



Resultados de Fase 2



Preparado por equipo de Investigación y Proceso de MAPS Chile
octubre de 2014

Qué es MAPS Chile

MAPS Chile es un proyecto gubernamental que entrega, fruto de un proceso de investigación y participación multi-actor, evidencia, proyecciones y opciones para disminuir las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) y avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono en Chile. En particular, el proyecto busca apoyar la toma de decisiones –de actores públicos y privados– ofreciendo opciones de políticas públicas e iniciativas privadas, compatibles con los objetivos de un desarrollo inclusivo, competitivo y bajo en carbono. Más antecedentes sobre el proyecto se pueden encontrar en www.mapschile.cl.

Sobre la autoría de este documento

Los contenidos de este documento se basan en el trabajo producido por los equipos consultores, el cual ha sido revisado y elaborado subsecuentemente por el equipo de investigación y proceso de MAPS Chile.

El Grupo de Construcción de Escenarios (GCE) ha participado en el proceso de desarrollo del proyecto desde el comienzo, revisando y haciendo sugerencias significativas, tanto metodológicas como de contenidos.

Los Grupos Técnicos de Trabajo (GTT) han aportado información y sugerencias relevantes para el avance del trabajo. El Comité Directivo del proyecto, conformado por representantes de siete ministerios del estado chileno, ha revisado y aprobado el proceso y sus resultados.

A menos de que se indique de otro modo en el texto, el Grupo de Construcción de Escenarios suscribe los resultados aquí presentados. En la introducción de este documento se entrega información detallada sobre todos los grupos y personas que han participado en MAPS Chile.

Cita recomendada

MAPS Chile (2014). Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente; Santiago, Chile.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

I. PRÓLOGO.....	5
II. RESUMEN EJECUTIVO	7
II.1 EL PROYECTO MAPS Y EL PROPÓSITO DE ESTE DOCUMENTO.....	7
II.2 LA LÍNEA BASE 2013-2030	8
II.3 LOS ESCENARIOS DE MITIGACIÓN	12
II.4 RESULTADOS MACROECONÓMICOS	18
II.5 PRÓXIMOS PASOS	19
II.5.1 Las negociaciones internacionales sobre cambio climático y su relación con los resultados del proyecto MAPS Chile	19
II.5.2 La Fase 3 de MAPS Chile.....	20
III. EL PROYECTO Y EL CONTEXTO	21
III.1 LAS NEGOCIACIONES INTERNACIONALES SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO	21
III.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE MAPS CHILE.....	22
III.3 MAPS CHILE – OBJETIVOS Y COMPONENTES	23
III.4 QUIÉNES DESARROLLAN MAPS CHILE – FASE 2.....	26
III.4.1 Comité Directivo	26
III.4.2 Grupo de Construcción de Escenarios (GCE)	27
III.4.3 Grupos Técnicos de Trabajo (GTT)	27
III.4.4 Equipos Consultores de Fase 2	27
III.4.5 Comité Ejecutivo - equipo investigación y proceso.....	28
III.4.6 Secretaría Ejecutiva.....	28
III.4.7 La agencia implementadora – PNUD.....	29
III.4.8 El financiamiento de MAPS Chile	29
III.5 EL PROCESO MAPS CHILE (FASE 2)	29
III.6 SUGERENCIAS PARA LA REVISIÓN DE LOS RESULTADOS DE FASE 2.....	31
IV. LÍNEA BASE 2013 - 2030	32
IV.1 SUPUESTOS CLAVE	32
IV.1.1 Población	32
IV.1.2 PIB.....	32
IV.1.3 Tipo de cambio nominal.....	34
IV.1.4 Tasa de interés nominal	34
IV.1.5 Criterio de proyección población regional	35
IV.1.6 Criterio de proyección PIB regional.....	35
IV.1.7 Precio combustibles.....	35
IV.1.8 Factores de emisión	37
IV.1.9 Tratamiento de acciones tempranas de mitigación de emisiones de GEI previas a 2013.....	37
IV.2 ANÁLISIS DE COHERENCIA ENTRE SECTORES	38
IV.2.1 Planteamiento del problema.....	38
IV.2.2 Metodología de trabajo.....	38
IV.3 RESULTADOS SECTORIALES.....	40
IV.3.1 Sector generación eléctrica y transporte de electricidad	40
IV.3.2 Sector transporte y urbanismo	49

IV.3.3	Sector minería y otras industrias.....	59
IV.3.4	Sector comercial, público y residencial.....	66
IV.3.5	Sector agropecuario y cambio de uso de suelo.....	72
IV.3.6	Sector forestal y cambio de uso de suelo	77
IV.3.7	Sector residuos antrópicos	84
IV.4	RESULTADOS AGREGADOS Y ANÁLISIS.....	92
IV.4.1	Resultados agregados	92
IV.4.2	Análisis de sensibilidad.....	94
IV.4.3	Comparación Línea Base 2007	95
IV.4.4	Análisis de resultados	97
V.	ESCENARIOS DE ACCIONES DE MITIGACIÓN	100
V.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	100
V.1.1	Las medidas de mitigación y curvas de abatimiento	100
V.1.2	Los escenarios de mitigación (EM)	102
V.2	BIBLIOTECA DE ACCIONES DE MITIGACIÓN	106
V.2.1	Sector generación eléctrica y transporte electricidad	107
V.2.2	Sector transporte y urbanismo	110
V.2.3	Sector industria y minería.....	116
V.2.4	Sector comercial, público y residencial.....	120
V.2.5	Sector agropecuario y cambio de uso de suelo.....	123
V.2.6	Sector forestal y cambio de uso de suelo	124
V.2.7	Sector residuos antrópicos	125
V.3	DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE MITIGACIÓN.....	127
V.3.1	Sector generación eléctrica y transporte electricidad	127
V.3.2	Sector transporte y urbanismo	129
V.3.3	Sector industria y minería.....	131
V.3.4	Sector comercial, público y residencial.....	134
V.3.5	Sector agropecuario y cambio de uso de suelo.....	136
V.3.6	Sector forestal y cambio de uso de suelo	136
V.3.7	Sector residuos antrópicos	137
V.4	RESULTADOS NACIONALES.....	138
V.5	CONCLUSIONES	140
V.6	RESULTADOS SECTORIALES.....	142
V.6.1	Sector generación eléctrica y transporte de electricidad	142
V.6.2	Sector transporte y urbanismo	147
V.6.3	Sector industria y minería.....	151
V.6.4	Sector comercial, público y residencial.....	153
V.6.5	Sector agropecuario y cambio de uso de suelo.....	155
V.6.6	Sector forestal y cambio de uso de suelo	157
V.6.7	Sector residuos antrópicos	159
V.7	RESULTADOS DE ESCENARIO BASE SIN MEDIDAS	161
VI.	MODELO MACROECONÓMICO	164
VI.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO	164
VI.1.1	Hogares.....	165
VI.1.2	Firmas	166

VI.1.3	Gobierno.....	166
VI.1.4	Vínculos entre los modelos sectoriales y la estructura del modelo MEMO II	166
VI.2	MARCO DE TRABAJO MODELO MEMO II	167
VI.2.1	Solución del modelo.....	168
VI.2.2	Calibración del modelo.....	168
VI.2.3	Simulación de la Línea Base 2013	169
VI.2.4	Simulación de escenarios de mitigación.....	171
VI.2.5	Interpretación de emisiones del modelo macroeconómico.....	173
VI.3	RESULTADOS DE ESCENARIOS	175
VI.3.1	Impuesto al carbono.....	175
VI.3.2	Escenario esfuerzo base	180
VI.3.3	Escenario esfuerzo alto	183
VI.3.4	Escenario eficiencia energética	186
VI.3.5	Conclusiones	189
VII.	PLATAFORMA DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO, MAPS CHILE	191
VII.1	OBJETIVO GENERAL.....	191
VII.2	MAPA DEL PORTAL WEB	191
VII.3	ESTRUCTURA GENERAL: SISTEMA DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO Y REPOSITORIO DE MEDIDAS.....	192
VIII.	COMENTARIOS DEL GRUPO DE CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS.....	195
VIII.1	TEMAS ASOCIADOS A ENERGÍA	195
VIII.1.1	Energía eléctrica	195
VIII.1.2	Eficiencia energética	197
VIII.2	SECTOR COMERCIAL, PÚBLICO Y RESIDENCIAL.....	197
VIII.3	TRANSPORTE.....	198
VIII.4	MINERÍA	199
VIII.5	FORESTAL	199
VIII.6	AGROPECUARIO	200
VIII.7	LÍNEA BASE 2013	201
IX.	CONCLUSIONES.....	204

I. PRÓLOGO

El proyecto MAPS Chile comenzó hace más de 2 años con un desafío ambicioso: pensar, modelar, analizar y discutir posibles escenarios futuros para mitigar efectivamente las emisiones de gases efecto invernadero de Chile. Y como en muchos procesos que abordan temas complejos con rigurosidad en lo científico, y con legitimidad, credibilidad y transparencia en la dimensión social, sus resultados son tan importantes como el camino recorrido.

Esta iniciativa del Estado de Chile constituye un esfuerzo inédito de investigación, acompañado de un amplio y organizado proceso participativo de actores relevantes, con experiencia y conocimiento sobre cambio climático y temas afines. Para ello se constituyó como ente asesor un Grupo de Construcción de Escenarios, con más de 60 profesionales de diversos ámbitos de la sociedad (público, privado, académicos, consultores y ONGs), y se convocó a más de 200 personas con conocimiento de los diversos sectores productivos relevantes para que contribuyeran con su experiencia en más de 20 reuniones de grupos técnicos.

MAPS Chile es, en este sentido, un buen ejemplo de cómo el país puede abordar temas relevantes y generar evidencia para orientar, con transparencia y legitimidad, las complejas decisiones que los diversos actores del país deben tomar.

Hoy este proyecto entrega insumos clave para dar forma a la posición chilena de negociación internacional y pavimentar el camino de un desarrollo resiliente, bajo en carbono, competitivo e inclusivo para Chile. Esta publicación es rica en antecedentes relevantes para que diversas instituciones públicas, privadas y de la sociedad civil orienten su toma de decisiones sobre la mitigación del cambio climático en Chile.

En particular, el documento entrega proyecciones de las emisiones de gases efecto invernadero del país bajo distintos escenarios: desde la situación base –sin considerar medidas específicas de mitigación después de 2012—, hasta distintos niveles de esfuerzo de mitigación para los próximos años. Estos análisis se detallan con información de costos, tanto sectoriales como integrados en la economía nacional a través de la modelación de variables macroeconómicas, y se agrega además un completo análisis de las principales medidas de mitigación consideradas sectorialmente.

Este esfuerzo se enmarca dentro de los ejes principales del Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet para el cumplimiento del compromiso voluntario de nuestro país para reducir sus emisiones, anunciado en 2009 ante Naciones Unidas. Por otra parte, y tal como lo sostuvo recientemente la Mandataria en la Cumbre Climática de Nueva York, el país está embarcado en la elaboración de una nueva política sobre cambio climático, y esperamos contar con un anteproyecto de contribución nacional post 2020 a mediados de diciembre para consulta pública. MAPS Chile entrega –especialmente en sus resultados de Fase 2, presentados en esta publicación— insumos cruciales para que Chile logre estos propósitos de una manera informada y responsable.

Estamos profundamente agradecidos de quienes han permitido llevar a buen puerto la Fase 2 de MAPS Chile. A los donantes internacionales que generosamente han dispuesto los recursos para este proyecto. Al liderazgo y seriedad de la contraparte técnica de Sudáfrica, que crearon la iniciativa MAPS y que la han sostenido en Brasil, Colombia, Perú y Chile. También a los profesionales de siete ministerios que conforman el Comité Directivo de MAPS Chile, que se reúne y toma las decisiones del proyecto desde sus inicios. A los miembros del Grupo de Construcción de Escenarios, a quienes

participaron de las reuniones de los grupos técnicos de trabajo y que desinteresadamente entregaron información sectorial relevante, a los más de 50 consultores que participaron en los equipos de Fase 2, y en especial, al equipo profesional de MAPS Chile, que ha contado con la participación de la Universidad de Chile y la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Pablo Badenier Martínez
Ministro del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

II. RESUMEN EJECUTIVO

II.1 EL PROYECTO MAPS Y EL PROPÓSITO DE ESTE DOCUMENTO

MAPS es un acrónimo en inglés que quiere decir *Mitigation Action Plans and Scenarios*. El proyecto tiene su origen en Sudáfrica, en una iniciativa que ocurrió entre 2005 y 2008 y que se llamó LTMS, *Long Term Mitigation Scenarios*. Actualmente se desarrollan proyectos MAPS en Brasil, Colombia, Perú y Chile; iniciativas similares que cuentan con el apoyo técnico de Sudáfrica.

MAPS busca generar la mejor evidencia posible para informar la toma de decisiones sobre la mitigación del cambio climático y el desarrollo bajo en carbono en cada país. En particular, MAPS busca identificar trayectorias probables -con distintos niveles de esfuerzo de mitigación-, analizar sus posibles consecuencias, y socializar esta información con actores clave. Se espera que estas iniciativas contribuyan significativamente a los países en sus procesos de negociación internacional, al amparo de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC, por su sigla en inglés).

MAPS Chile comenzó a fines de 2011, obedeciendo un mandato de seis ministros de Estado que requerían que el proyecto estudiara y entregara las mejores opciones que tiene el país para la mitigación de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI).

El proyecto tiene tres fases. La primera, terminada a mediados de 2012, desarrolló la Línea Base de emisiones de GEI 2007-2030 (es decir, una proyección de la economía chilena situada en el año 2006 sin considerar esfuerzos para reducir emisiones de GEI, pero incluyendo la evolución tecnológica natural de los sectores económicos) y estudió además posibles trayectorias de las futuras emisiones de GEI del país que cumplan con las recomendaciones científicas que el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) hace para el mundo. A esto último se le llamó “dominio requerido por la ciencia”. Los resultados de Fase 1 son públicos.

Los resultados de la segunda fase se plasman en forma resumida en este documento y se pueden descargar del sitio web del proyecto. En esencia, estos resultados incluyen: la Línea Base de emisiones de GEI 2013-2030, las medidas y escenarios de mitigación, junto a un análisis de los efectos macroeconómicos asociados a los distintos escenarios.

La tercera y última fase de MAPS Chile incluirá, entre otros productos, una revisión y refinamiento de los resultados obtenidos en la segunda fase, una estimación de los cobeneficios asociados a las principales medidas de mitigación, y un análisis de los posibles enfoques y medidas de mitigación para el largo plazo (2030-2050). La tercera fase de MAPS Chile terminará en diciembre de 2015, a tiempo para la vigesimoprimer conferencia de las partes de la UNFCCC que ocurrirá en ese mismo momento en París.

La dirección del proyecto está en manos de un Comité Directivo interministerial, en el cual participan regular y activamente representantes de siete ministerios del país: Relaciones Exteriores, Hacienda, Agricultura, Minería, Transporte y Telecomunicaciones, Energía y Medio Ambiente. Desde su inicio, el proyecto convocó a un Grupo de Construcción de Escenarios, instancia en la cual han trabajado continua y voluntariamente más de 60 personas de los sectores público, privado, académico y de la sociedad civil. Adicionalmente, más de 200 personas han sido parte de reuniones sectoriales de Grupos Técnicos de Trabajo. Con todo, se estima que más de 300 personas, incluyendo a los diversos equipos consultores de universidades y prestigiosas instituciones del país, han participado activamente en MAPS Chile. El financiamiento para la realización de MAPS Chile ha provenido de

Children Investment Fund Foundation (CIFF), la Alianza Clima y Desarrollo (CDKN), los gobiernos de Suiza, Dinamarca y Chile, y totalizará cerca de 4 millones de dólares para los más de 4 años de trabajo.

II.2 LA LÍNEA BASE 2013-2030

Desde el inicio del proyecto estaba contemplada la realización de dos proyecciones de Línea Base: 2007-2030 y 2013-2030. Mientras la primera correspondía a un requerimiento pendiente para completar el compromiso voluntario de Chile (suscrito en 2009 y ratificado en 2010 en el contexto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), la segunda representa la información más actualizada y relevante para medir los esfuerzos de mitigación de ahora en adelante, y especialmente en el contexto de las negociaciones actuales, que buscan sellar hacia fines de 2015 un régimen vinculante de reducción de emisiones de GEI para países desarrollados y en desarrollo. El trabajo realizado durante Fase 1 sobre la Línea Base 2007-2030 constituyó una experiencia y aprendizaje valiosos para ahora, en Fase 2, desarrollar la Línea Base 2013-2030.

La Línea Base 2013-2030 de emisiones de GEI para Chile fue construida a partir del estudio de los siete sectores más relevantes en términos de emisión y captura en el país: i) generación eléctrica y transporte de electricidad ii) minería e industrias, que incluye cobre, procesos industriales y otras industrias; iii) transporte y urbanismo; iv) comercial, residencial y público; v) agropecuario y cambio de uso de suelo; vi) forestal y cambio de uso de suelo, y vii) residuos.

La metodología utilizada para la proyección de la Línea Base 2013-2030 contempló la modelación sectorial utilizando información homogénea y coherente sobre el comportamiento proyectado de la economía para los diferentes sectores¹; se incluyó una propuesta metodológica para reconocer y explicitar cómo ocurren las interrelaciones entre los sectores, lo que permitió generar escenarios comparables, facilitando la adición de resultados a nivel agregado.

A continuación, se resumen los principales resultados y la Figura 1 presenta la proyección obtenida en la Línea Base 2013-2030 para el escenario de crecimiento medio del PIB.

- El sector generación eléctrica y transporte de electricidad es el que más contribuye en emisiones al año 2020, alcanzando un 38,5% de participación en el escenario de tasa de crecimiento medio² del PIB, que, de acuerdo con los supuestos acordados, considera una tasa real de 4,2% en 2020 y 3,3% en 2030, seguido por el sector transporte (21,2%) e industrias y minería (17,5%).
- El sector generación eléctrica alcanzaría un nivel promedio³ de emisiones de 55,1 millones tCO₂eq el año 2020 y 64,1 millones tCO₂eq el 2030. El alza de emisiones en este sector se explica

¹ Para el tratamiento de la coherencia entre sectores desde el punto de vista agregado, es decir, de los efectos en conjunto de la actividad económica del país, se puso a disposición de los consultores supuestos de proyección compartidos para las siguientes variables: i) Tasa de crecimiento del PIB, ii) Precio de los combustibles, iii) Proyecciones de tipo de cambio, iv) Proyecciones de la tasa de interés nominal, v) Criterios para proyectar el PIB regional, vi) Criterios para proyectar la población regional, vii) Escenarios climáticos a considerar.

² La proyección para los años 2013-2050 de la tasa de crecimiento del PIB, se construyó en base a una serie de criterios que dan origen a 3 escenarios: Bajo, Medio y Alto. Luego de discusión con el GCE y el CD se decidió por utilizar y presentar los resultados en base a las proyecciones del valor medio del PIB.

³ El plan de expansión para la Línea Base 2013 se obtuvo utilizando un modelo de optimización que minimiza el costo de inversión en nuevas centrales y el costo de operación y mantenimiento para distintos escenarios hidrológicos y de demanda (para más detalles ver informe sectorial). El plan de expansión seleccionado fue aquel

principalmente por el incremento de la demanda eléctrica y las proyecciones de aumento en la generación a base de carbón. A partir del año 2025 se observa una disminución de la tasa de crecimiento de las emisiones en el sector, por una reducción de la energía generada con GNL a partir del año 2025 y un aumento de la generación con fuentes renovables (energía geotérmica, eólica y solar).

- Los dos sectores que siguen en orden de contribución de emisiones son transporte y minería e industria. Para el primero se estima un total de emisiones de 30,5 millones tCO₂eq el año 2020 y 43,0 millones tCO₂eq el año 2030, en la proyección de PIB medio; mientras que para el sector industria y minería se proyecta un total de emisiones de 24,9 millones tCO₂eq el año 2020 y 31,0 millones tCO₂eq el año 2030, para la misma proyección de PIB. Las emisiones del sector transporte crecen principalmente por el aumento de viajes en transporte privado (automóviles), el incremento de viajes domésticos en aviones y, en menor medida, al crecimiento del transporte de carga. En el caso del sector industrial las emisiones crecen principalmente por el aumento de la actividad productiva, el crecimiento de la demanda internacional de minerales y la disminución de las leyes de extracción.
- Para los sectores CPR y agropecuario y cambio de uso de suelo se estiman emisiones en un orden de magnitud cercano a los 15 millones tCO₂eq, al año 2020, cada uno. Esta similitud en el total de emisiones varía en la proyección al año 2030, cuando el sector CPR supera en cerca de 4 millones tCO₂eq a las emisiones del sector agropecuario. El aumento del nivel de emisiones del sector CPR se explica porque la importancia de la leña empieza a decaer en el periodo, dadas las restricciones ambientales que se imponen a su uso, por lo que otros energéticos, como el gas licuado y el kerosene, aumentan su participación en el sector residencial. Adicionalmente, se proyecta un aumento de las emisiones de GEI del sector comercial, que se aprecia mayormente con posterioridad al año 2025, por un mayor uso del petróleo diésel en el sector. En el caso del sector agropecuario, las emisiones crecen principalmente por el aumento del número de cabezas de ganado.
- Para el sector residuos se estima un total de emisiones de 4,1 millones tCO₂eq el año 2020 y 5,3 millones tCO₂eq el 2030. La subcategoría de residuos urbanos es la que más contribuye a las emisiones del sector y su crecimiento se explica principalmente por el alza de la población.
- El sector forestal mantiene su carácter de sumidero de emisiones, sin embargo, se observa una tendencia a la baja de la captura neta (millones tCO₂eq) desde un rango de (28,3 a 18,7) en el año 2013 a un rango de (25,3 a 16,4) en el año 2030. La reducción se explica principalmente por la disminución de la superficie de renoval que pasa a la categoría adulto la que, al estar en equilibrio, no captura emisiones, y a la disminución de la captura del subsector de plantaciones.

que minimiza el costo esperado considerando 10 escenarios construidos a partir de dos proyecciones de consumo eléctrico y cinco series hidrológicas. Se habla de nivel promedio de emisiones debido a que se simuló el despacho de las centrales que resultaron del plan de expansión considerando un análisis de incertidumbre en la proyección de la demanda eléctrica, hidrológicas, precios de combustibles y factores de planta de centrales eólicas y solares. El valor promedio corresponde al promedio simple de las emisiones para los 100 escenarios construidos a partir de las variables con incertidumbre. Los escenarios de demanda eléctrica fueron el resultado de las proyecciones de los consultores sectoriales de los sectores de industria y minería, CPR y transporte considerando los distintos escenarios de crecimiento del PIB. Las hidrológicas se construyeron a partir de series históricas observadas.

- En el escenario de tasa de crecimiento medio del PIB las emisiones totales crecen cerca de un 50% entre el 2013 y 2020, y aumentan en un 100% en el periodo 2013-2030. La tasa anual equivalente de crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero es en promedio un 4,1% entre 2013 y 2030. La tasa de crecimiento de las emisiones para el horizonte 2013-2030 es similar a la tasa de crecimiento promedio del PIB. En parte, el incremento de las emisiones se explica por el crecimiento económico del país. Sin embargo, es importante mencionar que el PIB no fue la variable explicativa utilizada para todos los sectores. Más detalles se pueden encontrar en el informe completo de resultados.
- A partir del 2025 se estima una disminución de la tasa de crecimiento de las emisiones totales debido principalmente a la estabilización de las emisiones del sector generación eléctrica.
- Las emisiones per cápita en 2020 se acercan a 5 tCO₂eq y en 2030 suben a cerca de 8 tCO₂eq.

La Figura 1 presenta los resultados de Línea Base 2013-2030 para el escenario de crecimiento medio del PIB. La Figura 2 presenta las participaciones relativas de cada sector en el total de emisiones de la Línea Base 2013-2030. Cabe mencionar que en este caso no se considera el sector forestal que se caracteriza por capturar emisiones. Se aprecia una tendencia similar a la actual con un decrecimiento relativo de las emisiones de los sectores agropecuario e industria minería y un crecimiento menor de los sectores CPR, generación eléctrica y transporte.

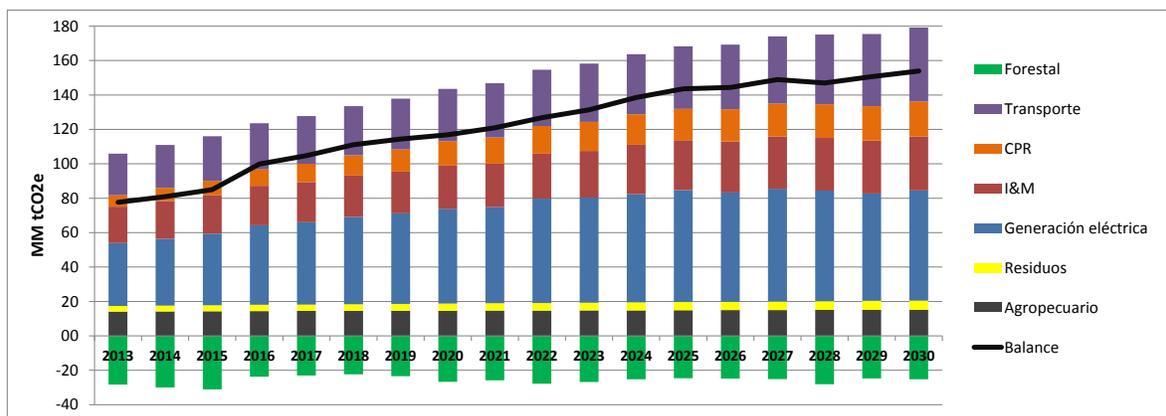


Figura 1: Línea Base 2013 (proyección de PIB medio) considerando todos los sectores. Fuente: MAPS Chile, 2014

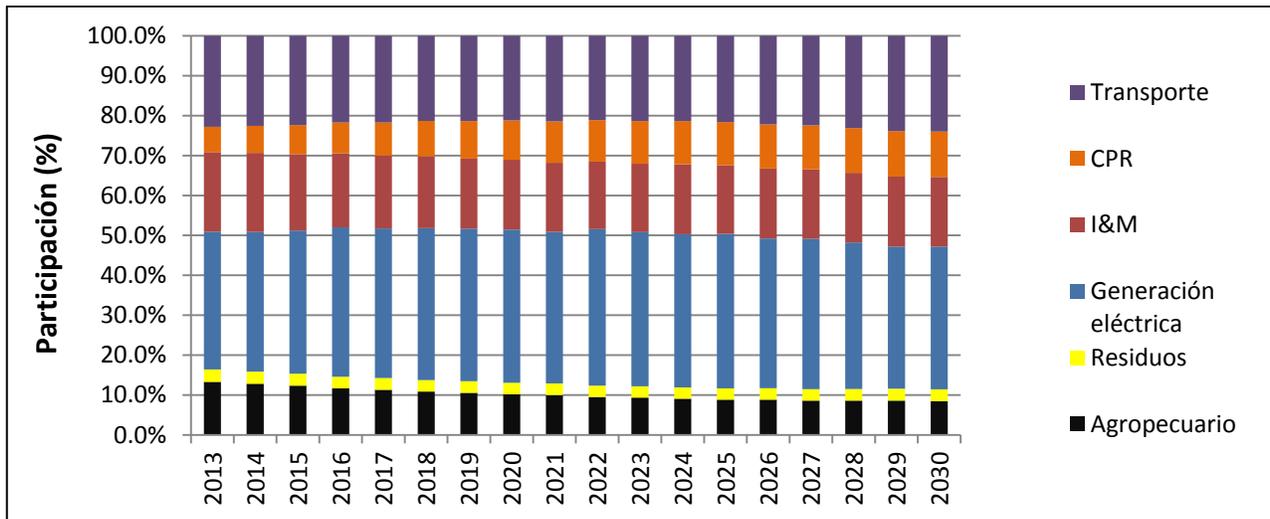


Figura 2: Participación relativa de cada sector en el total de emisiones de LB2013-2030, sin incluir las capturas del sector forestal. fuente: MAPS Chile, 2014.

La Figura 3 presenta la distribución de emisiones per cápita a nivel mundial elaborada a partir de la información disponible en las bases de datos del Banco Mundial. Si bien el año 2030, la distribución de emisiones de los países va a cambiar, la ubicación de Chile al 2030 permite apreciar su situación relativa a países con los que puede compararse en su proyección al año 2030.

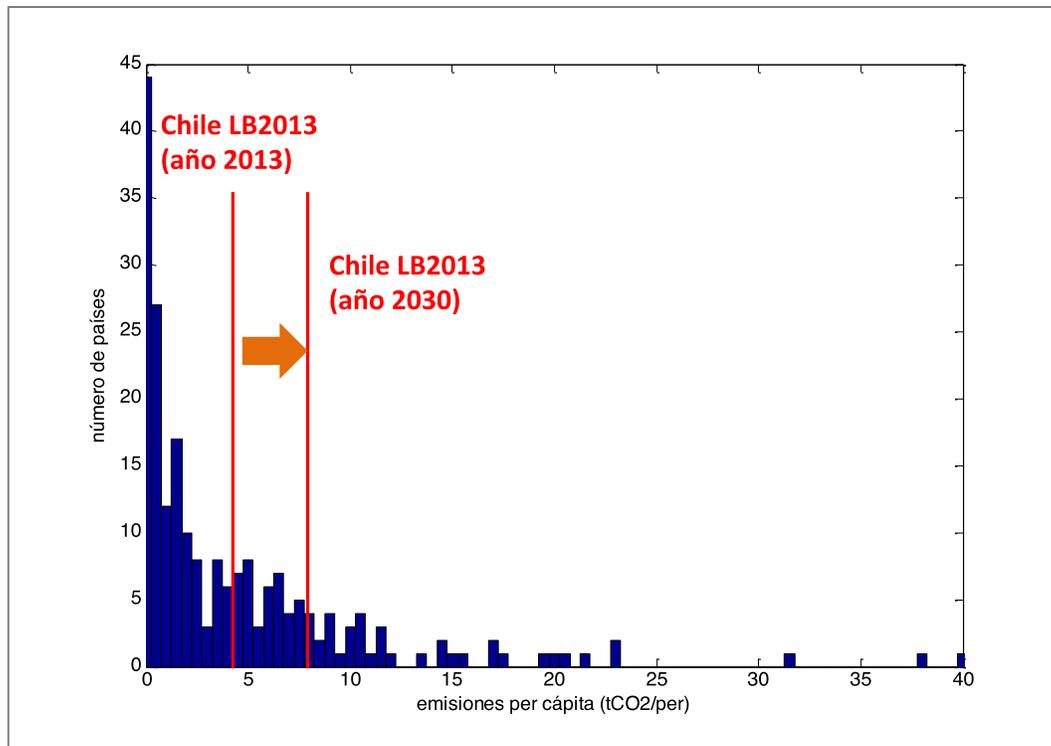


Figura 3: Distribución de emisiones per cápita de países. La distribución de las emisiones per cápita al año 2030 no necesariamente es la misma que se observa al año 2010. La ubicación relativa de Chile es sólo referencial. Fuente: elaboración propia a partir de datos de emisiones de 2010 del Banco Mundial

Si bien al año 2030, la distribución de emisiones de los países va a cambiar, la ubicación de Chile al 2030 permite apreciar su situación relativa a países con los que puede compararse en su proyección al año 2030.

II.3 LOS ESCENARIOS DE MITIGACIÓN

El proyecto MAPS Chile en su Fase 2 identificó, analizó y evaluó más de 96 medidas de mitigación de emisiones de GEI, a las que se suman distintos niveles de aplicación de las mismas.

El número de medidas analizadas por sector varía de acuerdo a las posibilidades técnicas y económicas existentes. Se realizó el siguiente proceso de identificación y evaluación:

- El equipo profesional de MAPS Chile hizo una revisión exhaustiva de los estudios disponibles en el país –para los diversos sectores— sobre mitigación del cambio climático.
- De esta revisión se identificaron medidas que fueron incluidas, como un conjunto mínimo a estudiar –en los términos de referencia que definieron la contratación bajo licitación administrada por PNUD–, por parte de los equipos consultores sectoriales.
- Los términos de referencia aludidos también incluyeron requerimientos específicos en cuanto a la identificación y evaluación de un conjunto mayor de medidas de mitigación.
- Las medidas que fueron identificando y evaluando los equipos consultores sectoriales se sometieron a la revisión de los Grupos Técnicos de Trabajo (también sectoriales), al Grupo de Construcción de Escenarios y al Comité Directivo del proyecto.
- Fruto de las discusiones sostenidas y de la retroalimentación obtenida, la lista definitiva de medidas fue tomando forma, así como su correspondiente evaluación.
- Este proceso de investigación y discusión tomó más de un año.
- Es importante destacar que las medidas analizadas en este proyecto no agotan todas las posibilidades existentes. De hecho, durante el desarrollo del proyecto, surgieron otras medidas⁴ que, por distintas razones (tiempo, estado de avance de las consultorías, etc.), no pudieron ser abordadas.

La Tabla 1, a continuación, presenta las medidas de mitigación con los mayores potenciales de abatimiento entre el periodo 2013-2030. Si bien en el proyecto MAPS Chile se analizaron más de 96 medidas de mitigación, se observa que un grupo reducido de ellas es el que potencialmente contribuye con las mayores reducciones. Asimismo, es importante destacar que la evaluación de los escenarios analizados en el proyecto MAPS Chile consideró la interrelación entre estas medidas y los distintos niveles de aplicación (Nivel 1 hasta Nivel 3). Por tanto, la suma individual de las reducciones de emisiones no necesariamente corresponde a la reducción obtenida de la implementación simultánea de éstas.

⁴ Algunos ejemplos de medidas no incluidas son: captura de emisiones mediante turberas, uso de biocombustibles fabricados a partir de microalgas, uso de gas natural en el transporte de carga caminero, buses eléctricos para el transporte de personas, etc.

Tabla 1: Selección de medidas analizadas con los mayores potenciales de abatimiento entre el periodo 2013-2030. Las medidas fueron ordenadas sectorialmente de mayor a menor potencial de abatimiento.

Sector	Nombre de la medida	Reducción promedio anual (millón tCO ₂ eq)	Reducción acumulada (millón tCO ₂ eq)
Energía Eléctrica	Aumento sustantivo de la generación con GNL (Subsidio al GNL)	11,9	118,9
	Expansión hidroeléctrica en Aysén ⁵	12	107,6
	Incentivos a una tecnología ERNC específica- Eólica (Nivel 2)	5,0	79,3
	Interconexión regional con otros países	6,6	66,2
	Incentivo a una tecnología ERNC específica- Solar Fotovoltaica (Nivel 2)	2,7	42,9
	Modificación de la Ley ERNC (30/30)	6,2	31,1
Transporte	Metas de consumo energético y de emisiones de CO ₂ para el parque de vehículos nuevos (Nivel 3)	2,1	34,3
	Vehículos de cero y baja emisión (Nivel 3)	1,1	15,8
	Infraestructura modo bicicleta (Nivel 3)	0,5	7,7
	Mejoras tecnológicas en modo aéreo (Nivel 3)	0,3	4,7
	Plan de preparación para la electro movilidad de taxis (Nivel 3)	0,2	2,8
Industria y Minería	Medidas de eficiencia energética para el transporte en la minería	0,9	14,4
	Uso eficiente de la energía en la industria impulsada por auditorías energéticas y aplicación de medidas detectadas	0,7	10,9
	Estándar (voluntario) de eficiencia energética en nuevos proyectos mineros	0,6	9,9
	Energías renovables para usos térmicos en instalaciones nuevas y existentes	0,4	6,3
	Proyectos de autogeneración de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras	0,3	4,8
Forestal	Fomento a la forestación	4,4	66,5
	Edificación y captura en madera de productos cosechados	0,05	0,7
CPR	Restricción a la entrada de equipos de iluminación residencial mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	0,5	8,5
	Programa de adopción de sistemas solares térmicos	0,3	5
	Calificación energética de viviendas existentes	0,2	3,6
	Programa de recambio de aireadores	0,2	2,9
	Restricción a la entrada de refrigeradores comerciales mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	0,2	2,9
Residuos	Tratamiento mecánico biológico (TMB)	1,2	16,5
	Aumento de captura y quema de biogás con antorchas (Nivel 1)	1	15,4
	Planta de digestión anaeróbica en base a residuos sólidos municipales (Nivel 3)	0,2	2,7
Agropecuario	Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	0,2	2,7
	Utilización de energías renovables no convencionales (ERNC) en agricultura en riego	0,1	1,7
	Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica	0,1	1,4

El desafío siguiente fue la conformación de escenarios de mitigación. Se concibieron como “empaquetamientos” de las medidas. Es decir, en contraste con los escenarios que imaginan y plasman

⁵ Existe incertidumbre sobre la factibilidad de implementación de los proyectos hidroeléctricos en la región de Aysén. Esta medida fue incluida en la evaluación de los escenarios de esfuerzo medio, esfuerzo alto y energías renovables.

una visión de futuro, aquellos realizados por MAPS Chile han seguido un enfoque pragmático de agrupar medidas de mitigación según una lógica de utilidad e interés para el proyecto.

Existen numerosas maneras de agrupar (o empaquetar) medidas en escenarios de mitigación. MAPS Chile, fiel al mandato interministerial que guía el trabajo, y respetuoso de los principales actores que participan en el proyecto -el Comité Directivo y el Grupo de Construcción de Escenarios- procedió de acuerdo con la siguiente taxonomía:

- **Escenarios definidos por el Comité Directivo de MAPS Chile:** se desarrolló el escenario de mitigación (EM) relacionado con políticas de impuestos a las emisiones de carbono⁶. Esta simulación se realiza de manera independiente de las demás medidas de mitigación (de modo de ver el efecto atribuido sólo al impuesto al carbono en la economía). Por otra parte, el Comité Directivo consideró necesario reservar la posibilidad de simular un EM que corresponda a la Línea Base 2013 (LB2013 o escenario “línea verde”), al cual se le restan un conjunto de acciones/medidas que lo conforman. Lo anterior tiene como finalidad estimar la contribución a la disminución de emisiones de acciones o medidas tempranas contempladas en LB2013. Cabe mencionar que este escenario sólo es evaluado para el año 2013.
- **Escenarios GCE:** corresponde a un conjunto de EM que resultaron de la sexta reunión del GCE (GCE6), donde se llevaron a cabo sesiones de trabajo tendientes a identificar escenarios de diferentes “niveles de esfuerzo” de mitigación para el país. La metodología general propuesta, para identificar un número acotado de EM, se explica brevemente a continuación:

Los niveles de esfuerzo se relacionan con: costos de abatimiento, factibilidad de materializar una medida de mitigación específica y su potencial de mitigación.

Se dispone así de tres atributos principales que ayudan a los miembros del GCE a diferenciar y priorizar las medidas de mitigación. Esta información permite en principio definir niveles de esfuerzo que orienten la incorporación o no de una determinada medida, en un EM específico.

A modo de ejemplo, un EM que represente un nivel de esfuerzo “base”, debiera incluir aquellas medidas que se caracterizan por un bajo costo de abatimiento, un alto potencial de mitigación y una alta factibilidad en poder concretarlas. En el otro extremo, y con la misma lógica, un EM de nivel de esfuerzo “alto” debiera incluir las medidas de mitigación que se caracterizan por un alto costo de abatimiento y una baja factibilidad.

La factibilidad, evaluada en primera instancia por los equipos consultores, puede separarse en las dimensiones técnica, institucional y financiera.

Dada la dificultad de poder formalizar en esta etapa una “evaluación cualitativa” de los cobeneficios (externalidades positivas y negativas ambientales, sociales, institucionales y económicas) de las medidas de mitigación, y que esta información pueda utilizarse como un criterio para conformar EM, estos elementos, en la medida en que fueron destacados por los

⁶ Es necesario precisar que los escenarios fueron elaborados durante 2013, cuando la reforma tributaria no estaba en el paisaje ni técnico ni político. Por otra parte, aquél analizado por MAPS Chile difiere en diversos términos del impuesto al carbono considerado en la reforma aludida. En particular, el impuesto considerado por MAPS Chile grava todas las fuentes (fijas y móviles) de emisión de CO₂eq.

miembros del GCE, han sido tratados como una señal preliminar y complementaria en el análisis de los distintos niveles de esfuerzo y del posterior empaquetamiento de medidas de mitigación, con el fin de definir un EM. La evaluación de cobeneficios propiamente tal de los diversos EM construidos será realizada posteriormente –durante 2014-2015— mediante un análisis exhaustivo, participativo y estructurado, de acuerdo con pautas metodológicas que fueron exploradas durante la Fase 2.

La elaboración de escenarios de mitigación incluyó un trabajo previo, de compilación y difusión de información relevante sobre cada medida considerada (lista exhaustiva y fichas). Durante la sexta reunión del GCE (GCE6) se presentó información específica sobre costos de abatimiento, potencial de mitigación y factibilidad de cada medida (curvas de costos y gráficos de abatimiento y factibilidad para cada sector). Un trabajo en grupos por sectores durante GCE6 permitió analizar y ajustar esta información. Posteriormente, en grupos multi-sectoriales, se procedió a identificar tres escenarios según nivel de esfuerzo: base, medio y alto. Finalmente, una discusión en plenaria permitió recoger observaciones y comentarios, además de sugerir y discutir los posibles escenarios específicos (ver a continuación).

- **Escenarios específicos:** adicionalmente a lo anterior, en la sexta reunión del GCE se abrió la posibilidad que el propio grupo sugiriera otros EM, distintos a los definidos por el CD y también a los relacionados con niveles de esfuerzo. El GCE definió 5 escenarios específicos (los cuales fueron posteriormente confirmados por el Comité Directivo de MAPS Chile):
- **Eficiencia energética:** empaquetamiento de las medidas de mitigación relacionadas con eficiencia energética.
- **Energías renovables no convencionales:** empaquetamiento de todas las medidas que incluyen la incorporación de energías renovables no convencionales considerando entre ellas: solar, geotérmica, eólica, biomasa y pequeña hidro.
- **Energías renovables:** empaquetamiento que incluye todas las medidas que incorporan energías renovables del escenario ERNC, más las grandes centrales hidroeléctricas. Este escenario considera, por ejemplo, la implementación del proyecto HidroAysén a partir del año 2021.
- **Energía nuclear:** empaquetamiento que incorpora el desarrollo de energía nuclear a partir del año 2030.
- **80/20:** se refiere a un escenario que agrupa a un conjunto reducido de medidas que suma un potencial alto de mitigación.

La reducción de emisiones de cada escenario se calcula con respecto a la LB2013. Del total de medidas de mitigación simuladas en los escenarios (92), 16 corresponden al sector generación eléctrica; 22 a transporte, 16 a industria y minería, 12 a CPR, 8 a agropecuario y cambio uso de suelo, 7 a forestal y cambio de uso de suelo y 11 medidas para el sector residuos. Asimismo, cabe mencionar, que las medidas de mitigación pueden distinguirse según los niveles de implementación. Es decir, una misma medida, puede llevarse a cabo con distintos niveles de esfuerzo o tasas de penetración.

La Figura 4 presenta los principales resultados en cuanto a las trayectorias de emisiones para los distintos escenarios analizados. Los costos totales asociados a cada escenario, así como otras variables macroeconómicas, son presentadas en la sección siguiente.

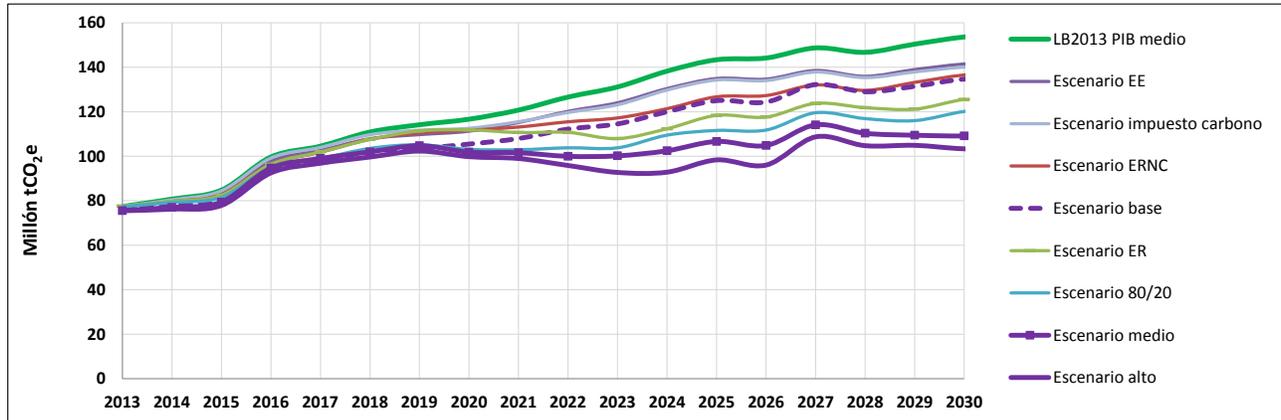


Figura 4: Proyección de emisiones para cada escenario de mitigación analizado. Fuente: MAPS Chile, 2014

De estos resultados se observa lo siguiente:

- **La reducción de emisiones al año 2020** (año de referencia para el compromiso voluntario de reducción de emisiones de Chile) **varía entre 4,1 y 16,8 millones tCO₂eq anuales, lo que equivale a una reducción del 3,5% y 14,4% con respecto a la Línea Base 2013.** Esto es para todos los escenarios analizados con los modelos sectoriales y sin considerar el resultado del modelo macroeconómico (descritos en la sección siguiente). Cabe recordar que la Línea Base 2013 no incorpora el efecto de las medidas de mitigación tempranas contenidas en esta Línea Base.
- **La reducción porcentual de emisiones al año 2030 es mayor respecto de la observada para el año 2020.** Esto se explica principalmente por el aumento de los niveles de implementación de las medidas a lo largo del horizonte de evaluación.
- **Los sectores que más pueden contribuir a la reducción de emisiones son los sectores de generación eléctrica, transporte y forestal** (en términos absolutos).
- **En términos porcentuales, los sectores que más contribuyen son los sectores generación eléctrica, residuos y forestal** (reducción con respecto a las emisiones de su propio sector en los modelos sectoriales).
- **El escenario 80/20 muestra que efectivamente un grupo reducido de medidas son las que reducen la mayor cantidad de emisiones.** La trayectoria de emisiones de este escenario está levemente por encima de la trayectoria de emisiones del escenario medio.
- **Se observa que los escenarios de esfuerzo medio y alto logran disminuir la tasa de crecimiento de las emisiones a partir del año 2025** (sin considerar eventuales efectos macroeconómicos; ver sección siguiente).
- **Las emisiones de CO₂eq per cápita asociadas a cada uno de estos escenarios fluctúan entre 5,4 (Escenario de Esfuerzo Alto) y 6,3 tCO₂eq (Línea Base 2013)** (Figura 5). Si no se consideran las capturas del sector forestal (Figura 6) este indicador varía entre **6,8 (Escenario de Esfuerzo Alto) y 7,7 tCO₂eq (Línea Base 2013).** Estos valores corresponden a las emisiones per cápita al año 2020.

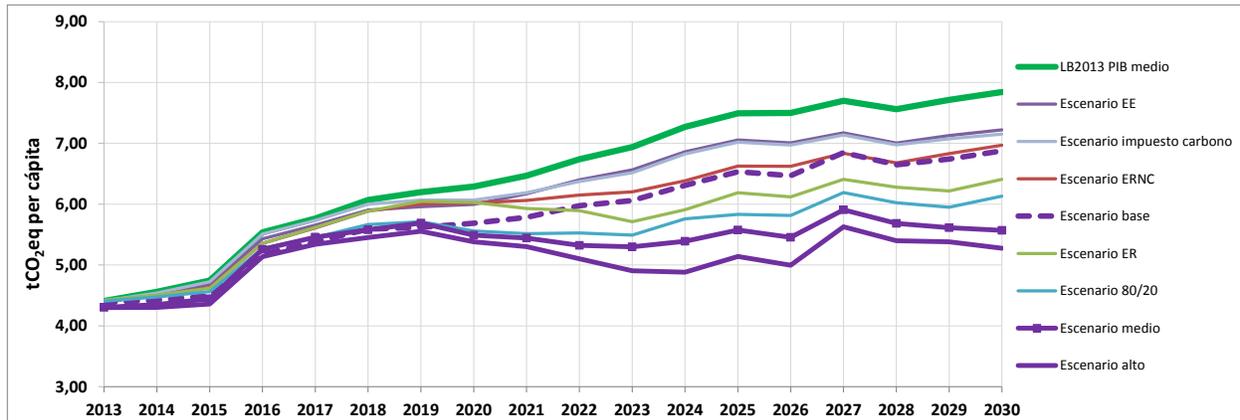


Figura 5: Proyección de emisiones per cápita para cada escenario de mitigación analizado. Fuente: MAPS Chile, 2014

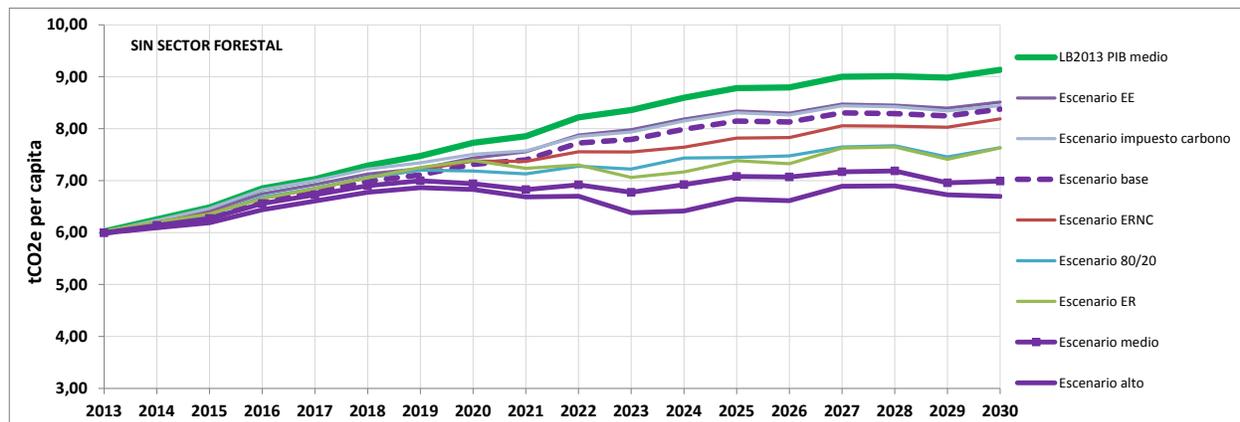


Figura 6: Proyección de emisiones per cápita para cada escenario de mitigación analizado, sin considerar el sector forestal. Fuente: MAPS Chile, 2014

II.4 RESULTADOS MACROECONÓMICOS

MAPS Chile, gracias a la contribución y cooperación del Ministerio de Hacienda, contrató y trabajó directamente con un equipo de consultores del Instituto de Investigación Estructural (IBS) de Varsovia, Polonia. El equipo de MAPS Chile y la contraparte del Ministerio de Hacienda trabajaron estrechamente con los consultores polacos en el desarrollo de un modelo de equilibrio general dinámico estocástico (DSGE, por sus siglas en inglés), utilizado para evaluar los impactos de equilibrio general –sobre el conjunto de la economía, considerando la interacción entre los diversos sectores analizados en el proyecto—sobre las emisiones agregadas y sobre los indicadores macroeconómicos (PIB, empleo, salarios, etc.). El modelo fue alimentado con insumos como: la Línea Base de emisiones de GEI nacional 2013-2030, las líneas base sectoriales, los gastos en capital (CAPEX) y en operación (OPEX) de cada una de las medidas de mitigación que conforman los distintos escenarios.

La estructura del modelo es la de una economía pequeña y abierta dividida en tres grandes bloques: los hogares, las firmas y el gobierno. Las firmas a su vez se presentan en una desagregación de 10 sectores productivos. Las interrelaciones entre estos agentes son especificadas utilizando la información de la matriz insumo producto de la economía chilena. El contexto de equilibrio general desarrollado permite estimar los impactos macroeconómicos y sobre emisiones de CO₂ considerando la interacción simultánea que existe entre los distintos agentes de la economía cuando se implementa un escenario de mitigación.

A diferencia de los enfoques que tradicionalmente se vienen utilizando en el análisis de la mitigación del cambio climático (por ejemplo las curvas MAC, curvas de costo de abatimiento marginal, por sus siglas en inglés), el modelo DSGE desarrollado, permite ver las dinámicas temporales causadas por la implementación de medidas de mitigación en los sectores y en la economía como un todo.

Un resumen de los resultados obtenidos se presentan en la tabla 2.

Tabla 2: Resumen de efectos macroeconómicos y emisiones según escenario (los valores señalados corresponden a desviaciones respecto a Línea Base 2013-2030, %). Fuente: MAPS Chile, 2014

Escenario	PIB		Empleo		Reducción de emisiones	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Impuesto al carbono (5 US\$)	-0,5%	-0,5%	-0,4%	-0,4%	-3,1%	-3,4%
Impuesto al carbono (20 US\$)	-1,8%	-1,8%	-1,5%	-1,6%	-12,3%	-13,5%
Base	0,1%	4,1%	-0,1%	3,5%	-8,2%	-9,3%
Medio	-0,3%	6,7%	-0,7%	5,5%	-10,9%	-23,4%
Alto	-0,1%	7,4%	-0,2%	6,3%	-12,2%	-26,2%
Eficiencia energética	-0,6%	3,3%	-0,8%	2,6%	-4,2%	-6,2%
ERNC	0,0%	0,6%	0,3%	-0,2%	-3,8%	-9,1%
Energías renovables	-0,1%	0,7%	0,3%	-0,2%	-4,1%	-15,2%
80/20	0,2%	1,2%	-0,3%	0,0%	-9,9%	-18,8%

*Las estimaciones presentas en la tabla corresponden al PIB valorado a precios de mercados, que incorpora el alza de precios como resultado de la imposición del impuesto al carbono. El mismo cálculo hecho para precios sin impuestos, como aproximación a la actividad económica medida en Cuentas Nacionales, resulta en desviaciones al 2030 de -0,5% y -1,8% para impuestos de 5 US\$ y 20 US\$, respectivamente.

Al respecto, se puede destacar:

- Se debe hacer notar que el ejercicio de impuesto al carbono desarrollado en este trabajo difiere del que ha sido incluido en la reforma tributaria. En el caso de MAPS Chile, el ejercicio aplica el impuesto al carbono a todas las fuentes de emisiones de la economía sin distinción, mientras que el diseñado para la reforma tributaria sólo grava a ciertas fuentes de emisiones. Adicionalmente, en el modelo la recaudación fiscal se transfiere directamente a los hogares a suma alzada con el objetivo de evaluar el impacto del impuesto sin efectos adicionales, como podría ser una política complementaria que destine los fondos recaudados a algún fin específico.
- Existen diferencias en las reducciones de emisiones estimadas por los modelos sectoriales y aquellas que resultan del modelo DSGE. En particular, para los escenarios que involucran una ganancia en eficiencia energética, el efecto de equilibrio general hace que las reducciones en emisiones estimadas en el modelo DSGE sean menores que en los modelos sectoriales, ya que las ganancias en eficiencias se traducen en mayor actividad económica y mayores emisiones. Por el contrario, el modelo macroeconómico estima una mayor reducción de emisiones en el escenario de un impuesto al carbono. La razón descansa en dos elementos: a) el impuesto se impone a toda la economía y no solamente al sector eléctrico como en el análisis sectorial; b) los efectos de equilibrio general provocan una reducción adicional de las emisiones.
- En el corto plazo (2020), se observa un impacto negativo no significativo en el empleo y en la producción en casi todos los escenarios, con la excepción del impuesto al carbono.
- Los escenarios de mitigación son costo efectivos al 2030, en el sentido que se verifica un aumento del PIB y de los niveles de empleo, excepto en el escenario de impuesto al carbono.

II.5 PRÓXIMOS PASOS

II.5.1 Las negociaciones internacionales sobre cambio climático y su relación con los resultados del proyecto MAPS Chile

Consistente con el mandato interministerial entregado a MAPS Chile, el proyecto ha entregado la mejor evidencia que ha podido desarrollar a la fecha. Ahora es el turno de las autoridades de proceder, en cuanto al compromiso voluntario, a informar a Naciones Unidas sobre la magnitud del 20% de desviación de las emisiones definido en el compromiso y, respecto a la contribución nacional en el régimen vinculante actualmente en negociación, explorar opciones factibles para el país a partir de los antecedentes y proyecciones que entrega el proyecto.

Al respecto, se puede destacar que:

- Los escenarios de mitigación evaluados entregan evidencia de las posibilidades de reducción de emisiones en el país al año 2020. La evaluación del cumplimiento del compromiso voluntario queda en manos del Gobierno de Chile y de la interpretación específica que se haga del mismo.
- Estos escenarios no consideran la cuantificación de cobeneficios (ahorros en gastos de salud, entre otros), que es materia de la Fase 3 de MAPS Chile.
- Existe un espacio de incremento de ambición al aumentar los niveles de implementación de algunas medidas sectoriales.
- En términos absolutos los sectores que más pueden contribuir a la reducción de emisiones son: generación eléctrica, transporte y forestal.

- Bajo requerimiento del Comité Directivo de MAPS Chile, se ha cuantificado el efecto al año 2013 de las medidas tempranas de mitigación en la Línea Base 2013-2030. Al respecto se puede mencionar:
 - ✓ Se evaluaron 11 medidas implementadas entre los años 2007-2013.
 - ✓ Las medidas incluyen, entre otras: Ley 20.257 (10% ERNC 2024), Ley 20.698 (20% ERNC 2025), eficiencia energética en la minería, Ley 20.365 (colectores solares), Ley 20.283 (bosque nativo), renovación DL701 (fomento forestación).
 - ✓ La reducción de emisiones al año 2013 varía entre 1,8 y 5,06 millones tCO₂eq (lo que equivale a una reducción de 2,3%-6,5% respecto de Línea Base con PIB medio en el año 2013). (corresponde a la versión revisada del resumen ejecutivo)
 - ✓ La estimación del efecto de las medidas entre 2014-2020 está pendiente.

II.5.2 La Fase 3 de MAPS Chile

La tercera fase del proyecto, que comienza durante el segundo semestre de 2014 y se extiende hasta fines de 2015, incluirá, entre otros componentes, una refinación de los resultados de Fase 2, una evaluación de los cobeneficios (o coimpactos) de las medidas de mitigación estudiadas hasta aquí, y un análisis de los enfoques de mitigación apropiados para el largo plazo (2030-2050).

III. EL PROYECTO Y EL CONTEXTO

III.1 Las negociaciones internacionales sobre cambio climático

Desde 1992 el mundo vive un proceso de conformación de un régimen internacional para responder a los desafíos del cambio climático. La Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio climático (CMNUCC) se ha articulado como la respuesta global para enfrentar esta situación, mediante negociaciones multilaterales donde los países participantes establecen acuerdos técnicos y políticos para avanzar conjuntamente hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esto responde a un principio fundamental de reconocimiento de responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas, y a un principio de equidad entre países desarrollados y en desarrollo. Como parte de los lineamientos emanados de la Convención, todas las partes jurídica o políticamente tienen compromisos de formular, implementar, publicar y actualizar programas nacionales y regionales que contengan respuestas ante el cambio climático.

Entre los hitos importantes en la conformación del régimen internacional de cambio climático, el 2005 entró en vigencia el Protocolo de Kioto, único instrumento con obligaciones cuantificadas de reducción de emisiones legalmente vinculantes para los países desarrollados que forman parte del Anexo 1 de la convención. Chile, como país no Anexo 1, no posee compromisos cuantificados de reducción de emisiones de GEI bajo Kioto.

El 2007, a dos años de la entrada en vigencia del Protocolo de Kioto se generó el Plan de Acción de Bali⁷ y posteriormente, el 2009 en la 15va Conferencia de las Partes en Copenhague⁸ (COP15) las Partes de la Convención tomaron nota del “Acuerdo de Copenhague” respondiendo a los desafíos impuestos por esta hoja de ruta. De esta manera se estableció la necesidad de intensificar las medidas de carácter nacional e internacional relativas a la mitigación del cambio climático para evitar el aumento de la temperatura media mundial sobre los 2°C. Para cumplir con esta meta, se promovió la adopción de compromisos cuantificables y verificables por parte de los países desarrollados y medidas de mitigación nacionalmente apropiadas (NAMAS) a ser implementadas al 2020, por parte de los países en desarrollo, junto con políticas orientadas a abordar los desafíos de adaptación.

En este contexto, en agosto de 2010 el país planteó oficialmente a Naciones Unidas su compromiso voluntario que indica: “Chile realizará acciones nacionalmente apropiadas de mitigación de modo de lograr una desviación de 20% por debajo de su trayectoria creciente de emisiones *business-as-usual* en el 2020, proyectadas desde el año 2007.” Se trata de un compromiso voluntario, políticamente vinculante pero no sujeto a sanciones por no cumplimiento. Para alcanzar este objetivo Chile requerirá precisar sus estimaciones de emisiones, identificar medidas de mitigación y convocar un nivel relevante de apoyo internacional para alcanzar sus metas.

En 2011, los países acordaron negociar un nuevo acuerdo legalmente aplicable a todas las partes, a ser adoptado en 2015, el cual entrará en vigor a partir de 2020. En las COP18 de 2012 y COP19 de 2013, los países reafirmaron su voluntad de llegar a un nuevo acuerdo en 2015 y fijaron un calendario de negociación en el cual se abordarán dos líneas de trabajo esenciales al proceso, que son el contenido del nuevo acuerdo global y las llamadas contribuciones de todos los países a la mitigación post 2020

⁷ Naciones Unidas, 2007, Hoja de Ruta de Bali.

<http://unfccc.int/resource/docs/2007/cop13/spa/06a01s.pdf#page=3>

⁸ Naciones Unidas, 2009, Convención de las Partes, Copenhague.

(*workstream 1*), y por otro lado las formas para aumentar el nivel de ambición en mitigación pre2020 (*workstream 2*).

El 2014 y 2015 serán años muy importantes para avanzar en la consolidación de un régimen internacional de cambio climático y disminuir los niveles de emisión a nivel global. En diciembre del 2014 se realizará la COP20 de Lima donde se espera alcanzar una decisión sobre la información a ser presentada por las partes con sus contribuciones y donde es probable que algunos países muestren su primer borrador final. En la COP21 a realizarse en diciembre del 2015 en París se celebrará el nuevo Protocolo, legalmente vinculante y aplicable a todas las partes.

Al momento de evaluar los compromisos de Chile en este acuerdo global es importante considerar que, ante la comunidad internacional, el país se ubica en un nivel de desarrollo que va en aumento. Como reflejo de esta situación, Chile es miembro de la OECD desde 2010, lo que impone crecientes estándares de desempeño a nivel social, económico y ambiental. Chile debe seguir creciendo y desarrollándose, lo que requerirá impulsar políticas sociales, económicas y ambientales que permitan integrar el crecimiento con una mirada de sustentabilidad tendiente al desarrollo integral, promoviendo entre otros el uso eficiente de los recursos.

En este contexto, los compromisos que Chile asuma y las opciones de mitigación que implemente tendrán efectos importantes para su senda de desarrollo. Del mismo modo, la inacción –la no implementación de medidas específicas de mitigación del cambio climático a nivel mundial y nacional—también generará impactos relevantes para el país.

De esta manera los compromisos internacionales y la necesidad de mantener la competitividad en condiciones de mercado que exijan mayores estándares de sustentabilidad van de la mano con los desafíos que el país debe asumir a nivel nacional. El Gobierno de Chile confía en que estos grandes desafíos sean, al mismo tiempo, oportunidades significativas para impulsar un desarrollo más integral para el país.

III.2 Principales características de MAPS Chile

MAPS es un acrónimo inglés, que quiere decir “*Mitigation Action Plans and Scenarios*” (Planes y escenarios de acciones de mitigación). Su origen se remonta a 2005-2008, período en el cual en Sudáfrica se desarrolló una iniciativa similar, denominada LTMS, *Long Term Mitigation Scenarios*. LTMS buscaba generar una posición nacional sólida, basada en la mejor ciencia disponible, y respaldada por los principales actores del país, para las negociaciones que ocurrirían en Copenhague, en la quinceava conferencia de las partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP15). El gabinete de Sudáfrica mandató y financió la realización de LTMS a la Universidad de Ciudad del Cabo. Los buenos resultados de esta iniciativa, evaluados independientemente por agencias como el Banco Mundial, dieron pie a que naciera MAPS internacional.

Hacia fines de 2010 y comienzos de 2011 los líderes del proyecto LTMS consiguieron financiamiento semilla que ofrecieron a Brasil, Chile, Perú y Colombia, de modo que estos países pudieran comenzar iniciativas similares sobre mitigación del cambio climático. La idea era comprometer a países que, si bien podrían no tener grandes emisiones de GEI, se caracterizan por evidenciar crecimientos muy significativos de sus emisiones en los últimos años. Es así como hacia fines de 2011 comenzó el programa internacional MAPS, basado en Sudáfrica, en la Universidad de Ciudad del Cabo y en la

organización no gubernamental South South North, y los proyectos MAPS en Brasil, Colombia, Perú y Chile.

La iniciativa MAPS se ha propuesto como una manera científica y socialmente rigurosa de analizar opciones o futuros posibles para que los países i) disminuyan sus emisiones de GEI, ii) informen sus posiciones de negociación internacional y iii) avancen hacia patrones de desarrollo bajo en carbono.

III.3 MAPS Chile – objetivos y componentes

A comienzos de 2011 el Gobierno de Chile aceptó echar a andar una iniciativa MAPS Chile, que fuera parte del programa MAPS. Por esa fecha, comenzó a sesionar regularmente un comité interministerial sobre cambio climático, el cual fue la antesala del Comité Directivo de MAPS Chile. Fue tarea de este organismo -cuya secretaría recaía en la Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente- comenzar con las primeras tareas de instalación y desarrollo del proyecto.

El 2012, los Ministros de Relaciones Exteriores, Hacienda, Agricultura, Minería, Transportes, Energía y Medio Ambiente, mandataron al proyecto MAPS Chile la generación de evidencia científica sobre escenarios de proyección de emisiones de GEI que permitieran evaluar distintos cursos de acción para el país. De esta manera, el proyecto MAPS Chile se presenta como una instancia adecuada de explorar diferentes opciones para enfrentar los desafíos impuestos por la mitigación del cambio climático y traducirlos en oportunidades de desarrollo sustentable. El mandato interministerial firmado por seis Ministros de Estado para el proyecto MAPS Chile confirma esta visión y enfoque.

MAPS Chile es un proyecto que se caracteriza por poner a disposición del país la mejor ciencia disponible a través de un proceso participativo estructurado, inclusivo, transparente y constructivo, que va de la mano con los esfuerzos de investigación y modelación del proyecto. Se trata de un ejercicio no vinculante, pero que espera, apoyado por la mayoría de las partes interesadas, hacer un aporte sustantivo a las decisiones que Chile deberá tomar próximamente en materias de cambio climático.

El proyecto MAPS Chile incluye como parte de sus resultados, la proyección de una serie de trayectorias de emisiones a través de un proceso de investigación, modelación y simulación. La Figura 7 muestra a modo ilustrativo el conjunto de trayectorias que son analizadas durante el proyecto completo.

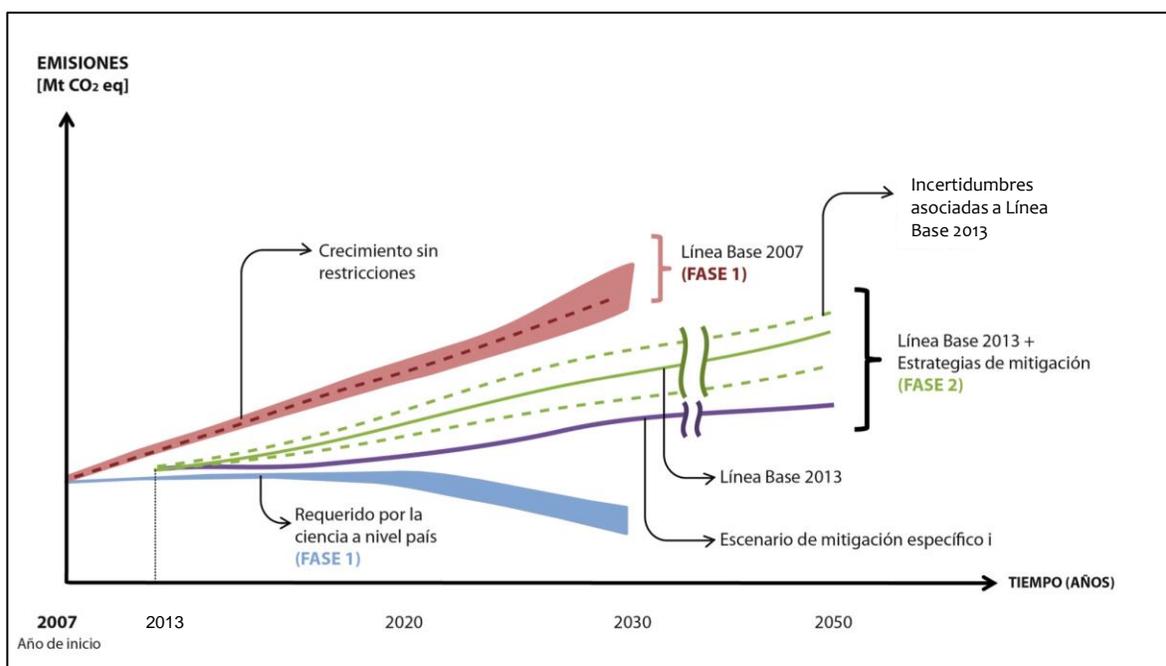


Figura 7: Trayectorias de emisiones analizadas en el proyecto MAPS Chile. Con rojo se muestra la Línea Base 2007; con verde, la Línea Base 2013; con morado, los Escenarios de Mitigación y con celeste, el Escenario Requerido por la Ciencia (Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014).

La línea roja representa el escenario de emisiones según las tendencias de desarrollo que existían a diciembre del 2006, donde no se consideran acciones especiales de mitigación de GEI implementadas posteriores a diciembre de 2006. A este escenario se le ha llamado Línea Base 2007-2030 o Crecimiento sin Restricciones⁹. Es de relevancia, ya que constituye la base del compromiso voluntario adquirido por el país en el marco del Acuerdo de Copenhague. La franja roja muestra las incertidumbres (expresadas en sensibilidades) asociadas a las proyecciones.

Por su parte, la zona celeste representa el escenario “Requerido por la Ciencia” de estabilización de las emisiones para Chile, que busca guardar coherencia con los límites de emisiones que ha estimado el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés) para el mundo. Esta franja busca reflejar la forma en que es factible interpretar los requerimientos globales de reducción de emisiones a una escala país¹⁰.

La Línea Base 2013-2030, en color verde, representa la proyección de emisiones de GEI considerando las tendencias de desarrollo actuales y las medidas de mitigación, planes y leyes que ya fueron aprobados hasta diciembre de 2012. Por último, la línea morada representa un escenario de mitigación específico cuya trayectoria de emisiones se desvía respecto de la Línea Base 2013-2030. Los escenarios de mitigación son el resultado de la aplicación en forma conjunta de una serie de

⁹ Para mayores detalles se sugiere revisar el documento de resultados completos de Fase 1, disponible en www.mapschile.cl.

¹⁰ El nombre “Requerido por la Ciencia” ha sido tomado de la experiencia sudafricana; más detalles sobre estos resultados pueden apreciarse en el documento de resultados completos de Fase 1, disponible en www.mapschile.cl.

medidas de mitigación adicionales a las ya implementadas o aprobadas en el país hasta diciembre de 2012. Durante el desarrollo de este proyecto se han analizado distintos escenarios de mitigación. Los estudios y estimaciones de la Línea Base 2013-2030 y los Escenarios de Mitigación fueron objeto de licitaciones coordinadas por PNUD, donde participaron diversos equipos consultores sectoriales.

Adicionalmente, MAPS Chile contrató a expertos internacionales, a través del Ministerio de Hacienda de Chile, para la generación de una herramienta macroeconómica (un modelo dinámico estocástico de equilibrio general – DSGE, por su sigla en inglés) que permitió evaluar las opciones de mitigación de gases de efecto invernadero, analizando sus impactos sobre variables macroeconómicas como el crecimiento económico.

Los resultados del proyecto MAPS Chile incluyen:

- La estimación de escenarios cuantitativos (Línea Base 2007-2030, Línea Base 2013-2030, Requerido por la Ciencia y Escenarios de Mitigación) y opciones para mitigar el cambio climático en Chile al año 2020, 2030 y 2050 por sector productivo, así como un análisis de las principales incertidumbres.
- Una selección de medidas de mitigación para los sectores clave de la economía del país, con sus respectivas evaluaciones económicas.
- Herramientas de visualización fáciles de utilizar como medio para comunicar y divulgar los resultados.
- Materiales de divulgación en diversos formatos orientados a los actores clave con énfasis en recomendaciones sobre posibles políticas públicas e iniciativas privadas.
- Implementación de herramientas de gestión del conocimiento relacionadas con el cambio climático en Chile que se encuentren disponibles como una plataforma dinámica de internet.
- Retroalimentación (opiniones, problemas, ideas, etc.) proveniente de las diversas partes interesadas en los temas clave relacionados con el cambio climático.
- Experiencias y buenas prácticas sobre el proceso participativo multi-actor que pueda servir como referente metodológico para responder a temas de sustentabilidad en el país.

El proyecto MAPS Chile se está llevando a cabo en 3 fases.

Durante la Fase 1 (resultados presentados en julio del 2013) se realizó la proyección del escenario Línea Base 2007-2030 o Crecimiento sin Restricciones y el escenario Requerido por la Ciencia.

En la Fase 2 del proyecto, cuyos resultados son presentados en este documento, se presenta el escenario Línea Base 2013-2030, se evalúan medidas de mitigación para los siete sectores de la economía que contempla el proyecto, se identifican y evalúan distintos escenarios de mitigación, y se entregan resultados sobre el impacto macroeconómico de la implementación de las medidas y escenarios de mitigación a partir de un modelo de equilibrio general.

Finalmente, en la tercera fase del proyecto se refinarán los resultados de la Fase 2, elaborarán instrumentos que faciliten su visualización, analizarán cobeneficios de las medidas de mitigación y se identificarán opciones de mitigación para el horizonte 2030-2050, con un enfoque no tradicional, o “*out of the box*”.

III.4 Quiénes desarrollan MAPS Chile – Fase 2

El Anexo 5 presenta párrafos biográficos de cada uno de los miembros del Comité Directivo, el Grupo de Construcción de Escenarios y el equipo profesional de MAPS Chile.

III.4.1 Comité Directivo

La mayor parte de las decisiones del proyecto las toma el Comité Directivo. Se reúne mensualmente desde 2011. Participan en las reuniones los Líderes de Investigación y Proceso, y el responsable de PNUD. El Comité Directivo revisa propuestas de trabajo, resultados preliminares y finales, y puede actuar como contraparte de los estudios desarrollados por el proyecto que sean de su competencia e interés.

Waldemar Coutts, Ministerio de Relaciones Exteriores
Julio Cordano, Ministerio de Relaciones Exteriores (desde abril 2014)
Luis Gonzales, Ministerio de Hacienda (hasta abril 2014)
Jorge Valverde, Ministerio de Hacienda (desde abril 2014)
Daniel Barrera, Ministerio de Agricultura (hasta julio 2014)
José Antonio Prado, Ministerio de Agricultura
Ángelo Sartori, Ministerio de Agricultura (hasta enero 2014)
Osvaldo Quintanilla, Ministerio de Agricultura (desde enero 2014)
Jacqueline Espinoza, Ministerio de Agricultura (desde septiembre 2014)
María de la Luz Vásquez, Ministerio de Minería
Viviana Parra, Ministerio de Minería
Pablo Salgado, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones
Ana Luisa Covarrubias, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (hasta marzo 2014)
Celia Iturra, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones
Juan Pedro Searle, Ministerio de Energía
Nicola Borregaard, Ministerio de Energía (desde abril 2014)
Virginia Zalaquett, Ministerio de Energía (hasta marzo 2014)
Alberto Ugalde, Ministerio de Energía (hasta marzo 2014)
Andrea Rudnick, Ministerio del Medio Ambiente (hasta mayo 2013)
Fernando Farías, Ministerio del Medio Ambiente
Andrés Pirazzoli, Ministerio del Medio Ambiente

III.4.2 Grupo de Construcción de Escenarios (GCE)

El Grupo de Construcción de Escenarios es un grupo multi-actor que acompaña el desarrollo del proyecto. Convocado originalmente en enero de 2012, y con cerca de 60 participantes, reúne a profesionales de diversos sectores (público, privado, académicos, consultores y ONGs), con experiencia y conocimientos sobre cambio climático y/o los sectores estudiados. Los miembros del GCE participan a título personal. El grupo trabaja bajo los lineamientos acordados por el Comité Directivo y en sesiones facilitadas por el Líder de Proceso del proyecto. Tiene un carácter asesor y sus recomendaciones no son vinculantes. El Comité Directivo de MAPS Chile y el equipo de investigación y proceso también participan en el GCE (no incluidos en el listado al costado).

María Teresa Arana, Richard Aylwin, Ricardo Bosshard, Waldo Bustamante, Rodolfo Camacho, Andrés Camaño, Rodrigo Castillo, Gustavo Chiang, Paulo Cornejo, María Emilia Correa, Marcos Crutchik, Cristóbal de la Maza, Michel de l'Aire, Annie Dufey, Javier del Río, Laila Ellis, Andreas Elmenhorst, Carlos Finat, Fernando Flores, Javier García, André Laroze, Sara Larraín, Flavia Liberona, Diego Lizana, Gianni López, Claudio Meier, Joost Meijer, Oscar Melo, Pilar Moraga, José Tomás Morel, Cristián Mosella, René Muga, Rodrigo Mujica, Aquiles Neuenschwander, Marcelo Olivares, Óscar Parra, Vicente Pérez, Guillermo Pérez del Río, Francisco Pinto, Rodrigo Pizarro, Bernardo Reyes, Teodoro Rivas, Hugh Rudnick, Ximena Ruz, Lake Sagaris, José Luis Samaniego, Eduardo Sanhueza, Ignacio Santelices, Heloisa Schneider, Carlos Silva, Rubén Triviño, Alberto Ugalde, Francisco Unda, Soledad Valenzuela, Julio Vergara, Julio Villalobos, Juan Pablo Yuhma, Virginia Zalaquett.

III.4.3 Grupos Técnicos de Trabajo (GTT)

Durante 2013 y 2014 se realizaron dos rondas de 6 reuniones de Grupos Técnicos de Trabajo. Los grupos incluyeron los siguientes sectores: energía eléctrica, transporte y urbanismo, minería y otras industrias, silvoagropecuario, consumos comercial-público y residencial, residuos. En cada caso se convocó a cerca de 40 especialistas sectoriales; las reuniones contaron con un promedio de 20 asistentes. Los GTT han entregado valioso conocimiento y experiencia sectorial.

III.4.4 Equipos Consultores de Fase 2

El proyecto MAPS Chile se ha desarrollado a través del trabajo de diversos equipos consultores. Durante la segunda fase del proyecto han trabajado los siguientes equipos consultores, con sus respectivos profesionales responsables:

Energía eléctrica	Centro Cambio Global UC: Enzo Sauma.
Minería y otras industrias	UNTEC: Jacques Clerc.
Transporte	Sistemas Sustentables: Sebastián Tolvett.
Silvoagropecuario	INFOR-INIA: Carlos Bahamondez.
Comercial, público y residencial	Fundación Chile: Cristóbal Muñoz.
Residuos	GreenLab UC: Claudio Huepe.
Modelo macroeconómico (DSGE)	Institute for Structural Research, Polonia: Piotr Lewandowski.

Adicionalmente a los equipos anteriores, MAPS Chile Fase 2 incluyó la realización de dos estudios sectoriales complementarios. Se cubrió el sector agropecuario (responsable: Oscar Melo, PUC) y el eléctrico (responsable: Rigoberto Torres). Ambos trabajos se originaron por la convicción del equipo profesional de MAPS Chile que en los sectores y materias aludidas se requería probar otros enfoques e información, de modo de dar opciones de máxima robustez a los resultados finales de Fase 2.

III.4.5 Comité Ejecutivo - equipo investigación y proceso

Está conformado por el Líder de Investigación, el Líder del Proceso Participativo y sus equipos. Son los encargados de diseñar, supervisar, ejecutar y reportar el trabajo de MAPS Chile.

Carlos Benavides, Equipo de Investigación, investigador del Centro de Energía de la Universidad de Chile (Ingeniero Civil Electricista, Magíster en Ciencias de la Ingeniería).
Hernán Blanco, Líder Proceso Participativo (Ingeniero Civil, Master of Philosophy en Medio Ambiente y Desarrollo).
Paulina Calfucoy, Equipo Proceso (Socióloga, Magíster en Asuntos Públicos, Ph.D. (c)).
Manuel Díaz, Equipo de Investigación, Universidad de Chile (Ingeniero Civil, Master of Science).
Rodrigo Fuentes, Equipo de Investigación, Profesor Asociado, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile (Master of Arts, Ph.D.).
Gonzalo García, Equipo de Investigación, Investigador Adjunto, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile (Ingeniero Comercial, Magíster en Economía).
Francisco Molina, Equipo de Investigación (a partir de agosto 2014) (Sociólogo, Ph.D. en Geografía)
Marcia Montedonico, Equipo de Investigación, Universidad de Chile (Ingeniera Agrónoma, Master en Desarrollo Sustentable y Gestión de Sistemas Agroambientales).
Rodrigo Palma, Líder de Investigación, Centro de Energía, DIE, FCFM, Universidad de Chile (Ingeniero Civil, Magíster, Doctor en Ingeniería).
Catalina Ravizza, Equipo de Investigación, Investigadora Adjunta, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile (Ingeniero Comercial, Magíster en Economía; hasta agosto 2014).
Andrea Rudnick, Ingeniero Civil Industrial y MSc (desde febrero 2014).
Lupe Santos, Responsable de Comunicaciones (Periodista; hasta marzo 2014).
Anahí Urquiza, Equipo de Investigación (a partir de agosto 2014) (Antropóloga, Ph.D. en Sociología).

III.4.6 Secretaría Ejecutiva

Es el ente coordinador del proyecto. Lleva a cabo todas las comunicaciones internacionales y nacionales. La Secretaría Ejecutiva supervisa directamente el trabajo del Comité Ejecutivo, revisando los temas administrativos y técnicos de investigación y participación.

Andrea Rudnick, Jefa de la Oficina de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, Ingeniero Civil Industrial y MSc (hasta mayo 2013).
Fernando Farías, Jefe de la Oficina de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, Ingeniero Civil, MSc y Ph.D. (desde mayo 2013).
Andrés Pirazzoli, Oficina de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, Abogado, Master en Derecho Medio Ambiental y de los Recursos Naturales.
Ángela Reinoso, Oficina de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, Ingeniero Ejecución en Ambiente.

III.4.7 La agencia implementadora – PNUD

PNUD es el encargado de administrar los fondos del proyecto. El responsable por parte de PNUD participa en las reuniones del Comité Directivo de MAPS Chile.

Raúl O’Ryan, Oficial Programa Medio Ambiente y Energía, PNUD (hasta enero 2014).

Paloma Toranzos, Profesional Área de Medio Ambiente y Energía, PNUD.

III.4.8 El financiamiento de MAPS Chile

Los principales donantes son:

- Children Investment Fund Foundation (CIFF).
- Alianza Clima y Desarrollo (CDKN).
- Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación (COSUDE).
- Ministerio Danés de Clima, Energía y Construcción.
- Gobierno de Chile.

III.5 El proceso MAPS Chile (Fase 2)

MAPS Chile Fase 2, tal como en la primera fase, ha contado con la participación de expertos que han permitido enriquecer los resultados elaborados por los consultores y el equipo de investigación. En un trabajo estructurado de participación multi-actor, orientado a dar mayor robustez y validar los resultados parciales y finales de este estudio, el Grupo de Construcción de Escenarios (GCE) se ha pronunciado sobre los parámetros de modelación de Línea Base 2013 y sus resultados, la definición y caracterización de las medidas de mitigación, la metodología de empaquetamiento de medidas y construcción de escenarios, además de los resultados en cuanto a emisiones, costos e implicancias de los escenarios que fueron modelados. La contribución de este grupo de expertos y quienes han participado en los GTT ha constituido un aporte fundamental a la riqueza de los resultados entregados por este proyecto.

Un proceso participativo de esta escala supone grandes retos en cuanto a la gestión y toma de decisiones del proyecto. La forma genérica de operar y tomar decisiones ha sido:

- El equipo de investigación y proceso del proyecto desarrolla propuestas metodológicas y/o elabora contenidos.
- Las propuestas son revisadas, eventualmente modificadas y aprobadas por el Comité Directivo del proyecto.
- Luego, son presentadas al Grupo de Construcción de Escenarios y/o a los Grupos Técnicos de Trabajo, quienes las discuten y hacen sugerencias y aportes.
- El equipo de investigación prepara nuevas versiones y las presenta nuevamente al Comité Directivo, el que las aprueba (o modifica) definitivamente.

Esta secuencia se ha repetido para momentos clave del desarrollo del trabajo; en particular, al inicio, en la elaboración de términos de referencia, a medio camino en la revisión de resultados preliminares y al final de cada fase.

En concreto, durante 2013, el proceso participativo de MAPS Chile incluyó las actividades detalladas en la tabla 3 que se muestra a continuación. En cada caso se elaboraron informes, los cuales fueron

distribuidos oportunamente entre quienes participaron, quienes pudieron hacer observaciones y sugerencias. Adicionalmente, se realizaron talleres de trabajo con el equipo de MAPS Internacional, múltiples presentaciones de resultados ante diferentes audiencias y reuniones de seguimiento del proyecto con el Comité Directivo y los donantes.

Tabla 3: Principales actividades del proceso participativo de Fase 2 (2013 y 2014).

Actividad	Fecha/ Lugar	Cantidad aproximada de asistentes	Principales temas tratados
GCE4	17 y 19 de abril 2013	70	<ul style="list-style-type: none"> Resultados Fase 1 Elementos centrales Fase 2
Desayuno 5 GCE	7 de junio 2013	19	<ul style="list-style-type: none"> Difusión de MAPS Chile Parámetros de modelación Línea Base 2013-2030 Definición escenarios de mitigación
GTT (tercera ronda de seis reuniones)	Junio 2013	100	<ul style="list-style-type: none"> Línea Base 2013-2030 Identificación y evaluación medidas de mitigación
Seminario Concepción	1 de julio 2013	40	<ul style="list-style-type: none"> Resultados Fase 1 Elementos centrales Fase 2
GCE5	5 y 6 de agosto 2013	70	<ul style="list-style-type: none"> Línea Base 2013-2030 Medidas de mitigación
GTT (cuarta ronda de seis reuniones)	Septiembre 2013	100	<ul style="list-style-type: none"> Línea Base 2013-2030 Medidas de mitigación
Desayuno 6 GCE	9 de octubre 2013	31	<ul style="list-style-type: none"> Metodología de empaquetamiento de medidas para la construcción de escenarios de mitigación
GCE 6	17 y 18 de octubre 2013	65	<ul style="list-style-type: none"> Resultados preliminares Línea Base 2013-2030 Empaquetamiento medidas de mitigación para la construcción de escenarios
Desayuno 7 GCE	17 de diciembre 2013	32	<ul style="list-style-type: none"> Resultados preliminares Línea Base 2013-2030 Empaquetamiento de medidas de mitigación
GCE 7	8 y 9 de enero 2014	70	<ul style="list-style-type: none"> Resultados Línea Base 2013-2030 Presentación resultados preliminares de escenarios de mitigación Modelo macroeconómico
Desayuno 8 GCE	11 de abril de 2014	43	<ul style="list-style-type: none"> Negociaciones internacionales sobre cambio climático Impuestos al carbono.
GCE8	5 y 6 junio 2014	60	<ul style="list-style-type: none"> Resultados Fase 2, con excepción de los resultados del modelo macroeconómico. Panel de expertos sobre impuesto al carbono.
Desayuno 9	28 agosto 2014	35	<ul style="list-style-type: none"> Resultados modelo macroeconómico.

III.6 Sugerencias para la revisión de los resultados de Fase 2

Los resultados de Fase 2 son numerosos y abarcan materias y sectores diversos. No resulta fácil plasmarlos en un solo documento y –evidentemente- tampoco es sencillo revisarlos. Por esta razón, los resultados se estructuran y presentan de manera de facilitar la lectura de las secciones que resulten relevantes para cada lector interesado. En particular, se distingue entre los resultados de Línea Base 2013-2030, los escenarios de mitigación y el análisis de los efectos macroeconómicos.

Existen diversos antecedentes adicionales y complementarios –como, por ejemplo, los informes sectoriales y todas las características detalladas de cada una de las medidas de mitigación consideradas— que pueden encontrarse en formato electrónico en el sitio web de MAPS Chile.

El documento completo de resultados de Fase 2 está compuesto por seis secciones en las que se resume de manera sucinta los principales resultados de la Fase 2 del Proyecto MAPS Chile. En la sección IV se presentan los resultados sobre la Línea Base 2013-2030. Ello incluye la descripción de los supuestos clave utilizados en el estudio, como son la tasa proyectada de crecimiento del PIB, la proyección de aumento de la población, la evolución esperada de los precios de los combustibles y del tipo de cambio, además de los criterios para el correcto tratamiento de las acciones tempranas de mitigación. Además, se presenta el análisis de coherencia que existe entre sectores, y se muestran los resultados prospectivos agregados para cada uno de ellos en cuanto a emisiones de GEI, consumos energéticos, balances de emisiones y capturas.

La sección V corresponde a los escenarios de acciones de mitigación, donde se incluye una descripción general del proceso de identificación de las medidas y su definición, la biblioteca de acciones de mitigación por sector, que contempla los principales descriptores de las medidas de mitigación que fueron consideradas como parte del proyecto y la definición de los escenarios que fueron seleccionados, con sus resultados a nivel nacional y sectorial.

En la sección VI se presentan los antecedentes del modelo macroeconómico, incluyendo una descripción general, el detalle de la calibración del modelo macro y funcionamiento de la Línea Base, así como aspectos metodológicos para la integración de escenarios de mitigación en el modelo macroeconómico. Finalmente, en la misma sección, se incluyen los resultados macroeconómicos de los escenarios de mitigación.

En la sección VII se presenta la Plataforma de Conocimiento MAPS Chile, desarrollada por el equipo de investigación.

La sección VIII incluye un breve documento elaborado íntegramente por miembros voluntarios del GCE a modo de interpretación y “narrativa” de los resultados evacuados por MAPS Chile. Esta sección ha surgido como una necesidad de abrir instancias de interpretación y contextualización de los diversos y numerosos resultados presentados como resultados de este proyecto. El texto incluido en esta sección es de exclusiva autoría y responsabilidad de los miembros del GCE, quienes lo han preparado y suscriben.

Finalmente, en la sección IX se presentan las principales conclusiones de los resultados de Fase 2 de MAPS Chile.

IV. LÍNEA BASE 2013 - 2030

IV.1 Supuestos clave

La Línea Base 2013-2030 se construye a partir del estudio de siete sectores que son los más relevantes en términos de emisión y captura de gases de efecto invernadero. Por tratarse de la Línea Base 2013-2030, las proyecciones sectoriales se realizan condicionales al conjunto de información disponible al momento de aprobación de los informes de avance de los sectores específicos y en coordinación con los equipos de consultores respectivos. Los sectores considerados son: 1) generación y transporte de electricidad, 2) industria y minería, 3) transporte y urbanismo, 4) comercial, residencial y público, 5) agropecuario y cambio de uso de suelo, 6) forestal y cambio de uso de suelo y 7) residuos antrópicos. Para cada uno de estos sectores se construye un modelo que representa las condiciones de operación del sector al 2013 y que entrega como resultado las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Para estos efectos, cada modelo debe proyectar las variables determinantes de las emisiones de GEI en el horizonte de tiempo del estudio. Posteriormente, cada modelo debe ser capaz además de analizar las distintas medidas de mitigación pertinentes a su sector.

Con el fin de calcular las emisiones de GEI, los sectores requieren proyectar la trayectoria de una serie de variables agregadas. Estas variables entran en el modelo en forma exógena y por ser comunes a todos los sectores, sus proyecciones fueron aprobadas previamente por el Comité Directivo para el período 2013-2050, como resultado del proceso participativo del proyecto MAPS. En concreto, dentro de las proyecciones se cuenta con un escenario oficial de crecimiento de la población, escenarios de crecimiento del PIB, escenarios de evolución del tipo de cambio nominal y real, y escenarios de precios de combustibles, los cuales son coherentes con los escenarios macroeconómicos tal como se proyectaba a comienzos de 2013. Los valores de los datos proyectados se encuentran disponibles en el Anexo 2 de este informe.

IV.1.1 Población

La tasa de crecimiento de la población es un determinante clave en las demandas de los distintos sectores. El escenario de crecimiento de la población que se utilizó en los estudios proviene de las proyecciones oficiales del Instituto Nacional de Estadísticas de Chile¹¹. Estas proyecciones consideran para el año 2013 una tasa de crecimiento anual de 0,89%, la cual va decreciendo a tasas crecientes en el tiempo, pasando por 0,74% el año 2020, 0,47% el año 2030, hasta alcanzar 0,01% el año 2050. Cabe notar que estas proyecciones no consideraron la información del Censo 2012, puesto que fue publicada fuera de los plazos para recabar información dentro del marco del proyecto.

IV.1.2 PIB

La proyección de la tasa de crecimiento del PIB para los años 2013-2050, se construyó en base a una serie de criterios que dan origen a 3 escenarios: Bajo, Medio y Alto.

¹¹ "CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País. 1950-2050", Instituto Nacional de Estadísticas: Cifras de población estimada para 1950-2050, apoyándose en los resultados de los censos de 1952 hasta el del 2002 y los registros de hechos vitales, mediante el "método demográfico de los componentes". "Chile: Estimaciones y Proyecciones de Población por Sexo y Edad. Regiones 1990-2020", Instituto Nacional de Estadísticas: Estadísticas Demográficas y vitales "Proyección de Población" Descargar en: (http://www.ine.cl/canales/menu/indice_tematico.php).

El Escenario Medio se construye inicialmente a partir de las proyecciones de corto plazo del Ministerio de Hacienda y una continuación de la tendencia de crecimiento del PIB real, como se detalla a continuación:

- 2013-2017: tasas de crecimiento obtenidas desde las proyecciones de corto plazo del Ministerio de Hacienda.
- 2018-2050: continuación de las proyecciones de la tasa de crecimiento a tasas decrecientes, consistentes con el criterio de convergencia del modelo neoclásico de crecimiento económico. Específicamente esto significa:
 - 2018-2028: la tasa de crecimiento del PIB decrece anualmente un 0,1%.
 - 2029-2050: la tasa de crecimiento del PIB decrece anualmente un 0,05%.

Los escenarios Bajo y Alto se construyen a partir del escenario Medio sumando y restando 50 puntos base a la tasa de crecimiento. Estos intervalos corresponden a los límites dados por las desviaciones estándar de la proyección central, obtenida de la desviación estándar de la tasa de crecimiento del PIB a lo largo de los últimos 20 años.

El criterio de convergencia postula que el crecimiento de las economías ocurre a tasas decrecientes en el tiempo, hasta llegar a un crecimiento constante en el estado estacionario. Con el fin de realizar un análisis de convergencia para la economía chilena es necesario conocer cuál es su tasa de crecimiento de estado estacionario, para lo cual se supone que la economía chilena alcanza su estado estacionario al nivel del ingreso per cápita de España, que corresponde aproximadamente al 70% del ingreso per cápita de los Estados Unidos. Cuando Chile alcance el nivel de ingreso per cápita de estado estacionario, se supone que crecerá a la tasa de largo plazo de los Estados Unidos.

La comparación del PIB chileno con el de otras economías se realiza en términos del PIB per cápita a PPC (paridad de poder de compra), utilizando la proyección oficial del INE respecto del crecimiento anual de la población de Chile hasta 2050, y realizando un ajuste para mantener la paridad del poder de compra en el tiempo.

Los resultados obtenidos de las proyecciones de PIB real per cápita a PPC, muestran que, en el escenario de crecimiento Alto, Chile sería capaz de alcanzar la tendencia de España en el año 2030 y la tendencia de EE.UU. en el año 2037. En el escenario de crecimiento Medio, Chile alcanzaría la tendencia de España en el año 2033, mientras que ello ocurriría en el año 2045, en la comparación respecto de EE.UU. Finalmente la convergencia en el escenario de crecimiento Bajo, se daría en el año 2039 en la comparación con España y posterior al año 2050 en la comparación con EE.UU. Las diferencias entre ambas comparaciones se deben principalmente a las distintas tasas de crecimiento que poseen las economías.

Considerando la convergencia a la economía de los EE.UU, la economía chilena alcanza un crecimiento de estado estacionario a partir del año 2037 y 2045 en el escenario Alto y Medio respectivamente. Esto implica que a partir de ese año, la tasa de crecimiento del PIB real sería igual a un 2% más el crecimiento de la población proyectado. Estos quiebres en las proyecciones de crecimiento del PIB real generan distorsiones en las proyecciones de emisiones y producto de los sectores, induciendo cambios bruscos en las tasas de emisiones. Para atenuar este efecto se utiliza una ventana de promedios móviles para suavizar la trayectoria hacia la convergencia.

Luego de este último ajuste se pueden obtener las proyecciones de PIB real para Chile, para los tres escenarios, que consideran una trayectoria decreciente de la tasa de crecimiento. En 2020 la tasa de

crecimiento del PIB real es de un 3,7%, 4,2% y 4,7%, para cada escenario, mientras que en 2030 la tasa de crecimiento es de 2,8%, 3,3% y 3,8% respectivamente.

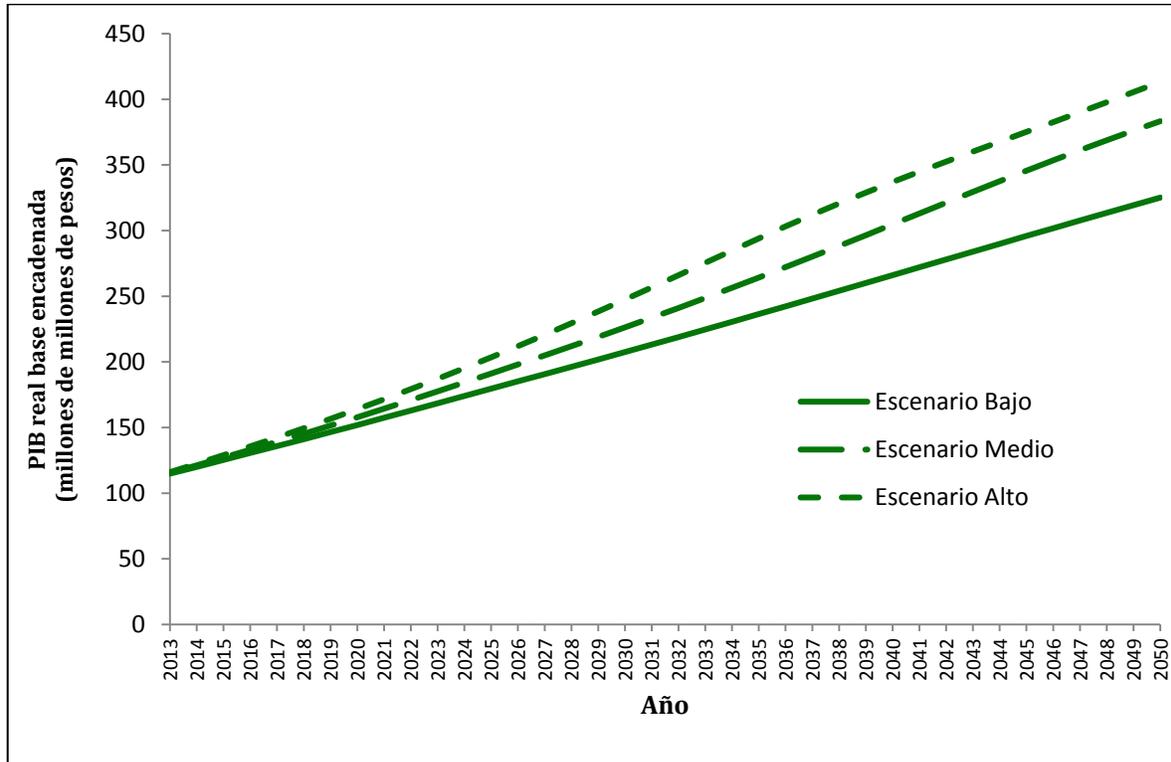


Figura 8: Escenarios de PIB real considerados para proyectar la Línea Base 2013-2030. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014.

IV.1.3 Tipo de cambio nominal

La proyección del tipo de cambio nominal, desarrollada por el Ministerio de Hacienda, se realiza en base a la proyección del tipo de cambio real de equilibrio, el cual a su vez es proyectado de manera coherente con las proyecciones de PIB. Utilizando el tipo de cambio real y considerando el diferencial entre la inflación doméstica (3% según la meta inflacionaria) y la inflación externa (2% en EE.UU.), se obtienen las proyecciones del tipo de cambio nominal. Esta metodología deriva un valor de equilibrio del tipo de cambio nominal asociado a cada uno de los escenarios de proyecciones de crecimiento del PIB.

IV.1.4 Tasa de interés nominal

Se proyecta la tasa de interés para cada escenario de PIB. La metodología se basa en la aplicación de la condición de paridad de tasas de interés, utilizando la proyección de tipo de cambio y una tasa de interés internacional exógena. Esta proyección también ha sido elaborada por el Ministerio de Hacienda.

IV.1.5 Criterio de proyección población regional

Para proyectar la población regional se consideraron las proyecciones oficiales de la población regional del Instituto Nacional de Estadística hasta el año 2020¹². Desde el año 2021 en adelante se consideró que se mantiene constante el porcentaje de población de cada región sobre la población total al año 2020, puesto que no existían más antecedentes oficiales.

IV.1.6 Criterio de proyección PIB regional

Para proyectar el PIB regional se utilizó una base de datos de PIB regional empalmados desde 1960 hasta 2011, a precios del año 1996. Ésta fue construida a partir de una base publicada en un estudio de MIDEPLAN para los años 1960 a 2001, y datos del Banco Central de Chile desde 2002 hasta 2011¹³.

Con los datos mencionados se realizaron estimaciones econométricas región por región que permiten proyectar los porcentajes de participación de cada PIB regional sobre el PIB total del país. A partir de esas proyecciones se ajustan los porcentajes para que el total sume 100%. Este es un ajuste de escala bastante menor, que implica cambios muy pequeños puesto que en las proyecciones (sin ajustar), el total de participación de las regiones suma alrededor de 97,6% al 2050.

IV.1.7 Precio combustibles

IV.1.7.1 Precios de combustibles del sector generación eléctrica

Para proyectar el precio del diésel y del petróleo combustible se estima un modelo econométrico que relaciona el precio de paridad histórico de cada combustible (US\$/m³) con el precio histórico del WTI (US\$/barril). Con ello se proyecta el precio paridad de los combustibles, a partir de la proyección del WTI. Con esta proyección se obtiene la tasa de crecimiento, la cual se aplica a los precios declarados por las centrales.

Para proyectar el precio del GNL se considera proyecciones de referencias internacionales del *Henry Hub*, las que permiten obtener la tasa de crecimiento, la cual se aplica a los precios declarados por las centrales.

La proyección del precio del carbón se obtiene de referencias internacionales, utilizándose la proyección del precio del carbón que aparece en el AEO-2013. A partir de la proyección del precio del carbón se obtiene la tasa de crecimiento, la cual se aplicará a los precios actuales declarados por las centrales.

IV.1.7.2 Precios de combustibles del sector transporte

Para proyectar el precio del diésel y de la gasolina se estima un modelo econométrico que relaciona el precio de paridad histórico de cada combustible (US\$/m³) con el precio histórico del WTI (US\$/barril). Con ello se estima el precio paridad de los combustibles, a partir de la proyección del WTI. A partir de este ejercicio se obtiene la tasa de crecimiento, la cual se aplica a los precios actuales de las estaciones de servicio sin considerar el impuesto a los combustibles, realizando posteriormente un ajuste para incorporar el impuesto.

¹² "CHILE: Estimaciones y Proyecciones de Población por Sexo y Edad. Regiones 1990-2020", Instituto Nacional de Estadísticas: Estadísticas Demográficas y Vitales "Proyecciones de Población" Descargar en: (http://www.ine.cl/canales/menu/indice_tematico.php).

¹³ Datos publicados en el estudio de Mideplan "Empalme series de PIB regionales 1960-2001, base 1996" y del Banco Central de Chile (www.bcentral.cl). (<http://www.mideplan.cl/cgi-bin/btca/WXIS?IsisScript=../xis/plus.xis&mf=007415&base=Biblo>)

IV.1.7.3 Precios de combustibles del sector industrial

La metodología utilizada es similar a la aplicada para proyectar los precios en el sector transporte, sin embargo, en este caso no se considera el impuesto a los combustibles.

IV.1.7.4 Precios de combustibles del sector residencial

Para proyectar el precio del gas licuado se estima un modelo econométrico que relaciona el precio histórico del gas licuado a nivel nacional con el precio histórico del WTI (US\$/barril). La estimación se realiza de manera separada para los volúmenes de 15 kg, 45 kg y 2x45 kg. Además, la relación se estima considerando de manera desagregada las regiones II, V, RM y VIII.

Para proyectar el precio del gas natural se estima un modelo econométrico que relaciona precio histórico del gas natural con el precio histórico del gas licuado a nivel nacional. La relación se realiza considerando de manera desagregada los volúmenes de gas natural equivalente a los volúmenes de gas licuado de 15 kg, 45 kg y 2x45 kg.

IV.1.7.5 Consideraciones adicionales

La proyección del WTI se obtuvo de las referencias internacionales de la Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>). Se consideran los siguientes intervalos:

- Enero-julio 2013: Precios históricos del WTI.
- Agosto 2013-diciembre 2014: Se considera la proyección de corto plazo del Short Term Energy Outlook (agosto 2013). La proyección del STEO se actualiza mes a mes.
- 2015-2040: Se considera la proyección de largo plazo del Anual Energy Outlook (AEO-2013).
- 2041-2050: La proyección del Anual Energy Outlook termina el año 2040. Para este horizonte se considera la tasa de variación del período 2039-2040 WTI

La proyección del *Henry Hub* se obtuvo de las referencias internacionales de la Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>). Se considera los siguientes intervalos de tiempo:

- Enero-julio 2013: Precios históricos del Henry Hub.
- Agosto 2013-diciembre 2014: Se considera la proyección de corto plazo del Short Term Energy Outlook (agosto 2013), la que se actualiza mes a mes.
- 2015-2040: Se considera la proyección de largo plazo del Anual Energy Outlook (AEO-2013). Debido a que la referencia STEO proyecta precios más altos para el período 2013-2014 en comparación con lo proyectado por AEO-2013 para ese mismo período, los precios de los años 2015 y 2016 se fijan de acuerdo al promedio proyectado para el año 2014 (AEO-2013 proyecta que los precios del año 2015 serán iguales a los precios del año 2014).
- 2041-2050: La proyección del Anual Energy Outlook termina el año 2040. Para este horizonte se considera la tasa de variación del período 2039-2040 HH

El **impuesto específico** se proyecta de acuerdo a la estimación del valor de la UTM.

Tabla 4: Estimación del valor del impuesto específico para gasolina y diésel

Producto	Impuesto específico (UTM/m ³)	Impuesto específico (UTM/litro)
Gasolina (UTM/m ³)	6	0,006
Diésel (UTM/m ³)	1,5	0,0015

La proyección anual de la UTM está indexada a la tasa de inflación anual objetivo del Banco Central. Se toma como referencia el valor de la UTM a diciembre 2006 (fuente: Banco Central) y una tasa de inflación anual igual a 3%.

Se utilizan las proyecciones del **precio del dólar** elaborados por el equipo de economía del proyecto MAPS Chile. Los precios proyectados en general se encuentran en dólares nominales. Por ello se transforman a valores reales considerando una tasa de inflación de 2% anual. En el caso que los precios se encuentren en pesos nominales se transforman a valores reales considerando una tasa de inflación anual del 3%.

IV.1.8 Factores de emisión

El cálculo de las emisiones por sector se realiza utilizando las guías definidas por el IPCC en su versión del año 2006. Tal como lo define el IPCC, las emisiones del consumo eléctrico son contabilizadas en el sector Generación Eléctrica. Lo anterior es relevante al momento de interpretar los resultados de emisiones de cada sector, ya que éstos no incorporan las emisiones indirectas por consumo de electricidad.

La transformación de consumo de energía desde unidades físicas (m³, litro, etc.) a unidades energéticas (TJ) se realiza considerando el poder calorífico inferior. Ante ausencia de información, se supuso que el poder calorífico inferior es un 95% del poder calorífico superior (valores publicados en el Balance Nacional de Energía del Ministerio del Medio Ambiente).

Los potenciales de calentamiento global empleados en la transformación de los gases no CO₂ en CO₂ equivalente (CO₂eq), son los siguientes: 21 para el CH₄, 310 para el N₂O y 23.900 para el SF₆.

IV.1.9 Tratamiento de acciones tempranas de mitigación de emisiones de GEI previas a 2013

La proyección del escenario Línea Base 2013 se realiza incorporando las medidas de mitigación implementadas anteriormente al año 2013. El detalle de las medidas sectoriales incorporadas en cada sector se puede encontrar en la sección IV.3.

En el compromiso voluntario presentado por Chile a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio climático en 2010 -bajo el Acuerdo de Copenhague- se indica que nuestro país calcularía su Línea Base proyectándola a partir de 2007. En este sentido, con el objeto de cuantificar y reconocer el efecto de las medidas implementadas entre 2007 y 2013, este informe contempla la modelación del escenario de mitigación denominado "Línea Base 2013-sin medidas". Si bien este análisis corresponde a un trabajo en progreso, en la sección IV.6 se presenta un detalle de la estimación del efecto en la reducción de emisiones de medidas de mitigación para el año 2013.

IV.2 Análisis de coherencia entre sectores

IV.2.1 Planteamiento del problema

Del mismo modo que en Fase 1, hay dos elementos que entregan coherencia a la modelación de los diferentes sectores para la obtención de un resultado agregado. El primero se refiere a las interrelaciones existentes entre sectores. Ello implica reconocer y explicitar cómo ocurren esas interrelaciones, cuáles son, y a qué sectores afectan. El segundo considera supuestos comunes acerca del comportamiento a nivel agregado de la actividad económica del país.

Se utilizó un enfoque adicional en esta Fase, el cual integra los dos elementos mencionados: modela las interrelaciones sectoriales y considera supuestos comunes respecto del comportamiento agregado de la economía. Este enfoque consistió en la utilización de un modelo de equilibrio general multisectorial.

IV.2.2 Metodología de trabajo

Con el fin de enfrentar las interrelaciones sectoriales, el equipo de investigación del proyecto MAPS construyó y entregó a cada consultor una matriz de interrelaciones atinentes a su sector. Por ello, cada consultor debió coordinarse con sus homónimos de los sectores correspondientes para asegurar la coherencia entre resultados, tanto para la estimación de la Línea Base como para los escenarios de mitigación. Esto fue monitoreado por el equipo de investigación del proyecto MAPS.

De forma transversal cada consultor debió proveer la demanda de recursos energéticos al sector generación eléctrica. Esto, se realizó mediante el cálculo de las variaciones de la demanda eléctrica y de combustible a lo largo del horizonte de proyección, las cuales son utilizadas como un insumo en las simulaciones del sector generación eléctrica.

En particular, en esta Fase, los estudios de los sectores agropecuario y forestal se licitaron conjuntamente para promover la coordinación de sus resultados al considerar las interrelaciones respecto de la demanda por uso de suelo. Adicionalmente, se debió establecer la coherencia entre las proyecciones de consumo de leña del sector forestal y el consumo de la misma por parte del sector comercial, público y residencial.

El tratamiento de la coherencia entre sectores desde el punto de vista agregado, es decir, de los efectos en conjunto de la actividad económica del país, requirió poner a disposición de los consultores información de variables que afectan a toda la economía. Esta información fue consensuada por el GCE y el equipo de MAPS a partir del proceso participativo de este proyecto y posteriormente entregada a todos los consultores.

Las variables proyectadas son:

- Tasa de crecimiento de la población,
- Tasa de crecimiento del PIB,
- Precio de los combustibles,
- Proyecciones de tipo de cambio,
- Proyecciones de la tasa de interés nominal,
- Criterios para proyectar el PIB regional,
- Criterios para proyectar la población regional,
- Escenarios climáticos a considerar (Ejemplo: A2, B2, RCP 8,5, etc.).

De esta forma, cada consultor tuvo acceso a la misma información respecto del comportamiento proyectado de la economía, lo que permitió generar escenarios comparables entre los distintos sectores, facilitando la adición de resultados a nivel agregado en los distintos escenarios. Cabe destacar que la definición de cualquier otro aspecto económico o parámetro de entrada requerido por algún sector particular fue realizado en coordinación con el equipo de investigación MAPS Chile, el GCE y el GTT correspondiente.

En esta Fase del proyecto se incluyó, en forma complementaria a los estudios sectoriales, un modelo macroeconómico de equilibrio general, que permite formalizar las interacciones entre actividad de los sectores, actividad agregada y mercado de factores productivos (trabajo y capital). Este es un modelo de equilibrio general que incluye una representación simplificada de 11 sectores de la economía chilena, considerando una economía abierta al comercio internacional. El modelo utiliza como insumo la matriz insumo-producto del 2003, la cual entrega en forma detallada la información sobre los procesos de producción, consumo y distribución de los bienes y servicios en un período dado. La matriz se representa en una tabla de doble entrada, donde las columnas dan cuenta de las disponibilidades de los productos para los diferentes sectores; y las filas de los usos (intermedios o finales) de los diferentes sectores. La matriz insumo-producto caracteriza cuantitativamente las relaciones económicas entre los sectores, lo cual modelado en el contexto de equilibrio general, permite modelar de forma conjunta la actividad económica de los distintos sectores.

Más detalles sobre la modelación macroeconómica pueden encontrarse en la sección VI del presente informe.

IV.3 Resultados sectoriales

IV.3.1 Sector generación eléctrica y transporte de electricidad

Fuentes de emisión de GEI	Principales fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> Quema de combustible para generación de electricidad en centrales termoeléctricas (carbón, gas natural, diésel, etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> Base de datos CDEC-SIC, CDEC-SING, CNE Informe Precio Nudo (IPN) abril y octubre 2013 Proyectos en evaluación: Datos ingresados a SEIA Estudios disponibles durante el 2013 	<ul style="list-style-type: none"> Demanda eléctrica
METODOLOGÍA		
<p>Se utiliza un modelo de optimización que minimiza el costo de inversión, operación y falla, bajo un criterio de planificación centralizada¹⁴. Las simulaciones son realizadas con el software LEAP, el cual internamente resuelve un problema de optimización. Cabe señalar que el modelo no es capaz de reflejar elementos de competencia imperfecta (información asimétrica, riesgos específicos del negocio, poder de mercado, etc.); sin embargo, los resultados son indicativos de una asignación racional/económica de los recursos.</p> <p>El software LEAP no permite un tratamiento estocástico de la hidrología. Para abordar esta incertidumbre, se consideran 10 escenarios definidos por 5 secuencias hidrológicas futuras y 2 escenarios de demanda eléctrica (asociados a las proyecciones de PIB medio y alto). Para cada uno de estos escenarios se obtiene un plan de expansión. El plan de expansión seleccionado es aquel que minimiza el costo esperado de los 10 escenarios.</p> <p>La evaluación del costo esperado se realiza de manera exógena. Es decir, cada plan de expansión se evalúa para cada uno de los 10 escenarios definidos por la proyección de demanda eléctrica y condición hidrológica. Luego se calcula el valor presente promedio del costo de inversión y operación para el horizonte 2013-2050. El plan de expansión seleccionado es aquel que tiene el mínimo valor presente promedio de los 10 escenarios.</p> <p>La proyección de la generación eléctrica por tipo de fuente e inversión en nuevas centrales son resultado del problema de optimización. El cálculo de las emisiones de GEI se realiza multiplicando el consumo de energía (carbón, GNL, diésel, etc.) por el factor de emisión asociado a cada uno de éstos.</p> <p>La demanda eléctrica utilizada corresponde a la demanda proyectada por los sectores (industria y minería, CPR y transporte) cuyos estudios fueron desarrollados en forma paralela al estudio del sector generación eléctrica. Las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución se estiman como un porcentaje de la demanda (8%) de acuerdo a valores publicados en el Balance Nacional de Energía (BNE). La siguiente figura muestra la demanda proyectada desagregada por sistema eléctrico (figura izquierda) y desagregada por sector (figura derecha).</p>		

¹⁴ El concepto de planificación centralizada refiere a la planificación por mínimo costo total de abastecimiento. Una expresión alternativa podría ser planificación por minimización de costos totales de inversión y operación eléctrica.

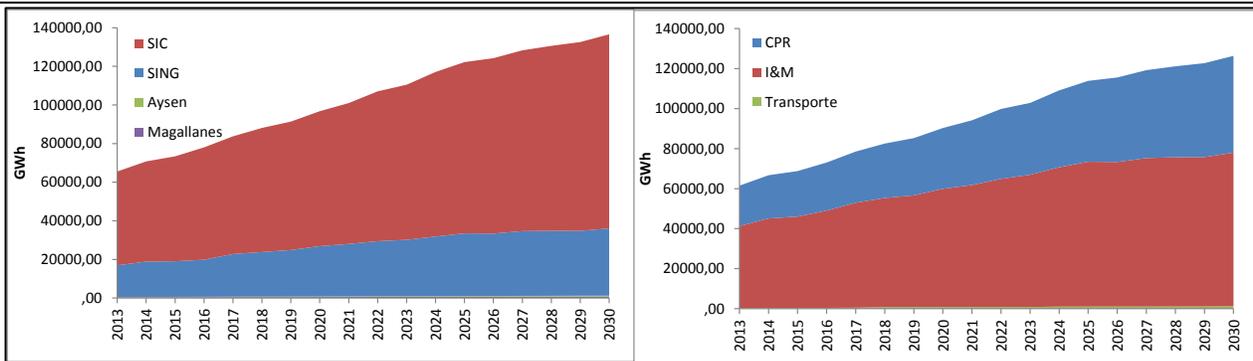


Figura 9: Demanda eléctrica proyectada para escenario PIB medio (no incluye las pérdidas de transmisión y distribución). Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de resultados de estudios sectoriales del sector industria y minería, CPR y transporte.

La Línea Base 2013 no considera el potencial hidroeléctrico de la región de Aysén (es decir, proyectos como HidroAysén y Cuervo no fueron incluidos en la Línea Base). Además, no se considera la energía nuclear como una alternativa de desarrollo para el escenario Línea Base 2013.

La siguiente tabla muestra los costos de inversión por tipo de tecnología considerados para proyectar la Línea Base 2013. Para cada tipo de tecnología se consideran tres niveles de costos de inversión: barato, medio y caro.

Tabla 5: Costos de inversión por tipo de tecnología (US\$/kW). Fuente: Informe sectorial sector generación eléctrica. Proyección elaborada por consultor del sector generación eléctrica a partir de referencias de estudios previos.

Nombre Tecnología	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Eólica barato	1.799	1.745	1.618	1.500	1.412	1.412	1.433	1.544	1.664
Eólica medio	2.259	2.191	2.032	1.884	1.773	1.773	1.800	1.939	2.089
Eólica caro	2.631	2.553	2.367	2.195	2.066	2.066	2.097	2.259	2.433
Solar FV barato	2.137	1.986	1.653	1.376	1.189	1.189	1.189	1.189	1.189
Solar FV medio	2.650	2.463	2.050	1.707	1.474	1.474	1.474	1.474	1.474
Solar FV caro	3.259	3.029	2.522	2.099	1.813	1.813	1.813	1.813	1.813
Geotérmica barato	4.092	4.035	3.896	3.761	3.657	3.657	3.657	3.657	3.657
Geotérmica medio	4.610	4.546	4.389	4.238	4.120	4.120	4.120	4.120	4.120
Geotérmica caro	6.681	6.588	6.360	6.141	5.971	5.971	5.971	5.971	5.971
Mini hidro barato	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187
Mini hidro medio	2.987	2.987	2.987	2.987	2.987	2.987	2.987	2.987	2.987
Mini hidro caro	3.887	3.887	3.887	3.887	3.887	3.887	3.887	3.887	3.887
Hidro convencional barato	1.909	1.947	2.047	2.151	2.261	2.376	2.497	2.625	2.759
Hidro convencional medio	2.066	2.108	2.216	2.329	2.447	2.572	2.703	2.841	2.986
Hidro convencional caro	3.416	3.484	3.662	3.849	4.045	4.252	4.469	4.697	4.936
Carbón barato	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913
Carbón medio	2.452	2.452	2.452	2.452	2.452	2.452	2.452	2.452	2.452
Carbón caro	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759
Carbón súper crítico	2.661	2.650	2.624	2.598	2.577	2.577	2.577	2.577	2.577
Carbón ultra súper crítico	2.722	2.711	2.684	2.657	2.636	2.636	2.636	2.636	2.636
Nuclear	4.907	4.781	4.478	4.194	3.980	3.980	3.980	3.980	3.980

La siguiente tabla muestra los costos variables asociados al consumo de combustible.

Tabla 6: Costos variables asociados a consumo de combustible (US\$/MWh)¹⁵. Fuente: Informe sectorial sector generación eléctrica. Proyección elaborada por consultor del sector generación eléctrica a partir de datos de Informe de Precio Nudo.

Tecnología	SIC						SING					
	2013	2015	2020	2030	2040	2050	2013	2015	2020	2030	2040	2050
Carbón Exis. Noef	41,0	41,1	42,0	46,8	51,3	55,0	39,7	39,8	40,7	45,3	49,7	53,3
Carbón Exis. Ef	35,0	35,1	35,9	40,0	43,8	47,0	35,1	35,2	36,0	40,1	43,9	47,1
Carbón Exis. muyef							35,1	35,2	36,0	40,1	43,9	47,1
GNL Exis. Noef	189,5	193,3	212,2	271,0	386,6	515,4	60,8	62,0	68,1	86,9	124,0	165,4
GNL Exis. Midef	188,6	192,4	211,2	269,7	384,7	513,0						
GNL Exis. Ef	63,3	64,6	70,9	90,5	129,1	172,2						
GNL Exis. Muyef	60,8	52,5	57,7	73,6	105,1	140,1	51,5	52,5	57,7	73,6	105,1	140,1
Diésel Exis. Noef	330,0	320,1	412,5	627,0	960,3	1468,5	287,8	279,2	359,8	546,8	837,5	1280,7
Diésel Exis. Ef	190,0	184,3	237,5	361,0	552,9	845,5	250,2	242,7	312,8	475,4	728,1	1113,4
Diésel Exis. Muyef	174,5	169,3	218,1	331,6	507,8	776,5	188,7	183,0	235,9	358,5	549,1	839,7
Carbón nuevo	40,0	40,1	41,0	45,7	50,1	53,7	40,0	40,1	41,0	45,7	50,1	53,7
Carbón SC nuevo	35,5	35,6	36,4	40,5	44,4	47,6	35,5	35,6	36,4	40,5	44,4	47,6
Carbón USC nuevo	27,9	28,0	28,6	31,9	34,9	37,4	27,9	28,0	28,6	31,9	34,9	37,4
Carbón LF SING	52,6	52,8	53,9	60,1	65,9	70,6	52,6	52,8	53,9	60,1	65,9	70,6
Carbón CCGI SING	25,8	25,9	26,4	29,5	32,3	34,6	25,8	25,9	26,4	29,5	32,3	34,6
GNL nuevo	60,0	61,2	67,2	85,8	122,4	163,2	60,0	61,2	67,2	85,8	122,4	163,2
Eólica	4,7	4,7	5,2	6,6	9,5	12,6	4,7	4,7	5,2	6,6	9,5	12,6

En el caso particular de la tecnología eólica, el costo variable representa el sobrecosto por aumento de la reserva en giro. Debido a la variabilidad de este recurso se requerirá un mayor nivel de reserva para la operación diaria de los sistemas eléctricos. Este aumento de reserva implica un aumento del costo de operación del sistema, el cual se trata de representar asignando un costo variable a las centrales eólicas. Este cálculo fue estimado suponiendo que una o más centrales a GNL operando a mínimo técnico aportarían dicha reserva. Sin embargo, el valor utilizado presenta una alta incertidumbre y podría estar subestimado¹⁶. Se

¹⁵ Se observan diferencias de precios entre el SIC y SING para centrales con la misma tecnología. Por ejemplo, el costo variable de una central a “GNL no eficiente” en el SING es más bajo que el costo variable de esa misma tecnología en el SIC. Esto se explica porque en la categoría “GNL no eficiente” del SING se incluyó a la central CTM3 operando en ciclo abierto, la cual se abastece de gas natural desde el terminal GNL Quintero a un precio inferior a los 8 US\$/MMBTU. Mientras que en el SIC se incluyó sólo la central Newén en la categoría “GNL no eficiente”, la cual en realidad no opera con GNL sino con gas butano, propano, o diesel.

De todas formas se deja nota de que el costo variable considerado para la categoría “GNL no eficiente” en el SING es inferior al costo variable real observado durante el año 2013. Asimismo, el costo variable de la tecnología “GNL muy eficiente” es más bajo que el costo variable real observado durante el 2013.

¹⁶ Por ejemplo, la central Taltal tiene una potencia mínima de 70 MW y una potencia máxima de 117 MW. Si esta central opera a potencia mínima la reserva en giro que podría aportar es de 47 MW. Suponiendo que dicha reserva se utiliza para respaldar un 25% de la generación eólica, entonces se podría generar 188 MW con energía eólica (47/0,25). El costo de operación de la central Taltal, suponiendo un costo variable de 60

requieren estudios adicionales de simulación de la operación de corto plazo (utilizando modelos de pre-despacho) para estimar con mayor precisión el sobrecosto debido a la variabilidad de los recursos eólicos, y también la variabilidad del recurso solar.

La siguiente tabla muestra la máxima potencia adicional que podría instalarse por tipo de tecnología y por año. Estos valores son ingresados como restricciones al problema de optimización. Por ejemplo, para el año 2020 se supuso un máximo de 72 MW instalados de energía geotérmica barata, mientras que al año 2030 un máximo 542 MW instalados de esta misma tecnología. La potencia por tipo de tecnología que finalmente se instala es determinada por el modelo de optimización.

Tabla 7: Potencial máximo adicional anual por tipo de tecnología (valores expresados MW/año) para proyectos nuevos (los proyectos en construcción no se consideran parte de este potencial). Fuente: Informe sectorial sector generación eléctrica. Proyección elaborada por consultor del sector generación eléctrica a partir de referencias de estudios previos.

Tecnología	SIC					SING				
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Eólica SIC barato	761	1.575	2.608	5.146	7.770	327	677	1.122	2.213	3.342
Eólica SIC medio	761	1.575	2.608	5.146	7.770	327	677	1.122	2.213	3.342
Eólica SIC caro	761	1.575	2.608	5.146	7.770	327	677	1.122	2.213	3.342
FV SIC barato	125	304	555	1.231	1.993	491	1.200	2.196	4.875	7.894
FV SIC medio	125	304	555	1.231	1.993	491	1.200	2.196	4.875	7.894
FV SIC caro	125	304	555	1.231	1.993	491	1.200	2.196	4.875	7.894
Geotérmica SIC barato	72	268	542	1.331	2.246	30	139	291	729	1.238
Geotérmica SIC medio	72	268	542	1.331	2.246	30	139	291	729	1.238
Geotérmica SIC caro	72	268	542	1.331	2.246	30	139	291	729	1.238
Mini hidro barato	253	567	882	1.712	2.542	0	0	0	0	0
Mini hidro medio	253	567	882	1.712	2.542	0	0	0	0	0
Mini hidro caro	253	504	819	1.649	2.479	0	0	0	0	0
Hidro convencional barato	250	500	750	1.250	1.750	0	0	0	0	0
Hidro convencional medio	250	500	750	1.250	1.750	0	0	0	0	0
Hidro convencional caro	250	500	750	1.250	1.750	0	0	0	0	0

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [7].

US\$/MWh, es de 4.480 US\$ (60 US\$/MWhx70 MWh). Luego, el costo variable de la operación en conjunto de la central eólica y la central Taltal a mínimo técnico es $4.480 \text{ US} / (188 + 70 \text{ MW}) = 17 \text{ US} / \text{MWh}$. Es decir, el sobrecosto debido al aumento de la reserva en giro es de 17 US\$/MWh.

RESULTADOS

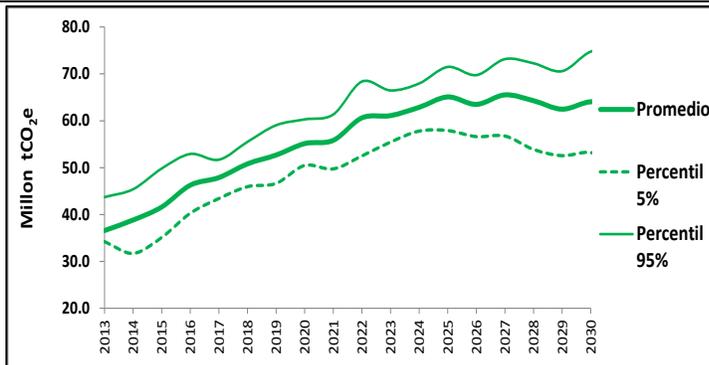


Figura 10: Emisiones sector generación eléctrica

Tabla 8: Emisiones (MM tCO₂e) sector generación eléctrica. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

Escenarios	INGEI 2006	2013	2020	2030
Promedio ¹⁷	16,8	36,6	55,1	64,1
Percentil 5%	16,8	34,2	50,5	53,2
Percentil 95%	16,8	43,7	60,3	74,7

Análisis de resultados

- El aumento de emisiones en el sector eléctrico se explica principalmente por el aumento de la generación eléctrica a base de carbón. En el SIC se instalan 3.551 MW adicionales de centrales a carbón entre 2013 y 2030, mientras que en el SING se instalan 1.972 MW para ese mismo período de evaluación. Los resultados muestran también un incremento de la generación a base de GNL a partir del año 2017.
- A partir del año 2025 se observa una estabilización de las emisiones. Lo anterior se explica por una disminución de la energía generada con GNL a contar de este año y un aumento de la generación con fuentes renovables (energías geotérmica, eólica y solar). La Línea Base se construye bajo el supuesto que será factible instalar 1.668 MW de energía geotérmica al año 2030. Por su parte, el aumento de la generación con energía eólica y solar se explica principalmente por la proyección a la baja de los costos de inversión de estas tecnologías, lo que las hará cada vez más competitivas con respecto a las fuentes de generación tradicionales.
- Al año 2020 y 2030 se proyecta una capacidad adicional de 6.595,3 MW y 17.392,8 MW, respectivamente.
- Al año 2025 se proyecta un 18,1% de generación con energías renovables no convencionales, mientras que al año 2030 se logra un 25,9%. La figura siguiente muestra la composición de la generación por tipo de fuente a nivel nacional. La metodología supone que un porcentaje de los contratos de suministros no iban a estar afectados a la nueva ley de ERNC (20/25) al año 2025. El total de los contratos afectados a la ley de ERNC se alcanzaría el año 2030. Al año 2025 se supuso que al menos un 16% de la generación debería provenir de fuentes ERNC. Esto explica por qué no se alcanza el 20% al año 2025 (en el informe sectorial se encuentran más detalles de la modelación de la ley de ERNC).

¹⁷ Se habla de nivel promedio de emisiones debido a que se simuló el despacho de las centrales que resultaron del plan de expansión considerando un análisis de incertidumbre en la proyección de la demanda eléctrica, hidrologías, precios de combustibles y factores de planta de centrales eólicas y solares. El valor promedio corresponde al promedio simple de las emisiones para los 100 escenarios construidos a partir de las variables con incertidumbre. Los escenarios de demanda eléctrica fueron el resultado de las proyecciones de los consultores sectoriales de los sectores de industria y minería, CPR y transporte considerando los distintos escenarios de crecimiento del PIB. Las hidrologías se construyeron a partir de series históricas observadas.

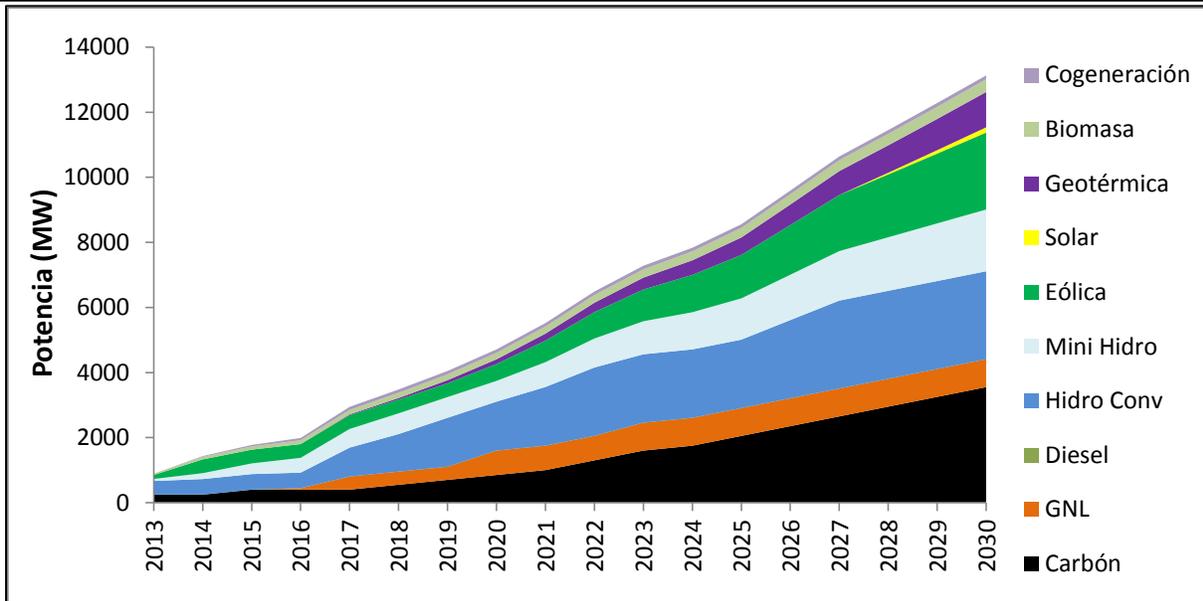


Figura 11: Potencia adicional instalada en el SIC, período 2013-2030, incluye proyectos en construcción y proyectos nuevos (potencia acumulada). Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

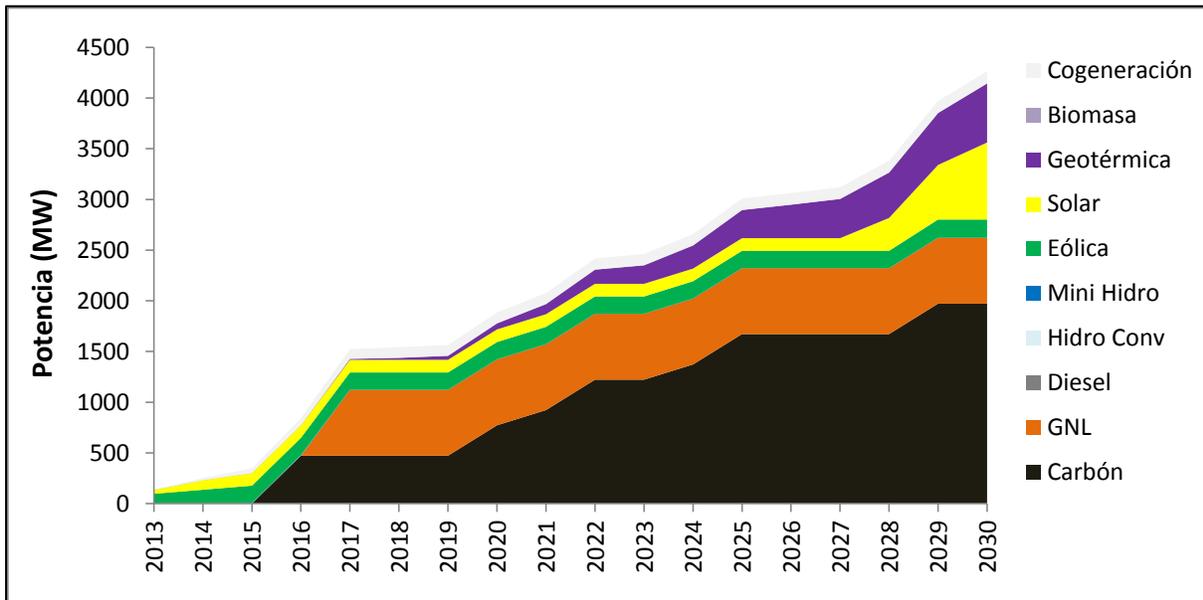


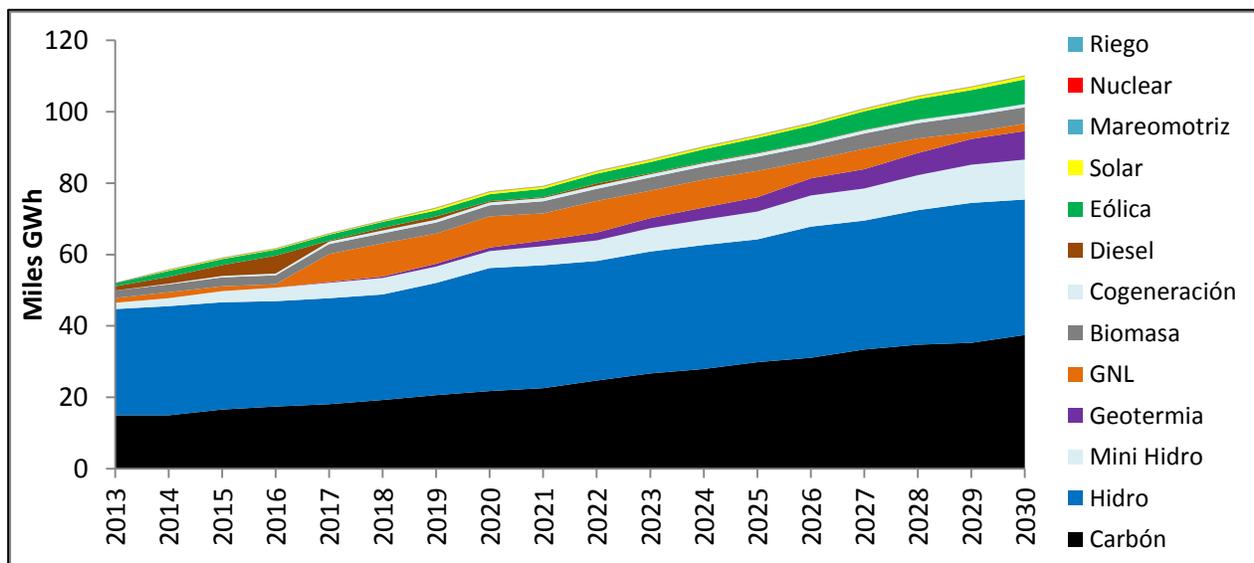
Figura 12: Potencia adicional instalada en el SING, período 2013-2030, incluye proyectos en construcción y proyectos nuevos (potencia acumulada). Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

Tabla 9: Potencia adicional instalada (acumulada) al año 2020 y 2030, incluye proyectos en construcción y proyectos nuevos. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

Tecnología	SIC (MW)		SING (MW)		Nacional	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Carbón	851	3.551	772	1.972	1.623	5.523
GNL ¹⁸	752	858	651	651	1.403	1.509
Diésel	0	0	0	0	0	0
Hidro convencional	1.503	2.703	0	0	1.503	2.703
Mini hidro	637	1.897	0	0	637	1.897
Eólica	521	2.367	170	179	691	2.545
Solar	0	160	125	760	125	920
Geotérmica	144	1.085	60	583	204	1.668
Biomasa	196	391	0	0	196	391
Cogeneración	107	118	107	118	214	237
Total	4.710	13.130	1.885	4.263	6.595	17.393

Con respecto a los potenciales máximos que se muestran en la tabla 7, los resultados del problema de optimización indican que se activaron las restricciones de la siguientes tecnologías, es decir, la potencia máxima instalada corresponde al límite máximo que se supuso como restricción:

- Geotérmica SIC barata, Geotérmica SIC medio, Geotérmica SING barata y Geotérmica SING medio.
- Mini hidro SIC barata, Mini hidro SIC medio.
- Las tecnologías “hidro convencional barato” e “hidro convencional barato” alcanzan el potencial máximo el 2030.



¹⁸ La potencia adicional de centrales de GNL está asociada al cambio de combustible de centrales existentes en el SIC y SING y no a nuevos proyectos de generación.

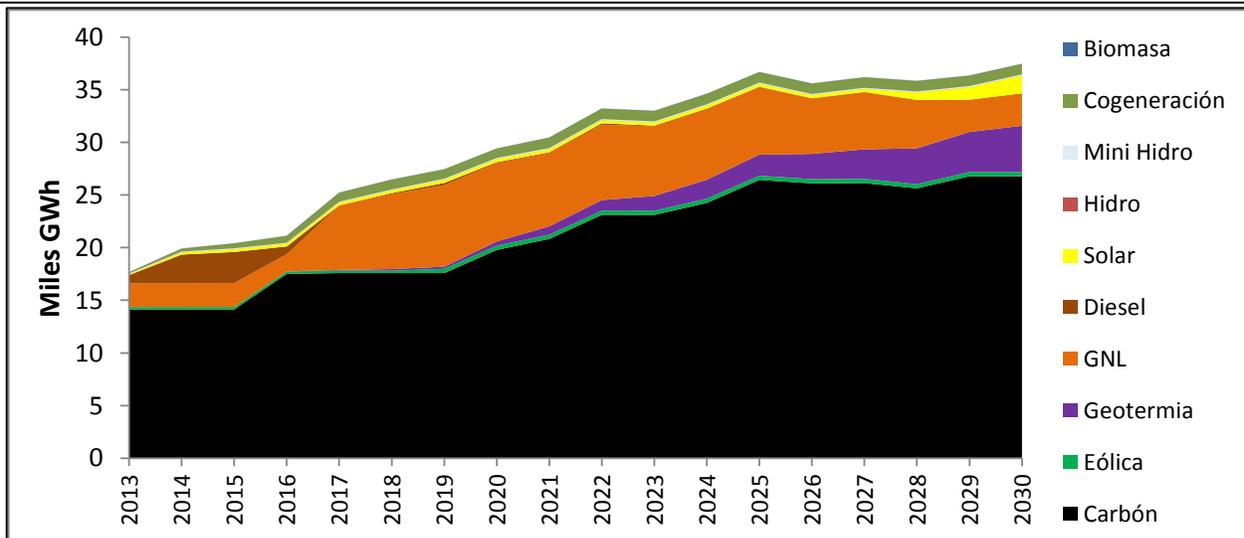


Figura 13: Energía generada en el SIC (superior) y SING (inferior) para horizonte 2013-2050 (valores en miles de GWh/año). Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

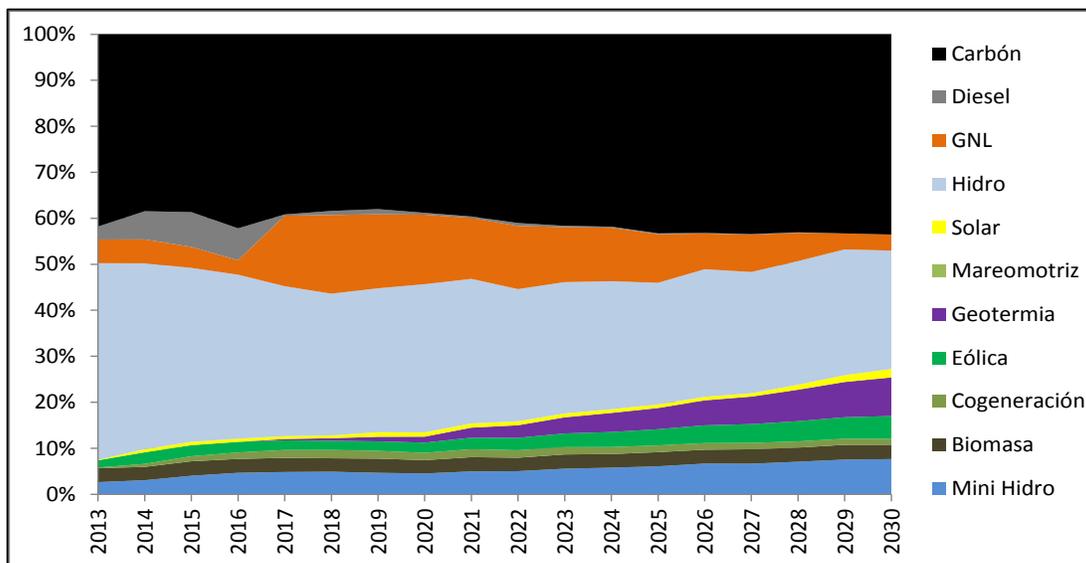


Figura 14: Porcentaje de energía generada por tipo de fuente a nivel nacional. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

Factores de emisión SIC y SING (tCO₂eq/MWh)

La siguiente figura muestra los factores de emisión expresados en toneladas de CO₂eq por MWh generado. En el largo plazo se observa una disminución del factor de emisión promedio debido al aumento de generación con energías renovables.

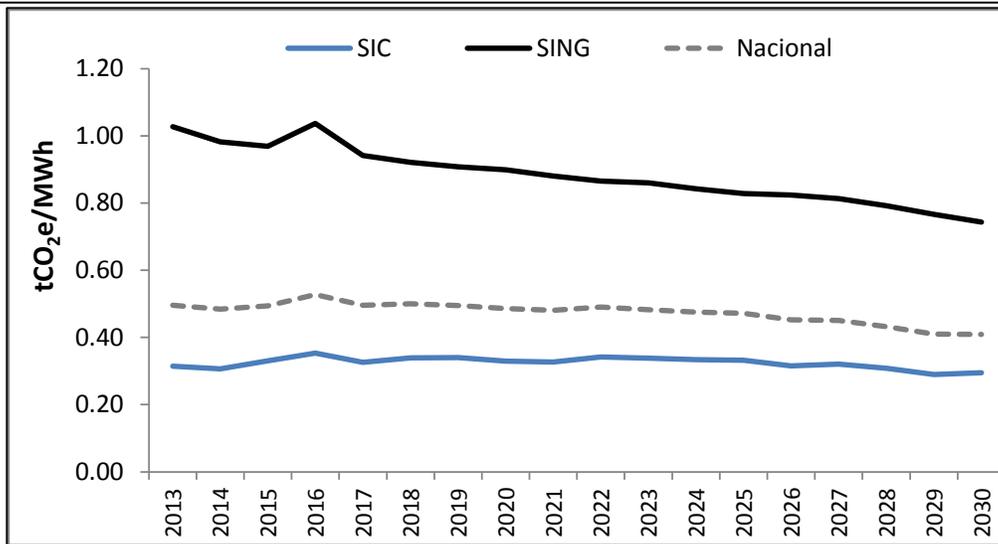


Figura 15: Factor de emisión para el SING, SIC y promedio nacional, horizonte 2013-2030. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector generación eléctrica.

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013-2030

En este sector se considera la normativa vigente asociada a la Ley Corta I, Ley Corta II y la nueva ley de Energías Renovables No Convencionales “Ley 20/25” (20% de las ventas de energías deben provenir de fuentes ERNC al 2025).

IV.3.2 Sector transporte y urbanismo

Fuentes de emisión de GEI	Principales fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> • Quema de combustible utilizado para el transporte de pasajeros y carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Encuestas origen-destino disponibles hacia 2013 • Balance Nacional de Energía (BNE) Ministerio de Energía. • Estadísticas de consumo de combustible, SEC. • Estadísticas INE. • Estadísticas Junta Aeronáutica Civil. • Información SECTRA. • Estudios previos. 	<ul style="list-style-type: none"> • PIB nacional y regional • Aumento de la población • Crecimiento económico de los distintos sectores demandantes de transporte de carga.

METODOLOGÍA

Subsector transporte caminero de pasajeros

Las emisiones del subsector transporte de pasajeros se calculan de manera indirecta a partir de la proyección de la variable PKM (pasajero-kilómetro) per cápita. La variable PKM representa la demanda media anual por transporte de una persona, medida en kilómetros. Esta categoría incluye: vehículos particulares; taxi y taxis colectivos; buses, Metro y vehículos no motorizados. La variable PKM se proyecta a nivel regional, debido a que la dinámica de crecimiento de las ciudades es distinta. No obstante, dentro de una misma región puede haber ciudades con dinámicas de crecimiento distintas.

Para proyectar esta variable se utiliza un modelo econométrico que relaciona los PKM per cápita por región con el PIB per cápita por región: $PKM = f(PIB \text{ per cápita regional})$. La serie histórica de los PKM se construye de manera indirecta a partir de datos de consumo energético disponibles entre 1998-2011 y algunos supuestos de tasa de ocupación y rendimiento por tipo de vehículo.

El consumo de energía se calcula de la siguiente forma:

Consumo total de energía por modo = $PKM \text{ regional} \times Población \text{ regional} \times \% \text{ participación modal} / (\text{tasa de ocupación} \times \text{rendimiento})$.

La tabla 10 muestra las tasas de ocupación consideradas. Se supuso que estas tasas se mantienen constantes para el horizonte de evaluación. Por su parte, la tabla 11 muestra los rendimientos considerados por tipo de tecnología. La Línea Base 2013 supone tasas de mejoras de rendimiento menores al 1% como promedio.

Tabla 10: Tasa de ocupación por modo de transporte (Fuente: Informe sectorial sector transporte. Datos elaborados por consultor a partir de información proporcionada por SECTRA, plataforma SINTIA)

Región	Vehículo particular	Taxi/Taxi colectivo	Bus
I	2,04	2,00	43,00 ¹⁹
II	1,95	1,95	43,00
III	1,95	1,60	43,00
IV	1,95	1,60	32,10
V	1,67	1,83	21,56
RM	1,44	2,02	28,69
VI	1,67	1,83	21,56
VII	1,61	2,42	10,37
VIII	1,68	1,85	19,26
IX	1,67	1,83	21,56
X	1,53	1,69	6,10
XI	1,67	1,83	21,56
XII	1,67	1,83	21,56

Tabla 11: Rendimientos por modo de transporte y tecnología considerados para que el parque vehicular circulante (Fuente: Informe sectorial sector transporte. Las estimaciones para el año base se realizaron a partir de datos parciales proporcionados por SECTRA. La proyección de los rendimientos se basa en adopción tecnología supuesta por consultor).

Región	Tecnología	Vehículo Particular			Taxi/Taxi Colectivo			Bus		
		2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
II	Gasolina (km/l ²⁰)	10,2	11,7	12,5	9,9	11,5	12,5			
	Diésel (km/l)	11,1	13,8	15,4	10,8	13,6	15,3	2,6	2,8	3,1
	Eléctrico (km/kWh)	5,4	5,5	5,6	5,4	5,5	5,6	1,0	1,1	1,2
V	Gasolina (km/l)	11,4	12,2	12,7	10,3	11,7	12,5			
	Diésel (km/l)	12,3	14,4	15,6	11,2	13,8	15,4	2,9	3,1	3,4
	Eléctrico (km/kWh)	5,4	5,5	5,6	5,4	5,5	5,6	1,0	1,1	1,2
RM	Gasolina (km/l)	10,0	11,5	12,5	9,4	11,3	12,4			
	Diésel (km/l)	10,8	13,7	15,4	10,2	13,4	15,3	2,0	2,1	2,3
	Eléctrico (km/kWh)	5,4	5,5	5,6	5,4	5,5	5,6	1,0	1,1	1,2
VIII	Gasolina (km/l)	10,5	11,8	12,6	11,1	12,1	12,7			
	Diésel (km/l)	11,4	13,9	15,4	11,9	14,2	15,5	2,7	2,9	3,2
	Eléctrico (km/kWh)	5,4	5,5	5,6	5,4	5,5	5,6	1,0	1,1	1,2
X	Gasolina (km/l)	10,2	11,7	12,5	9,6	11,4	12,4			
	Diésel (km/l)	11,1	13,8	15,4	10,5	13,5	15,3	2,7	2,9	3,3
	Eléctrico (km/kWh)	5,4	5,5	5,6	5,4	5,5	5,6	1,0	1,1	1,2

¹⁹ Las tasas de ocupación de buses consideradas para las regiones I a IV son más altas que las observadas en otras regiones.

²⁰ Rendimiento expresado en kilómetros por litro

Con respecto a la proyección de la partición modal, se desarrolló un modelo estadístico logit el cual busca estimar la probabilidad de seleccionar un determinado modo de transporte a partir de una serie de variables de entradas. El modelo desarrollado sólo consideró el ingreso como variable de entrada. Es decir, el modelo no considera la proyección de los precios de los combustibles, la congestión de las calles, ni la inversión en nuevas obras de infraestructura, entre otras variables que pudieran afectar la decisión al momento de seleccionar un determinado modo de transporte. Más adelante se analizan los resultados obtenidos.

El cálculo de las emisiones de GEI se deriva a partir del cálculo de consumo de energía:

$$\text{Emisiones} = \text{Consumo energético} \times \text{Factor emisión}$$

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [6].

Subsector transporte interurbano de pasajeros en modo ferroviario

La demanda eléctrica se calcula de manera indirecta a partir de la proyección de la variable PKM asociada al transporte de pasajeros interurbanos. La proyección se realizó utilizando un modelo econométrico que relaciona esta variable con el PIB per cápita.

Se calcula el consumo energético según la siguiente ecuación: $CE = PKM \times IE$ (Mcal/PKM). Donde IE representa la intensidad energética. Se consideró un valor igual 0,0304 (Mcal/PKM).

Los PKM históricos fueron obtenidos de los informes estadísticos del INE.

Las emisiones de esta categoría se contabilizan en el sector generación eléctrica debido a que están asociadas a una demanda eléctrica.

Subsector transporte de carga caminero

Las emisiones del subsector transporte de carga caminero se calculan de manera indirecta a partir de la proyección de la variable TKM (toneladas-kilómetro). La variable TKM representa la cantidad de toneladas de carga transportada anualmente por kilómetros recorridos. Es importante destacar que las emisiones asociadas al transporte necesario para realizar un proceso productivo se incluyen dentro de las emisiones del sector industrial. Por ejemplo, las emisiones asociadas al transporte de carga dentro de un yacimiento minero se incluyen en el sector industrial. Asimismo, las emisiones asociadas al transporte de barcos pesqueros para extraer los productos también se incluyen dentro del sector industrial.

Para proyectar esta variable se utiliza un modelo econométrico que relaciona los TKM con el PIB nacional: $TKM = f(PIB)$. La serie histórica de los TKM se construye de manera indirecta a partir de datos de consumo energético disponibles entre 1998-2011 y algunos supuestos de tasa de carga y rendimiento por tipo de vehículo.

El transporte de carga es desagregado en las categorías transporte urbano e interurbano de acuerdo a los valores mostrando en la tabla siguiente. A su vez, estas categorías se desagregan en las subcategorías: pesados, medianos y livianos. Por último, para cada subcategoría se consideran las tecnologías que se muestran en la tabla 13.

El consumo de energía se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Consumo por modo} = \text{TKM} / (\text{tasa de carga} \times \text{rendimiento})$$

Los rendimientos considerados se muestran en la tabla 14. Se considera un aumento anual del 0,2% del rendimiento promedio. Las tasas de carga se muestran en la tabla 15.

El cálculo de las emisiones de GEI se deriva a partir del cálculo de consumo de energía: $\text{Emisiones} = \text{Consumo energético} \times \text{Factor emisión}$.

Tabla 12: Composición del transporte de carga caminero. Los datos proyectados de TKM son desagregados suponiendo estos porcentajes. Se supuso que la composición se mantiene constante para el horizonte de evaluación (Fuente: Informe sectorial sector transporte. Datos derivados a partir de información de estudio previo “Carga del modelo de proyección de demanda energética global: MAED” [CNE , 2009]).

	Interurbano	Urbano
Participación	58,2%	41,8%
Liviano	0,0%	34,0%
Mediano	0,0%	58,0%
Pesado	100,0%	8,0%

Tabla 13: Composición tecnológica para el transporte de carga caminero.

Tecnología	Liviano			Mediano			Pesado		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
No Cat	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Conv.	17,20%	7,09%	1,41%	22,39%	6,97%	0,58%	21,36%	6,50%	1,01%
E1	10,91%	4,68%	1,21%	12,58%	4,65%	1,14%	11,23%	3,94%	0,95%
E2	23,51%	11,74%	3,47%	21,99%	9,81%	2,92%	18,55%	7,71%	2,21%
E3	33,74%	22,76%	4,99%	32,34%	20,74%	4,26%	36,70%	21,57%	4,03%
E3-DPF	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
E4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
E4-DPF	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
E5	14,64%	53,74%	88,91%	10,70%	57,83%	91,09%	12,16%	60,28%	91,80%

Tabla 14: Rendimiento promedio por tecnología para el transporte de carga caminero circulante (Fuente: Informe sectorial sector transporte. Datos derivados de estudio previo “Análisis implementación programa de asesorías de transporte terrestre, VI etapa: OT 9. Plan de Transporte Interurbano, PTI. Análisis de eficiencia energética en el transporte de carga”. SECTRA, 2005).

Tecnología	Liviano			Mediano			Pesado		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
No Cata [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
Conv [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E1 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E2 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E3 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E3-DPF [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E4 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E4-DPF [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E5 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91
E6 [km/l]	5,25	5,36	5,88	2,86	3,03	3,15	2,76	2,91	2,91

Tabla 15: Tasa de carga promedio para las distintas categorías de vehículos de carga. Se supuso que las tasas de carga se mantienen constante. Fuente: Informe sectorial sector transporte. Datos derivados de estudio previo "Evaluación Costo - Beneficio de la restricción al transporte de carga en el anillo Américo Vespucio"

Factor de carga	Tasa de carga (t/vehículo)
Liviano	5,5
Mediano	9,0
Pesado	14,0

En general, los parámetros de composición, rendimiento y tasas de carga²¹ utilizados para representar el transporte de carga caminero presentan una alta incertidumbre.

Subsector transporte ferroviario de carga

Las emisiones se calculan de manera indirecta a partir de la proyección de la variable TKM asociada al transporte ferroviario. La proyección se realizó utilizando un modelo econométrico que relaciona esta variable con el PIB.

El consumo de energía (diésel) se calcula de la siguiente forma: Consumo = TKM ferroviario/ (tasa de carga x FdC).

El factor de consumo (FdC) supuesto fue de 2.625 (t/convoy) y la tasa de carga considerada fue de 0,09 (km-convoy/lt)

Los TKM históricos fueron obtenidos de los informes estadísticos del INE.

El cálculo de las emisiones de GEI se deriva a partir del cálculo de consumo de energía: *Emisiones = Consumo energético x Factor emisión*

Subsector transporte marítimo nacional²²

Las emisiones se calculan de manera indirecta a partir de la proyección de la variable TKM asociada al transporte marítimo. La proyección se realizó utilizando un modelo econométrico que relaciona esta variable con el PIB. Se supuso que los TKM marítimos a nivel nacional estaban mayoritariamente relacionados con el transporte de carga.

Se calcula el consumo energético según la siguiente ecuación: $CE = TKM \times IE$ (Mcal/pkm). Donde IE representa la intensidad energética. Se consideró un valor igual 0,139 (Mcal/TKM el cual fue estimado a partir de los datos históricos de consumo de energía y TKM marítimo.

La composición del tipo de combustible se supuso constante: petróleo combustible IFO180 (56%) y diésel (44%).

²¹ Por ejemplo, para el caso particular de la tasa de carga, los datos utilizados se obtuvieron de una referencia bibliográfica antigua (Evaluación Costo - Beneficio de la restricción al transporte de carga en el Anillo Américo Vespucio, [MTT, 2003]). Estos valores son menores en comparación con datos utilizados en otros estudios de referencia. Por ejemplo, en el estudio "Análisis implementación programa de asesorías de transporte terrestre, VI etapa" (SECTRA, 2009) la tasa de carga para vehículos pesados fue de 28 t/vehículo.

Sin embargo, es importante mencionar que los datos de TKM históricos a nivel nacional que se calcularon de manera indirecta son coherentes con los valores calculados en referencia previas ("Análisis económico del transporte de carga nacional" MTT [2009]).

²² Viajes realizados dentro del territorio nacional, no incluye viajes internacionales.

Los TKM históricos fueron obtenidos de los informes estadísticos del INE.

El cálculo de las emisiones de GEI se deriva a partir del cálculo de consumo de energía: $Emisiones = Consumo\ energético \times Factor\ emisión$.

Subsector transporte aéreo nacional²³

Las emisiones se calculan de manera indirecta a partir de la proyección de la variable PKM. En este caso la variable PKM representa la demanda media anual por transporte aéreo de una persona, medida en kilómetros. La proyección se realiza utilizando un modelo econométrico que relaciona esta variable con el PIB per cápita. Se supone que los PKM aéreos a nivel nacional están mayoritariamente relacionados con el transporte de pasajeros (y no de carga).

Se calcula el consumo energético (kerosene de aviación) según la siguiente ecuación: $CE = PKM \times IE$ (Mcal/pkm). Donde IE representa la intensidad energética. Se considera un valor igual 0,84 (Mcal/pkm) el cual fue estimado a partir de los datos históricos de consumo de energía y PKM aéreos.

Los PKM históricos fueron obtenidos de los informes estadísticos de la Junta Aeronáutica Civil (JAC).

El cálculo de las emisiones de GEI se deriva a partir del cálculo de consumo de energía: $Emisiones = Consumo\ energético \times Factor\ emisión$.

RESULTADOS

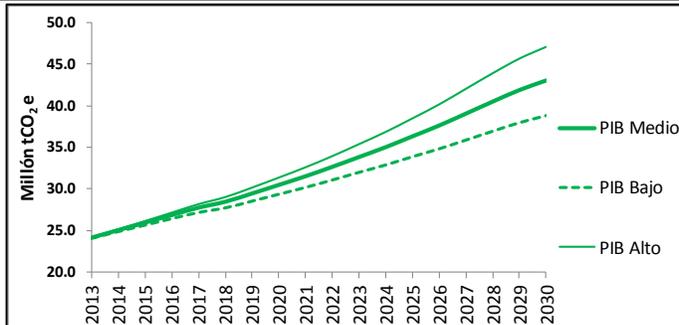


Figura 16: Emisiones sector transporte. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 16: Emisiones (MM tCO₂eq) sector transporte. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte.

Escenarios	INGEI 2006	2013	2020	2030
PIB Medio	17,1	24,1	30,5	43,0
PIB Bajo	17,1	24,1	29,4	38,8
PIB Alto	17,1	24,2	31,4	47,1

Análisis de resultados

- La tabla siguiente muestra que el subsector transporte caminero es el que más contribuye en las emisiones del sector (78,2% el 2020). A su vez, dentro de esta categoría, el transporte de pasajeros representa el 63,2% de las emisiones el 2020. El transporte caminero de carga representa el 15,2% de las emisiones totales del sector transporte el 2020.
- Se proyecta un aumento significativo de la participación del transporte aéreo de pasajeros hacia 2030.

²³ Viajes realizados dentro del territorio nacional, no incluye viajes internacionales.

Tabla 17: Participación de cada uno de los subsectores (escenario PIB medio). Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte.

Subsector	Emisiones (MM tCO ₂ eq)				Participación (%)			
	2013	2020	2025	2030	2013	2020	2025	2030
Aéreo	2,6	5,5	8,6	12,5	10,7	18,1	23,6	29,2
Marítimo	0,8	1,1	1,2	1,4	3,2	3,5	3,4	3,2
Ferrovionario	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Caminero pasajero	16,7	19,2	21,3	23,4	69,5	63,2	58,7	54,4
Caminero carga	3,9	4,6	5,1	5,6	16,3	15,0	14,1	12,9
Total	24,1	30,4	36,2	42,9	100,0	100,0	100,0	100,0

- Los vehículos particulares son los que más aportan en emisiones expresados en la categoría transporte de pasajeros. La siguiente figura muestra la proyección de kilómetros recorridos (PKM) para las distintas categorías. A nivel nacional se muestra un incremento de los PKM de vehículos particulares, mientras que los PKM asociados a buses y taxis se mantienen prácticamente constantes. Al año 2013 los vehículos particulares aportan con 9,4 millones tCO₂eq, mientras que los buses y taxis aportan con 4,2 y 3,2 millones tCO₂eq, respectivamente.
- Como se explicó anteriormente, la proyección de la partición modal se realizó utilizando un modelo que sólo consideró la variable ingreso como dato de entrada (la proyección de PIB per cápita es creciente). Por ende, existe incertidumbre en la proyección de la proyección modal. Básicamente los resultados muestran que a medida que aumenta el ingreso de las personas, éstas prefieren el transporte privado por sobre el transporte público. Por lo tanto, en ausencia de medidas que fomenten el transporte público será difícil revertir esta tendencia, y se seguiría la tendencia de un modelo americano más que la de un modelo europeo²⁴.

²⁴ En el estudio “Plan Maestro de Transporte de Santiago 2025” se analiza la correlación entre porcentajes de viajes realizados en vehículos particulares que se observan en distintas ciudades del mundo y el ingreso per cápita. Se muestran 3 tipos de modelos de desarrollo: el americano, el europeo y el eficiente. En el modelo americano los viajes en modo privado crecen fuertemente a medida que aumenta el ingreso per cápita. En el modelo europeo el crecimiento de los viajes privados es menor y hay una mayor participación del transporte público. En un modelo eficiente existe un desacople entre el número de viajes en modo privado y el ingreso per cápita.

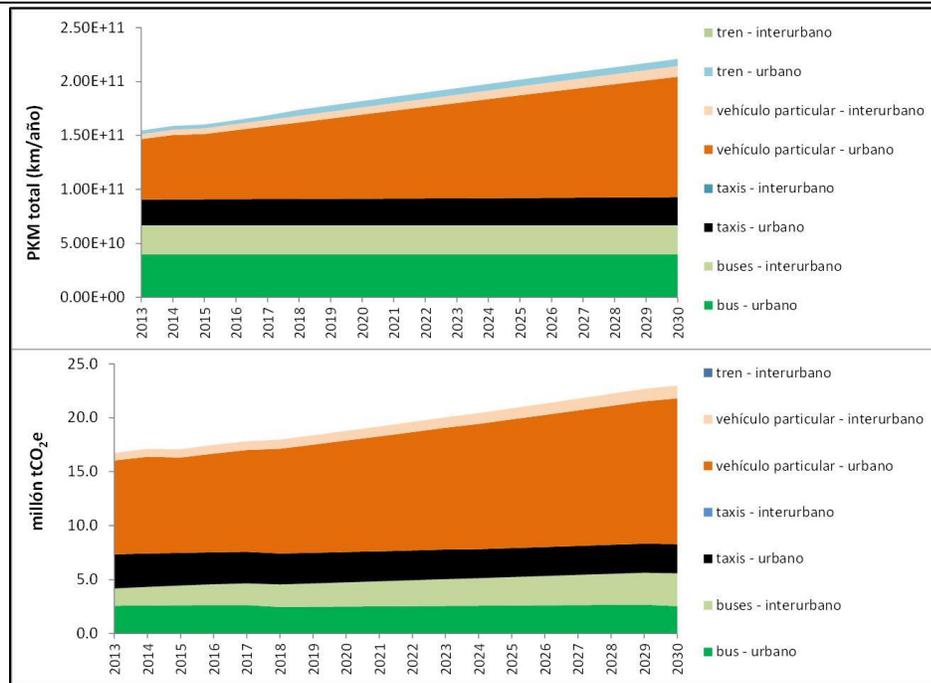


Figura 17: PKM y emisiones directas asociada a la categoría transporte de pasajeros. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte

- La proyección de la Línea Base 2013 no consideró los efectos de congestión que eventualmente se pudieran ocasionar por el aumento significativo del transporte en vehículos privados. Esto tiene como consecuencia que las emisiones aumenten debido a que los vehículos operarían en un punto de operación sub-óptimo.
- La tabla siguiente muestra la proyección de la demanda de transporte. Por ejemplo, para la Región Metropolitana se proyecta que la demanda crezca desde 19,4 a 25,8 km/hab/día al año 2030. Asimismo, se proyecta un aumento de la participación de vehículos particulares que cubren esta demanda, disminuyendo la participación de buses en la mayoría de las regiones.

Tabla 18: Proyección de PKM urbano por región (km/hab/día). Estos valores representan los kilómetros promedio diario recorridos por una persona en cada región (escenario PIB medio). Fuente: Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte

Año	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2013	21,7	36,5	18,3	27,7	15,6	19,3	25,5	20,2	18,2	13,2	23,2	13,3	15,4
2020	24,4	37,5	21,1	29,0	18,0	22,0	31,9	26,0	20,4	16,5	29,4	17,7	19,0
2025	26,2	38,2	23,9	30,3	18,7	23,9	36,6	30,4	21,7	18,8	34,3	19,6	19,9
2030	27,8	38,7	26,7	31,6	19,3	25,8	41,3	35,0	23,0	21,0	39,4	21,1	20,4

Tabla 19: Partición modal para transporte de pasajeros (%). Estos datos corresponden a la distribución de los PKM. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte.

Modo	II			V			RM			VIII		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
Particular	42,2	52,5	60,3	37,3	45,7	51,8	50,9	60,6	69,1	27,0	30,5	34,6
Taxi/ Taxi Colectivo	35,1	28,6	24,6	30,7	26,7	24,6	7,3	5,3	3,9	28,3	22,8	18,3
Bus	22,6	18,3	15,0	29,3	25,2	22,2	28,5	19,1	13,8	41,5	43,6	45,3
Metro	0,0	0,0	0,0	2,6	2,0	1,4	6,3	9,2	8,6	0,5	0,4	0,3
No motorizado	0,1	0,7	0,0	0,1	0,4	0,0	7,1	5,8	4,7	2,7	2,7	1,4

Tabla 20: Penetración tecnológica de vehículos particulares ²⁵. La proyección se realizó considerando un aumento de la participación de vehículos a diésel y una baja participación de vehículos de baja y cero emisión (Fuente: Informe sectorial sector transporte. Proyección realizada a partir de criterio experto del consultor).

Región	Año	Gasolina	Diésel ²⁶	HYB- Gasolina	Eléctrico
II	2013	68,14%	31,85%	0,01%	0
	2020	50,78%	49,10%	0,08%	0,05%
	2030	35,57%	64,00%	0,25%	0,18%
V	2013	75,28%	24,71%	0,01%	0
	2020	67,71%	32,16%	0,08%	0,05%
	2030	63,23%	36,34%	0,25%	0,18%
RM	2013	74,26%	25,69%	0,05%	0
	2020	65,06%	34,76%	0,13%	0,05%
	2030	60,41%	39,04%	0,37%	0,18%
VIII	2013	68,21%	31,78%	0,01%	0
	2020	52,04%	47,83%	0,08%	0,05%
	2030	28,91%	70,66%	0,25%	0,18%
X	2013	63,37%	36,62%	0,01%	0
	2020	43,27%	56,60%	0,08%	0,05%
	2030	25,57%	74,00%	0,25%	0,18%

El crecimiento de emisiones del transporte de carga caminero se explica por el crecimiento de la proyección de la variable TKM. La tabla siguiente muestra los valores proyectados.

²⁵ Las proyecciones de emisiones se han realizado sin considerar la reforma tributaria recientemente aprobada. La Línea Base 2013 muestra un incremento de la participación de vehículos diésel. Dicha participación podría verse afectada por el impuesto a los vehículos diésel incluida en la reforma tributaria.

²⁶ La proporción de gasolina y diésel es razonablemente homogénea entre regiones el 2013, pero difiere bastante entre regiones al 2020 y el 2030. Existe incertidumbre en la proyección de esta variable.

Tabla 21: Proyección de la demanda de transporte de carga. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector transporte.

Año	Millón TKM	Tasa de crecimiento
2013	44.079	
2014	45.262	2,68%
2015	46.395	2,50%
2016	47.590	2,58%
2017	48.878	2,71%
2018	50.221	2,75%
2019	51.543	2,63%
2020	52.816	2,47%
2021	54.074	2,38%
2022	55.355	2,37%
2023	56.673	2,38%
2024	58.010	2,36%
2025	59.344	2,30%
2026	60.663	2,22%
2027	61.975	2,16%
2028	63.289	2,12%
2029	64.620	2,10%
2030	65.967	2,08%

Se realiza un análisis de sensibilidad incrementando en un 19% la demanda de transporte (TKM) con el objeto de reflejar la incertidumbre asociada a los datos de actividad de este subsector. Al realizar esta sensibilidad, se obtienen los resultados que muestra la tabla siguiente. La diferencia de emisiones es 0,5 millones de tCO₂eq el año 2020 y 0,5 millones de tCO₂eq el año 2030.

Tabla 22: Sensibilidad asociada al transporte de carga caminero.

Modo	2013	2020	2030
Aéreo	2,6	5,5	12,5
Marítimo	0,8	1,1	1,4
Ferrovionario	0,1	0,0	0,1
Caminero-pasajero	16,7	19,2	23,4
Caminero-carga	3,9	4,6	5,6
Caminero-carga sensibilidad	4,3	5,0	6,0
Total LB2013	24,1	30,4	42,9
Total sensibilidad	24,4	30,8	43,4
Diferencia	0,3	0,5	0,5

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013-2030

la Línea Base 2013 considera las siguientes medidas en la modelación:

- Entrada en operación del servicio de trenes interurbanos Rancagua Express y Melipilla-Santiago
- Entrada en operación de las líneas 3 y 6 del Metro de Santiago
- Entrada en operación de extensión hacia Coronel de Biotrén de Concepción
- Esquema de reducción de emisiones definido por LAN
- Ingreso de vehículos nuevos con mejor eficiencia en el modo caminero

IV.3.3 Sector minería y otras industrias

Fuentes de emisión de GEI	Fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> Consumo de combustibles fósiles Al año 2012, un 40% del consumo del sector (42.249 TCal) corresponde a derivados del petróleo (principalmente petróleo diésel y petróleos combustibles) y un 9% a carbón, gas natural y otros consumos menores. El resto corresponde a leña, que no es una fuente directa de emisiones de CO₂, pero sí de CH₄ y N₂O. Consumo de electricidad Es un sector muy intensivo en consumo de electricidad (36.366 TCal, equivalentes al 34,6% del consumo del sector al año 2012). Las emisiones generadas son reportadas según sistema eléctrico y contabilizadas por el sector generación eléctrica y transporte de electricidad. Emisiones procesos industriales Estas emisiones corresponden a un pequeño porcentaje del total de emisiones del sector. 	<ul style="list-style-type: none"> Información de consumos energéticos y factores unitarios de COCHILCO. Proyecciones producción y consumos de agua de COCHILCO, estudios internacionales de demanda mundial (Brook Hunt, CRU) al 2035. Consumos por uso: eléctrico, motriz, calor según (BNE, 2011) y otros estudios. Estimaciones de precios de minerales Estadísticas y proyecciones económicas internacionales (Escenario Climático A2 IPCC, Banco Mundial). Perspectivas tecnológicas mundiales. Consumo energético histórico (BNE). 	<p>Minería:</p> <ul style="list-style-type: none"> Producción de cobre y otros minerales. Material procesado. Precio del cobre y otros minerales. PIB. Penetración de tecnologías. Precios de los energéticos. Consumo de agua. <p>Otras industrias:</p> <ul style="list-style-type: none"> PIB Nacional, Internacional. Producción de los subsectores. Precios de los energéticos.

METODOLOGÍA

Sector gran minería del cobre y subproductos

Consumo energético

La estimación del consumo energético para el sector minería se diferenció según área de proceso productivo. Para la proyección de consumo de energía en mina, concentradora y fundición el *driver* de la estimación fue el material procesado; mientras que en los procesos de lixiviación, extracción por solvente y electroobtención (LX-SX-EW); el driver fue la tonelada métrica de fino. La metodología en una primera etapa proyecta la cantidad de cobre fino para el horizonte 2013-2050 y luego, a partir de estimaciones de la proporción de sulfuros y óxidos, productos intermedios obtenidos (concentrados aumentan, mientras que ánodos y blíster se mantienen en el mismo valor del año 2013)²⁷, evolución de sus leyes y tasas de recuperación de mineral, se estima la cantidad de material procesado.

La proyección de producción de cobre fino se obtiene a partir del concentrado de cobre, cátodos ER obtenidos del proceso de fundición y cátodos EO obtenidos del proceso SX-EW, lo que se estima a partir de datos históricos (para el año inicial) y las siguientes fuentes de información:

- Proyección 2012 – 2020. En este período, la proyección de producción se obtiene del estudio “Inversión en la Minería Chilena. Cartera de Proyectos 2013 -2021”, publicado por COCHILCO, el año 2013.
- Proyección 2022 – 2035. Sobre la base de la proyección de producción mundial de cobre del estudio Brook Hunt (2013) y Copper: Long Term Outlook – CRU (2012), se estima la proyección de producción de

²⁷ Ambos criterios obtenidos del estudios MAPS Fase 1, sector Industria y Minería.

cobre a nivel nacional.

- Proyección 2026-2050. Se utiliza la estimación de demanda y oferta mundial de cobre realizada por CRU hasta el año 2035 (CRU, 2012), la cual se extiende hasta el año 2050 siguiendo su tendencia y ajustando esta curva a una función logarítmica. Considerando la oferta mundial en el año 2050, se asume que Chile tendrá la siguiente participación de acuerdo al escenario considerado:
 - En escenario Alto: 37%
 - En escenario Medio: 31%
 - En escenario Bajo: 28%

La producción de cobre fino que resulta de considerar las fuentes anteriores se muestra en la siguiente figura²⁸:

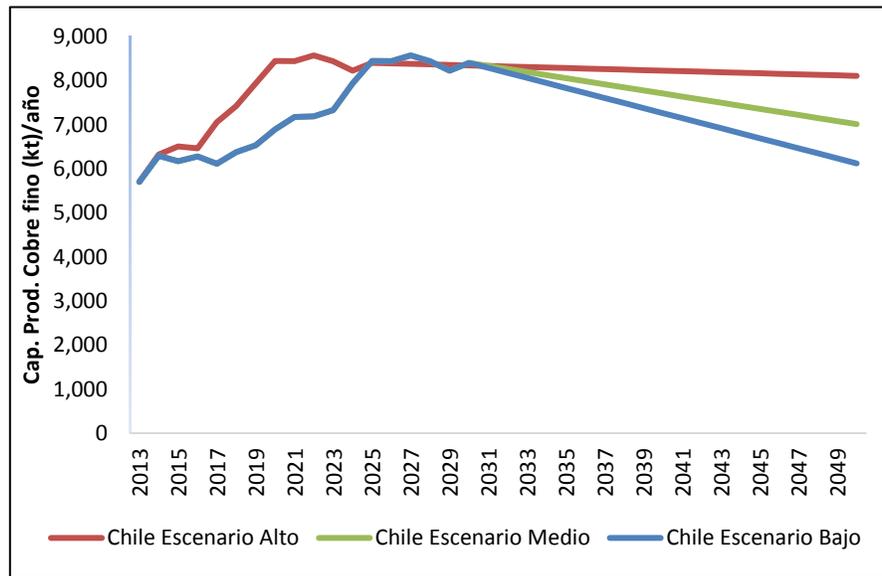


Figura 18: Proyección de capacidad de producción de Cobre en Chile por escenarios. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014.

Estos escenarios no tienen relación directa con los escenarios de PIB definidos en el proyecto MAPS. Como se sostiene en varios estudios, el PIB es impulsado por la producción (exportaciones) de cobre, por lo que sí existiría alta correlación entre crecimiento y producción de cobre. Sin embargo, como muestra la figura anterior, mediante análisis de causalidad, son las exportaciones de cobre las que tienen efecto causal sobre el crecimiento y no al revés. A pesar de lo anterior, dada esta correlación, los escenarios de producción baja, media y alta fueron relacionados directamente con los escenarios de crecimiento del PIB bajo, medio y alto.

Por otra parte, se proyecta la ley media de las minas de cobre en Chile por año, separando entre óxidos y sulfuros, para el período 2013-2050, lo que permite estimar el mineral procesado durante este período. Además, se utilizan las proyecciones de la tasa de recuperación de mineral procesado por flotación y lixiviación entregadas por COCHILCO para el período 2000-2025. Para el tramo de 2026-2050 se las asume constantes e iguales al valor de 2025.

²⁸ Para la estimación de emisiones del sector minería se definieron tres escenarios de producción nacional y participación de Chile en la producción mundial de cobre. El informe de los consultores presenta sus resultados considerando el escenario de producción “medio” (según acuerdo con los expertos sectoriales), sin embargo, los cálculos fueron hechos considerando los tres escenarios. Ello se presenta en los cuadros agregados de consumo energético y emisiones del sector I&M y en los cuadros de Resultados agregados de la sección IV.4.1.

A partir de ello, se calcula la cantidad de material a procesar para el período 2013-2050 (figura siguiente) usando la expresión:

$$\text{Mineral Procesado}_{\text{año}}[\text{kt}] = \frac{\text{Cobre fino}_{\text{año}}[\text{kt}]}{\text{Ley media} \cdot \text{Recuperación}}$$

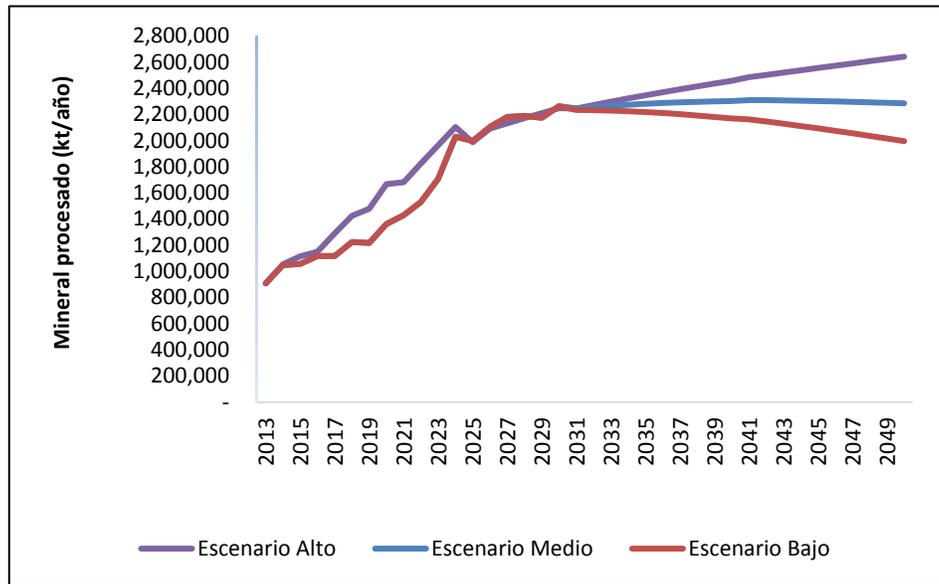


Figura 19: Mineral procesado en la industria del cobre (kt). Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014.

Como se aprecia en la figura anterior, en todos los escenarios estimados se alcanza un nivel de mineral procesado el 2030 que supera el doble de lo procesado en 2012.

Adicionalmente, se estima la intensidad de energía y su evolución como el cociente entre consumo de energía por producción de cobre fino. Los datos de energía corresponden a los del Balance Nacional de Energía mientras que los de producción a COCHILCO. Para el análisis de usos se consideran intensidades por material procesado y por tonelada de cobre fino, según sea el proceso. Se analizan las trayectorias de intensidades por material procesado (MP) y toneladas métricas finas (TMF) para los años disponibles (2001-2012). En particular, se estima el indicador desviación estándar relativa (cociente entre desviación estándar y media). Las intensidades corresponden al total de la energía (combustibles + electricidad).

Se ha estimado además, el consumo energético por desalinización en la industria del cobre, para lo que se considera en primer lugar, estimar la cantidad de agua desalinizada por año y en segundo, la potencia necesaria para la desalinización e impulsión hacia las faenas mineras. Se estima la demanda de agua fresca por región en la industria del cobre. En particular, se considera que todos los aumentos en el consumo de agua fresca en la primera, segunda y tercera región serán suplidos por desalinización. Posteriormente, se calcula la potencia requerida por el proceso, considerando la altura promedio de los proyectos actuales para el proceso de impulsión. Se realiza una estimación de la extracción de agua fresca para el período 2013- 2030 y 2031-2050 sobre la base de los consumos por el proceso de concentrados y el de lixiviación. El consumo por estos dos procesos representa actualmente un 89% de la demanda total de agua fresca en la minería.

El consumo de agua fresca por proceso se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Agua Fresca}_{\text{año,concs}}[\text{m}^3] = 0,61 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{t}} \right] \cdot \text{mineral procesado}_{\text{año,concs}}[\text{t}]$$

$$\text{Agua Fresca}_{\text{año,lixiv}}[\text{m}^3] = 0,10 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{t}} \right] \cdot \text{mineral procesado}_{\text{año,lixiv}}[\text{t}]$$

Consideraciones:

- No se lleva a cabo un análisis de las reservas de cobre, por lo que este aspecto no se manifiesta en forma explícita en los modelos.
- En el proceso de transporte mina se consideró un valor constante de la intensidad energética debido a que hay un aumento por la presencia de minas antiguas, el cual podría ser contrarrestado con el ingreso de minas nuevas. El consultor no pudo obtener información de este ítem.

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [8].

Sector resto de la minería

Este sector incluye la industria del hierro, salitre y minas varias. En este caso, el consumo energético es impulsado por la producción/extracción de cada mineral y por otras variables, entre las que se cuenta el PIB regional de las zonas relacionadas con la industria, el PIB nacional y el PIB internacional de los principales importadores de los productos. A partir de ellas, se desarrolla un modelo econométrico que permite proyectar la variable principal (producción) e incorporar quiebres estructurales u otras singularidades requeridas para la proyección.

La metodología para proyectar los consumos energéticos emplea un enfoque econométrico que considera los sectores económicos, según la desagregación del BNE. Se ha elaborado un enfoque que entrega las tendencias de largo plazo para los distintos consumos energéticos en los distintos sectores, en función de las variables que afectan el consumo energético del sector o subsector respectivo. La metodología de proyección se basa en el desarrollo de modelos del tipo:

$$Y_t = \prod_i a_i X_{it}^{b_i}$$

Donde:

- Y_t : Consumo energético en el tiempo t ,
- a_i : Constante,
- X_{it} : Variable explicativa i del consumo Y en el tiempo t ,
- b_i : Elasticidad del consumo Y respecto de la variable explicativa i en el tiempo t .

Los valores a_i y b_i , descritos en la ecuación anterior, se obtienen utilizando el consumo histórico de energía de cada sector y una variable explicativa, mientras que el consumo sectorial histórico, por energético, se obtiene del BNE.

Adicionalmente, se desagrega el consumo energético de cada sector para cada uso motriz, eléctrico y térmico. Para ello se utiliza el BNE desglosado del año 2011 y los consumos de energía de ese año, con los que se calcula la participación de los combustibles en cada uso. Sobre la base de estas participaciones, año a año se realizan correcciones de las mismas, mediante la sustitución de combustibles debido a la evolución de los precios y las tendencias de energía de reportes internacionales.

Luego, utilizando las participaciones de combustibles y la información del BNE 2012, más la producción sectorial para cada año, se calculan las intensidades de cada subsector para los distintos energéticos utilizados.

El sector minas varias, en lo referido al Balance Nacional de Energía, corresponde al resto de minas metálicas y no metálicas (menos el sector cobre, hierro y salitre), incluyendo oro y plata. Esto involucra extracción primaria de minerales como: molibdeno, litio, yodo, sal, etc., y que se ha tratado como un solo sector para efectos de modelación, utilizando la producción histórica reportada por COCHILCO.

Sector industrial e industrias y minas varias

Este sector corresponde a las industrias de: papel y celulosa, cemento, azúcar, pesca, petroquímica, siderurgia e industrias varias. El consumo energético es impulsado por diversas variables en cada una estas industrias, las que se resumen en el siguiente cuadro.

Sector	Variable explicativa
Azúcar	Producción de remolacha y rendimientos por Ha plantada
Cemento	Producción de cemento
Industrias varias	PIB
Papel y celulosa	Producción de celulosa
Pesca	Extracción de peces
Petroquímica	Producción de metanol y producción de etileno
Siderurgia	Producción de acero

Utilizando un enfoque econométrico similar al anterior, se proyectan las variables explicativas mencionadas en el cuadro, las que sirven para estimar el consumo energético. Éste se desagrega para cada sector y uso (motriz, eléctrico y térmico). En este caso, se utiliza el BNE desglosado del año 2011 y los consumos de energía de ese año, con los que se calcula la participación de los combustibles en cada uso. En el caso del papel y celulosa no se cuenta con la desagregación por usos del BNE, por lo que se utiliza un balance de energía útil de Uruguay, desarrollado por PRIEN el 2009 y opinión experta de profesionales pertenecientes a los sectores productivos. Igual que en el caso anterior, estas participaciones varían de acuerdo a la sustitución de combustibles debido a la evolución de los precios y las tendencias de energía de reportes internacionales.

Luego, utilizando las participaciones de combustibles y la información del BNE 2012, más la producción sectorial para cada año, se calculan las intensidades de cada subsector para los distintos energéticos utilizados. En el caso del sector industrias varias se usa el PIB nacional en lugar de la producción.

Emisiones

Para estimar las emisiones de GEI asociadas al uso energético del sector industrial y minero, se utilizan los factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción, presentados en las directrices del IPCC de 2006. Se consideran los siguientes GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

Sector procesos industriales

Emisiones

Las emisiones por procesos industriales corresponden a las emisiones de GEI generadas por la utilización de energía en procesos productivos y por la transformación física y química de materias primas y pueden generar emisiones de CO₂, COVM, SO₂, N₂O, PFC, entre otros. Para obtener las emisiones por procesos industriales se amplifica la producción del sector por el factor de emisión, según las directrices IPCC 2006, asociado al proceso productivo correspondiente.

En el sector cemento se consideran las emisiones del proceso de producción de cemento y cal. El proceso de producción de cemento genera emisiones de CO₂, asociadas a la producción de clinker. La producción de cemento se estima de acuerdo a lo presentado previamente. A su vez, en el sector cemento, se incluyen las emisiones asociadas a la producción de cal. Las emisiones generadas por esta industria son exclusivamente de CO₂ y se producen durante el proceso de calcinación. La producción de cal se obtiene del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero mientras que las proyecciones de consumo de la industria de las compañías

INACESA y SOPROCAL

El ciclo productivo del acero genera diversas emisiones de gases efecto invernadero. Dependiendo de la operación unitaria perteneciente al proceso se puede llegar a generar CO₂, NO_x, COVNM, CO y/o SO₂. Los factores de emisión utilizados corresponden a los indicados por las directrices IPCC 2006 para las emisiones por procesos industriales.

Las emisiones por procesos industriales del acero son resultado de la producción de coque, arrabio, sinterizado, hierro reducido y pellets. En este caso, el factor de emisión sugerido por las directrices del IPCC, considerando que el método de fabricación de acero es en hornos básicos de oxígeno, es de 1,46 tCO₂/t acero producido. Junto a esto se generan emisiones de metano (CH₄) en los procesos de producción de coque, sinterizado y hierro reducido, con un factor de emisión a utilizar de 0,03 kg CH₄ por tonelada de acero producido, de acuerdo a las referencias del IPCC (2006).

RESULTADOS

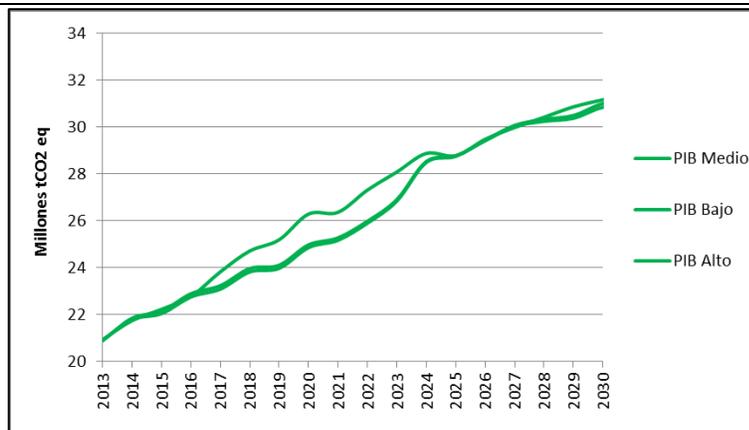


Figura 20: Emisiones sector minería y otras industrias. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 23: Emisiones sector industria y minería (MM tCO₂eq)

Escenarios	INGEI 2006	2013	2020	2030
PIB Medio	13,2	20,9	24,9	31,0
PIB Bajo	13,2	20,9	25,0	30,8
PIB Alto	13,2	20,9	26,3	31,2

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Análisis de resultados

- Se aprecia una fuerte correlación de las emisiones de GEI con el crecimiento del PIB y con las producciones sectoriales para cada industria, debido al comportamiento de los subsectores industrial e industrias y minas varias, responsables de la mayor parte del consumo energético del sector.
- En este sentido, el cobre tiene una menor emisión directa de GEI y no sigue la tendencia de crecimiento del PIB, si no que más bien es el PIB el que sigue a la producción de cobre.
- Es importante hacer notar la relevancia que tomará en el futuro el consumo eléctrico a causa de la desalinización del agua, llegando a ser un consumo del orden del 30% de la demanda de la industria del cobre.
- El consumo eléctrico del cobre, junto con el de industrias y minas varias, es el más relevante de este sector. Sin embargo, este consumo no se refleja en las emisiones de GEI del sector.
- El petróleo diésel es el otro energético de importancia en este sector, principalmente por minas varias. Este sí tiene una emisión relevante de GEI.
- En este estudio, para la estimación de emisiones de procesos industriales, se consideraron los sectores cemento, siderurgia y cal, pero no se evaluaron el resto de las fuentes de emisión que se contabilizan en el Inventario de Emisiones de GEI.

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013-2030

El sector se ve sujeto al cumplimiento de medidas adoptadas en los planes de descontaminación de distintas ciudades y a resoluciones relacionadas con contaminación de aire, agua y suelos. Adicionalmente, existen una serie de esfuerzos desde el punto de vista privado, como la eficiencia energética o las ERNC para usos térmicos en la minería, que son parte de las evaluaciones desarrolladas.

IV.3.4 Sector comercial, público y residencial

Fuentes de emisión de GEI	Fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> Consumo de combustibles fósiles al año 2012, un 22,6% del consumo del sector (18.813 TCal) corresponde a derivados del petróleo (principalmente gas licuado) y un 7,7% a gas natural. Consumo de electricidad Es un sector intensivo en consumo de electricidad (16.735 TCal), equivalentes al 22,5% del consumo del sector al año 2012. Las emisiones generadas son reportadas según sistema eléctrico y contabilizadas por el sector generación eléctrica y transporte de electricidad. Consumo de leña Es un sector intensivo en consumo de leña (34.892 TCal), equivalentes al 46,9% del consumo del sector al año 2012. Ello no es una fuente directa de emisiones de CO₂, pero sí de CH₄ y N₂O. 	<ul style="list-style-type: none"> Caracterización de viviendas. Encuesta CASEN 2011. Tenencia y uso de artefactos. Encuesta CASEN 2009. Estudio de caracterización de usos CDT (2010). Ventas de equipos. Ventas de electricidad por cliente. Perspectivas tecnológicas. Permisos de edificación (INE). Consumo Energético histórico (BNE). 	<ul style="list-style-type: none"> Número de viviendas. PIB per cápita. Crecimiento de la población. Número de unidades construidas. Índices sectoriales internacionales.

METODOLOGÍA

Sector Residencial

Consumo energético

La proyección de consumos energéticos para cada uno de los subsectores comercial, público y residencial se realizó mediante un enfoque bottom-up. A través de éste, se estimaron los consumos específicos de cada subsector para el año inicial, proyectando la unidad de análisis de cada uno de estos sectores y obteniendo así la estimación del consumo total. Para la proyección de los consumos energéticos del sector residencial se considera la vivienda como la variable clave para determinar la evolución del sector. Ello se debe principalmente a que los consumos energéticos tienen una base de pago por vivienda y además, la consideración de la vivienda como variable permite determinar la demanda energética de calefacción, que en Chile es el principal consumo energético en este sector, y por ende, de emisiones de GEI.

También es importante considerar otras variables que podrían influir en la proyección del consumo energético del sector. Para esto se analizan las siguientes subcategorías:

- Zona térmica a la que pertenece la vivienda. Para efectos de este análisis, se separa en tres categorías geográficas, con distintas condiciones de clima y demanda energética:
 - Zona A (Norte-Centro Norte): compuesta por las zonas térmicas 1 y 2.
 - Zona B (Centro Sur – Sur): compuesto por las zonas térmicas 3, 4 y 5.
 - Zona C (Sur -Austral – Cordillera): compuesto por las zonas térmicas 6 y 7.
- Tipología constructiva de vivienda: Se separan las viviendas de acuerdo a su tipología constructiva en dos grupos; viviendas unifamiliares (aislada, pareada o en fila), y viviendas multifamiliares. Las demandas energéticas están influidas por las distintas tipologías de viviendas y sus materiales, demandando los departamentos sustancialmente menos energía para calefacción que las viviendas aisladas y pareadas.
- Zona urbana o rural. Este criterio permite estimar los consumos energéticos derivados de las proyecciones de centralización de las viviendas (existe tendencia a migrar a zonas urbanas), y por otro lado, permite hacer proyecciones separadas del consumo de leña, que corresponde al principal energético del sector residencial.

- Ubicación geográfica respecto al sistema interconectado (SIC o SING). La separación de las viviendas de acuerdo a los dos sistemas interconectados principales, permitirá especialmente en el caso del consumo eléctrico residencial, obtener las demandas eléctricas para cada sistema por separado.

La población es una de las principales variables que junto con el PIB explican la proyección del número de viviendas, su distribución a nivel regional y por zona térmica, y el aumento de artefactos eléctricos, para el uso de agua caliente sanitaria (ACS), cocción y uso térmico. También es relevante considerar el número de habitantes por vivienda, ya que el uso de ciertos artefactos está relacionado con el número de viviendas y sus moradores. Adicionalmente, el consumo térmico global depende del número de viviendas que se construyan y la locación geoclimática donde se dispongan. Las estimaciones de crecimiento del parque de viviendas se estiman de acuerdo a las proyecciones de crecimiento de la población presentadas en la sección IV.1.1 (Población).

Para estimar el número de habitantes por vivienda se consideran tendencias históricas de habitantes/viviendas en cada región, las que se obtienen de los últimos censos de población de 1992 y 2002. Se espera que la tendencia siga hasta llegar a niveles de países de mayor desarrollo y densificación, cuya ocupación es del orden de 2,1 – 2,3 habitantes por vivienda. Se estima un modelo con un panel de países, lo que permite proyectar la relación general entre PIB per cápita a paridad de poder de compra (PPC) y número de habitantes para varios países. El modelo considera que cada país tiene características propias que afectan su propia relación PIB-hab/viv, pero permite encontrar una relación general, la que se utiliza para determinar cómo evolucionarán los hab/viv a medida que cambie el PIB nacional.

Luego, a partir de la información entregada por el estudio CDT (2010), se estiman usos finales y consumos unitarios, los que fueron ajustados de acuerdo a la información entregada por el Balance Nacional de Energía del 2012.

En este sector, las características de tenencia y uso de artefactos son las que definen finalmente el consumo de los energéticos. Se asume que la tecnología determina el combustible, y su precio sólo afecta al uso de la tecnología y no su reemplazo para un mismo uso final. Para inferir el consumo de energía para el horizonte de evaluación, se procede a separar el consumo de acuerdo a las siguientes categorías:

- I. **Calefacción.** Se estiman los consumos energéticos actuales de las viviendas por m² y se proyectan hasta llegar a niveles de confort térmico, considerando la distribución y requerimientos por zona térmica, para los escenarios de PIB. Se estima que entre los 30.000 – 35.000 US\$/pers/año, la población prioriza niveles de confort en sus viviendas y todo el parque de vivienda logra ese estatus.
- II. **Artefactos eléctricos.** Se estima el stock de artefactos al año 2012 (a partir del estudio CDT, 2010) y se proyecta linealmente su saturación, desde la situación en el año 2012, hasta los niveles que poseen países de mayores ingresos per cápita (España y Estados Unidos), y condiciones similares a las de Chile. A partir de este nivel, se considera que se mantiene este nivel de saturación hasta el final del horizonte de evaluación. Adicionalmente se estiman las mejoras de intensidad energética de cada uno de los equipos.
- III. **Agua caliente sanitaria y cocina.** Estos usos finales pueden utilizar distintos combustibles. Para la estimación del consumo energético de estos usos finales durante el horizonte de evaluación se considera separadamente el agua caliente sanitaria (ACS) de la cocción, debido principalmente a sus patrones de uso. De acuerdo a esto, se estima que el consumo energético unitario debido a cocción se mantiene constante durante el horizonte de evaluación ya que no existen grandes cambios tecnológicos que afecten a este uso final, siendo más relevante el cambio de uso de combustible. El caso del ACS es distinto, ya que su consumo unitario se verá afectado por la disminución en el número de habitantes por vivienda y el aumento en el uso de sistemas solares térmicos en viviendas. Además, se consideró una penetración inicial de colectores solares térmicos, de acuerdo al efecto que ha tenido la Ley 20.365.

Es importante considerar que los hogares que alcanzan el confort térmico se mantienen en este nivel, conservándose el mismo consumo energético por m², debido a que los hogares no necesitan más energía.

Los usos finales de calefacción, ACS y cocina tienen la posibilidad de usar distintos combustibles, para lo cual se

proyecta los combustibles que serán usados, y cuáles serán reemplazados. Para ello se considera que básicamente el costo del combustible influye en la decisión de los usuarios y se dejan de lado aspectos como los ambientales, costo de las tecnologías, reticencia al cambio en el caso de viviendas existentes, etc. Luego, para proyectar las emisiones futuras se considera un factor adicional ligado al cambio de combustible para el mismo uso final- asociado a la elasticidad- sustitución de la demanda por combustibles-, lo que en el caso de calefacción será muy relevante por la alta presencia de la leña, y las normativas que restringen las emisiones en zonas principalmente urbanas. Esto se traduce principalmente en que el consumo de leña se mantiene principalmente en zonas rurales y se restringe en zonas urbanas. En este escenario, las viviendas sustituirán su uso por combustibles alternativos, pero probablemente no en la misma cantidad, debido a las diferencias sustanciales de precios que existen entre la leña y los combustibles alternativos (GLP, kerosene).

Emisiones

Para estimar las emisiones de GEI asociadas al uso energético del sector residencial se utilizan los factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria presentados en las directrices del IPCC de 2006. Se consideran los siguientes GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [2].

Sector comercial y público

Consumo energético

Los sectores comercial y público están pobremente caracterizados y existe básicamente información agregada a nivel nacional. Son conocidas las estimaciones totales de consumos energéticos y se han caracterizado subsectores como establecimientos educacionales, asistenciales, y algunas actividades del retail. Además existen estadísticas de edificación anual en sector comercial, servicios financieros, y servicios. Sin embargo, no se ha hecho una estimación de la cantidad de establecimientos comerciales, por lo que es difícil obtener “unidades funcionales”. A pesar de ello, fueron divididos en diversos segmentos, donde cada uno de éstos posee una unidad representativa para su caracterización. La proyección de consumos y emisiones se realizó para cada uno de los segmentos considerados, para luego obtener el crecimiento total del subsector correspondiente.

En cuanto al tipo de actividades que consumen energía, entre el sector público y comercial existe gran correspondencia. En ambos sectores la mayoría del consumo energético es en la forma de electricidad.

El parque total de unidades representativas de cada segmento, se proyecta de acuerdo a la caracterización inicial de cada uno de éstos para todas las regiones del país. En base a este stock de unidades representativas, se proyecta el parque futuro en base a indicadores referentes a otros países que presentan un nivel de PIB mayor al caso chileno. A continuación se muestran los indicadores de unidades-habitante para cada segmento y el país al que corresponde el dato.

Tabla 24: Indicadores de unidades por segmento

Subsector	Segmento	Índice	Unidad	País	PIB PPP (US\$)	Fuente
Comercial	Malls	0,061	malls/1.000 habitantes	USA	49.982	United State Census Bureau, 2012
Público	Hospitales	0,500	hospitales/10.000 habitantes	USA	49.982	National Research Bureau, 2005
Comercial	Clínicas	18,700	clínicas/1.000.000 habitantes	USA	49.982	National Research Bureau, 2005
Público	Colegios	0,400	colegios/1.000 habitantes	USA	49.982	National Research Bureau, 2005
Comercial	Supermercados	0,120	supermercados/1.000 habitantes	USA	49.982	FMI, 2013
Comercial	Bancos	0,309	sucursales/1.000 habitantes	USA	49.982	US Bank Locations, 2013

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Para el segmento de universidades, se consideró que el parque actual de sedes universitarias se mantendrá constante en el tiempo. En cuanto al segmento de hoteles, también se considera que no existirá una expansión en el número de unidades en el tiempo.

Por medio de los indicadores señalados anteriormente, se obtiene el número de unidades en el año en que el país alcanza los niveles de ingreso correspondiente al país con que se está realizando la comparación. El cálculo del stock para tal año se realiza basado en la siguiente relación:

$$N_{s,r,p} = H_{r,p} \cdot I_s$$

Donde:

$N_{s,r,p}$ = Número de unidades para el segmento s , en la región r y en el año p donde se alcanza el PIB del país comparado.

$H_{r,p}$ = Número de habitantes en la región r y en el año p donde se alcanza el PIB del país comparado.

I_s = Indicador de habitantes-unidades para el segmento s .

Una vez obtenido el stock de unidades para el año donde Chile alcanza el nivel de PIB de los respectivos países comparados, se proyecta de forma lineal el stock inicial y a partir del año en que el país alcanza este valor de PIB, el stock llega a un valor constante. A partir de lo anterior se obtienen los consumos energéticos. Este cálculo se realiza por medio del consumo específico de cada unidad y su tamaño medio, a partir de la siguiente relación:

$$C_{s,r,t} = N_{s,r,t} \cdot CE_s \cdot T_s$$

Dónde:

$C_{s,r,t}$ = Consumo de energía en el segmento s , en la región r y para el año t .

$N_{s,r,t}$ = Número de unidades del segmento s , en la región r y en el año t .

CE_s = Consumo específico de energía por unidad de área, para el segmento s . A partir de referencias nacionales e internacionales.

T_s = Tamaño medio de una unidad del segmento s .

Esta variable permite conocer el consumo energético total de cada segmento, pero no entrega los diversos consumos energéticos por uso final y por combustible. Para obtener la proyección de usos finales para cada segmento, se asume que su distribución para el año base no cambia en el tiempo. En los subsectores comercial y público, no se tiene referencia alguna para analizar una variación en los usos finales, principalmente debido a que no se posee información de tenencia de artefactos en la totalidad de sus segmentos.

Adicionalmente, se consideró que el consumo y los usos finales de la energía en los distintos segmentos de los subsectores comercial y público no se ven afectados por cambios en los precios de los combustibles, dado que estos subsectores son mayormente intensivos en el consumo de electricidad (iluminación, climatización, etc.), los cuales no presentan sustitutos alcanzables mediante un cambio tecnológico.

Finalmente, se asignan los valores restantes para calzar los resultados de la suma de los segmentos con el valor del BNE 2012. Se asumió que los segmentos de otro comercio y edificios públicos absorberán esta incertidumbre. Estos segmentos, se caracterizaron al año base, como la diferencia entre lo estimado por todos los demás segmentos y lo descrito por el BNE, para cada combustible y los subsectores comercial y público. El crecimiento del consumo energético para cada combustible de estos segmentos, se proyectó de acuerdo al consumo de combustibles histórico de los subsectores comercial y público, y al crecimiento del PIB. Esta proyección se realizó por medio de regresiones lineales, tomando el período 1997-2012. Cabe señalar que a pesar de que los datos de consumo energético para el sector CPR se encuentran en series históricas del BNE desde el año 1991 a la fecha, estos sólo se encuentran desagregados en los subsectores comercial, público y residencial a partir del año 1997.

Emisiones

Para estimar las emisiones de GEI asociadas a uso energético del sector comercial y público se utilizan los factores de emisión por defecto para la combustión presentados en las directrices del IPCC de 2006. Se consideran los siguientes GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

Consideraciones

Relación sector CPR con el uso de suelo: El cambio de uso de suelo ha estado históricamente relacionado con la urbanización de los países, en particular en la migración de la población de las zonas rurales a las zonas urbanas. Sin embargo, Chile ya se encuentra en niveles de urbanización elevados y no se espera que este nivel aumente significativamente en los próximos años ya que queda un remanente de población que no migra a las ciudades.

RESULTADOS

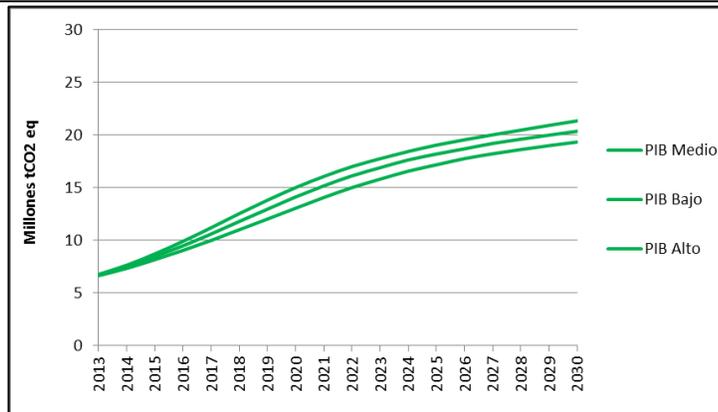


Figura 21: Emisiones sector comercial, público y residencial.
Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 25: Emisiones sector comercial, público y residencial (MM tCO₂eq)

Escenario	INGEI 2006	2013	2020	2030
PIB Medio	5,0	6,7	14,1	20,4
PIB Bajo	5,0	6,7	13,1	19,3
PIB Alto	5,0	6,8	15,0	21,3

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Análisis de resultados

- La electricidad, junto con la leña, son los energéticos de mayor importancia en este sector. Ambos consumos no se reflejan en las emisiones de GEI del sector, dado que corresponden a emisión indirecta (electricidad) y a factor de emisión de CO₂ nulo (leña). Sin embargo, la importancia de la leña empieza a decaer en el período, debido a las restricciones ambientales que se imponen a su uso, por lo que otros energéticos, como el gas licuado y el kerosene, aumentan su participación y por ende se produce un aumento más pronunciado de las emisiones de GEI en el sector residencial.
- Existe un importante aumento de las emisiones de GEI del sector comercial que se aprecia mayormente con posterioridad al año 2025, el que se debe al mayor uso del petróleo diésel en el sector.

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013 - 2030

- Artículo 4.1.10 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción.
- Programa de Reglamentación sobre Acondicionamiento Térmico en Viviendas a cargo del MINVU.
- Acciones desarrolladas por la Institucionalidad de Eficiencia Energética del país: Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE). Esto incluye el reglamento para establecer Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) y la Certificación de Artefactos a Leña, entre otros.
- Ley 20.365. Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos

IV.3.5 Sector agropecuario y cambio de uso de suelo

<u>Fuentes de emisión de GEI</u> <ul style="list-style-type: none"> • Fermentación entérica. • Manejo del estiércol. • Cultivo de arroz. • Suelos agrícolas. • Quema de residuos agrícolas. 	<u>Principales fuentes de información</u> <ul style="list-style-type: none"> • ODEPA: Agricultura Chilena 2014: Una Perspectiva de Mediano Plazo. • FAO-STAT: estadísticas de consumo de fertilizantes, precios ganado y productos pecuarios, precios de cultivos. • OECD-FAO: proyecciones de precios de cultivos. • INIA: Inventario GEI 1990/2010. • INE: Censo agropecuario y forestal 2007. 	<u>Principales drivers</u> <ul style="list-style-type: none"> • Superficie cultivada: precios cultivos, PIB, demanda y oferta de productos agrícolas. • Cabezas de ganado: precios ganado y productos pecuarios, PIB, tendencias históricas.
METODOLOGÍA		
<p>El sector agropecuario modela y proyecta las superficies de cultivos (o grupos de cultivos) y su distribución, así como las cabezas de ganado según tipo y categoría.</p> <p><u>Superficie cultivada</u></p> <p>Para estimar la superficie cultivada (cultivos o grupos de cultivos) se desarrolló el modelo MESS que estima la <i>oferta de superficie</i> mediante vectores auto regresivos (VAR) con el PIB agropecuario-silvícola base 2003 (PIBA) como variable exógena, que se proyecta a partir del PIB nacional. El supuesto clave es que no hay expansión de la frontera agrícola.</p> <p>Para estimar el área de agricultura que es objeto de forestación sin bonificación se utilizan como variables explicativas el consumo de pino radiata y el precio de los cereales, principalmente trigo. Esta superficie²⁹ se confronta con la generada por el modelo MESS y es objeto de decisión en base a antecedentes históricos y de mercado.</p> <p>Por otro lado se estima la <i>producción nacional</i> de cultivos mediante el uso de un modelo estructural con variables endógenas y exógenas. El modelo descansa en la variable precio del cultivo de interés y la variable precio de aquellos cultivos competidores, de la siguiente forma:</p> <p>Producción del cultivo= f(precio productor del cultivo, PIBA, variables exógenas)</p> <p>Los precios domésticos estimados por el modelo son el resultado de la búsqueda de la condición de equilibrio entre la producción interna y la oferta en superficies expresada como producción, según la siguiente forma:</p>		

²⁹ La superficie estimada de suelos de uso I,II y III ocupada por plantaciones corresponde al 10,4%. De esa superficie se estima que el 10% está representada por propietarios con capacidad de forestar sin bonificación. Vale decir que la superficie cultivada que es objeto de forestación sin bonificación no supera el 1%.

Producción = Consumo + Exportación – Importación

De este modo la demanda interna iguala a la oferta modelada.

Cabezas de ganado

El número de cabezas de ganado se estima para los principales tipos: bovinos³⁰ (leche y carne), porcinos y aviares; los demás tipos (ovinos, caprinos, mulares, etc.) se calculan de manera proporcional (datos históricos) a los primeros.

La forma utilizada para la modelación de cada uno de los tipos de ganado es función de: el stock total de cabezas del año anterior, precio al productor del ganado en cuestión, precio del maíz, leche o carne, según corresponda, y PIB nacional³¹.

Una vez obtenidos los valores anuales de superficie (ha) de cada grupo de cultivo y el n° de cabezas de ganado por tipo, se calculan las emisiones por fuente, basándose en la metodología publicada por el IPCC 2006 y utilizando la planilla de cálculo AGRILU, como sigue:

Fermentación entérica y manejo de estiércol: en función de la población animal, factores de emisión y tasa de excreción (en caso de manejo de estiércol).

Suelos agrícolas:

- a) Fertilizantes nitrogenados: en función de la superficie y dosis de fertilizante para cada cultivo/grupo de cultivos. Estas dosis tienen una variación en el tiempo asociada a un coeficiente estimado por juicio experto.
- b) Residuos agrícolas: en función de la superficie cultivada, fracción de residuos incorporada al suelo y su contenido de N, factores de emisión.
- c) Estiércol aplicado al suelo y d) Aporte de nitrógeno por deyección de animales en pastoreo: en función de la población animal confinada y en pastoreo (Inventarios nacionales 1990/2010), la distribución entre sistemas de manejo del estiércol (juicio experto) y factores de emisión IPCC 2006.

Quema de residuos agrícolas: en función de la superficie cultivada, fracción de residuos quemados in-situ y factores de emisión.

Cultivo de arroz: en función de la superficie cultivada y factores de emisión.

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [3].

³⁰ En el caso de los bovinos, la estimación de ganado leche y ganado carne, fue estimada originalmente (modelo O. Melo) por una proporción histórica (período 1990-2010) sobre el estimado de ganado bovino total de 33% y 67% respectivamente. El consultor (INFOR) analiza y encuentra inconsistencias en estas proporciones al contrastar las estimaciones del modelo con datos de ODEPA observados al 2012. Razón por la cual decidió -en base a juicio experto- aplicar las proporciones observadas el año 2012 de 18,8% ganado leche y 81,2% ganado carne. Esta proporción se mantiene constante a lo largo de todo el horizonte de proyección.

³¹ La modelación del ganado se basó en el estudio “Modelamiento y Proyecciones de emisiones de gases efecto invernadero en fertilizantes nitrogenados y ganado en Chile”, realizado por Oscar Melo (2014). Este estudio fue solicitado en el marco del proyecto MAPS Chile con el objetivo de complementar, particularmente los aspectos econométricos, al estudio realizado por el consultor INFOR [5].

RESULTADOS

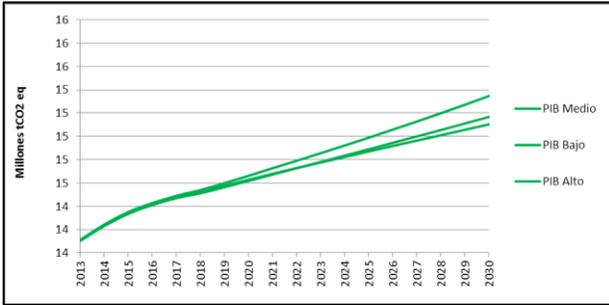


Tabla 26: Emisiones sector agropecuario y cambio de uso de suelo (MM tCO₂eq)

Escenario	INGEI 2006	2013	2020	2030
PIB Medio	13,4	14,1	14,6	15,2
PIB Bajo	13,4	14,1	14,6	15,1
PIB Alto	13,4	14,1	14,7	15,3

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Figura 22: Emisiones sector agropecuario y cambio de uso de suelo. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Análisis de resultados

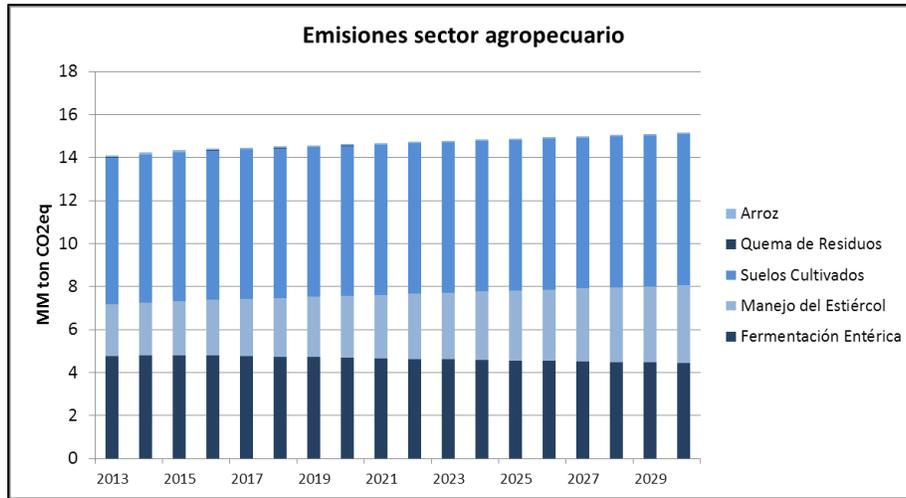


Figura 23: Emisiones sector agropecuario por categoría. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- Las categorías con mayor impacto en las emisiones presentes y futuras son: “suelos cultivados”, con el 48,5% de las emisiones; “fermentación entérica” con el 33,9% de las emisiones sectoriales; y “gestión manejo del estiércol” con el 17% de las emisiones agrícolas al año 2013. Por su parte “cultivo del arroz” y “quema de residuos” representan en conjunto sólo el 0,7% de las emisiones sectoriales.

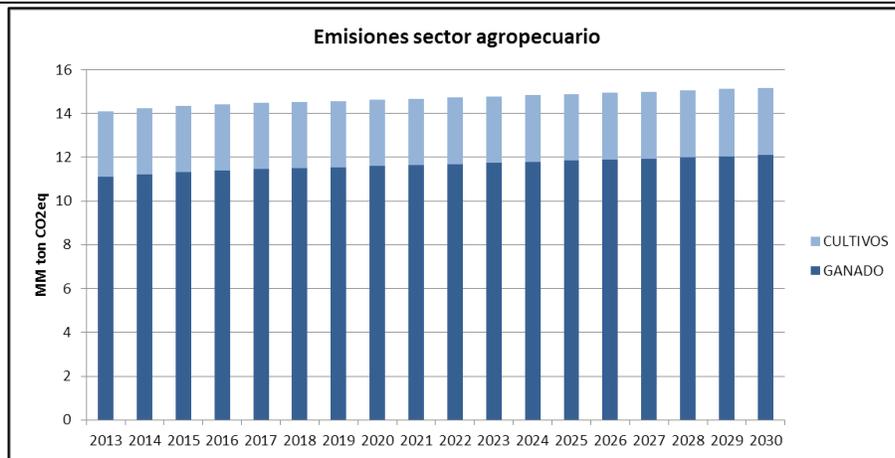


Figura 24: Emisiones totales sector agropecuario según su origen. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- Cerca del 80% de las emisiones están asociadas al número de cabezas de ganado proyectadas, y el 20% restante se atribuye a la superficie cultivada. Esta proporción se debe a que las subcategorías: “pastoreo” y “estiércol aplicado al suelo” están dentro de la categoría “suelos cultivados”; y -a pesar de que el efecto en las emisiones se produce durante la interacción del estiércol con el suelo- éstas dependen del número de cabezas de ganado que está en pastoreo o bajo manejo de estiércol.

Tabla 27: Superficie proyectada por cultivo/ grupo de cultivos (miles ha)

Proyección cultivos	2013	2020	2030
Frutales caducos	136,5	137,1	137,8
Frutales perennes	79,0	97,4	117,1
Viñas	196,3	219,4	242,0
Chacras + C. Indust. + F. Menores	219,8	218,3	216,4
Cereales (trigo, avena, cebada)	377,1	372,1	366,2
Arroz	23,8	20,3	20,3
Maíz	137,5	141,8	146,6
Hortalizas	86,6	91,8	98,2
Praderas establecidas	1.059,8	1.003,9	956,0

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 28: Dosis unitarias de nitrógeno proyectadas (kg N/ha)

Dosis unitarias	2013	2020	2030
Frutales caducos	150,0	150,0	144,1
Frutales perennes	150,0	150,0	144,1
Viñas	126,9	129,7	131,5
Chacras + C. Indust. + F. Menores	203,0	207,5	210,4
Cereales (trigo, avena, cebada)	253,8	259,4	263,0
Arroz	152,3	155,6	157,8
Maíz	507,5	518,7	526,0
Hortalizas	152,3	155,6	157,8
Praderas establecidas	121,8	124,5	126,2

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- Las emisiones asociadas a la superficie cultivada provienen principalmente del uso de fertilizantes nitrogenados, cuyo consumo se define por las dosis empleadas para cada cultivo y la superficie de dicho cultivo, tal como fue explicado en la metodología.

Tabla 29: Número de cabezas de ganado

Número de cabezas de ganado	2013	2020	2030
Bovinos carne	3.022.861	2.947.960	2.755.477
Bovinos leche	699.874	682.533	637.968
Porcinos	2.990.192	3.926.302	5.349.303
Aviaries	48.648.153	56.408.407	68.267.776
Caprinos	684.678	667.713	624.116
Equinos	261.106	261.077	261.004
Mulares	26.188	26.181	26.163
Llamas y alpacas	55.339	55.339	55.339
Ovinos	3.929.719	3.832.348	3.582.121

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- Dentro del ganado, los principales aportes a las emisiones son generados por una parte por los bovinos, principalmente aquellas asociadas a la fermentación entérica; y por otra parte por el aumento de los porcinos y las emisiones de manejo del estiércol.
- El stock de porcinos aumenta de manera lineal a lo largo del horizonte estudiado (desde aprox. 3MM al 2013 a 5,3 MM de cerdos al 2030). Esto se debe a la modelación utilizada para este efecto, que está en función del stock del año anterior, del precio de la carne y del PIB.³²

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013 – 2030

No se consideran normativas específicas asociadas a medidas tempranas de mitigación, a ser consideradas como base de la proyección.

³² Miembros del GCE manifestaron reservas respecto de la modelación del ganado porcino debido al resultado arrojado de crecimiento lineal

IV.3.6 Sector forestal y cambio de uso de suelo

Fuentes de emisión de GEI	Principales fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> • Cortas (raleos y cosechas) plantaciones forestales exóticas. • Extracción de leña, cortas ilegales. • Cortas (raleos y cosechas) de bosque nativo manejado. • Incendios. <p>Fuentes de captura de carbono</p> <ul style="list-style-type: none"> • Renovales de bosque nativo. • Bosque nativo manejado. • Plantaciones especies exóticas. 	<ul style="list-style-type: none"> • INFOR: Inventario continuo de bosques nativos y actualización de plantaciones forestales; Informes de disponibilidad de madera de pino y eucaliptus; Estadísticas forestales chilenas. • CONAF: Catastro de los recursos vegetacionales nativos de Chile; Estadísticas forestales; Asignación de tipo y subtipo forestal. • Gayoso <i>et al.</i>: Contenido de carbono, factores de expansión, densidad y funciones de biomasa en especies nativas y exóticas. • IPCC: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (2006). 	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda de celulosa. • Tasa de forestación. • Tasa de crecimiento de plantaciones y de bosque nativo.

METODOLOGÍA

Bosque nativo

Captura

Para determinar las emisiones y capturas asociadas a los bosques, se utilizaron dos de los cinco depósitos de carbono considerados en las guías IPCC 2006, éstos son la biomasa aérea y la biomasa subterránea. Se consideró exclusivamente la superficie compuesta por bosque adulto-renoval y renoval, a partir de la superficie indicada en el catastro y sus actualizaciones (CONAF, 2011). Se estima que los renovales capturan CO₂ hasta alcanzar una categoría de bosque estable (IPCC 2006). Para efectos de este estudio, se adoptó la definición acordada en el marco de la actualización del INGEI 2010, esto es, que los renovales y adulto-renovales capturarán hasta que alcancen una edad de 80 años, o un diámetro medio cuadrático (DMC) de 50 centímetros.

En cuanto a la superficie de bosque nativo manejado, se consideró la información de CONAF sobre planes de manejo de bosque nativo registrado, sobre la cual se realizó la proyección, la que depende de los precios de los productos de trozas aserrables y de chapas.

El crecimiento se determinó en base a los datos de parcelas de muestreo contenidos en el Inventario Forestal

Continuo (INFOR, 2011), a partir del cual se definen tres etapas de crecimiento del bosque según su DMC, asociados a tres diferentes IPA³³ para cada tipo forestal. Para renovales y adulto-renovales se aplicó un crecimiento diferenciado de IPA 20-40 e IPA >40 según el estado de crecimiento. Una vez que superan los 50 DMC dejan de contabilizarse como captura. Para las regiones que no están cubiertas por el Inventario Forestal Continuo (Arica Parinacota a O'Higgins), se utilizó la información del INGEI que calcula los IMA³⁴ a partir de las existencias aprovechables totales (FIA, 2001).

Emisiones

Consumo de leña: se determina en base a la información de consumo de leña (en m³) generada por INFOR (2012) a partir de la información de consumo de leña (en Mt) del Balance de Energía. Las densidades utilizadas para llevar a volumen son a un contenido de humedad del 30%: 0,7 t/ha nativas, 0,9 t/ha eucalipto y 0,6 t/ha pino radiata.

La proyección del consumo de leña se realiza en base al siguiente modelo:

$$\text{Consumo leña}(m^3) = f(\text{Precio kerosene} - \text{consumo leña período anterior})$$

Se establece que el 75% de la leña proviene de corta de árboles (volumen que debe ser expandido a árbol completo y considerar raíces) y el 25% proviene de recogida de ramas, en cuyo caso no corresponde expandir ni considerar raíces.

Cortas de bosque nativo manejado: a partir de la superficie anual de manejo proyectada se asigna la proporción que corresponde a extracciones (cortas intermedias y finales), luego para cada tipo forestal se determinaron los volúmenes de cosecha y raleo asignados por los valores medios de volumen por hectárea según las cifras del Inventario Forestal de INFOR. Se considera un factor de aprovechamiento por producto: 20% para producto aserrable y 80% para producto leña. Sólo se estiman las emisiones del primero, puesto que las provenientes de la leña ya están consideradas en el punto anterior.

Cortas ilegales: a partir de la superficie de cortas ilegales detectadas (CONAF), se proyectó considerando la siguiente función:

Superficie de corta ilegal = $8,59532016 - 0,2791512 * \ln$ superficie de corta ilegal del año anterior.

Para estimar el volumen extraído se trabajó bajo los siguientes supuestos: edad promedio de 40 años; volumen extraído 30% del volumen del bosque; volumen de aprovechamiento (sobre el volumen extraído) 10%. Luego, el volumen extraído es el que se expande a árbol completo y sobre el cual se estiman emisiones.

Incendios: en base a información de estadísticas de incendios que registra CONAF, se estiman los coeficientes asociados a la función de proyección de incendios forestales arbolados y matorrales. La proyección de superficie se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Superficie incendiada} = f(\text{coeficientes} * \text{superficie incendiada año anterior})$$

³³ Incremento Periódico Anual (IPA) corresponde al crecimiento acumulado en un periodo de tiempo menor, típicamente entre uno a diez años. Se definen tres IPA distintos para cada especie según la etapa de crecimiento: regeneración y establecimiento del rodal (<20 DMC), crecimiento juvenil y transición (20-40 DMC) transición a adulto (>40 DMC).

³⁴ Incremento Medio Anual (IMA) corresponde al crecimiento acumulado promedio anual a una edad determinada, i.e., $IMA = V(t)/t$ donde $V(t)$ es el volumen observado a la edad t y t la edad.

La estimación de la biomasa correspondiente a la superficie proyectada se realiza mediante el uso del valor promedio en biomasa por región y por tipo de bosques, de acuerdo a parámetros utilizados en INGEI 2010³⁵.

Plantaciones de pino y eucaliptus

Los cálculos de las emisiones y capturas de plantaciones de pino radiata y eucaliptus spp. se basan en los resultados del “Estudio de la disponibilidad de madera de plantaciones de pino radiata y eucalyptus. Periodo 2010-2040” (INFOR, 2013). Este es un modelo de programación lineal que maximiza la oferta física de madera en pie de plantaciones de tres especies (pino radiata, E. globulus y E. nitens) en forma conjunta, satisfaciendo restricciones de edades de cosecha según propietario y esquema de manejo, restricciones sobre las características del flujo de maderas (no decreciente para cada una de las especies, junto con un flujo no decreciente para pino en producto pulpable y aserrable delgado y aserrable grueso), y de inventario final que garantice la sustentabilidad física de la oferta en los últimos años del horizonte de proyección. De este modo proyecta la oferta futura de las plantaciones.

Las principales restricciones del modelo son: la superficie de plantaciones disponible es la definida por el inventario y por las intenciones de forestación por parte de las empresas participantes; el volumen de corta y raleos está determinado por las tablas de rendimiento; la solución debe satisfacer la restricción de oferta total de madera no decreciente en el horizonte para los productos que se definen; se especifica una estructura deseada para el inventario final que permite garantizar que la oferta posterior al horizonte será sustentable.

A partir de la intención de forestación de las empresas y la superficie plantada (bonificada) el año 2011 según los registros de CONAF, se consideran las siguientes tasas de forestación (ha/año): P. radiata 1.000, E. globulus 300, E. nitens 700-1000, sólo para el período 2013-2019, posterior a esto no hay forestación. El rendimiento en las plantaciones varía según la zona del país en la cual crece, por las tecnologías y esquemas de manejo (definido para cada especie) que se utilicen en su cultivo.

Las proyecciones de crecimiento y rendimiento para pino fueron realizadas con el simulador RADIATA y para las especies del género eucalyptus con el simulador EUCASIM. Así para cada esquema de manejo definido, sitio y zona de crecimiento el simulador genera el volumen acumulado de acuerdo a la tabla de productos. Se estima el IMA promedio por especie, manejo, zona, sitio³⁶.

El crecimiento en volumen de plantaciones de pino radiata y eucaliptus, tanto para determinar el volumen en pie como para el volumen de cosecha, proviene de la misma fuente, que corresponde a las tablas de rendimiento (volumen por edad) que se utilizan en el modelo de disponibilidad futura, y cuyo origen corresponde a los simuladores de crecimiento, diferenciadas por zona, sitio y manejo.

Se estima el consumo de madera para ajustar el resultado de las proyecciones para el período inicial. Se supone que la magnitud de la disponibilidad se cosecha totalmente, antes de calcular la disponibilidad del año siguiente. CORMA entrega la proyección de la demanda industrial en el período 2011- 2015 e INFOR las estadísticas oficiales de consumo de trozas de pino radiata en el año 2011. La demanda total del sector forestal es siempre creciente y considera las proyecciones de inversión industrial de las principales empresas.

Incendios: se analizó información histórica de incendios y se optó por un descuento anual fijo de superficie quemada por región y especie, es una tasa constante. El modelo supone que la superficie de incendios se quema todos los años, por tanto no entra en la contabilización, ya que no existe recuperación de productos.

³⁵ Ver referencia [3] de Informe Final Proyección Escenario Línea Tendencial 2013 y Escenarios de Mitigación del Sector Silvoagropecuario y Cambio de Uso de Suelo

³⁶ Ver referencia [3] de Informe Final Proyección Escenario Línea Tendencial 2013 y Escenarios de Mitigación del Sector Silvoagropecuario y Cambio de Uso de Suelo

Plantaciones otras especies

A partir de la superficie actualizada al 2012 (INFOR, CONAF), se consideró para las especies pino oregón, pino ponderosa y álamo información de fuentes bibliográficas más recientes y para el resto de otras especies los IMA definidos para el INGEI. La proyección se basa en las tasas de forestación sin bonificación que correspondan a medianos propietarios.

La simulación de cortas futuras se basó en la información histórica de cosecha. Se asumió que estas especies tienen un inventario regulado, en el cual se corta anualmente el crecimiento del bosque.

Transformación de volumen a contenido de CO₂

Para establecer el contenido de CO₂ equivalente a partir del volumen, tanto para especies nativas como exóticas, se aplica la metodología IPCC (2006): $CO_2eq = V * D * FEB * (1+R) * FC * FCon$

V=Volumen (m³)

D=Densidad (t/m³) → Fuente: Información nacional (varios autores)

FEB=Factor de Expansión → Fuente: Información nacional (Gayoso, et al)

R=Raíces (%) → Fuente: Información nacional (Gayoso, et al)

FC=Fracción de carbono (%) → Fuente: IPCC

FCon= Factor de conversión C/CO₂

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [3].

RESULTADOS

- El sector forestal se presenta como capturador neto, debido principalmente al aporte del bosque nativo (renovales y adulto-renoval). Sin embargo, esta capacidad va disminuyendo a lo largo de los años a causa de la disminución paulatina de superficie de la categoría renovales.
- Si bien las existencias de las plantaciones han constituido un insumo relevante en el balance de GEI, actualmente -debido a su gestión productiva- juegan un rol minoritario en el aporte a las capturas netas del sector.
- Existe incertidumbre respecto del balance neto del sector que se explica por la existencia de diferentes metodologías y parámetros que estiman la dinámica de crecimiento de bosque nativo y la estimación de CO₂ a partir del volumen del bosque, incluidas las plantaciones exóticas. Al comparar los resultados de este estudio con los reportados por el estudio de Fase 1 LB 2007-2030, se observa una diferencia de aproximadamente 17 millones de toneladas de CO₂ de emisión al año 2020. Considerando lo anterior, además de los resultados arrojados por el escenario base, se muestran dos sensibilidades respecto de la Línea Base, explicadas a continuación:

Sensibilidad I: el objetivo de esta sensibilidad es mostrar la gran variabilidad en los resultados a los que está sujeto el sector, debido a cambios en los parámetros como también en las decisiones metodológicas implementadas. En este caso se consideró:

- Cambio de la Fracción de Carbono (FC): en Línea Base se consideró 50% (IPCC), y se sensibiliza con 44,149% para especies nativas y 45% en plantaciones de exóticas (información nacional);
- Cambio de Factor de Expansión de Biomasa (FEB) aérea de bosque nativo: en Línea Base se consideró 1,75 (información nacional), y se sensibiliza con 1,4 (IPCC);
- Se sensibiliza no considerando la biomasa subterránea en bosque nativo y plantaciones de otras especies;
- Cambios en la leña: se sensibiliza sin expandir a biomasa aérea y con densidad sobre el 30% de contenido de humedad.

Sensibilidad II: esta sensibilidad refleja cambios en los parámetros que a juicio del consultor y del equipo MAPS presentan mayor incertidumbre en su definición, se consideró:

- Cambio de Factor de Expansión de Biomasa (FEB) aérea de bosque nativo: en Línea Base se consideró 1,75 (información nacional), y se sensibiliza con 1,4 (IPCC);
- Se considera la biomasa subterránea con una proporción de 25% en bosque nativo (en Línea Base se considera de 29%).

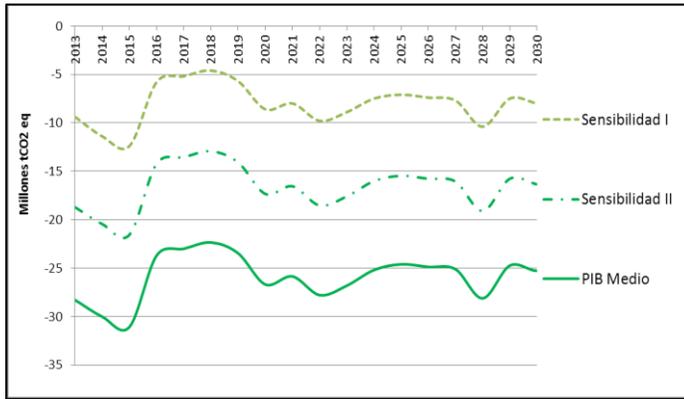


Figura 25: Gráfico de resultados de balance neto del sector forestal, escenario base y sensibilidades. Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- Las variables que más influyen en los resultados obtenidos son las asociadas con el Bosque Nativo, principalmente con la utilización de los factores (por defecto IPCC) de expansión, fracción de carbono, incorporación de raíces en la contabilidad de la captura y valores de densidad y expansión asociados al consumo de leña, tal como lo refleja la sensibilidad.

Tabla 30: Balance neto del sector forestal (MM tCO₂eq)

Sector forestal	2013	2020	2030
Captura	-114,0	-121,2	-121,8
Emisión	85,7	94,6	96,5
Balance neto	-28,3	-26,7	-25,3

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 31: Sensibilidad I al balance neto del sector forestal (MM tCO₂eq)

Sensibilidad I, Balance neto			
Sector forestal	2013	2020	2030
Captura	-86,3	-93,2	-94,2
Emisión	76,9	84,5	86,2
Balance neto	-9,4	-8,6	-8,0

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 32: Sensibilidad II al balance neto del sector forestal (MM tCO₂eq)

Sensibilidad II, Balance neto			
Sector forestal	2013	2020	2030
Captura	-103,8	-111,3	-112,3
Emisión	85,1	94,0	95,9
Balance neto	-18,7	-17,3	-16,4

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Análisis de resultados

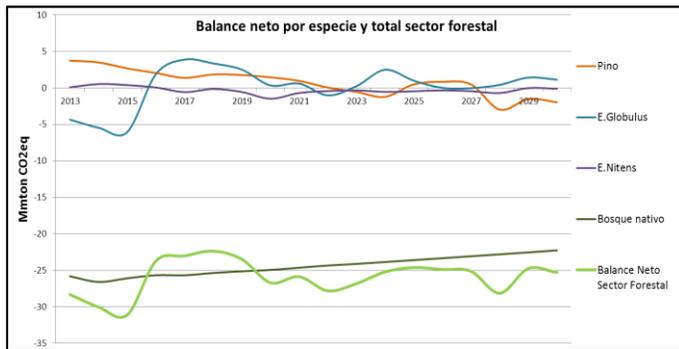


Figura 26: Balance neto por especie y total sector forestal (Escenario base). Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

- En bosque nativo se aprecia que existe una disminución en las capturas a lo largo del horizonte de proyección, lo que se relaciona directamente con la disminución de la superficie que se considera en esta categoría. Esto se produce porque los renovales al cumplir el DMC de 50 cm, pasan a ser un bosque estable y dejan de capturar.
- La forma de la curva de plantaciones se explica por el funcionamiento del modelo de disponibilidad, el cual maximiza el volumen total por cosecha y raleos sujeto a restricciones de un flujo no decreciente en el tiempo. De este modo, la oferta de madera (cosechas) se mantiene durante tramos del horizonte de planificación, con aumentos escalonados determinados por la estructura de edades del inventario inicial y los rangos de edades de cosecha definidos para cada situación.
- El balance de plantaciones se relaciona directamente con la superficie cosechada. Si bien el estudio de disponibilidad genera un flujo de volumen no decreciente, la superficie de cosecha no se mantiene constante a través del horizonte, generando variaciones en los volúmenes de captura.

Tabla 33: Balance neto de las principales especies del sector forestal (MM tCO₂eq)

Bosque nativo	2013	2020	2030
Captura	-44,79	-43,80	-42,08
Emisiones	18,98	18,87	19,82
Balance neto	-25,80	-24,93	-22,25

Pino	2013	2020	2030
Captura	-36,01	-38,78	-42,38
Cosecha	39,73	40,23	40,42
Balance neto	3,72	1,44	-1,96

Eucaliptus globulus	2013	2020	2030
Captura	-19,41	-22,02	-21,23
Cosecha	15,07	22,35	22,35
Balance neto	-4,34	0,33	1,12

Eucaliptus nitens	2013	2020	2030
Captura	-11,19	-13,99	-13,38
Cosecha	11,27	12,51	13,26
Balance neto	0,07	-1,48	-0,12

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Tabla 34: Proyección de superficie de renovales a nivel regional y nacional

Región	Superficie (ha)		
	2013	2020	2030
I	7.300	7.300	7.300
IV	31.073	31.073	31.073
V	93.440	93.440	93.440
RM	105.549	105.549	105.549
VI	181.713	181.713	181.713
VII	355.012	354.469	349.343
VIII	597.644	596.627	588.786
IX	490.148	464.884	427.072
XIV	302.551	299.861	294.702
X	801.520	799.391	795.009
XI	705.210	704.229	699.974
XII	396.460	393.620	386.686
Total país	4.067.620	4.032.154	3.960.647

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

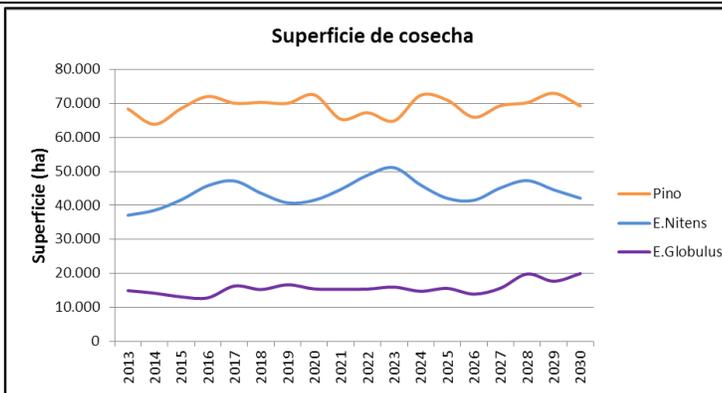


Figura 27: Superficie anual de cosecha de plantaciones de pino y Eucalyptus spp.

A diferencia de la Fase 1 LB 2007-2050, para el caso de bosque nativo en el presente estudio se utilizaron factores por defecto proporcionados por el IPCC. Estos factores son comunes para todos los subtipos: Densidad 0,5; Factor de expansión 1,75; Fracción de carbono 0,5.

Tabla 35: Ejemplos de factores de densidad, expansión, proporción de raíces y fracción de carbono utilizados en el estudio

Densidad	t/m ³
Especies nativas	0,50
Pino insignie (Pinus radiata)	0,39
Eucalyptus globulus	0,53
Eucalyptus nitens	0,45
Atriplex (Atriplex spp)	0,40
Algarrobo + Tamarugo (Prosopis chilensis; P. tamarugo)	0,79
Pino oregón (Pseudotsuga menziesii)	0,36
Álamo (Populus spp.)	0,30
Otras especies ²	0,46
Factores de expansión biomasa comercial arbórea	
Especies nativas	1,75
Pinus radiata	1,56
Eucalyptus spp.	1,77
Pseudotsuga menziesii	1,59
Otras especies	1,64
Proporción de raíces	
Especies nativas	0,29
Pinus radiata	0,25
Eucalyptus spp.	0,22
Pseudotsuga menziesii	0,28
Otras especies	0,25
Factor de emisión en C en ms (Fracción de Carbono - FC)	
	0,5

Fuente: Proyecto MAPS Chile. Fase 2, 2014

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013 – 2030

Se considera la normativa vigente asociada al DL 701 del Ministerio de Agricultura hasta el año 2012 y la Ley sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal del Ministerio de Agricultura (Ley 20.283), entrada en vigencia el 2008.

IV.3.7 Sector residuos antrópicos

Fuentes de emisión de GEI	Principales fuentes de información	Principales drivers
<ul style="list-style-type: none"> Descomposición anaeróbica en vertederos y rellenos Tratamiento de aguas residuales domésticas Tratamiento de residuos líquidos industriales (RILES) Incineración residuos hospitalarios Excretas humanas 	<ul style="list-style-type: none"> Actualización de Inventarios Anuales de Gases de Efecto Invernadero de Chile (MMA) Datos de disposición de residuos a nivel internacional, Librería Electrónica de la OECD. Evaluación de impactos económicos, ambientales y sociales de la implementación de la responsabilidad extendida del productor en Chile, MMA. 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento de la población, Crecimiento económico.

METODOLOGÍA

Subsector residuos sólidos

Las emisiones de GEI asociadas a los residuos sólidos municipales (RSM) se deben principalmente al metano generado por la descomposición anaeróbica de los residuos en un sitio de eliminación de desechos sólidos (SEDS) que, en el caso chileno, puede ser un relleno sanitario, vertedero o basural.

La metodología utilizada busca identificar las variables que influyen en la generación de residuos para proyectar la posible generación futura de residuos. Para esto, se analizó la relación entre la disposición de residuos per cápita y el PIB per cápita considerando tanto casos nacionales como internacionales. Para controlar por las particularidades de cada país en la generación de residuos se realizó una regresión con el método de datos de panel con efecto fijo y varianza y covarianza robusta. Se efectuó una regresión del tipo log-log, que permite determinar directamente la elasticidad de la generación de residuos con el PIB per Cápita, PPA. La elasticidad de la generación de residuos per cápita (GPC) en relación a los cambios del PIB estimada fue de 0,33. Luego, a partir de las proyecciones de PIB per cápita a nivel nacional fue posible estimar la disposición final de residuos.

Luego de proyectar la disposición de residuos, éstos son desagregados en sus distintas componentes: restos de alimentos, papel y cartón, madera, textiles y otros. Existe incertidumbre sobre la composición de los residuos que llegan SEDS. Por lo anterior, para estimar la composición del primer año se utilizan los valores por defecto propuestos por las directrices de las guías IPCC 2006 para Sudamérica. Para el largo plazo se supuso que la composición de los residuos sería similar a la actual de Europa del Sur de acuerdo a las directrices del IPCC 2006. Se escoge esta zona debido a las similitudes climáticas, geográficas y culturales. La tabla siguiente muestra los valores de composición considerados

Tabla 36: Proyección de composición de residuos que llegan a SEDS (Fuente: Informe sectorial sector residuos. Proyección elaborada por consultor del sector residuos).

Composición de los residuos dispuestos	2013	2020	2025	2030
Restos de alimentos	43,0%	40,0%	37,8%	35,7%
Papel y cartón	19,0%	19,0%	18,9%	18,9%
Madera	4,8%	7,0%	8,6%	10,2%
Textiles	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Otros	30,6%	31,5%	32,1%	32,7%

La Línea Base 2013 considera que una parte de los residuos orgánicos son destinados a compostajes y reciclaje (es decir, no son consideradas como medidas de mitigación³⁷). La tasa de compostaje para la Región Metropolitana es de 0,12% y para las otras regiones es de 0,05%. Estos valores fueron estimados a partir de información proporcionada por el MMA la cual aún no ha sido publicada. Para el caso del reciclaje, se consideró una tasa de reciclaje de 13,3% para papel y cartón, y 2,8% para otros residuos. Dichos porcentajes fueron estimados a partir de los valores de reciclajes publicados en el estudio “Evaluación de impactos económicos, ambientales y sociales de la implementación de la responsabilidad extendida del productor en Chile” (ECO-ING, 2012) y se supuso que se mantenían constantes e iguales para todas las regiones durante el horizonte de evaluación.

Los residuos generados son enviados a los distintos tipos de SEDS. La tabla siguiente muestra los porcentajes supuestos para cada tipo

Tabla 37: Disposición final por tipo de SEDS y región (valores expresados como porcentajes con respecto al total de residuos dispuestos). Fuente: Informe sectorial sector residuos. Proyección elaborada por consultor del sector residuos.

Disposición	Año	XV	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	XI	XII
Relleno	2013	0,0	2,0	4,9	48,3	57,7	5,3	98,3	100,0	83,2	91,2	8,3	89,5	0,0	64,7	0,0
	2020	95,0	95,0	95,0	86,1	69,0	5,3	98,3	100,0	83,2	95,0	95,0	95,0	73,1	68,5	95,0
	2030	95,0	95,0	95,0	86,1	69,0	5,3	98,3	100,0	83,2	95,0	95,0	95,0	73,1	68,5	95,0
Vertedero	2013	99,0	93,9	18,3	0,0	42,3	92,5	1,7	0,0	12,2	6,0	88,9	0,0	38,5	27,0	95,4
	2020	5,0	5,0	5,0	13,9	31,0	92,5	1,7	0,0	12,2	5,0	5,0	5,0	26,9	31,5	5,0
	2030	5,0	5,0	5,0	13,9	31,0	92,5	1,7	0,0	12,2	5,0	5,0	5,0	26,9	31,5	5,0
Basural	2013	1,0	4,1	76,8	51,7	0,0	2,1	0,0	0,0	4,6	2,8	2,9	10,5	61,5	8,2	4,6
	2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

La Línea Base 2013 también considera que una fracción del gas metano generado en rellenos sanitarios es capturado. Los valores proyectados se muestran en la tabla siguiente. Los valores fueron estimados a partir de los datos históricos de captura de metano disponibles y supuestos de generación histórica de metano estimados por consultor.

³⁷ Las medidas de mitigación evaluadas en MAPS Chile consideran porcentajes de compostaje y reciclaje por sobre los valores supuestos para la Línea Base 2013. Como también se explica más adelante, las medidas de mitigación asociadas al reciclaje consideran aumento de tasas de recuperación en comparación con los valores supuestos en Línea Base.

Tabla 38: Captura de metano en rellenos utilizada para proyectar la Línea Base 2013. Fuente: Informe sectorial sector residuos. Proyección a partir de los datos históricos de captura de metano disponibles y supuestos de generación histórica de metano estimados por consultor.

Porcentaje de captura	2013	2020	2030
Arica y Parinacota	2,0%	5,7%	5,7%
Tarapacá	0,1%	5,7%	5,7%
Antofagasta	4,1%	5,7%	5,7%
Atacama	5,7%	5,7%	5,7%
Coquimbo	3,5%	5,7%	5,7%
Valparaíso	57,7%	57,7%	57,7%
Región Metropolitana	43,0%	43,0%	43,0%
O'Higgins	37,3%	37,3%	37,3%
Maule	90,7%	90,7%	90,7%
Biobío	5,7%	5,7%	5,7%
Araucanía	0,5%	5,7%	5,7%
Los Ríos	4,5%	5,7%	5,7%
Los Lagos	0,0%	5,7%	5,7%
Aysén	4,6%	5,7%	5,7%
Magallanes	5,7%	5,7%	5,7%

Los valores de carbono orgánico degradable utilizados para el cálculo de las emisiones se muestran en la tabla siguiente. Los valores carbono orgánico degradable descomponible, factor de corrección de metano y factor de oxidación se muestran en la tabla 40. La constante de reacción (k) depende de los factores climáticos y por lo tanto se utilizará una constante para cada región, ver tabla 41

Tabla 39: Carbono orgánico degradable por componente en porcentaje del peso total (Fuente: Guías IPCC 2006).

Tipo de residuo	COD (Porcentaje del peso total)
Papel/Cartón	40
Textiles	24
Residuos de alimentos	15
Madera	43
Residuos de parques y plazas	20
Pañales	24
Goma y cuero (1)	39

Tabla 40: Parámetros utilizados para el cálculo de las emisiones (Fuente: Datos derivados por consultor sector residuos a partir de Guías IPCC 2006).

Parámetro	Valor
Carbono orgánico degradable descomponible	0,5
Factor de corrección de metano sitios rellenos sanitarios	1,0
Factor de corrección de metano vertederos	0,4
Factor de oxidación	0,0

Tabla 41: Tasa anual de descomposición de residuos por región (Fuente: Informe sectorial sector residuos. Datos obtenidos de estudio previo "Estudio de Política de Abatimiento de Gas de Efecto Invernadero y Desarrollo Económico: Sinergias y Desafíos en el Sector de los Rellenos Sanitarios en el Caso de Chile". BID, 2003)

Región	K
Tarapacá	0,020
Antofagasta	0,020
Atacama	0,035
Coquimbo	0,035
Valparaíso	0,075
Del General Bernardo O'Higgins	0,075
Del Maule	0,075
Del Bío Bío	0,100
De la Araucanía	0,225
De Los Lagos	0,350
Aysén	0,350
De Magallanes	0,025
Metropolitana	0,075

Subsector aguas domiciliarias

Las emisiones en esta categoría se deben principalmente al metano liberado durante el tratamiento anaeróbico de las aguas y lodos, y al óxido nitroso producido por las reacciones de nitrificación y denitrificación. Actualmente el metano liberado por tratamiento de aguas es muy bajo ya que la tecnología más utilizada es la de lodos activados en donde la degradación es aeróbica y, por lo tanto, no se libera metano.

La metodología utilizada proyecta la cantidad de aguas tratadas. Se supuso que esta variable crece a la misma tasa de crecimiento de la población. El tipo de tratamiento que recibe las aguas se obtuvo del Informe de Gestión Sanitaria de la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) de 2007. La proporción de agua tratada por tipo de tratamiento se supuso constante para el horizonte de evaluación. Para el cálculo de emisiones se consideró una demanda bioquímica de oxígeno (DBO) constante e igual a 300 mg/l y los factores de emisión que se muestran en la Tabla 42.

Con respecto a los lodos generados, puesto a que la legislación exige que los lodos sean estabilizados, y por lo tanto no emitan ningún tipo de gas al ser depositados, se supuso que independiente del tratamiento que estos reciban las emisiones asociadas a los lodos de aguas servidas son nulas.

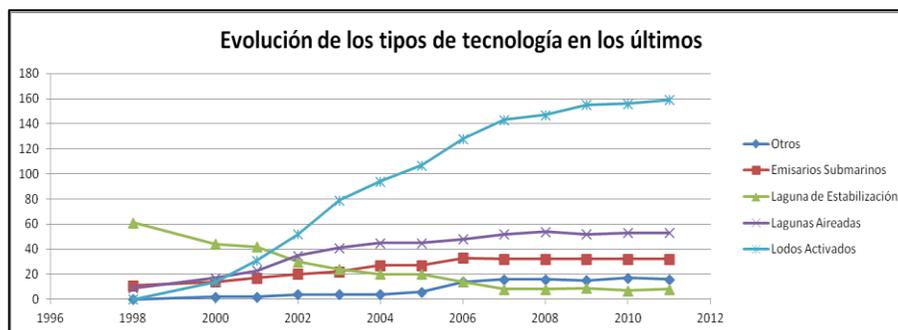


Figura 28: Número de plantas por tipo de tratamiento. Fuente: Informe sectorial sector residuos. Datos elaborados por consultar a partir de información de SSIS.

Tabla 42: Factor de emisión por tipo de tratamiento (Fuente: Guías IPCC 2006)

Tratamiento	Factor de emisión (kg. de CH ₄ /kg)
Biofiltro	0,00
Emisario submarino	0,06
Laguna aireada	0,18
Laguna estabilización	0,48
Lodos activados	0,00
Lombrifiltro	0,00
Primario y desinfección	0,00
SBR	0,00
Zanja oxidación	0,00

Subsector residuos líquidos industriales (RILEs)

La proyección de emisiones se realiza a partir de la proyección de carga orgánica generada por tipo de industria (procesamiento de pescado, papel y celulosa, industria de alimentos, etc.). Se supuso que la carga orgánica crece a la misma tasa de crecimiento de los niveles de actividad de las industrias (tasas de crecimiento proyectadas por el consultor del sector I&M). La tasa de crecimiento se aplicó sobre la carga orgánica reportada al año 2010 (valor obtenido a partir de datos de la Superintendencia de Servicios Sanitarios entregados a través del MMA).

La carga orgánica de los RILES depende del tipo de tratamiento que reciben. El tipo de tratamiento se asignó considerando el criterio experto del consultor y las guías IPCC. El factor de emisión que se reporta en la siguiente tabla se obtiene multiplicando la capacidad máxima de generación de metano equivalente a 0,6 (kg CH₄/kg DBO) por un factor de corrección que depende del tipo de tratamiento.

Tabla 43: Carga orgánica y factor de emisión (Fuente: Los datos de carga orgánica fueron proporcionados por el Ministerio del Medio Ambiente. El tipo de tratamiento fue asignado de acuerdo al criterio experto del consultor del sector residuos. Los factores de emisión fueron obtenidos de las Guías IPCC 2006)

Industria	Carga orgánica año 2010 (t DBO/año)	Factor de emisión (kg de CH ₄ /kg de DBO)	Tipo tratamiento
Aceites vegetales	0,0	0	
Café	0,0	0	
Carnes y aves	464,0	0,18	Planta de tratamiento aeróbico mal gestionada
Jabón y detergentes	0,0	0,06	Eliminación en río, lago y mar
Malta y cerveza	74,6	0,48	Digestor anaeróbico para lodos
No aplica	495,3	0	
Plásticos y resinas	0,1	0,06	Eliminación en río, lago y mar
Procesamiento del pescado	5649,0	0,12	Laguna anaeróbica poco profunda
Producción de almidón	1,1	0	
Productos lácteos	537,6	0	
Pulpa y papel (combinados)	4312,6	0,18	Planta de tratamiento aeróbico mal gestionada
Refinación de azúcar	550,5	0	
Refinado de alcohol	4,0	0,48	Digestor anaeróbico para lodos
Refinarias de petróleo	851,5	0	
Sustancias químicas orgánicas	1,2	0,06	Eliminación en río, lago y mar
Verduras, frutas y zumos	661,2	0,48	Digestor anaeróbico para lodos
Vino y vinagre	67,0	0	

Las tasas de crecimiento aplicadas son las siguientes:

Tabla 44: Tasa de crecimiento de los niveles de actividad del sector industrial (Fuente: Informe sectorial sector residuos. Los datos fueron elaborados por el consultor del sector residuos a partir de información proporcionada por consultor del sector industria y minería del proyecto MAPS Chile).

	2013	2015	2020
Aceites vegetales	4,94%	4,67%	4,04
Café	4,94%	4,67%	4,04
Carnes y aves	4,94%	4,67%	4,04
Jabón y detergentes	4,94%	4,67%	4,04
Malta y cerveza	4,94%	4,67%	4,04
Plásticos y resinas	4,94%	4,67%	4,04
Procesamiento del pescado	1,59%	0,78%	0,75
Producción de almidón	4,94%	4,67%	4,04
Productos lácteos	4,94%	4,67%	4,04
Pulpa y papel (combinados)	-0,30%	3,17%	5,68
Refinación de azúcar	-	3,88%	0,77
Refinado de alcohol	4,94%	4,67%	4,04
Refinarías de petróleo	4,94%	4,67%	4,04
Sustancias químicas	-0,85%	-	0,00
Verduras, frutas y zumos	4,94%	4,67%	4,04
Vino y vinagre	4,94%	4,67%	4,04

Subsector excretas humanas

Las emisiones asociadas a excretas humanas están asociadas al consumo de proteína. La información histórica de proteínas consumidas per cápita se obtuvo de la base de datos de la FAO. Para proyectar el consumo de proteínas per cápita se encontró una relación entre el consumo de proteínas en Chile y el PIB per cápita.

Residuos hospitalarios

La proyección de emisiones de este subsector se realizó considerando la tendencia histórico de generación de residuos hospitalarios. Se utilizó un modelo simplificado debido al poco impacto en las emisiones totales de este sector.

Más detalles sobre el desarrollo metodológico de este sector se pueden encontrar en [1].

RESULTADOS

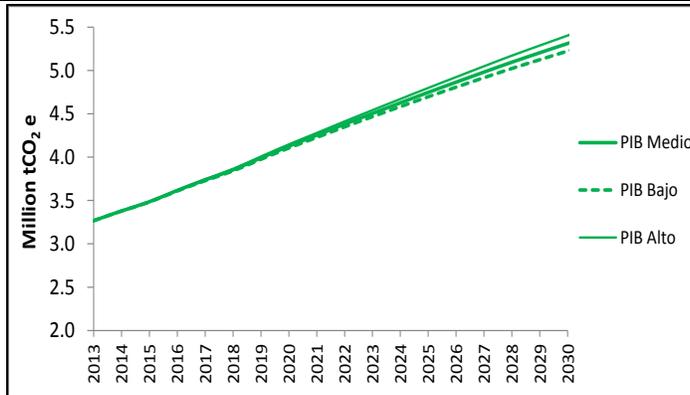


Figura 29: Emisiones sector residuos antrópicos.

Tabla 45: Emisiones (MM tCO₂eq) sector residuos antrópicos. Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector residuos.

Escenario	INGEI 2006	2013	2020	2030
PIB Medio	2,5	3,3	4,1	5,3
PIB Bajo	2,5	3,3	4,1	5,2
PIB Alto	2,5	3,3	4,1	5,4

Análisis de resultados

Los resultados de la tabla siguiente muestran que la subcategoría de residuos urbanos es la que más contribuye a las emisiones del sector. Por su parte, el crecimiento de las emisiones de esta subcategoría se explica principalmente por el crecimiento de la población.

Tabla 46: Emisiones por subsector (valores en millones de tCO₂eq), escenario PIB Medio (Fuente: Proyección MAPS Chile. Informe sectorial sector residuos)

Subsector	2013	2020	2030
Residuos sólidos municipales	2,74	3,54	4,65
RILes	0,04	0,05	0,06
Aguas domésticas	0,29	0,31	0,33
Hospitalarios	0,00	0,00	0,00
Excretas	0,20	0,23	0,28
Total	3,27	4,13	5,31

La figura siguiente muestra la generación per cápita para cada componente. Se observa que la generación per cápita de alimentos y papel no crece significativamente lo cual explica la poca variación de las emisiones ante los distintos escenarios de PIB.

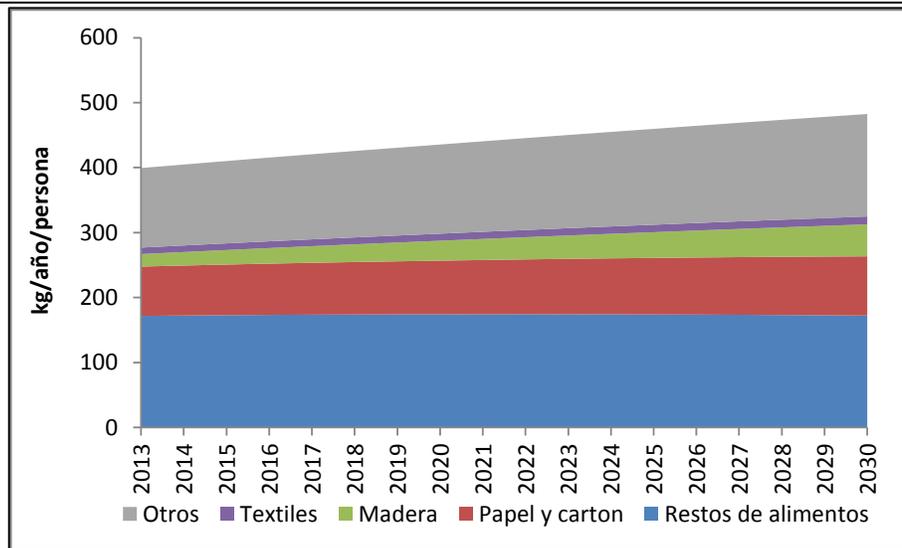


Figura 30: Generación per cápita para cada componente (expresados en kg/año/persona). Fuente: MAPS Chile, 2014

Aspectos normativos relevantes del sector en el período proyectado, incluidos en la Línea Base 2013 – 2030

No se consideran normativas específicas, asociadas a medidas tempranas de mitigación, como base de la proyección.

IV.4 Resultados agregados y análisis

IV.4.1 Resultados agregados

La siguiente tabla presenta los resultados agregados a nivel nacional.

Tabla 47: Emisiones Línea Base 2013 (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Escenario	Sector	Emisiones (MM tCO ₂ eq)			Participación ³⁸ (%)		
		2013	2020	2030	2013	2020	2030
PIB Medio	Cobre	4,9	6,7	10,5	4,6%	4,7%	5,9%
	Otras industrias	10,9	12,4	14,6	10,3%	8,7%	8,1%
	Procesos industriales	5,3	5,9	6,2	5,0%	4,1%	3,4%
	CPR	6,7	14,1	20,4	6,3%	9,8%	11,4%
	G. Eléctrica	36,6	55,1	64,1	34,5%	38,4%	35,8%
	Transporte	24,1	30,5	43,0	22,8%	21,2%	24,0%
	Residuos	3,3	4,1	5,3	3,1%	2,9%	3,0%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,2	13,3%	10,2%	8,5%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3			
	Total general	77,6	116,9	153,9			
Bajo	Cobre	4,9	6,7	10,5	4,8%	4,9%	6,5%
	Otras industrias	10,8	12,5	14,4	10,5%	9,2%	8,8%
	Procesos industriales	5,3	5,9	6,2	5,1%	4,3%	3,8%
	CPR	6,7	13,1	19,3	6,4%	9,5%	11,9%
	G. Eléctrica	34,2	50,5	53,2	33,1%	36,9%	32,7%
	Transporte	24,1	29,3	38,8	23,3%	21,5%	23,8%
	Residuos	3,3	4,1	5,2	3,2%	3,0%	3,2%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,1	13,6%	10,7%	9,3%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3			
	Total general	75,1	110,1	137,5			
Alto	Cobre	4,9	8,2	10,4	4,3%	5,4%	5,3%
	Otras industrias	10,9	12,4	14,8	9,6%	8,1%	7,6%
	Procesos industriales	5,3	5,9	6,2	4,7%	3,9%	3,2%
	CPR	6,8	15,0	21,3	6,0%	9,9%	10,9%
	G. Eléctrica	43,7	60,3	74,7	38,6%	39,7%	38,3%
	Transporte	24,2	31,4	47,1	21,4%	20,6%	24,1%
	Residuos	3,3	4,1	5,4	2,9%	2,7%	2,8%
	Agropecuario	14,1	14,7	15,3	12,5%	9,6%	7,9%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3			
	Total general	84,9	125,3	170,0			

La siguiente tabla muestra la tasa de crecimiento anual proyectada

³⁸ El porcentaje se calcula considerando sólo los sectores emisores.

Tabla 48: Tasa de crecimiento de las emisiones

Año	Tasa de crecimiento (%)	Año	Tasa de crecimiento (%)
2014	4,3	2023	3,6
2015	5,0	2024	5,4
2016	17,5 ³⁹	2025	3,7
2017	4,9	2026	0,5
2018	6,1	2027	3,1
2019	2,9	2028	-1,3
2020	2,2	2029	2,5
2021	3,5	2030	2,1
2022	4,8		

La trayectoria de emisiones obtenida a nivel nacional se presenta en la siguiente figura.

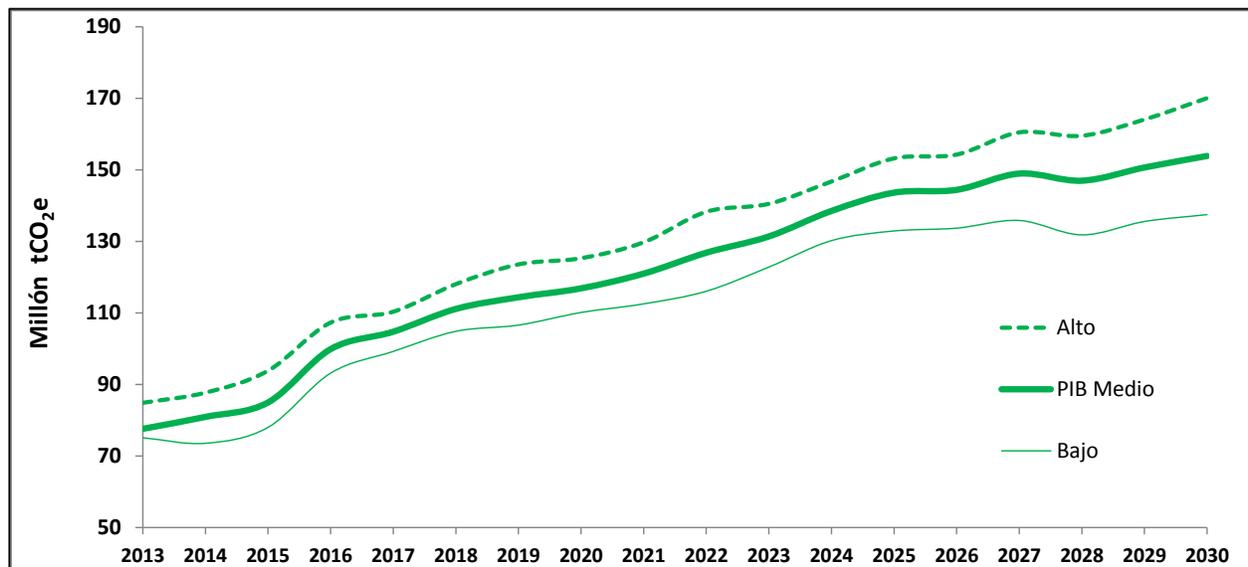


Figura 31: Resultados de Línea Base 2013.

³⁹ Las emisiones crecen significativamente este año debido a una brusca baja en la captura del sector forestal durante ese año (ver resultados del sector forestal para más detalles).

Las siguientes figuras presentan los resultados desagregados en emisiones y capturas.

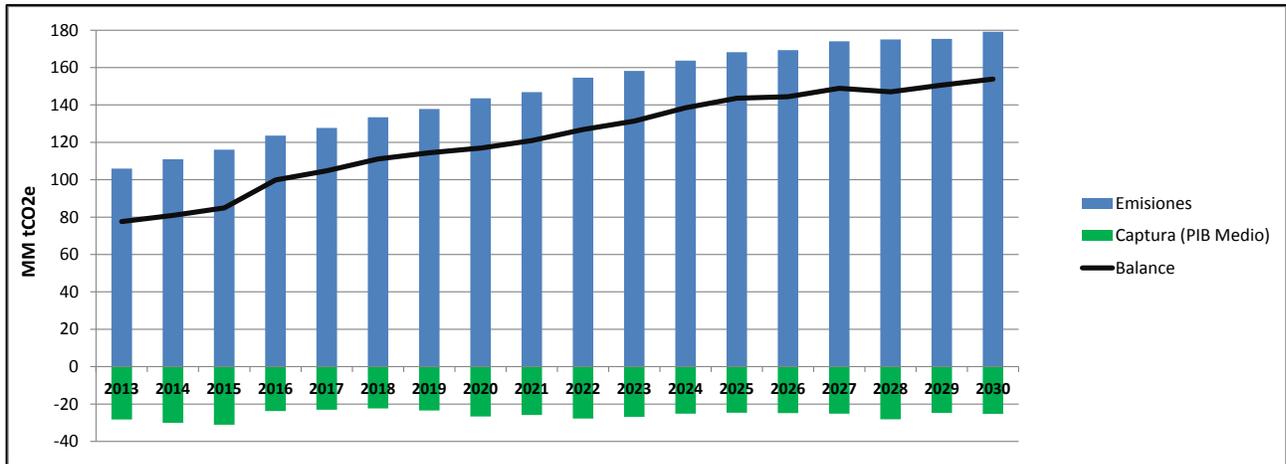


Figura 32: Emisiones y capturas para escenario Línea Base 2013 (escenario PIB medio).

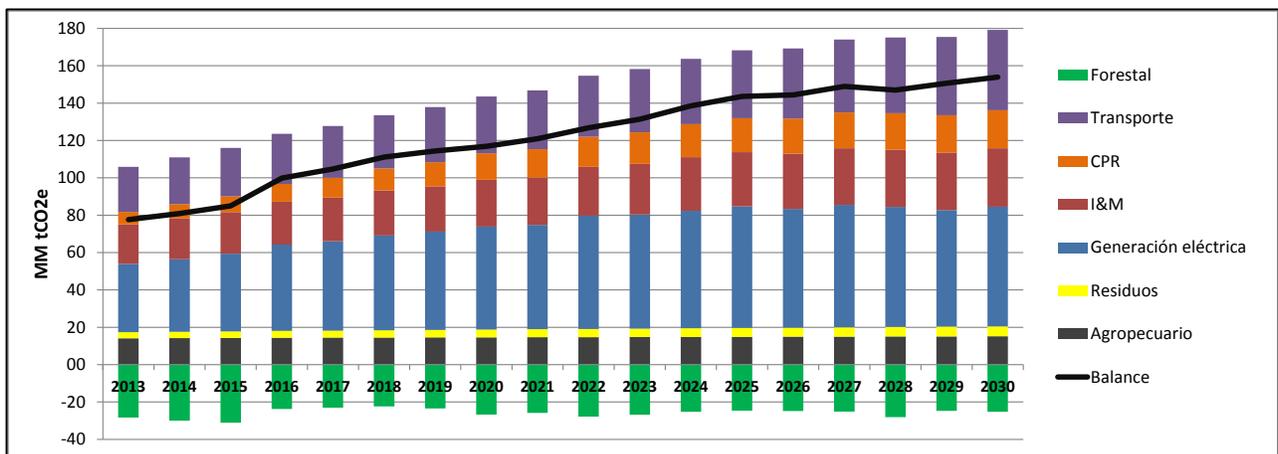


Figura 33: Emisiones y capturas por sector (escenario PIB medio).

IV.4.2 Análisis de sensibilidad

Debido al alto impacto en la proyección de emisiones, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a los parámetros utilizados para estimar el balance del sector forestal. Esta sensibilidad refleja cambios en los factores que a juicio del consultor y del equipo de investigación presentan mayor incertidumbre en su definición. De este modo se consideró:

- Cambio de Factor de Expansión de Biomasa (FEB) aérea de bosque nativo. En Línea Base se utilizó 1,75 (información nacional), en la sensibilidad se cambió a 1,4 (IPCC);
- Consideración de la biomasa subterránea en bosque nativo. En Línea Base se considera el factor 29%, en la sensibilidad se utiliza el factor 25%.

La siguiente figura presenta los resultados de dicho análisis. Se observa que las emisiones aumentan debido a la disminución de la captura.

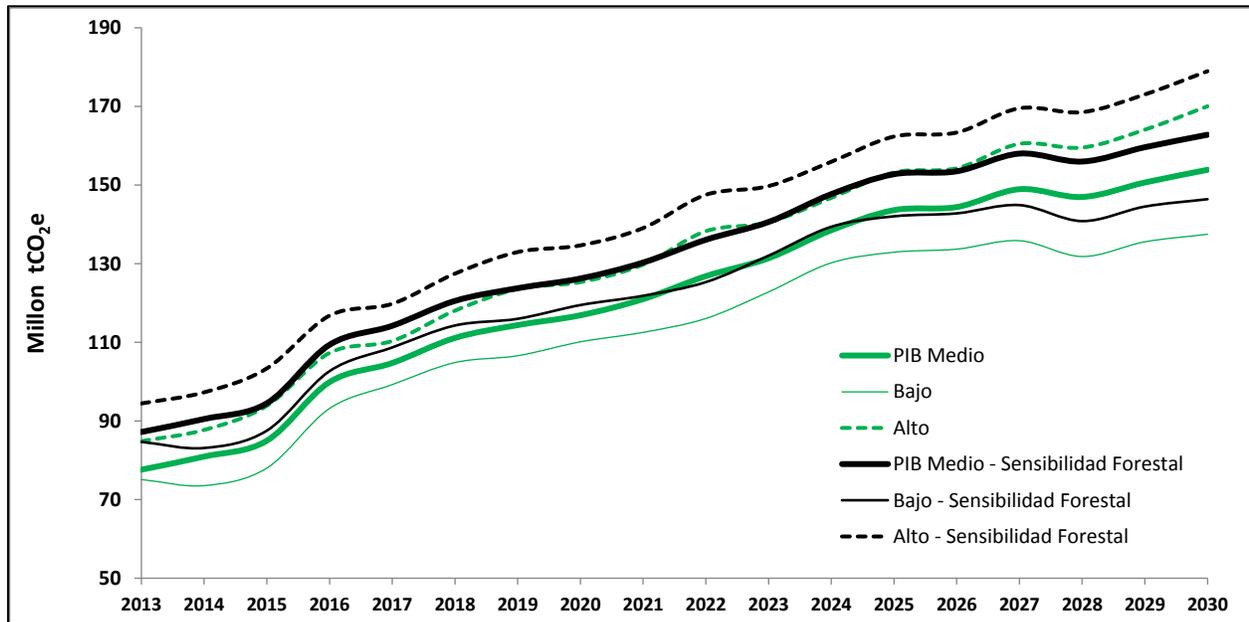


Figura 34: Análisis de sensibilidad con respecto a determinados parámetros del modelo del sector forestal.

IV.4.3 Comparación Línea Base 2007

La siguiente figura muestra la comparación entre la proyección de la Línea Base 2013 con respecto a la Línea Base 2007.

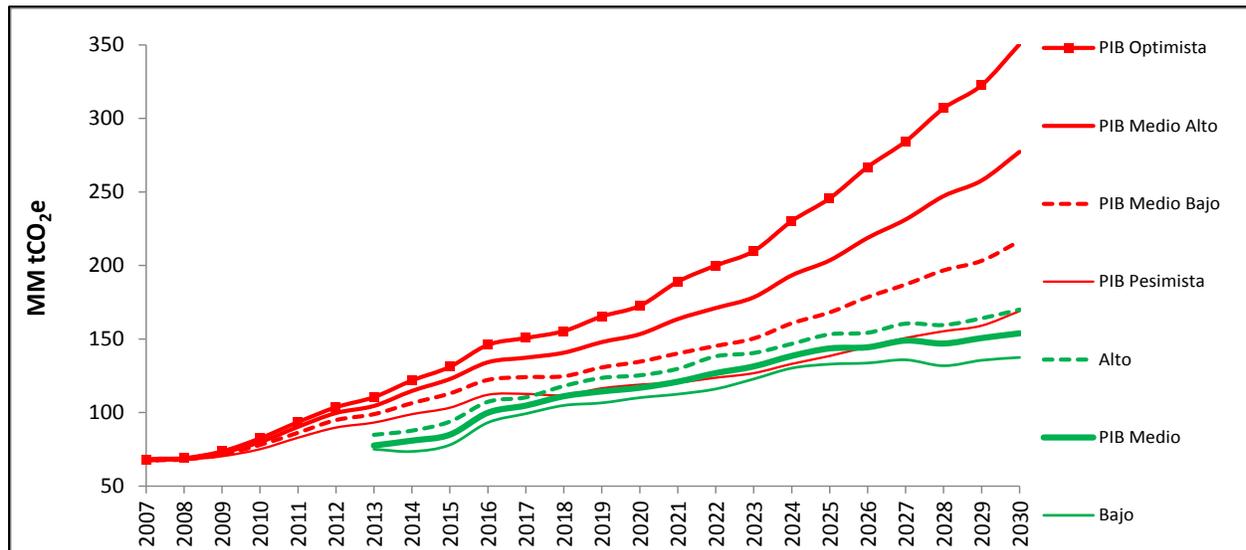


Figura 35: Comparación de proyección de Línea Base 2013 con Línea Base 2007

Como se ha explicado anteriormente, la Línea Base 2013 proyecta las emisiones de GEI para el horizonte 2013-2030, siendo el año 2013 el primer año proyectado. Por su parte, la Línea Base 2007

proyecta las emisiones para el horizonte 2007-2030 considerando 5 escenarios de PIB: pesimista, medio bajo, medio alto, alto y escenario de referencia (para más detalles ver Libro Fase 1, MAPS Chile). Es decir, ambas líneas bases proyectan emisiones para el horizonte 2013-2030, pero hay diferencias en los valores proyectados. Los escenarios de PIB de la Línea Base 2007 reflejan distintas expectativas de crecimiento que se tenían hacia finales de 2006. Si bien la construcción de Línea Base 2007 se realizó entre mediados de 2011 y 2012 (Fase 1 del proyecto MAPS Chile), la proyección se realizó bajo el supuesto de poder responder la siguiente pregunta ¿Cuál habría sido la proyección de emisiones para el horizonte 2007-2030 a partir de una referencia temporal a diciembre del año 2006⁴⁰?. Lo anterior es importante para entender las diferencias en las proyecciones entre la Línea Base 2007 y 2013, ya que esta última considera las expectativas de crecimiento e información disponibles a comienzos del año 2013.

Al igual que la Línea Base 2007, la Línea Base 2013 también considera distintos escenarios de crecimiento de PIB, en este caso tres: “PIB Bajo”, “PIB Medio” y “PIB Alto”. La siguiente figura muestra la comparación de las proyecciones de PIB de ambas líneas bases para el horizonte 2007-2030. Se observa que el escenario “PIB Medio” de la Línea Base 2013 tiene una proyección similar (pero no igual) a los escenarios “PIB Medio Bajo” y “Referencia de la Línea Base 2007”. Al contrario, las proyecciones de los escenarios “PIB Optimista” y “PIB Medio Alto” de la Línea Base 2007 están muy por sobre las proyecciones consideradas para la Línea Base 2013.

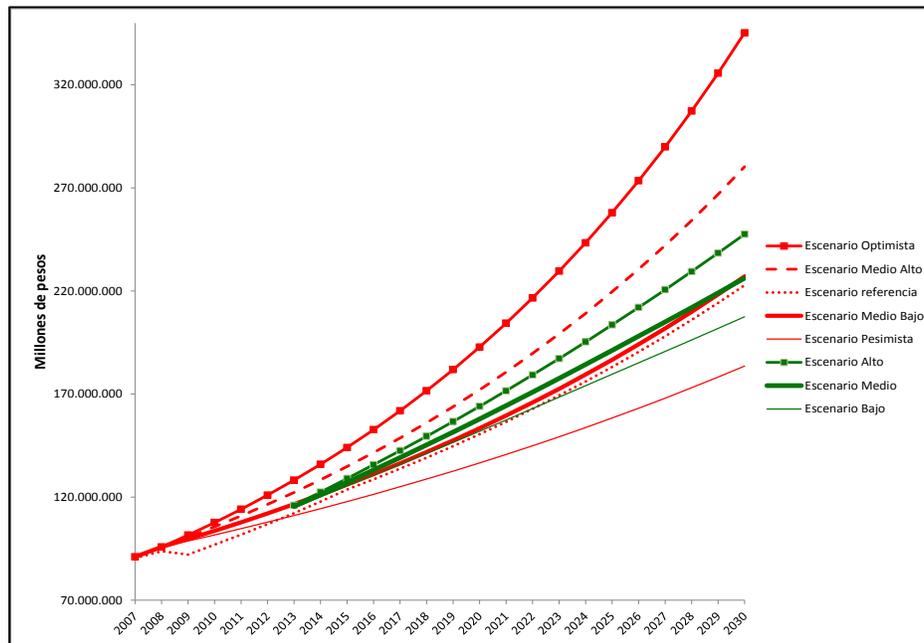


Figura 36: Comparación de proyecciones de PIB asociados a Línea Base 2013 y Línea Base 2007 (PIB volumen a precios del año anterior encadenado). Con color rojo se representan los escenarios de PIB de Línea Base 2007, mientras que con color verde se representan los escenarios de Línea Base 2013. Para la LB2013 la proyección se realiza considerando el PIB real del año 2013.

⁴⁰ El compromiso voluntario de Chile hace referencia a la Línea Base 2007.

Los resultados presentados en este informe muestran que los resultados son sensibles a las proyecciones de PIB. Esto debido a que varios de los modelos sectoriales consideran como *driver* el PIB o el PIB per cápita. Asimismo, el modelo del sector generación eléctrica es afectado de manera indirecta por las proyecciones de PIB debido a que la demanda eléctrica proviene de las proyecciones de los sectores industria y minería, CPR y transporte. En este sentido, la comparación entre la Línea Base 2007 y Línea Base 2013 es más válida si se compara el escenario de “PIB Medio Bajo” o “PIB referencia” de la Línea Base 2007 con el “PIB Medio” de la Línea Base 2013.

Otro elemento diferenciador que explica las diferencias observadas es que la Línea Base 2013 tiene incorporadas las medidas de mitigación implementadas entre 2007-2013. Por el contrario, la Línea Base 2007 no considera ninguna medida implementada entre 2007-2013.

Con respecto a la información disponible, para realizar la proyección de la Línea Base 2013 se contó con mayor y mejor información disponible. Lo anterior redundaba en una mejor estimación de los parámetros utilizados por los modelos. Por ejemplo, los parámetros utilizados para estimar las capturas y emisiones del sector forestal de la Línea Base 2007 son distintos a los considerados en la proyección de la Línea Base 2013. Asimismo, la metodología para la estimación presenta diferencias entre ambos estudios.

Es importante destacar que además de las diferencias de expectativas de crecimiento económico, también existen diferencias metodológicas y de perspectivas de evolución de ciertos parámetros o variables que son datos de entrada para los modelos sectoriales. Por ejemplo, en el sector generación eléctrica, las proyecciones de precios de los combustibles y de costos de inversión de fuentes ERNC utilizadas para proyectar la Línea Base 2007 son distintas a las utilizadas para proyectar la Línea Base 2013. En el sector industria del cobre, las proyecciones de producción de cobre fino considerada para la Línea Base 2007 es distinta a la considerada a la Línea Base 2013. Por último, desde el punto de vista de las metodologías utilizadas, si bien los modelos considerados para proyectar ambas líneas bases presentan bastantes similitudes, en estricto rigor no son exactamente iguales.

En resumen, las diferencias entre ambas proyecciones se pueden explicar por los siguientes factores:

- Proyección de escenarios de crecimiento del PIB.
- Proyección de variables o datos de entrada para los modelos sectoriales. Por ejemplo, costos y parámetros de tecnologías o proyecciones de precios de combustibles.
- Información disponible. Hay más información disponible al año 2013 que al año 2007. Lo anterior redundaba en una mejor estimación de los parámetros utilizados por los modelos.
- Cambios metodológicos o modelos utilizados.
- Consideración de medidas implementadas entre 2007-2030.

IV.4.4 Análisis de resultados

La Línea Base 2013-2030 de emisiones de gases de efecto invernadero para Chile fue construida a partir del estudio de los siete sectores más relevantes en términos de emisión y captura en el país. Los sectores considerados son: i) generación y transporte de electricidad, ii) industria y minería, que incluye cobre, procesos industriales y otras industrias; iii) transporte y urbanismo; iv) comercial, residencial y público; v) agropecuario y cambio de uso de suelo; forestal y cambio de uso del suelo, y vii) residuos.

La metodología utilizada para la proyección de la Línea Base 2013-2030 contempló la modelación sectorial considerando la misma información respecto del comportamiento proyectado de la economía para los diferentes sectores⁴¹, junto con la elaboración de una propuesta metodológica para reconocer y explicitar cómo ocurren las interrelaciones entre los sectores, lo que permitió generar escenarios comparables, facilitando la adición de resultados a nivel agregado. A continuación se resumen los principales resultados.

- **El sector generación eléctrica es el que más contribuye en emisiones al año 2020**, alcanzando un 38,5% de participación en el escenario de tasa de crecimiento medio⁴² del PIB, que, de acuerdo con los supuestos acordados, considera una tasa real de 4,2% en 2020 y 3,3% en 2030, seguido por el sector transporte (21,2%) e industrias y minería (17,5%).
- **El sector generación eléctrica alcanza un nivel promedio⁴³ de emisiones de 55,1 millones tCO₂eq el año 2020 y 64,1 millones tCO₂eq el 2030**. El alza de emisiones en este sector se explica principalmente por el incremento de la demanda eléctrica y las proyecciones de aumento en la generación a base de carbón. A partir del año 2025 se observa una disminución de la tasa de crecimiento de las emisiones en el sector, por una reducción de la energía generada con GNL a partir del año 2025 y un aumento de la generación con fuentes renovables (energía geotérmica, eólica y solar).
- **Los dos sectores que siguen en orden de contribución de emisiones son transporte e industria y minería**. Para el primero se estima un total de emisiones de 30,5 millones tCO₂eq el año 2020 y 43,0 millones tCO₂eq el año 2030, en la proyección de PIB medio; mientras que para el sector industria y minería se proyecta un total de emisiones de 24,9 millones tCO₂eq el año 2020 y 31,0 millones tCO₂eq el año 2030, para la misma proyección de PIB. Las emisiones del sector transporte crecen principalmente por el aumento de viajes en transporte privado (automóviles), el incremento de viajes domésticos en aviones y, en menor medida, al crecimiento del transporte de carga. En el caso del sector industrial las emisiones crecen principalmente por el aumento de la actividad productiva, el crecimiento de la demanda internacional de minerales y la disminución de las leyes de extracción.
- Para los **sectores CPR y agropecuario y cambio de uso de suelo** se estiman emisiones en un orden de magnitud cercano a los 15 millones tCO₂eq, al año 2020, cada uno. Esta similitud en el total de emisiones varía en la proyección al año 2030, cuando el sector CPR supera en cerca de 4 millones tCO₂eq a las emisiones del sector agropecuario. El aumento del nivel de emisiones del sector CPR se explica porque la importancia de la leña empieza a decaer en el periodo, dadas las restricciones ambientales que se imponen a su uso, por lo que otros energéticos, como el gas licuado y el kerosene, aumentan su participación en el sector residencial. Adicionalmente, se proyecta un aumento de las emisiones de GEI del sector comercial, que se aprecia mayormente con posterioridad al año 2025, por un mayor uso del petróleo diésel en el sector. En el caso del sector

⁴¹ Para el tratamiento de la coherencia entre sectores desde el punto de vista agregado, es decir, de los efectos en conjunto de la actividad económica del país, se puso a disposición de los consultores supuestos de proyección compartidos para las siguientes variables: i) Tasa de crecimiento del PIB, ii) Precio de los combustibles, iii) Proyecciones de tipo de cambio, iv) Proyecciones de la tasa de interés nominal, v) Criterios para proyectar el PIB regional, vi) Criterios para proyectar la población regional, vii) Escenarios climáticos a considerar.

⁴² La proyección para los años 2013-2050 de la tasa de crecimiento del PIB, se construyó en base a una serie de criterios que dan origen a 3 escenarios: Bajo, Medio y Alto, con PIB variable. Luego de discusión con el GCE y el CD se decidió por utilizar y presentar los resultados en base a las proyecciones del valor medio del PIB.

⁴³ Se habla de nivel promedio debido a que la metodología utilizada consideró un análisis de incertidumbre en la proyección de la demanda eléctrica e hidrologías.

agropecuario, las emisiones crecen principalmente por el aumento del número de cabezas de ganado.

- Para el **sector residuos se estima un total de emisiones de 4,1 millones tCO₂eq el año 2020 y 5,3 millones tCO₂eq el 2030**. La subcategoría de residuos urbanos es la que más contribuye a las emisiones del sector y su crecimiento se explica principalmente por el alza de la población.
- El **sector forestal mantiene su carácter de sumidero** de emisiones, sin embargo, se observa una baja paulatina de la captura neta (millones tCO₂eq) desde un rango de (28,3 a 18,7) en el año 2013 a un rango de (25,3 a 16,4) en el año 2030. La reducción se explica principalmente por la disminución de la superficie de renoval que pasa a la categoría adulto la que, al estar en equilibrio, no captura emisiones, y a la disminución de la captura del subsector de plantaciones.
- En el **escenario de tasa de crecimiento medio del PIB** las emisiones crecen cerca de un **50% entre el 2013 y 2020**, y aumentan en un **100% en el periodo 2013-2030**. La tasa anual de emisiones de gases de efecto invernadero es en promedio un 4,1% entre 2013 y 2030. La tasa de crecimiento de las emisiones para el horizonte 2013-2030 es similar a la tasa de crecimiento promedio del PIB. En parte, el incremento de las emisiones se explica por el crecimiento económico del país. Sin embargo, es importante mencionar que el PIB no fue la variable explicativa utilizada para todos los sectores. El motivo principal de por qué crecen las emisiones a nivel sectorial se explicó anteriormente y más detalles se pueden encontrar en el informe completo de resultados.
- **A partir del 2025 se estima una disminución de la tasa de crecimiento de las emisiones totales** debido principalmente a la estabilización de las emisiones del sector generación eléctrica.
- **Las emisiones per cápita en 2020 se acercan a 5 tCO₂eq y en 2030 suben a cerca de 8 tCO₂eq.**

V. ESCENARIOS DE ACCIONES DE MITIGACIÓN

V.1 Descripción general del proceso

Hacia el segundo semestre del año 2013 MAPS Chile enfrentó el desafío de definir “escenarios de mitigación” (EM). No resulta inmediato, ni trivial, pasar desde un conjunto de medidas de mitigación – más de ciento veinte medidas que venía analizando el proyecto—hacia escenarios propiamente tal. Para avanzar hacia escenarios de mitigación resulta fundamental primero precisar qué se entiende en el proyecto por el concepto de “escenarios”. En MAPS Chile este concepto ha sido tomado como “futuros posibles que responden a un criterio determinado”. El criterio en cuestión permite “empaquetar” las diversas medidas de mitigación bajo un escenario específico. Por ejemplo, un escenario de “eficiencia energética” resultaría al considerar el subconjunto de medidas de mitigación relacionadas con la eficiencia energética; un escenario de “energía renovables no convencionales” resultaría al considerar el subconjunto de medidas de mitigación relacionadas con las energías renovables no convencionales. De este modo, los EM en MAPS Chile son esencialmente distintas maneras de “empaquetar” las diversas medidas de mitigación consideradas. A continuación, se describen los elementos principales y la metodología seguida para definir los escenarios de mitigación presentados en este documento.

V.1.1 Las medidas de mitigación y curvas de abatimiento

A partir de los insumos provistos por el equipo de trabajo MAPS Chile, complementados por los equipos de consultores y los grupos técnicos de trabajo, el comité directivo definió un universo de medidas de mitigación a considerar en el proyecto. Cabe mencionar que no todas las medidas consideradas corresponden a medidas de mitigación propiamente tal, sino que puede tratarse de proyectos o medidas específicas, cuyo objetivo principal no es la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero, pero que sí tienen un impacto en ésta.

La curva de costo marginal de abatimiento (MAC) es una representación gráfica de los costos de reducción de gases efecto invernadero (GEI) de un conjunto de medidas de mitigación, junto a sus potenciales de abatimiento, y en ella se pueden observar las distintas opciones ordenadas ascendentemente, de acuerdo a su costo de abatimiento unitario. En ella se resume gráficamente información de las medidas de mitigación, donde los ejes de la curva combinan el costo de abatimiento que representan las medidas técnicas disponibles y su impacto relativo (figura siguiente). En el eje vertical se presenta el costo, generalmente en US\$/tonelada de CO₂ para distintas medidas de mitigación, el que se define a continuación. El impacto relativo corresponde al potencial total de reducción del volumen de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida, el cual se presenta como el potencial total de abatimiento en el eje horizontal. El costo total de abatimiento se puede determinar a través de la integral de la curva de costos.

Es importante notar que la reducción de emisiones se mide de manera contra factual, es decir, se compara la medida con el caso Línea Base o caso de referencia. Esto implica que para la construcción de una curva MAC, se requiere definir una Línea Base sin restricciones de CO₂, con el fin de evaluar el costo marginal de reducción relativo a dicha Línea Base.

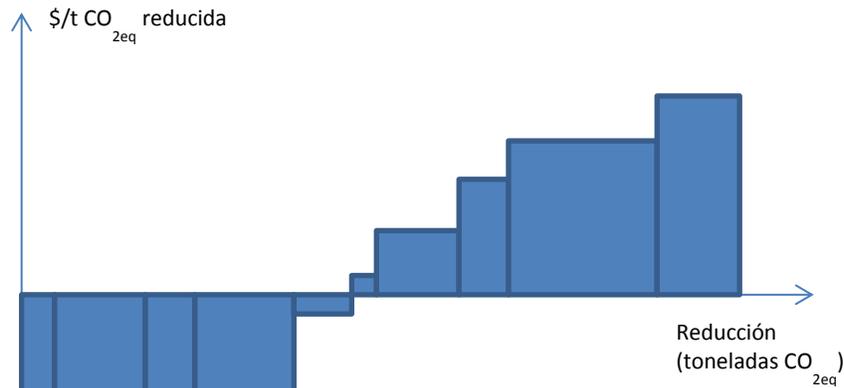


Figura 37: Principales dimensiones de la curva de costos de abatimiento

Para asegurar comparabilidad a través de sectores y fuentes, todas las emisiones y sumideros se miden de una manera común, usando toneladas métricas de CO₂-equivalente (tCO₂eq). En general, para cada medida se entrega un indicador de costo que muestra cuánto es posible reducir en un período definido.

El orden de mérito de las medidas de abatimiento se agrupa de acuerdo al menor costo de cada una de ellas (en US\$ por tCO₂eq) y el término “marginal” se debe al cambio en el costo de abatimiento al pasar sucesivamente de una medida a la siguiente de mayor costo. Para cada medida individual se estima el costo en términos de valor presente y el potencial de reducciones de emisiones de CO₂ en valores corrientes.

La estimación en valor presente se puede hacer tanto desde una perspectiva social como desde una privada. Para el primer caso se utiliza una tasa de descuento social, mientras que para el segundo se realiza el cálculo con una tasa de descuento propia del sector que implementa la medida. En este ejercicio se definieron dos tasas sociales de descuento (1% y 3%) y en el caso privado se solicitó al consultor que propusiera un valor adecuadamente fundamentado, de acuerdo al riesgo asociado a cada negocio o sector.

Para calcular el potencial de abatimiento de cada medida, que corresponde al ancho de cada barra de las curvas MAC, se estima la sumatoria de las reducciones de emisiones de CO₂ para todo el horizonte de proyección (2013 - 2050), de acuerdo a la duración de la medida, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$E_i = \sum_{t=0}^T E_{i,t}$$

En este caso no se ha descontado la reducción de emisiones con algún valor de tasa, lo que en algunos casos sí se observa en la literatura.

A continuación, se estima el valor presente de todos los costos asociados a la medida. Estos costos corresponden al gasto adicional de operación y de capital (CAPEX y OPEX) que se efectúa bajo la implementación de la medida, respecto a los gastos que se habrían efectuado en el escenario natural de Línea Base, para todo el horizonte de proyección. La fórmula para estimar los costos en valor presente (VP) es la siguiente:

$$VP_i = \sum_{t=0}^T \frac{C_{i,t}}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{I_{i,t}}{(1+r)^t}$$

donde,

$C_{i,t}$: Gasto de operación y mantención adicional de la medida i en el año t (OPEX).

$I_{i,t}$: Gasto de capital adicional de la medida i en el año t (CAPEX). En el caso que corresponda se debe agregar el valor residual de las inversiones como flujo negativo al final del período de evaluación.

r : Tasa de descuento privada o social utilizada para evaluar los costos operacionales y de capital.

Se generan tres estimaciones de valor presente neto. La primera corresponde a los flujos expresados en pesos reales año 2013. La segunda, se estima utilizando los flujos de CAPEX y OPEX expresados en dólares, cuya transformación ha sido hecha con la proyección de tipo de cambio de MAPS Chile. Esto implica que en el resultado se está no solo considerando los flujos de dinero, sino que adicionalmente también se considera el efecto de la apreciación del tipo de cambio esperada para el largo plazo, producto del crecimiento más rápido de la economía chilena respecto a Estados Unidos y a las diferencias inflacionarias. Para limpiar el efecto de la apreciación cambiaria, se decidió estimar una tercera versión del valor presente dividiendo la estimación de valor presente en pesos por el tipo de cambio promedio del año 2013.

Finalmente, el costo de abatimiento (CA) se calcula como la razón entre los costos y las emisiones, y expresa la altura de cada barra de las curvas MAC.

$$CA_i = \frac{VP_i}{E_i}$$

Luego, para cada una de las medidas se obtiene un costo de abatimiento y un potencial de abatimiento, información necesaria y suficiente para construir las curvas. La altura de cada una de las barras del gráfico estará determinada por el costo de abatimiento, mientras que el ancho de cada barra estará definido por el potencial de abatimiento.

El ordenamiento de las barras en el gráfico utiliza como criterio el costo de abatimiento. Las barras se ordenan de izquierda a derecha desde la de menor costo hasta la más costosa.

V.1.2 Los escenarios de mitigación (EM)

Los escenarios son una herramienta para que quienes posteriormente tomen decisiones --en los sectores público y privado--, pongan a prueba diversas opciones de futuros posibles. Este entendimiento de los escenarios, si bien busca cuidar una coherencia en su construcción --un relato que los haga sólidos y plausibles--, no asume que un tomador de decisiones (especialmente del sector público) vaya eventualmente a optar por la implementación íntegra de un escenario específico. Más bien, se espera que quienes tomen decisiones relacionadas con la mitigación del cambio climático

puedan utilizar la información, el análisis, el proceso y todos los resultados sobre Línea Base, medidas de mitigación y escenarios de mitigación que genera MAPS Chile.

V.1.2.1 La construcción de los escenarios de mitigación

En la definición de los posibles empaquetamientos o escenarios, el Mandato Interministerial de MAPS Chile juega un rol importante. Éste establece que el proyecto debe identificar las opciones *eficientes y efectivas* para la mitigación del cambio climático en Chile. Con esto en mente, y considerando la relevancia de la participación de, por una parte, el Comité Directivo del proyecto y, por otra, el Grupo de Construcción de Escenarios, se procedió a definir tres tipos de escenarios:

- **Escenarios definidos por el Comité Directivo de MAPS Chile:** Se incluye el escenario de mitigación (EM) relacionado con políticas de impuestos a las emisiones de CO₂; esta simulación se realiza de manera independiente de las demás medidas de mitigación (de modo de ver el efecto atribuido solo al impuesto al carbono en la economía). Por otra parte, el Comité Directivo ha considerado necesario simular un EM que corresponda a la Línea Base 2013 (LB2013 o escenario “línea verde”), al cual se le restan un conjunto de acciones/medidas que lo conforman. Lo anterior tiene como finalidad estimar la contribución a la disminución de emisiones de acciones/medidas tempranas contempladas en LB2013. Cabe mencionar que este escenario sólo es evaluado para el año 2013 en la sección IV.6.
- **Escenarios GCE:** corresponde a un conjunto de EM que resultaron de la sexta reunión del GCE (GCE6), donde se llevaron a cabo sesiones de trabajo tendientes a identificar escenarios de mitigación de diferentes “niveles de esfuerzo” de mitigación para el país. La metodología general propuesta para identificar un número acotado de EM, se explica brevemente a continuación:
 - ✓ Los niveles de esfuerzo se relacionan con: costos de abatimiento, factibilidad de materializar una medida de mitigación específica y potencial de mitigación.
 - ✓ Se dispone así de tres atributos principales que ayudan a los miembros del GCE a diferenciar y priorizar las medidas de mitigación. Esta información permite en principio definir niveles de esfuerzo que orienten la incorporación o no de una medida de mitigación en un EM específico. A modo de ejemplo, un EM que represente un nivel de esfuerzo “bajo”, debiera incluir aquellas medidas de mitigación que se caracterizan por un bajo costo de abatimiento, un alto potencial de mitigación y una alta factibilidad en poder concretarlas. En el otro extremo, y con la misma lógica, un EM de nivel de esfuerzo “alto” debiera incluir medidas de mitigación que se caracterizan por un alto costo de abatimiento y una baja factibilidad. Sin embargo, es importante mencionar que los resultados obtenidos muestran que las variables que más influyeron en la definición de los escenarios fueron, en primer, lugar, la factibilidad de implementación y, en segundo lugar, el costo de abatimiento.
 - ✓ La factibilidad, evaluada en primera instancia por los equipos consultores, puede separarse en las dimensiones técnica, institucional y financiera.
 - ✓ Dada la dificultad de poder formalizar en esta etapa una “evaluación cualitativa” de los co-beneficios (externalidades positivas y negativas ambientales, sociales, institucionales y económicas) de las medidas de mitigación, y que esta información pueda utilizarse como un criterio para conformar EM, estos elementos, en la medida que sean destacados por los participantes, podrán ser tratados como una señal preliminar y complementaria en el análisis de los distintos niveles de esfuerzo y del posterior empaquetamiento de medidas de mitigación, con el fin de definir un EM. La evaluación cualitativa propiamente tal de co-beneficios de los diversos EM construidos será realizada posteriormente –durante 2014-

2015— mediante un análisis exhaustivo y participativo estructurado, de acuerdo a pautas metodológicas que fueron desarrolladas en la Fase 2.

- ✓ La Figura siguiente resume el trabajo realizado antes y durante GCE6 para definir los EM según nivel de esfuerzo. Se incluyó un trabajo previo a la reunión, de compilación y difusión de información relevante sobre cada medida de mitigación considerada (lista exhaustiva y fichas de medidas de mitigación). Durante la reunión se presentó información específica sobre costos de abatimiento, potencial de mitigación y factibilidad de cada medida (curvas MAC y gráficos de abatimiento y factibilidad para cada sector). Un trabajo en grupos por sectores durante GCE6 permitió analizar y ajustar esta información. Posteriormente, en grupos multi-sectoriales, se procedió a identificar tres escenarios según nivel de esfuerzo: base, medio y alto. Finalmente, una discusión en plenaria permitió recoger observaciones y comentarios y también sugerir y discutir los posibles escenarios específicos.



Figura 38: Metodología general para la definición de escenarios según nivel de esfuerzo de mitigación

- **Escenarios específicos:** adicionalmente a lo anterior, como se mencionó anteriormente, en la sexta reunión del GCE se abrió la posibilidad que el propio GCE sugiriera otros EM, distintos a los definidos por el Comité Directivo y también a los relacionados con niveles de esfuerzo. El GCE definió 5 escenarios específicos (los cuales fueron posteriormente confirmados por el Comité Directivo de MAPS Chile):
 - **Eficiencia energética:** empaquetamiento de las medidas de mitigación relacionadas con eficiencia energética.

- **Energías renovables no convencionales:** empaquetamiento de todas las medidas que incluyen la incorporación de energías renovables no convencionales considerando entre ellas energía solar, geotermia, eólica, biomasa, pequeña hidro.
- **Energías renovables:** empaquetamiento que incluye todas las medidas que incorporan energías renovables del escenario ERNC, más las grandes hidro. Este escenario sí considera la implementación de Hidro Aysén a partir del 2021.
- **Energía nuclear:** empaquetamiento que incorpora la medida de incorporación de energía nuclear.
- **80/20:** se refiere a un escenario que agrupa a las medidas de mitigación que suman un potencial alto de mitigación.

V.2 Biblioteca de acciones de mitigación

A continuación, se describen las medidas de mitigación evaluadas en el proyecto MAPS Chile. Los costos de abatimiento fueron calculados considerando 3 tasas de descuento: 1%, 3% y 10%. El costo de abatimiento se calcula trayendo a valor presente el costo inversión (no anualizado) y los costos de operación y mantenimiento anual (incluidos eventuales ahorros) entre 2013 y 2030. Todos los costos son medidos con respecto al escenario Línea Base 2013, es decir, se considera el costo diferencial o incremental con respecto al escenario en que no se hubiera implementado la medida.

La reducción de emisiones para la evaluación individual de las medidas se calcula como la suma de la reducción directa y la reducción indirecta. La reducción de emisiones indirectas está principalmente asociada a variaciones de demanda eléctrica o generación eléctrica que ocurren en los sectores industria y minería, CPR y transporte. Así por ejemplo, si se aplica una medida de eficiencia energética en el sector industria, que tiene como consecuencia una disminución de demanda eléctrica, la reducción de emisiones asociada a la variación de demanda eléctrica se le denomina indirecta y fue asignada al sector industria. Estas emisiones indirectas fueron estimadas a partir de los factores de emisiones, medidos en tCO₂eq/MWh, del escenario Línea Base 2013 del sector generación eléctrica (ver resultados de Línea Base del sector generación eléctrica). La reducción promedio anual se calcula como el promedio entre el año de inicio y el año 2030. La reducción total corresponde a la reducción acumulada entre el año de inicio y el 2030.

Para más detalles sobre como se derivaron estos costos y reducciones de emisiones de las medidas individuales se recomienda revisar las fichas en formato Excel que complementan este estudio (disponibles en el repositorio de página web del proyecto).

Es importante destacar que las emisiones indirectas tuvieron un tratamiento distinto para la evaluación de los escenarios de mitigación. Para cuantificar la reducción de emisiones asociado a la aplicación simultánea de distintas medidas de mitigación se aplicó el siguiente procedimiento:

- Se estima la variación de demanda eléctrica total debido a la aplicación de las medidas en los sectores industria y minería, CPR, transporte, etc. (en las siguientes secciones se detalla las medidas incluidas en cada escenario).
- La demanda eléctrica resultante fue entregada al consultor del sector generación eléctrica.
- Utilizando el modelo del sector generación eléctrica, se cuantifica la reducción de emisiones tomando en cuenta la nueva demanda eléctrica y las medidas propias del sector generación eléctrica.
- La variación de emisiones debido a la a la variación de demanda eléctrica y a la aplicación de las medidas propias del sector generación fueron asignadas a este último sector.

Notar que el procedimiento anterior evita la sobrestimación de las reducciones indirectas ya que no se considera el factor de emisión (en tCO₂eq/MWh) del escenario Línea Base 2013, sino que se toma en cuenta la aplicación simultánea de las medidas del sector generación, las que podrían hacer disminuir dicho factor de emisión. Sin embargo, tiene la desventaja de que toda la reducción de emisiones queda asignada al sector generación eléctrica.

V.2.1 Sector generación eléctrica y transporte electricidad

Tabla 49: Medidas de mitigación del sector generación eléctrica (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Costo abatimiento 2013-2030 ⁴⁴ (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción 2013-2030 (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Aumento sustantivo de la generación con GNL	-10,7	-9,2	-5,1 ⁴⁵	2020	2050	10,73	118,1	Se subsidia el precio del GNL en 40 US\$/MWh. Se instalan 700 MW adicionales de GNL al año 2020 y 3.500 MW al año 2030.
Expansión hidroeléctrica en Aysén	-5,7	-2,6	1,3 ⁴⁶	2021	2050	9,93	99,3	Se instalan 3.750 MW al 2030 en centrales hidroeléctricas en la región de Aysén.
Interconexión regional	-43,1	-36,0	-20,0	2020	2050	6,04	66,4	Se transmiten 1.222 MW hacia Chile desde Perú y Bolivia a partir de 2021. En Chile no se contabilizan las emisiones de la energía importada.
Incentivos a una tecnología ERNC específica - Eólica (Nivel 2)	39,5	33,9	21,6	2014	2050	4,96	79,3	Se instalan 1.599 MW adicionales de energía eólica al año 2020 y 9.520 MW al año 2030.
Incentivos a una tecnología ERNC específica - Eólica (Nivel 1)	14,8	14,5	13,2	2014	2050	1,40	23,8	Se instalan 799 MW adicionales de energía eólica al año 2020 y 4.769 MW al año 2030.
Modificación de la Ley ERNC: 30/30	81,3	60,5	23,6	2025	2050	4,06	24,3	Se cumple la actual ley hasta el año 2025, luego aumenta la exigencia de forma lineal, hasta llegar al 30% de ERNC al año 2030.
Norma o incentivo a tecnologías a	10,0	9,1	6,1	2020	2050	2,82	31,0	A partir del 2020 no se permite la entrada de tecnologías subcríticas a carbón. Se instalan

⁴⁴ Las medidas del sector generación eléctrica se simularon (modelo de optimización que minimiza el valor presente los costos de inversión en nuevas centrales y operación) considerando el horizonte 2013-2050 y considerando una tasa de descuento del 10%. Por ende, el costo de abatimiento que explica mejor el impacto de algunas medidas es aquel que considera los costos de inversión y operación entre 2013 y 2050.

⁴⁵ El costo de abatimiento negativo entre 2013-2030 se explica principalmente debido al reemplazo de centrales a carbón por centrales a GNL (las cuales tienen un costo de inversión más bajo que una central a carbón) entre 2020-2030. El costo de abatimiento de esta medida es positivo si se considera el horizonte de evaluación 2013-2050

⁴⁶ El costo de abatimiento de esta medida es negativo si se considera el horizonte 2013-2050, debido a que los ahorros en el costo de operación (reemplazo de combustible fósil por generación hidráulica) se ven reflejados en el largo plazo.

Nombre	Costo abatimiento 2013-2030 ⁴⁴ (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción 2013-2030 (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
carbón más limpias								1.222 MW de centrales CCGI (gasificación integrada) y 2.850 de MW de central ultra supercríticas al 2030.
Incentivo a una tecnología ERNC específica- Solar Fotovoltaica (Nivel 2)	99,4	78,7	38,3	2014	2050	2,53	42,9	Se instalan 498 MW adicionales de energía solar al año 2020 y 6.903 MW al año 2030.
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Solar Fotovoltaica (Nivel 1)	59,8	47,5	23,2	2014	2050	1,09	18,5	Se instalan 249 MW de energía solar al año 2020 y 2.452 MW al año 2030.
Sistemas de almacenamiento y de captura de CO ₂	162,4	117,2	39,4	2027	2050	2,39	7,16	Se instalan 800 MW de centrales CCS entre 2027 y 2030 .
Incentivo a una tecnología ERNC específica ERNC - Mini hidro (Nivel 2)	20,59	16,48	8,41	2015	2050	1,72	25,8	Se instalan 759 MW adicionales de energía mini-hidro al año 2020 y 2.649 MW al año 2030.
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Geotérmica (Nivel 2)	61,8	49,6	24,5	2017	2050	1,24	17,3	Se instalan 306 MW de energía geotérmica al año 2020 y 2.501 MW al año 2030.
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Concentración Solar (Nivel 2)	400,3	314,8	147,8	2014	2050	1,23	21,0	Se instalan 300 MW de energía solar al año 2020 y 3.143 MW al año 2030.
Generación eléctrica en obras de riego (Nivel 2)	-42,8	-33,6	-15,5	2014	2050	0,70	11,9	Se instalan 180 MW de energía hidroeléctrica al año 2020 y 480 MW al año 2030.
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Concentración Solar (Nivel 1)	382,1	302,9	146,7	2014	2050	0,61	10,4	Se instalan 150 MW de centrales de concentración solar al año 2020 y 1.571 MW al año 2030.
Disminución de Pérdidas Eléctricas	-58,6	-43,7	-16,6	2020	2050	0,68	7,5	Las pérdidas se redujeron a la mitad en términos porcentuales para cada uno de los sistemas. Para el SIC las pérdidas corresponden a un 3,44% y para el SING son un 3,97%.
Incentivo a energía nuclear	0,0	0,0	0,0	2031	2050	no reduce entre	no reduce	Se instalan 12.000 MW de energía nuclear hacia el 2050.

Nombre	Costo abatimiento 2013-2030 ⁴⁴ (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción 2013-2030 (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
(Nivel 2)						2013-2030 ⁴⁷	entre 2013-2030	
Incentivo a energía nuclear (Nivel 1)	0,0	0,0	0,0	2031	2050	no reduce entre 2013-2030	no reduce entre 2013-2030	Se instalan 4.000 MW de energía nuclear hacia el 2050.
Sistema de almacenamiento para energía solar	0,0	0,0	0,0	2030	2050	no reduce entre 2013-2030	no reduce entre 2013-2030	Se instalan 1.097 MW de energía eólica con sistema de almacenamiento (se mejora factor de planta igual a 75%) al año 2050.
Sistema de almacenamiento para energía eólica	--	--	--	2030	2050	no reduce entre 2013-2030	no reduce entre 2013-2030	Se instalan 1.646 MW de energía eólica con sistema de almacenamiento (se mejora factor de planta igual a 75%) al 2050.
Gestión de la demanda: Disminución del voltaje	0,0	0,0	0,0	2020	2050	no reduce entre 2013-2030 ⁴⁸	no reduce entre 2013-2030	Se modela un escenario que corresponde a una disminución de voltaje de 2,5% en el sector residencial del SIC lo que se traduce en un 2% ahorro de energía.

⁴⁷ Ver ficha en formato Excel para revisar reducción de emisiones entre 2030-2050.

⁴⁸ Debido a la disminución de la demanda eléctrica, entre 2020 y 2030 el modelo proyecta una disminución de la capacidad instalada en energía hidráulica y energía eólica con respecto a la Línea Base. Por ende, la disminución de la demanda provoca una leve disminución de la energía generada con recurso hidráulico y eólico, y no una disminución de generación termoeléctrica. Esto explica por qué esta medida no presente una disminución de emisiones entre 2013-2030

V.2.2 Sector transporte y urbanismo

Tabla 50: Medidas de mitigación del sector transporte (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
Metas de consumo energético y de emisiones de CO ₂ para el promedio del parque de vehículos nuevos	3	-154,2	-118,8	-52,8	2014	2050	2,02	34,3	Promedio de las ventas de vehículos particulares nuevos alcanza 95 gr CO ₂ eq/km al año 2030.
	2	-666,1	-511,7	-221,3	2014	2050	1,22	20,8	Promedio de las ventas de vehículos nuevos alcanza 95 gr CO ₂ eq/km al año 2040.
	1	-803,2	-617,4	-268,1	2014	2050	0,93	15,8	Promedio de las ventas de vehículos nuevos alcanza 95gr CO ₂ eq/km al año 2050.
Vehículos de Cero y Baja Emisión	3	545,8	465,8	280,6	2015	2050	1,06	15,83	Se fomenta la introducción de vehículos eléctricos para transporte de personas. El año 2020 entran 73.000 vehículos y el año 2030 entran 184.000 vehículos.
	2	659,2	546,3	302,9	2015	2050	0,62	9,29	El año 2020 entran 38.000 vehículos y el año 2030 entran 130.000 vehículos.
	1	517,4	446,6	277,4	2015	2050	0,39	5,85	El año 2020 entran 28.000 vehículos y el año 2030 entran 62.000 vehículos.
Infraestructura modo bicicleta	3	-546,4	-420,3	-177,4	2015	2050	0,47	7,07	Se construyen 3.000 km de ciclovías adicionales.
	2	-546,4	-420,3	-177,4	2015	2050	0,31	4,72	Se construyen 2.000 km de ciclovías adicionales.
	1	-546,4	-420,3	-177,4	2015	2050	0,16	2,36	Se construyen 1.000 km de ciclovías adicionales.
Plan de preparación para la electro movilidad de taxis	3	-231,1	-166,3	-55,3	2018	2050	0,23	2,8	100% de los taxis y taxis colectivos en circulación son eléctricos al 2030.
	2	-518	-376	-128	2018	2050	0,03	0,4	100% de los taxis y taxis colectivos en circulación son eléctricos al 2040.

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
	1	-696	-506	-175	2018	2050	0,01	0,1	100% de los taxis y taxis colectivos en circulación son eléctricos al 2050.
Mejoras tecnológicas en modo aéreo	3	103,2	105,8	90,3	2015	2050	0,29	4,7	Mejoras de eficiencia energética para la flota de aviones que satisface el 21% de la demanda de transporte aéreo dentro del territorio nacional.
	2	329,3	276,0	158,1	2015	2050	0,21	3,4	Mejoras de eficiencia energética para la flota de aviones que satisface el 15% de la demanda de transporte aéreo dentro del territorio nacional.
	1	281,0	232,2	125,8	2015	2050	0,14	2,2	Mejoras de eficiencia energética para la flota de aviones que satisface el 10% de la demanda de transporte aéreo dentro del territorio nacional.
Implementación de Infraestructura en el transporte público	3	82,9	164,1	261,0	2015	2050	0,16	2,6	Incluir una red de 250 km de corredores de alto estándar provocando un cambio en la partición modal de vehículo particular a bus en la Región Metropolitana.
	2	295,6	374,2	458,1	2015	2050	0,05	0,9	Incluir una red de 100 km de corredores de alto estándar provocando un cambio en la partición modal de vehículo particular a bus.
	1	1.979,3	1.956,4	1.748,6	2015	2050	0,01	0,1	Incluir una red de 30 km de corredores de alto estándar provocando un cambio en la partición modal de vehículo particular a bus.
Mejoras aerodinámicas en camiones	3	-544,1	-425,2	-193,2	2013	2050	0,11	2,0	Se instalan 4.400 kits aerodinámicos cada año.
	2	-556,7	-430,2	-187,8	2013	2050	0,05	0,8	Se instalan 750 kits aerodinámicos cada

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
								año.	
	1	-556,7	-430,2	-187,8	2015	2050	0,01	0,2	Se instalan 150 kits aerodinámicos cada año.
Etiquetado de neumáticos eficientes para vehículos livianos	3	-317,6	-245,9	-107,3	2014	2023	0,09	1,6	El 90% de los conductores de vehículos particulares y el 20% de los conductores de taxis que hacen cambio prefieren los neumáticos de alta eficiencia.
	2	-740,9	-563,1	-230,6	2018	2050	0,02	0,3	El 5% de los usuarios que hacen cambio prefieren los neumáticos de alta eficiencia
	1	-737,3	-559,7	-228,0	2018	2050	0,00	0,1	El 1% de los usuarios que hacen cambio prefieren los neumáticos de alta eficiencia.
Cambio modal en transporte de carga, camión-cabotaje	3	-644,5	-484,5	-181,9	2015	2050	0,06	1,0	Aumentar el cabotaje de un 5,57% a 7% en 10 años, entre los años 2015 al 2024. A partir del 2025 se mantiene constante hasta el 2050.
	2	-278,1	-173,2	-22,5	2025	2050	0,03	0,2	La curva de adopción corresponde a aumentar el cabotaje de un 5,57% a 7% en 10 años, entre los años 2025 al 2035. A partir del 2034 se mantiene constante hasta el 2050.
Tarificación vial y encarecimiento de estacionamientos	3	586,7	508,7	332,2	2015	2050	0,06	1,0	Se genera la zona de tarificación vial según el Plan Maestro de la RM 2025. Se considera un cambio de partición modal del vehículo particular a bus de 1% por sobre la Línea Base.
	2	1.556,1	1.312,9	791,4	2015	2050	0,02	0,3	Se considera un cambio de partición modal del vehículo particular al bus de 0,3% por sobre la Línea Base.
	1	3.186,0	2.668,8	1.574,1	2015	2050	0,00	0,1	Se considera un cambio

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
								de Partición Modal del Vehículo Particular al Bus de 0,06% por sobre la Línea Base	
Asistencia técnica	3	-441,7	-345,6	-159,3	2013	2050	0,05	0,8	Se capacitan 100 empresas al año, considerando impactos en 10 camiones de cada empresa.
	2	-446,8	-349,6	-161,2	2013	2050	0,02	0,4	Se capacitan 50 empresas al año durante 10 años, considerando impactos en 10 camiones de cada empresa.
	1	-457,5	-358,1	-165,5	2013	2050	0,01	0,1	Se capacitan 15 empresas al año, considerando impactos en 10 camiones de cada empresa.
Extensión trenes urbanos de pasajeros	3	11.452,9	9.363,7	4.875,3	2018	2050	0,02	0,3	Considera 62 kilómetros adicionales de trenes urbanos. Una línea nueva en la RM definida en el nivel 1, extensión en la RV definida en el nivel 2 y la extensión en la RVIII Coronel-Lota con un largo total de 8 km.
	2	10.742,2	8.787,8	4.571,1	2018	2050	0,02	0,3	Considera 54 km adicionales de trenes urbanos. Una línea nueva en la RM definida en el nivel 1 y la extensión en la RV Limache-La Calera con un largo total de 30 km.
	1	8.598,1	7.050,5	3.636,6	2024	2050	0,03	0,2	Considera la creación de una línea nueva en la RM (Maipú-Vitacura) con un largo total de 24 km.
Zona verde para el transporte	3	710,3	665,1	528,1	2015	2050	0,01	0,2	Introducción de buses híbridos y eléctricos y taxis eléctricos. Al año 2034 hay 525 buses eléctricos e híbridos y 1050 taxis eléctricos.
	2	97,5	142,4	198,2	2015	2050	0,01	0,1	Introducción de buses híbridos y eléctricos y taxis eléctricos. Al año

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
								2034 hay 225 buses eléctricos e híbridos y 450 taxis eléctricos.	
	1	-65,8	-3,6	95,3	2015	2023	0,00	0,1	Introducción de buses híbridos y eléctricos y taxis eléctricos. Al año 2034 hay 75 buses eléctricos e híbridos y 150 taxis eléctricos.
Cambio modal en transporte de carga, camión-tren (Nivel 3)	3	-332,5	-223,6	-42,3	2020	2050	0,03	0,3	Incorporación de 5 proyectos ferroviarios del "Plan de Proyectos Ferroviarios de Transporte de Carga" 2012, de la SUBTRANS, el cual incorporaría 440 km de vías férreas.
Programa de subvención a bicicletas eléctricas (Nivel 3)	3	-826,0	-623,9	-252,2	2014	2050	0,04	0,57	El año 2014 ingresan 1.000 unidades. Para los años siguientes se considera una tasa de aumento en el ingreso anual de 15% respecto del año anterior.
	2	-832,9	-633,3	-263,4	2014	2050	0,03	0,41	El año 2013 ingresan 1.000 unidades. Para los años siguientes se considera una tasa de aumento en el ingreso anual de 10% respecto del año anterior.
Renovación parque de camiones de carga y chatarrización	3	-545,9	-380,5	-46,5	2015	2050	0,03	0,39	Se reemplazan 2.600 camiones por año entre 2015 y 2019.
	2	-547,4	-371,3	-67,2	2015	2024	0,02	0,3	500 camiones son chatarrizados cada año, del tipo liviano, mediano y pesado.
Renovación de parque ferroviario-carga (Nivel 3)	3	755,9	754,7	661,9	2015	2050	0,01	0,1	Se reemplazan 205 unidades, 40 por año.
	2	721,9	728,5	651,2	2015	2050	0,00	0,1	Se reemplazan 100 unidades, 20 por año.
Programa de bicicleta pública	3	9.002,4	7.349,7	3.948,0	2016	2050	0,01	0,1	El año 2014 (año 1) ingresan 1.000 unidades. Para los años siguientes se considera una tasa de aumento en el ingreso anual de 15% respecto del año anterior.
Conducción Eficiente	3	-602,8	-489,0	-259,3	2014	2050	0,01	0,1	Se capacitan 7.000 conductores por año

Nombre	Nivel	Costo abatimiento (2013-2030) (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (2013-2030) (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Annual	Total	
Chatarrización para vehículos livianos	3	-492,7	40,3	817,9	2014	2023	0,01	0,1	3.800 vehículos cada año son chatarrizados entre 2014 y 2023.

V.2.3 Sector industria y minería

Tabla 51: Medidas de mitigación del sector industria y minería⁴⁹ (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción ⁵⁰ (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Proyectos de autogeneración de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras	53,9	45,1	25,5	2015	2050	0,32	4,8	Implementación de proyectos de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras.
Impulso a redes más limpias introduciendo un factor de emisión basado en contratos y chequeado contra generación efectiva de esos contratos	83,7	65,6	29,9	2017	2050	0,3	3,85	Esto incluye todas aquellas iniciativas que reduzcan emisiones y su aplicación supone atribuir la reducción vía contrato de generación y no del FE del sistema interconectado. Esto permite impulsar todas las medidas (ERNC, CCS, cambio de combustible, etc.) que apunten a reducir las emisiones de Alcance 2 utilizando para ello las negociaciones entre clientes y generadores ⁵¹ .
Energías renovables para usos térmicos en instalaciones nuevas y existentes	-294,7	-227,3	-98,5	2013	2050	0,37	6,34	Inversión en energías renovables para usos térmicos en la industria y minería, nueva y existente.
Instalación de cogeneración para	234,1	189,7	97,8	2017	2050	0,3	3,9	Instalación de cogeneración para plantas existentes.

⁴⁹La lista de medidas no está separada para los distintos subsectores que componen el sector industria y minería, por lo que no entrega mayor especificidad en cuanto al aporte que haría cada subsector al potencial de mitigación. En efecto, la información sobre el potencial de abatimiento y sus costos para cada subsector se encuentran desagregadas sólo en algunas de las medidas en las planillas Excel entregadas por los consultores (anexo a informe sectorial). Por este motivo, el potencial de reducción no se ha dividido entre industria y minería y la asignación a alguno de estos subsectores, al momento de una futura implementación de las medidas, debe ser trabajada más detalladamente, por ejemplo, de acuerdo a estrategias sectoriales o programas de gobierno.

⁵⁰ Como se explicó anteriormente, la reducción de emisiones indirectas fueron cuantificadas considerando el factor de emisión (en tCO₂eq/MWh) de la Línea Base 2013 del sector generación eléctrica. Por ende, la estimación del potencial de abatimiento de algunas medidas puede estar sobreestimada si es que estas se aplican en forma simultánea con medidas del sector generación eléctrica. Sin embargo, este efecto está implícitamente cuantificado en la estimación de emisiones de los escenarios de mitigación que integra un análisis de coherencia entre sectores.

⁵¹ Esta medida se vincula con lo desarrollado por el GHG Protocol, que propone la evolución de la contabilización de emisiones de Alcance 2 hacia mecanismos más sofisticados, los cuales permitan reflejar los beneficios ambientales para los offtakers de ERNC (ver <http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/GHG%20Protocol%20Scope%20%20Guidance.pdf>).

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción ⁵⁰ (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
plantas existentes								Considera financiamiento privado de proyectos en su desarrollo, pero con un fomento a partir de aportes estatales para promoción de tecnología, capacidades técnicas y financiamiento.
Uso de combustibles convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos	266,7	236,9	159,4	2013	2050	0,22	3,74	Incentivo al uso de combustibles convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos en el sector I&M.
Captura y almacenamiento de CO ₂ (CAC) en subsectores de alta intensidad de emisiones de GEI	388,3	285,6	102,8	2025	2050	0,06	0,32	Instalación de sistemas de captura y almacenamiento de CO ₂ (CAC) en subsectores de alta intensidad de emisiones de GEI.
Recambio de motores eléctricos	-148,4	-115,8	-52,8	2014	2050	0,05	0,74	Recambio de motores eléctricos en el sector industrial y minero. Considera recambio de motores ineficientes y/o estándar entre 1 HP y 10 HP.
Restricción a la entrada de motores eléctricos ineficientes, mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	-160,6	-130,7	-69,4	2015	2050	0,18	2,76	Restricción a la entrada de motores eléctricos ineficientes, mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS). Incluye motores de inducción importados y comercializados en el país, de 4 polos y de potencias hasta 100 HP.
Uso eficiente de la energía en la industria impulsada por auditorías energéticas y aplicación de medidas detectadas ⁵²	-216,3	-161,7	-61,9	2014	2050	0,68	10,88	Impulso al uso eficiente de energía en industria, a través de la realización de auditorías energéticas y aplicación de medidas. Ocupa una modalidad de auditorías energéticas obligatorias y periódicas (5 a 7 años) para las empresas más grandes en consumo energético y auditorías voluntarias y cofinanciadas por el estado para empresas no pertenecientes a este grupo. La estimación de reducción de

⁵² La reducción de emisiones de esta medida se estimó a partir de datos obtenidos de auditorías aplicadas a pequeñas y medianas empresas de una recopilación de proyectos desarrollados por el PPEE. Existe incertidumbre si dichas reducciones se pueden alcanzar en auditorías aplicadas a la mediana y gran minería e industria.

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción ⁵⁰ (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
								emisiones considera la evaluación de proyectos concretos (para más detalles ver ficha sectorial) ⁵³ .
Sistemas de gestión de la energía	-182,6	-137,2	-53,7	2014	2050	1,00	16,03	Inversión en la implementación de sistemas de gestión de la energía en el sector industrial y minero. La estimación de reducción de emisiones considera la evaluación de proyectos concretos (para más detalles ver ficha sectorial) ⁵⁴ .
Estándar (voluntario) de eficiencia energética en nuevos proyectos mineros	-94,9	-63,8	-11,2	2014	2050	0,62	9,95	Promoción aplicación de un estándar (voluntario) de criterios de EE en nuevos proyectos mineros. Busca incentivar que los nuevos proyectos mineros consideren estándares de eficiencia energética desde la etapa de diseño.
Restricción a la entrada de otros equipos industriales mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	16,9	19,5	19,4	2017	2050	0,24	3,08	Restricción a la entrada de transformadores y calderas ineficientes, mediante MEPS.
Sistemas para recuperar excedentes de calor de procesos térmicos	8,7	6,8	3,2	2014	2050	0,09	1,42	Implementación de sistemas para recuperar excedentes de calor de procesos térmicos, en la industria y minería.
Medidas de eficiencia energética para el transporte en la minería	-57,3	-32,1	5,8	2014	2050	0,90	14,40	Implementación de medidas de eficiencia energética para el transporte en la minería. Las medidas se enfocan principalmente en cambios operacionales, tales como conducción eficiente,

⁵³ La evaluación de la medida de auditorías energéticas supone que una parte de las oportunidades de mejora identificadas se implementarán. De acuerdo a la experiencia del sector minero, no siempre que se desarrolla una auditoría energética las medidas que se identifican son implementadas, por lo que existe incertidumbre en la estimación de reducción de emisiones de GEI que se puede alcanzar.

⁵⁴ La estimación de la mitigación unitaria utiliza los potenciales determinados en el estudio “Bases para la elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia energética 2010-2020” (PPEE, 2010). Este estudio toma como referencia información internacional, que permite determinar que la disminución del consumo asociada a la implementación de la norma ISO 50.001 es de 1,67% anual durante los primeros 3 años y 1,61% anual para los siguientes. Existe incertidumbre si estas reducciones se pueden alcanzar en el caso de la mediana y gran minería, pero no se tuvo acceso a información de mejor calidad.

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción ⁵⁰ (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
								mantenimiento y gestión de la carga de camiones ⁵⁵ .
Utilización de combustibles no convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos	2.386,6	1.766,7	649,6	2025	2050	0,13	0,65	Uso de combustibles en desarrollo tales como sintéticos, hidrógeno, otros; en la medida que alcancen una etapa de madurez tecnológica. Se evalúa uso del hidrógeno.
Recuperación de energía potencial por transporte de material en la minería	1.310,0	1.082,1	619,2	2015	2050	0,06	0,95	Instalación de sistemas que permitan generar electricidad a través de la recuperación de energía potencial existente en correas transportadoras, agua, pulpa, relave y concentrado.

⁵⁵ El éxito de la medida de ecodriving depende en gran medida de la capacitación continua a los conductores y el cambio en sus comportamientos.

V.2.4 Sector comercial, público y residencial

Tabla 52: Medidas de mitigación del sector CPR (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Aumento en las exigencias de la reglamentación térmica	-221,0	-172,9	-76,9	2016	2050	0,10	1,66	Incremento en la exigencia de la reglamentación térmica actual, por medio de actualizaciones periódicas.
Calificación energética de viviendas existentes	-34,2	58,2	202,4	2014	2050	0,23	3,64	Promoción de la calificación energética de viviendas existentes por medio de un etiquetado. Se considera un nivel de implementación alrededor de un 15% del parque existente.
Calificación energética de viviendas nuevas	701,5	574,9	303,4	2016	2050	0,13	2,10	Promoción de la calificación energética de viviendas nuevas por medio de un etiquetado voluntario y posterior establecimiento de obligatoriedad.
Programa de recambio de aireadores	-350,9	-260,2	-97,8	2014	2050	0,18	2,90	Promoción de la instalación de aireadores en duchas, a través de estándares mínimos para viviendas nuevas.
Programa de adopción de sistemas solares térmicos	47,3	52,3	50,0	2013	2050	0,29	4,98	Programa que busca dar continuidad al beneficio tributario para la adopción de sistemas solares térmicos existente en la actualidad y que vence el 31 de diciembre de 2013.
Restricción a la entrada de refrigeradores residenciales mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	-103,0	-84,4	-45,3	2016	2050	0,10	1,47	Programa de estándares mínimos de refrigeradores del sector residencial, logrando una tasa de recambio anual de un 10% del parque existente.
Restricción a la entrada de equipos de iluminación residencial mediante	-420,7	-342,1	-182,4	2013	2050	0,50	8,54	Programa de estándares mínimos de iluminación residencial, segunda etapa del programa de etiquetado del año 2007, en búsqueda de elevar el

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
estándares mínimos de eficiencia (MEPS)								estándar de eficiencia de ampolletas.
Restricción a la entrada de refrigeradores comerciales mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	-175,3	-140,7	-70,8	2015	2050	0,19	2,85	Programa de estándares mínimos de refrigeradores del sector comercial, específicamente del segmento de supermercados. Se logra una reducción del 10% del consumo del aparato ineficiente.
Etiquetado y restricción a la entrada mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS) de tubos fluorescentes y balastos	988,9	754,6	315,0	2017	2050	0,004	0,05	Programa de estándares mínimos para tubos fluorescentes y balastos, llegando a un 80% del parque total al cabo de 20 años de aplicación.
Etiquetado de lavadoras	17.956,3	14.667,3	7.899,7	2015	2050	0,00	0,07	Programa de etiquetado de lavadoras para el consumo eléctrico de estas. Este programa logra una tasa de recambio anual de un 10% que luego se complementa con el programa de estándares mínimos.
Restricción a la entrada de lavadoras mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	17.920,7	14.185,3	6.734,0	2018	2050	0,01	0,09	Programa de estándares mínimos para el consumo eléctrico de lavadoras, logrando una tasa de recambio anual de un 10% del parque existente.
Autoabastecimiento o eléctrico residencial (net billing)	2,1	7,7	12,5	2014	2050	0,17	2,72	Promoción del autoabastecimiento eléctrico residencial, mediante la generación de energía mediante fuentes de renovables no convencionales y bajo un esquema de net billing.
Etiquetado y estándares mínimos para aire acondicionado (Etiquetado)	8.655,7	6.912,6	3.423,8	2016	2050	0,01	0,17	Programa de etiquetado de artefactos de aire acondicionado para elevar el estándar de eficiencia de los artefactos en el subsector residencial.

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Etiquetado y estándares mínimos para aire acondicionado (Estándares mínimos)	8.416,6	6.536,3	2.893,8	2019	2016	0,02	0,18	Programa de MEPS de artefactos de aire acondicionado para elevar el estándar de eficiencia de los artefactos en el subsector residencial.

V.2.5 Sector agropecuario y cambio de uso de suelo

Tabla 53: Medidas de mitigación del sector agropecuario y cambio de uso de suelo (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	63,8	50,8	25,2	2015	2050	0,2	2,8	Uso de concentrado en combinación con aditivos en la alimentación para optimizar el funcionamiento del rumen y disminuir tanto la metanogénesis como la excreción de nitrógeno.
Uso de fertilizantes con inhibidores del ciclo del nitrógeno	-3,9	-2,6	-0,3	2015	2050	0,1	0,9	Aplicar inhibidores de la ureasa y/o de la nitrificación, en combinación con fuentes nitrogenadas (fertilizantes), con el fin de reducir las emisiones de N-N ₂ O directas e indirectas.
Fomento a la agricultura orgánica	39,7	31,0	14,3	2015	2050	0,1	1,0	Fomentar la captura de carbono estable en el suelo a través de la aplicación de materia orgánica.
Secuestro de carbono por los suelos mediante la cero labranza	2,4	2,3	2,0	2015	2050	0,04	0,7	Aumentar el contenido de carbono orgánico de los suelos mediante la cero labranza y la incorporación de residuos de cultivos.
Implementación de biodigestores	47,4	38,4	20,3	2015	2050	0,1	0,9	Implementación de biodigestores a nivel predial para transformar emisiones de CH ₄ a CO ₂ .
Mejoramiento genético vegetal	162,6	128,9	62,2	2015	2050	0,04	0,6	Integrar plantas forrajeras mejoradas genéticamente (con menor poder metanogénico) a la dieta de bovinos.
Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica	-52,1	-41,1	-19,8	2015	2050	0,1	1,4	Incorporación al suelo de materiales con alto contenido de carbono estabilizado para aumentar la captura de carbono por sobre los valores considerados en equilibrio.
Utilización de energías renovables no convencionales (ERNCC) en agricultura de riego	-120,9	-88,6	-28,5	2015	2050	0,1	1,7	Reemplazo del consumo eléctrico de los sistemas de bombeo para riego por energías renovables, particularmente solar.

V.2.6 Sector forestal y cambio de uso de suelo

Tabla 54: Medidas de mitigación del sector forestal y cambio de uso de suelo⁵⁶. (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Costo abatimiento (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción (MM tCO ₂)		Descripción
	1%	3%	10%			Anual	Total	
Captura de CO ₂ mediante la recuperación del bosque nativo degradado	1.695,0	1.315,0	587,0	2015	2035	0,01	0,2	Se incorporan 150 mil ha de nuevas superficies a la bonificación de la Ley de bosque nativo, Aumento del aporte del Estado de 10 a 20 UTM/ha para actividades de recuperación.
Fomento a la forestación	11,0	9,0	5,0	2015	2034	4,4	66,5	Incentivar el establecimiento de plantaciones forestales de pino, eucalyptus, especies nativas y otras, a través de la bonificación del 90% para pequeños y 75% para medianos propietarios.
Edificación y captura en madera de productos cosechados	3,5	2,8	1,5	2015	2030	0,1	0,7	Incentivar uso de la madera y derivados (aserrada y tableros), vía un programa de difusión, para ser contabilizados como Harvested Wood Products (HWP), considerados por la IPCC.
Aumento de la productividad de plantaciones por adopción de tecnología	-1,5	-1,2	-0,7	2013	2034	-1,2	-20,0	Aumento de la productividad de pino y eucalyptus mediante mejoras en las técnicas de manejo y por aumento de productividad por genética.
Reducción talas ilegales en bosque nativo ⁵⁷	-	-	-	2015	2030	-	-	Cambio tecnológico y de capacidad institucional que habilita la detección de talas ilegales.
Uso energético de raleos	-80,5	-67,7	-40,0	2015	2050	-0,5* 0,8**	-8,2* 27,2**	Los productos que se extraen del manejo del bosque nativo (raleos) se destinan a biomasa con fines energéticos, reemplazando el uso de combustible fósil.
Sistemas silvopastorales	58,0	47,0	25,0	2015	2034	0,04	0,7	Fomentar a través de subsidio el establecimiento de cortinas cortaviento con especies arbóreas que capturen emisiones de GEI.

* Emisiones atribuidas al sector forestal

** Emisiones reducidas en el sector generación eléctrica

⁵⁶ La definición de medidas de mitigación en el marco del proyecto MAPS se considera de manera independiente de los mecanismos para implementarlas (arreglos institucionales, instrumentos, financiamiento, otros). En este sentido, REDD+ como mecanismo integral no está considerado pero sí las actividades que este instrumento incentiva: la medida "Captura de CO₂ mediante la recuperación de bosque nativo degradado", contempla la reducción del riesgo de degradación y el manejo sostenible de los bosques, como medidas para mantener y aumentar los stocks, acciones que están dentro de REDD+.

⁵⁷ Esta medida no fue modelada dado que se estimó que no existe suficiente información de cortas ilegales que de cuenta del volumen extraído y de la condición de bosque talado, y además gran parte de los bosques que son objeto de esta medida forman parte del recurso que es abordado por la medida Captura de CO₂ mediante la recuperación del bosque nativo degradado.

V.2.7 Sector residuos antrópicos

Tabla 55: Medidas de mitigación del sector residuos antrópicos (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales)

Nombre	Nivel	Costo abatimiento 2013-2030			Año inicio	Año fin	Reducción 2013-2030		Descripción
		(US\$/tCO ₂ eq)					(MM tCO ₂)		
		1%	3%	10%			Anual	Total	
Aumento de captura y quema de biogás con antorchas	2	22,9	19,6	12,6	2014	2050	1,84	31,3	Se aumenta el porcentaje de captura y quema de biogás en rellenos sanitarios. Se evalúa capturar el 70% del metano generado.
	1	16,6	14,2	9,1	2014	2050	0,90	15,4	Se aumenta el porcentaje de captura y quema de biogás en rellenos sanitarios. Se evalúa capturar el 50% del metano generado.
Tratamiento mecánico biológico (TMB)	Único	32,6	26,8	14,8	2016	2050	1,10	16,5	El 30% de los residuos sólidos municipales son enviados a plantas TMB.
Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios	Único	6,6	5,8	3,9	2017	2050	0,28	3,66	Se instalan 11 MW adicionales en centrales eléctricas hacia el 2020.
Planta de digestión anaeróbica en base a residuos sólidos municipales	3	28,7	28,2	23,7	2016	2050	0,16	2,4	El 12% de la fracción orgánica de los RSM es enviada a plantas de digestión anaeróbica.
	2	43,1	41,0	32,5	2017	2050	0,11	1,6	El 8% de la fracción orgánica de los RSM es enviada a plantas de digestión anaeróbica.
	1	94,4	86,1	62,6	2017	2050	0,06	0,8	El 4% de la fracción orgánica de los RSM es enviada a plantas de digestión anaeróbica.
Aprovechamiento térmico del biogás	Único	14,1	11,7	6,5	2017	2050	0,13	1,8	Se considera un aumento de captura de biogás en RRSS y posterior venta de calor (generado con calderas a biogás) a pequeños proyectos regionales (válido para proyectos con potencial de generación eléctrica menor a 1 MW y superior a 0,1 MW).
Compostaje en planta	3	22,7	21,8	17,0	2016	2050	0,11	1,6	El 30% de los RSM orgánicos y 15% de papel y cartón se destinan a plantas de compostaje, es decir, no llegan a RRSS.
	2	65,7	57,2	36,3	2016	2050	0,05	0,8	El 15% de los RSM orgánicos y 7,5% de papel y cartón se destinan a compostaje, es decir, no llegan a RRSS.
	1	169,3	141,5	81,8	2016	2050	0,02	0,3	El 5% de los RSM orgánicos y 2,5% de papel y cartón se

Nombre	Nivel	Costo abatimiento 2013-2030 (US\$/tCO ₂ eq)			Año inicio	Año fin	Reducción 2013-2030 (MM tCO ₂)		Descripción
		1%	3%	10%			Anual	Total	
Aumento de reciclaje	2	919,6	729,4	352,6	2014	2050	0,08	1,4	destinan a compostaje, es decir, no llegan a RRSS. Se aumenta la tasa de reciclaje alcanzando gradualmente el 27% y 11,5% de recuperación de papel/cartón y otros residuos no orgánicos, respectivamente.
	1	919,4	729,4	352,7	2014	2050	0,04	0,7	Se aumenta la tasa de reciclaje alcanzando gradualmente el 20,2% y 7,1% de recuperación de papel/cartón y otros residuos no orgánicos, respectivamente.
Compostaje de residuos sólidos municipales provenientes de ferias libres	3	-43,7	-33,6	-13,8	2015	2050	0,06	0,9	Los residuos provenientes de ferias libres y podas municipales son enviados a plantas de compostaje. Se contempla un 90% de cobertura.
	2	-8,2	-4,4	2,5	2015	2050	0,03	0,5	Se contempla un 50% de cobertura.
	1	34,2	31,3	24,1	2015	2050	0,02	0,3	Se contempla un 25% de cobertura.
Inyección de biogás a la red de gas natural	Único	-59,5	-36,8	1,3	2018	2050	0,05	0,6	Se considera el diseño, ingeniería y construcción de 4 plantas al 2014.
Compostaje domiciliario	3	-99,7	-76,3	-30,3	2014	2050	0,01	0,2	El 2% de las viviendas realiza actividad de compostaje.
	2	-99,7	-76,3	-30,3	2014	2050	0,01	0,1	El 1% de las viviendas realiza actividad de compostaje.
	1	-99,7	-76,3	-30,3	2014	2050	0,00	0,1	El 0,5% de las viviendas realiza actividad de compostaje.

V.3 Definición de los escenarios de mitigación

Como resultado del proceso de definición de escenarios descrito en la sección V.1, las siguientes tablas muestran las medidas de mitigación incluidas en cada escenario.

V.3.1 Sector generación eléctrica y transporte electricidad

Tabla 56: Medidas de mitigación del sector generación eléctrica incluidas en cada escenario

Medidas de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear	Impuesto al carbono
Modificación de la Ley ERNC: 30/30		x	x	x	x		x		
Generación eléctrica en obras de riego	N2	N2	N2	N2	N2		N2		
Incentivo a una tecnología ERNC específica - - Mini hidro	N2 ⁵⁸	N2	N2	N2	N2		N2		
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Eólica	N1	N1	N2	N2	N2		N2		
Incentivo a una tecnología ERNC específica- Geotérmica			N2	N2	N2		N2		
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Concentración solar		N1	N2	N2	N2		N1		
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Solar fotovoltaica			N1	N1	N1				
Sistema de almacenamiento para energía eólica		x	x	x	x				
Sistema de almacenamiento para energía solar		x	x	x	x		x		
Expansión hidroeléctrica en Aysén		x	x		x		x		
Interconexión regional		x	x				x		
Norma o incentivo a tecnologías a carbón más limpias		x	x				x		
Sistema de captura y almacenamiento de CO ₂			x						
Disminución de pérdidas eléctricas			x						
Incentivo a energía nuclear			N1					N2	
Aumento sustantivo de la generación con GNL ⁵⁹			x						
Impuesto al carbono de 20 US\$/tCO ₂ eq									x

⁵⁸ Se refiere al nivel de implementación considerado. N1: Nivel 1, N2: Nivel 2. Las medidas con sus niveles de implementación respectivos se encuentran descritos en la Biblioteca de acciones de mitigación. Con "x" se representa a aquellas medidas que se evaluaron con un solo nivel de implementación.

⁵⁹ Esta medida fue incluida en el escenario de esfuerzo alto, sin embargo, en la evaluación final no fue incluida.

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

Como se explicó anteriormente, los escenarios de mitigación consideran la implementación simultánea de las medidas de mitigación descritas en la tabla 56. Las evaluaciones preliminares mostraban que si se aplicaban al pie de la letra la definición de las medidas de mitigación, los escenarios resultantes presentaban niveles de sobre instalación de potencia. Con el objeto de evitar esto y evaluar de manera más realista los escenarios, se hicieron ciertas modificaciones a las medidas individuales que se describen a continuación.

Para las siguientes medidas se fuerza la instalación sólo hasta el año 2024. En la evaluación individual se fuerza la entrada para todo el horizonte de evaluación. Desde el 2025 el modelo de optimización decide la cantidad óptima a instalar:

- Incentivo a una tecnología ERNC específica – Mini hidro
- Generación eléctrica en obras de riego
- Incentivos a una tecnología ERNC específica – Eólica
- Incentivo a una tecnología ERNC específica – Concentración solar
- Sistema de almacenamiento para energía eólica
- Sistema de almacenamiento para energía solar

Para la medida Expansión hidroeléctrica en Aysén se fuerza la entrada hasta el año 2024. Desde el 2025 la entrada depende de la optimización y sólo se permiten módulos de 300 MW como mínimo.

Para la medida Sistema de captura y almacenamiento de CO₂ el modelo de optimización decide los niveles de potencia a instalar para este tipo de tecnología, es decir, no se fuerza su instalación.

Otros aspectos:

- La demanda eléctrica de los escenarios base, medio, alto, etc. fue proyectada por los estudios de los sectores industria y minería, CPR y transporte.
- La medida Fomento biomasa consideró el potencial de generación entregado por el consultor del sector silvoagropecuario.
- La medida Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios del sector residuos fue evaluada en el sector generación eléctrica para la cuantificación de reducción de emisiones del escenario.
- El escenario eficiencia energética no contempla medidas de mitigación del sector generación eléctrica, sin embargo, la reducción de emisiones de este sector se explica por la menor demanda eléctrica proyectada por los sectores I&M y CPR.

V.3.2 Sector transporte y urbanismo

Tabla 57: Medidas de mitigación del sector transporte incluidas en cada escenario

Medidas de mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20
Metas de consumo energético y de emisiones de CO ₂ para el promedio del parque de vehículos nuevos	N1 ⁶⁰	N3	N3			N2	
Etiquetado de neumáticos eficientes para vehículos livianos	N1	N2	N3			N2	
Vehículos de cero y baja emisión		N1	N2				
Plan de preparación para la electro movilidad de taxis		N1	N2				
Zona Verde para el transporte		N1	N2				
Mejoras tecnológicas en modo aéreo		N2	N3			N2	
Chatarrización para vehículos livianos		N1	N2				
Programa de bicicleta pública		N3	N3				
Infraestructura modo bicicleta	N1	N3	N3				N3
Programa de subvención a bicicletas eléctricas	N3	N3	N3				
Extensión trenes urbanos de pasajeros		N2	N3				
Implementación de infraestructura en el transporte público	N1	N2	N3				
Tarificación vial y encarecimiento de estacionamientos		N1	N2				
Auto compartido							
Mejoras aerodinámicas en camiones	N1	N2	N3			N2	
Renovación parque de camiones de carga y chatarrización		N1	N2				
Renovación de parque ferroviario carga		N1	N2			N1	
Asistencia técnica	N1	N2	N3			N2	
Conducción eficiente	N1	N2	N3			N2	
Cambio modal en transporte de carga, camión-cabotaje			N1				
Cambio modal en transporte de carga, camión-tren			N1				
Biocombustibles ⁶¹							

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

Se consideraron las siguientes interrelaciones entre ciertas medidas con el objeto de dar coherencia a la implementación simultánea de éstas. De esta forma se evita el doble conteo de reducciones de CO₂eq.

- Para el modo bicicleta, la reducción de emisiones de las medidas “Programa de bicicleta pública” y “Programa de subvención a bicicletas eléctricas” es absorbida por la de

⁶⁰Se refiere al nivel de implementación considerado. N1: Nivel 1, N2: Nivel 2, N3: Nivel 3. Las medidas con sus niveles de implementación respectivos se encuentran descritos en la Biblioteca de acciones de mitigación.

⁶¹ Si bien esta medida fue incluida en el escenario de esfuerzo alto, los resultados presentados en este estudio no consideró la evaluación de esta medida (lo mismo ocurre para la medida auto compartido).

“Infraestructura modo bicicleta”. Es decir, sólo se contabiliza la reducción de emisiones de la medida “Infraestructura modo bicicleta”, pues se supuso que en la medida que exista mayor infraestructura, las otras medidas que incentiven el uso de la bicicleta se integrarán al efecto de dicha medida.

- Para la categoría vehículo particular del modo caminero, la reducción de emisiones de la medida “Metas de consumo energético y de emisiones de CO₂ para el parque de vehículos nuevos” absorbe a:
 - Etiquetado de neumáticos para vehículos livianos: Se considera que esta medida es un mecanismo implícito para reducir las emisiones del parque vehicular que ingresa.
 - Conducción eficiente: Se considera que las nuevas tecnologías tienen cada vez mayor inteligencia en el uso de combustible (todo estaría controlado por el computador del vehículo) lo que hace que el rendimiento sea menos sensible al tipo de conducción.
 - Vehículos de cero y baja emisión ⁶²
 - Chatarrización para vehículos livianos: Se considera que este es un mecanismo implícito para mejorar el rendimiento promedio del parque vehicular circulante.
- Para la categoría taxi del modo caminero, la medida “Plan de preparación para la electro movilidad de taxis” absorbe a:
 - Etiquetado de neumáticos para vehículos livianos
 - Zona Verde
 - Conducción eficiente
- Para la categoría camiones del modo caminero, la medida “Conducción eficiente” es absorbida por la medida “Asistencia técnica en modo caminero”, ya que esta última medida contempla varias iniciativas aplicadas a flotas, entre las que se encuentran el control de presión de neumáticos, mantenimiento y, también, conducción eficiente.

⁶² La medida “Meta de CO₂” tiene implícita la introducción de vehículos más eficientes.

V.3.3 Sector industria y minería

Tabla 58: Medidas de mitigación del sector industria y minería

Medida de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear
Proyectos de autogeneración de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras		N1	N1	N1	N1			
Impulso a redes más limpias introduciendo un factor de emisión basado en contratos y chequeado contra generación efectiva de esos contratos.		N1	N1	N1	N1			
Energías renovables para usos térmicos en instalaciones nuevas y existentes		N1	N1	N1	N1			
Instalación de cogeneración para plantas existentes		N1	N1			N1	N1	
Uso de combustibles convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos		N1	N1				N1	
Captura y almacenamiento de CO ₂ (CAC) en subsectores de alta intensidad de emisiones de GEI			N1					
Recambio de motores eléctricos		N1	N1			N1		
Restricción a la entrada de motores eléctricos ineficientes, mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)	N1	N1	N1			N1		
Uso eficiente de la energía en la industria impulsada por auditorías energéticas y aplicación de medidas detectadas	N1	N1	N1			N1		
Sistemas de gestión de la energía	N1	N1	N1			N1	N1	
Estándar (voluntario) de eficiencia energética en nuevos proyectos mineros		N1	N1			N1		
Restricción a la entrada de otros equipos industriales mediante estándares mínimos de eficiencia (MEPS)		N1	N1			N1		
Sistemas para recuperar excedentes de calor de procesos térmicos		N1	N1			N1	N1	
Medidas de eficiencia energética para el transporte en la minería	N1	N1	N1			N1		
Utilización de combustibles no convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos			N1					
Recuperación de energía potencial por transporte de material en la minería		N1	N1	N1	N1			

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

Se consideran las siguientes interrelaciones entre medidas con el objeto de dar coherencia a su implementación simultánea. Las medidas se agrupan acorde a los usos finales de energía sobre los cuales se aplican. En particular:

- **Medidas que se aplican sobre los consumos mineros**
 - Eficiencia energética en nuevos proyectos mineros.
 - Eficiencia energética para el transporte en la minería.
 - Recuperación de energía potencial de caídas de material en la minería.

Se asume que proyectos como los de las medidas de recuperación de energía cinética y eficiencia en el transporte, serán parte de la medida de aplicación de acuerdos voluntarios para nuevos proyectos mineros. Por lo que se verifica cuánto del ahorro de las medidas de transporte y energía cinética se asocia a proyectos nuevos afectos al acuerdo voluntario, y restar ese resultado de las medidas.

- **Medidas que se aplican sobre los consumos de energía térmica del sector industrial**

- Inversión en energías renovables para usos térmicos.
- Instalación de cogeneración para plantas existentes.
- Incentivo al uso de combustibles convencionales de bajas emisiones de GEI.
- Instalación de sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC).
- Implementación de sistemas para recuperar excedentes de calor de procesos térmicos.
- Fomento a la utilización de combustibles no convencionales de bajas emisiones de GEI para usos térmicos.

Las medidas de cambio de combustibles (ERNC térmico y cambio a gas) son alternativas, por lo que se considera alguna resta entre ellas. En el caso en que existen residuos orgánicos, se resta este potencial del potencial de cambio a gas natural. En el caso de la aplicación de energía solar térmica, se considera la preferencia de ésta por sobre el cambio a gas natural.

Las medidas de cogeneración y recuperación de calor son complementarias, por lo que se considera que aquellos proyectos con demandas mayores a 4.500 horas preferirán cogenerar, mientras que otros preferirán sólo recuperar calor para uso directo.

La medida de captura de CO₂ se aplica sobre usos de alta intensidad de emisiones, particularmente para aquellos usos de hornos de alta temperatura, los cuales también tienen impactos asociados al cambio de combustible a gas natural. Para realizar la resta, se identifica el potencial de cambio a gas natural asociado al uso de hornos de alta temperatura y se resta del potencial de captura de CO₂.

El potencial de cambio a hidrógeno es menor al de otras medidas por entrar sólo los últimos años de estudio, por lo que no se consideran restas.

- **Medidas que se aplican sobre usos de electricidad en motores**

- Recambio de motores eléctricos en el sector industrial y minero.
- Restricción a la entrada de motores eléctricos ineficientes (MEPS).

Se considera la aplicación secuencial de ambas medidas, aplicando el recambio durante un período de 5 años y posteriormente solo MEPS.

- **Medidas asociadas a la generación eléctrica**

- Desarrollo de proyectos de autogeneración de energía eléctrica con ERNC.
- Impulso de la industria minera a proyectos de generación eléctrica con ERNC.
- Instalación de cogeneración para plantas existentes.
- Recuperación de energía potencial de caídas de material en la minería.

Se asume que las medidas de cogeneración y de recuperación de energía potencial se llevan a cabo con mayor prioridad a las medidas de generación eléctrica, por lo que los impactos de éstas se restan de los casos de autogeneración o impulso de proyectos. Si bien las medidas de autogeneración y de impulso de proyectos podrían realizarse de forma complementaria, se asume que una empresa decidirá invertir en uno u otro proyecto de forma alternativa.

- **Medidas que agrupan a otras medidas**

- Impulso al uso eficiente de la energía en la industria, a través de la realización de auditorías energéticas.
- Inversión en la implementación de sistemas de gestión de la energía.
- Aplicación de un estándar (voluntario) de criterios de eficiencia energética en nuevos proyectos mineros.

La reducción de emisiones para estas medidas corresponde a un porcentaje de la proyección de consumo energético del sector. La estimación de reducción de la medida “Aplicación de un estándar voluntario de criterios de eficiencia energética en nuevos proyecto mineros”, no considera las reducciones que ya son consecuencia de algunas de las medidas adoptadas a partir de las auditorías energéticas y sistemas de gestión de la energía.

Para la interacción de medidas en los escenarios se supuso que la medida de auditorías energéticas se asocia principalmente a cambios y mejoras tecnológicas, mientras que los sistemas de gestión de la energía se asocian a medidas operacionales. Esta información se encuentra desagregada en las planillas Excel de las medidas de mitigación entregadas por los consultores (anexos al informe sectorial)⁶³.

La aplicación de medidas tecnológicas incluye medidas de recambio de motores y de recuperación de calor directo, por lo que se espera que estas medidas sean afectadas por la aplicación de auditorías. En estos casos se resta un tercio de los impactos durante el período de realización de auditorías (siguiendo el caso del PNAEE).

- **Resumen de restas de cada medida**

A continuación se presenta la interacción entre medidas consideradas en la modelación.

Tabla 59: Interacción entre medidas consideradas en modelación

Medida	Resta
Medida de impulso a redes más limpias de GE	100% Potencial Impulso a redes más limpias – 50% Potencial Autogeneración con ERNC.
Medida cogeneración	% Cogeneración asociado a empresas con operación mayor a 4.500 horas.
Medida cambio a gas natural	100% Cambio a gas natural – 100% ERNC térmico - %cambio gas natural asociado a hornos de alta temperatura (captura CO ₂) – 100% cambio a hidrógeno.
Medida auditorías	Años 1 a 15: 100% Auditorías - % auditorías asociado a medidas operacionales. Años 15 en adelante, Empresas energo-intensivas: 100% Auditorías - % auditorías asociado a medidas operacionales. Años 15 en adelante otras empresas: 100% auditorías - % Sistemas de gestión de la energía (desde 0 a 100% en 15 años).
Medida sistemas de gestión de la energía	Años 1 a 15: 100% SGE - % asociado a medidas tecnológicas. Años 15 en adelante, empresas energo-intensivas: 100% SGE - % asociado a medidas tecnológicas. Años 15 en adelante, otras empresas: 100% Sistemas de gestión de la energía - % Auditorías (desde 100% a 0% en 15 años).
Medida recuperación de calor	100% Recuperación de calor - 100% calor recuperado para cogeneración - % Auditorías asociadas a recuperación de calor.
Medida transporte minería	100% transporte minería - % asociado a proyectos mineros nuevos afectos a auditorías.
Medida recuperación de energía potencia	100% Autogeneración con energía cinética de relaves - % asociado a proyectos mineros nuevos afectos a auditorías.

⁶³ Por ejemplo, al año 2025, las medidas (evaluadas individualmente) SGE y Auditorías reducen 1,4 y 0,9 millones de toneladas de CO₂eq, respectivamente. En el escenario base, que incluye ambas medidas, a la medida SGE se le asigna una reducción de 0,3 millones de toneladas de CO₂eq y Auditorías mantiene su reducción.

V.3.4 Sector comercial, público y residencial

Tabla 60: Medidas de mitigación del sector CPR

Medida de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear
Aumento en las exigencias de la reglamentación térmica	N1	N1	N1			N1		
Calificación energética de viviendas existentes	N1	N1	N1			N1		
Calificación energética de viviendas nuevas	N1	N1	N1			N1		
Programa de recambio de aireadores	N1	N1	N1			N1		
Programa de adopción de sistemas solares térmicos	N1	N1	N1	N1	N1			
MEPS refrigeradores residenciales	N1	N1	N1			N1		
MEPS para iluminación residencial	N1	N1	N1			N1		
MEPS refrigeradores comerciales	N1	N1	N1			N1		
Etiquetado y MEPS para tubos fluorescentes y balastos	N1	N1	N1			N1		
Etiquetado de lavadoras	N1	N1	N1			N1		
MEPS para lavadoras	N1	N1	N1			N1		
Autoabastecimiento eléctrico residencial (net billing)		N1	N1	N1	N1			

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

En este sector, en el caso de usos finales que tengan varias medidas involucradas, el efecto de éstas afecta a las otras medidas, teniendo en total un ahorro o desempeño menor que la suma de las medidas. Esto sucede en los siguientes usos finales:

- **Calefacción:** En este caso las medidas de calificación energética de vivienda nueva y la de mayores exigencias a la reglamentación térmica se traslapan entre sí, al afectar el desempeño energético de las viviendas nuevas.
- **Agua caliente sanitaria:** En este caso la implementación de aireadores de ducha y la de sistemas solares térmicos, son medidas relacionadas, que disminuyen su efecto al evaluarse juntas, al disminuir el consumo de ACS en las viviendas o los aireadores, lo que afecta el desempeño proyectado de los sistemas solares térmicos.

Para evaluar la medida de Aumento en las exigencias de la reglamentación térmica se estima la implementación de una ordenanza más exigente, de acuerdo a lo descrito en la medida individual, lo que genera una menor demanda energética para alcanzar confort en las viviendas nuevas. Sobre esta, se evalúa la implementación de la calificación energética, lo cual corresponde a una etiqueta que transparenta el consumo energético de calefacción de las viviendas. El efecto de esto se traduce al requerimiento de una sobre inversión por parte de los desarrolladores inmobiliarios para alcanzar mayores estándares que los regulados (30% - 35% menor demanda energética para lograr calificación C), y al mismo tiempo un menor ahorro energético absoluto, ya que si bien se mantiene el porcentaje de ahorro respecto al estándar de la normativa, este afecta un consumo energético menor.

Para evaluar las medidas Recambio de aireadores y Adopción de sistemas solares térmicos, se considera la incorporación de los aireadores en las viviendas con SST, de forma de reducir el consumo energético de las viviendas. El efecto de esta medida, es similar al descrito anteriormente, es decir, el ahorro energético de las dos medidas evaluadas simultáneamente, es menor a las medidas evaluadas en forma separada.

En el caso del escenario ERNC no existe mayor traslape entre las medidas, producto de que afectan a usos finales distintos (uso final de agua caliente sanitaria y autoabastecimiento eléctrico residencial). Si bien existen algunas viviendas que utilizan electricidad para la generación de ACS, son un porcentaje muy pequeño que no afecta mayormente el cálculo de la medida. Por otra parte, cabe mencionar que estos sistemas solares no compiten directamente por la utilización del techo de una vivienda. Esto se debe a que el tamaño de estas instalaciones, para su aplicación residencial, es bastante reducido en comparación con otras soluciones.

V.3.5 Sector agropecuario y cambio de uso de suelo

Tabla 61: Medidas de mitigación del sector agropecuario incluidas en cada escenario

Medida de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear
Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	X	X	X					
Uso de fertilizantes con inhibidores del ciclo del nitrógeno	X	X	X					
Fomento a la agricultura orgánica		X	X					
Secuestro de carbono atmosférico por los suelos mediante cero labranza			X					
Implementación de biodigestores		X	X					
Mejoramiento genético vegetal			X					
Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica			X					
Utilización de energías renovables no convencionales (ERNC) en agricultura en riego		X	X	X	X			

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

La conformación de los escenarios fue producto del ejercicio definido anteriormente (capítulo V.1), de acuerdo a los niveles de esfuerzo. La reducción de emisiones originadas por la implementación de las medidas de manera individual, se conserva cuando se conforman en escenarios. La medida "Utilización de ERNC en agricultura en riego" se contabiliza en el sector generación eléctrica.

V.3.6 Sector forestal y cambio de uso de suelo

Tabla 62: Medidas de mitigación del sector forestal incluidas en cada escenario

Medida de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear
Captura de CO ₂ mediante la recuperación del bosque nativo degradado		X	X					
Fomento a la forestación	X	X	X				X	
Edificación y captura en madera de productos cosechados		X	X					
Aumento de la productividad de plantaciones por adopción de tecnología		X	X					
Uso energético de raleos		X	X	X	X			
Sistemas silvopastorales		X	X					

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

La conformación de los escenarios fue producto del ejercicio definido anteriormente, de acuerdo a los niveles de esfuerzo. La reducción de emisiones originadas por la implementación de las medidas de manera individual, se conserva cuando se conforman en escenarios. Las emisiones reducidas de la medida "Uso energético de raleos" se contabiliza en el sector generación eléctrica; solo las emisiones asociadas a los raleos se contabiliza en este sector. La medida "Reducción talas ilegales en bosque

nativo” no fue considerada en ningún escenario debido a que tanto el GCE como el GTT estimaron que no representaba un aporte diferente o complementario a la medida “Captura de CO₂ mediante la recuperación del bosque nativo degradado” la que fue considerada mejor diseñada.

V.3.7 Sector residuos antrópicos

Tabla 63: Medidas de mitigación del sector residuos antrópicos incluidas en cada escenario

Medidas	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20
Compostaje domiciliario	N1 ⁶⁴	N3	N3				
Compostaje de RSM provenientes de ferias libres	N1	N2	N3				
Compostaje en planta	N1	N3	N3				
Aumento de reciclaje	N1	N2	N2				
Planta de digestión anaeróbica en base a RSM			N3	N3	N3		
Tratamiento mecánico biológico (TMB)			x				
Aumento de captura y quema de biogás con antorchas	N1	N1	N1				N1
Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios	x	x	x	x	x		
Inyección de biogás a la red de gas natural			x				
Aprovechamiento térmico del biogás			x				
Incineración de RSM							

Aspectos de modelación considerados para evaluar los escenarios

Al momento de evaluar los escenarios de mitigación, los residuos que llegan a disposición final para cada medida no son los mismos que se obtienen en comparación con la evaluación individual de las medidas. Mientras la cantidad de residuos depositada en un relleno sanitario disminuye, disminuye la cantidad de metano generado y, en consecuencia, la efectividad de las medidas que capturan el metano disminuye. Por ello, se estableció una jerarquización de las medidas ordenadas por costo efectividad y competitividad, considerando las más costo efectivas primero.

La jerarquización propuesta es la siguiente:

1. Compostaje domiciliario y aumento de reciclaje
2. Compostaje de RSM provenientes de ferias libres
3. Compostaje en planta
4. Tratamiento mecánico biológico (TMB)
5. Planta de digestión anaeróbica en base a RSM

⁶⁴ Se refiere al nivel de implementación considerado. N1: Nivel 1, N2: Nivel 2, y N3: Nivel 3. Las medidas con sus niveles de implementación respectivos se encuentran descritos en la biblioteca de medidas de mitigación. Con “x” se representa a aquellas medidas que se evaluaron con un solo nivel de implementación.

Por ejemplo si el compostaje domiciliario se aplica sobre el 2% de las viviendas, el compostaje en ferias se aplicará sobre el 98% de los residuos restantes. Si el compostaje en ferias se aplica sobre el 90% de las ferias, el compostaje en plantas se aplicará sobre el remanente.

De las medidas que capturan metano, se aplica primero la “Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios”, “Inyección de biogás a la red de gas natural” y “Aprovechamiento térmico del biogás”. Mientras que el porcentaje de captura de metano asociado a la medida “Aumento de captura y quema de biogás con antorchas” se aplica sobre el metano remanente.

V.4 Resultados nacionales

La siguiente tabla muestra los resultados a nivel nacional para los distintos escenarios de mitigación. La reducción se calcula con respecto a la Línea Base 2013 (ver sección IV).

Tabla 64: Reducción de emisiones para cada escenario de mitigación alcanzadas al año 2020 y 2030.
Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos de informes sectoriales.

Escenario	Sector	Emisiones			Reducción (millón tCO ₂ eq)		Reducción (%)	
		2013	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Línea Base 2013 (PIB medio)	Generación Eléctrica	36,6	55,1	64,1	0	0	0%	0%
	I&M	20,9	24,9	31,0	0	0	0%	0%
	CPR	6,7	14,1	20,4	0	0	0%	0%
	Transporte	24,1	30,5	43,0	0	0	0%	0%
	Residuos	3,3	4,1	5,3	0	0	0%	0%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,2	0	0	0%	0%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3	0	0	0%	0%
	Total	77,4	116,6	153,6	0	0	0%	0%
Escenario Base	Generación Eléctrica	36,1	50,9	56,7	-4,2	-7,4	-7,7%	-11,5%
	I&M	20,9	24,6	30,1	-0,3	-0,9	-1,0%	-3,0%
	CPR	6,7	13,5	18,9	-0,6	-1,5	-4,2%	-7,2%
	Transporte	24,1	29,8	40,7	-0,7	-2,4	-2,3%	-5,5%
	Residuos	3,3	2,4	3,0	-1,7	-2,3	-41,0%	-44,0%
	Agropecuario	14,1	14,4	14,8	-0,2	-0,4	-1,3%	-2,3%
	Forestal	-28,3	-30,2	-29,4	-3,5	-4,1	-13,2%	-16,3%
	Total	76,9	105,5	134,7	-11,2	-19,0	-9,6%	-12,3%
Escenario Medio	Generación Eléctrica	36,2	45,6	34,9	-9,6	-29,1	-17,3%	-45,5%
	I&M	20,9	24,0	28,8	-0,8	-2,2	-3,3%	-7,2%
	CPR	6,7	13,5	18,9	-0,6	-1,5	-4,2%	-7,2%
	Transporte	24,1	28,8	36,9	-1,7	-6,1	-5,5%	-14,1%
	Residuos	3,3	2,4	2,9	-1,7	-2,5	-40,8%	-46,3%
	Agropecuario	14,1	14,3	14,5	-0,3	-0,6	-1,9%	-4,2%
	Forestal	-29,7	-26,9	-27,8	-0,2	-2,5	-0,8%	-10,0%
	Total	75,6	101,8	109,1	-14,8	-44,5	-12,7%	-29,0%
Escenario Alto	Generación Eléctrica	36,1	44,3	31,8	-10,9	-32,2	-19,7%	-50,3%
	I&M	20,9	24,0	28,1	-0,8	-2,9	-3,3%	-9,5%
	CPR	6,7	13,5	18,9	-0,6	-1,5	-4,2%	-7,2%
	Transporte	24,1	28,5	36,2	-2,0	-6,8	-6,4%	-15,8%
	Residuos	3,3	2,1	1,9	-2,0	-3,4	-48,0%	-64,1%
	Agropecuario	14,1	14,2	14,3	-0,4	-0,9	-2,8%	-5,9%
	Forestal	-29,7	-26,9	-27,8	-0,2	-2,5	-0,8%	-10,0%
	Total	75,5	99,8	103,3	-16,8	-50,3	-14,4%	-32,7%

Escenario	Sector	Emisiones			Reducción (millón tCO ₂ eq)		Reducción (%)	
		2013	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Eficiencia Energética	Generación Eléctrica	36,2	51,5	58,2	-3,6	-5,9	-6,6%	-9,2%
	I&M	20,9	24,5	29,5	-0,4	-1,4	-1,6%	-4,7%
	CPR	6,7	13,6	19,3	-0,6	-1,1	-4,0%	-5,4%
	Transporte	24,1	29,7	39,3	-0,8	-3,7	-2,6%	-8,7%
	Residuos	3,3	4,1	5,3	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,2	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Total	77,0	111,3	141,5	-5,4	-12,2	-4,6%	-7,9%
Energías Renovables No Convencionales	Generación Eléctrica	36,5	49,4	47,2	-5,74	-16,81	-10,4%	-26,2%
	I&M	20,9	24,6	30,3	-0,31	-0,65	-1,2%	-2,1%
	CPR	6,7	14,0	19,9	-0,15	-0,46	-1,1%	-2,2%
	Transporte	24,1	30,5	43,0	0,00	0,00	0,0%	0,0%
	Residuos	3,3	3,9	4,9	-0,20	-0,38	-4,8%	-7,1%
	Agropecuario	14,1	14,5	15,0	-0,08	-0,17	-0,6%	-1,1%
	Forestal	-28,3	-25,2	-23,9	1,50	1,37	5,6%	5,4%
	Total	77,3	111,7	136,5	-5,0	-17,1	-4,3%	-11,1%
Energías Renovables	Generación Eléctrica	36,8	49,5	36,3	-5,6	-27,8	-10,1%	-43,4%
	I&M	20,9	24,6	30,3	-0,3	-0,6	-1,2%	-2,1%
	CPR	6,7	14,0	19,9	-0,2	-0,5	-1,1%	-2,2%
	Transporte	24,1	30,5	43,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Residuos	3,3	3,9	4,9	-0,2	-0,4	-4,8%	-7,1%
	Agropecuario	14,1	14,5	15,0	-0,1	-0,2	-0,6%	-1,1%
	Forestal	-28,3	-25,2	-23,9	1,5	1,4	5,6%	5,4%
	Total	77,6	111,8	125,5	-4,8	-28,1	-4,1%	-18,3%
80/20	Generación Eléctrica	36,6	46,7	37,0	-8,4	-27,0	-15,2%	-42,2%
	I&M	20,9	24,5	30,2	-0,4	-0,8	-1,4%	-2,5%
	CPR	6,7	14,1	20,4	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Transporte	24,1	30,1	42,7	-0,4	-0,4	-1,3%	-0,8%
	Residuos	3,3	3,3	4,1	-0,9	-1,2	-21,2%	-23,0%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,2	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Forestal	-28,3	-30,2	-29,4	-3,5	-4,1	-13,2%	-16,3%
	Total	77,4	103,1	120,1	-13,6	-33,5	-11,6%	-21,8%
Impuesto Carbono (20 US\$/tCO ₂ eq). Solo Sector Generación Eléctrica	Generación Eléctrica	36,6	51,1	50,5	-4,1	-13,5	-7,4%	-21,2%
	I&M	20,9	24,9	31,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	CPR	6,7	14,1	20,4	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Transporte	24,1	30,5	43,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Residuos	3,3	4,1	5,3	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Agropecuario	14,1	14,6	15,2	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Forestal	-28,3	-26,7	-25,3	0,0	0,0	0,0%	0,0%
	Total	77,4	112,6	140,1	-4,1	-13,5	-3,5%	-8,8%

La siguiente figura muestra la trayectoria de emisiones proyectada para los distintos escenarios de mitigación, en comparación con el escenario Línea Base 2013.

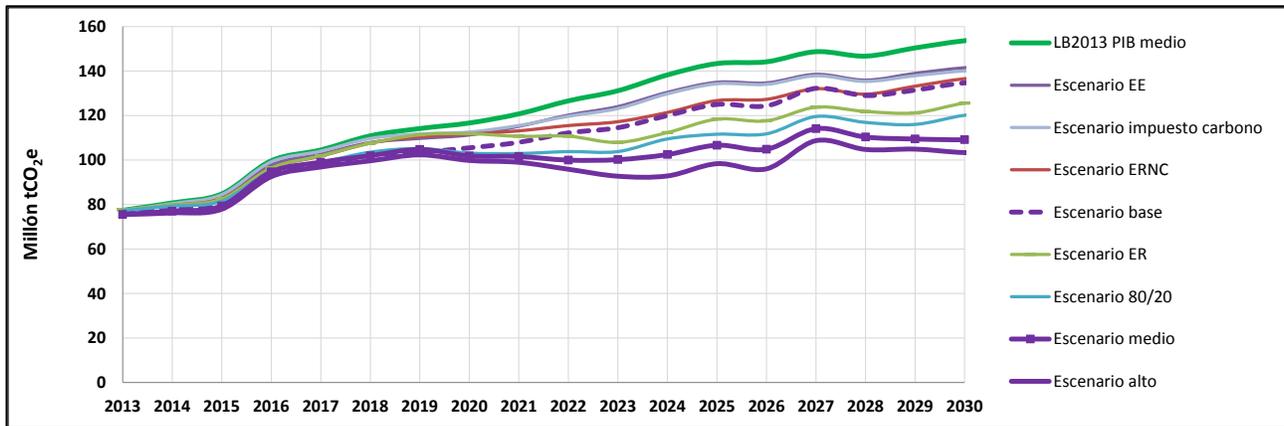


Figura 39: Trayectoria de emisiones para los distintos escenarios de mitigación estudiados.

La siguiente figura muestra la trayectoria de reducción de emisiones, expresada como porcentaje con respecto a la Línea Base 2013.

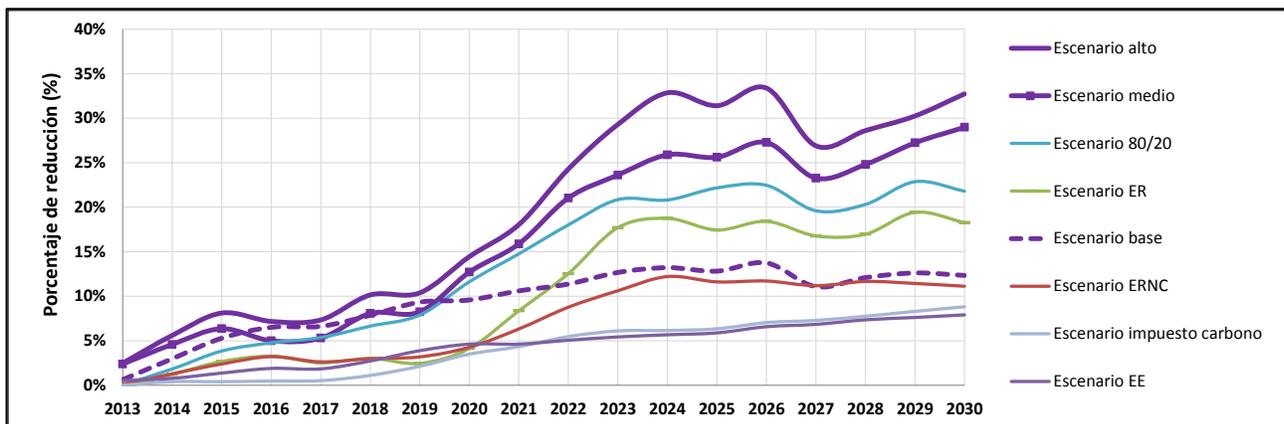


Figura 40: Trayectoria de reducción de emisiones para los distintos escenarios de mitigación estudiados. El porcentaje de reducción se calcula con respecto al escenario Línea Base 2013.

V.5 Conclusiones

De estos resultados se observa lo siguiente:

- **La reducción de emisiones al año 2020** (año de referencia para el compromiso voluntario de reducción de emisiones de Chile) **varía entre 4,1 y 16,8 millones tCO₂eq anuales, lo que equivale a una reducción del 3,5% y 16,5% con respecto a la Línea Base 2013.** Esto es para todos los escenarios analizados con los modelos sectoriales y sin considerar el resultado del modelo macroeconómico (descritos en la sección siguiente).
- **La reducción porcentual de emisiones al año 2030 es mayor respecto de la observada para el año 2020.** Esto se explica principalmente por el aumento de los niveles de implementación de las medidas a lo largo del horizonte de evaluación.

- **Los sectores que más pueden contribuir a la reducción de emisiones son los sectores de generación eléctrica, transporte y forestal** (en términos absolutos).
- **En términos porcentuales, los sectores que más contribuyen son los sectores generación eléctrica, residuos y forestal** (reducción con respecto a las emisiones de su propio sector en los modelos sectoriales).
- **El escenario 80/20 muestra que efectivamente un grupo reducido de medidas son las que reducen la mayor cantidad de emisiones.** La trayectoria de emisiones de este escenario está levemente por encima de la trayectoria de emisiones del escenario medio.
- **Se observa que los escenarios de esfuerzo medio y alto logran disminuir la tasa de crecimiento de las emisiones a partir del año 2025** (sin considerar eventuales efectos macroeconómicos; ver sección siguiente).
- **Las emisiones de CO₂eq per cápita asociadas a cada uno de estos escenarios fluctúan entre 5,4 (Escenario de Esfuerzo Alto) y 6,3 tCO₂eq (Línea Base 2013).** Si no se consideran las capturas del sector forestal este indicador varía entre **6,8 (Escenario de Esfuerzo Alto) y 7,7 tCO₂eq (Línea Base 2013).** Estos valores corresponden a las emisiones per cápita el año 2020.

V.6 Resultados sectoriales

A continuación, se muestran los resultados para los 7 sectores analizados. La reducción de emisiones y costos por escenarios se calcularon a partir de la información individual de las medidas de mitigación que conforman los escenarios de mitigación y las interrelaciones descritas en la sección V.3. Por ende, la reducción de emisiones, costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) de los escenarios que se presentan a continuación no necesariamente corresponden a la suma individual de la reducción de emisiones, costos de inversión y operación las medidas de mitigación.

La información de las componentes de costos de las medidas de mitigación se encuentra explicada en las fichas Excel que se han dejado disponible en el repositorio de la página web del proyecto.

V.6.1 Sector generación eléctrica y transporte de electricidad

V.6.1.1 Resultados por escenario

Tabla 65: Escenarios de mitigación del sector generación eléctrica (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos informe sectorial del sector generación eléctrica)

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	36,6	41,6	55,1	65,1	64,1
Escenario base	36,1	39,9	50,9	58,3	56,7
Escenario medio	36,2	40,3	45,6	41,0	34,9
Escenario alto	36,1	38,9	44,3	34,1	31,8
Escenario ERNC	36,5	39,8	49,4	48,0	47,2
Escenario ER	36,8	39,5	49,5	39,6	36,3
Escenario EE	36,2	40,9	51,5	60,3	58,2
Escenario 80/20	36,6	40,2	46,7	41,6	37,0
Escenario nuclear	36,6	41,4	55,7	66,5	66,0
Escenario impuesto al carbono (20 US\$/tCO ₂ eq)	36,6	41,3	51,1	56,0	50,5

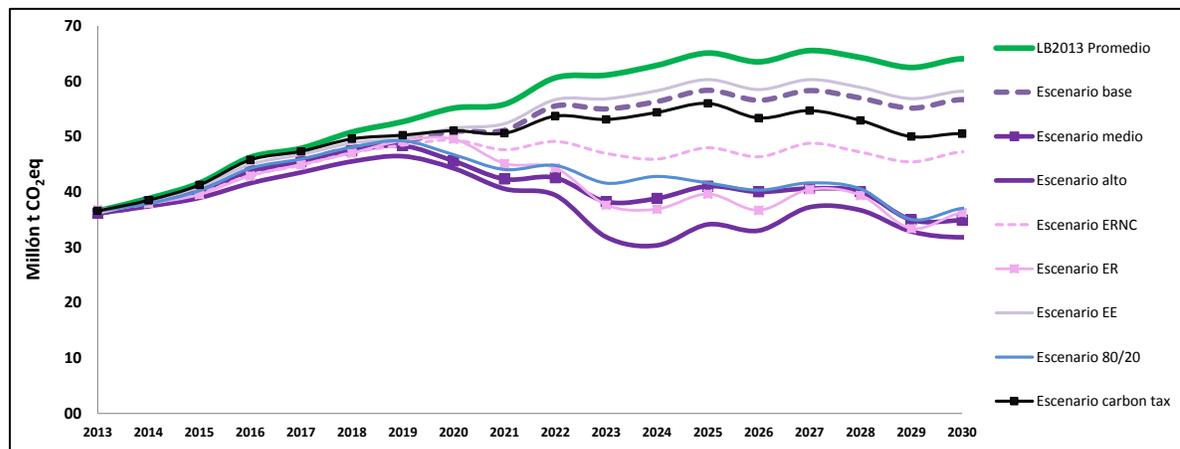


Figura 41: Escenarios de mitigación sector generación eléctrica

V.6.1.2 Costos

Tabla 66: Estimación de costo por escenario, sector generación eléctrica

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	-198	-83	168	-1.265	-892	-164
	ΔOPEX	-2.060	-1.872	-1.372	-4.754	-3.928	-2.219
	ΔTOTAL	-2.259	-1.956	-1.204	-6.019	-4.819	-2.383
Medio	ΔCAPEX	2.973	2.690	1.953	10.277	8.807	5.308
	ΔOPEX	-2.337	-2.096	-1.470	-14.739	-11.588	-5.426
	ΔTOTAL	636	594	483	-4.462	-2.781	-118
Alto	ΔCAPEX	5.681	5.241	4.038	17.166	14.968	9.498
	ΔOPEX	-3.590	-3.232	-2.295	-18.321	-14.535	-7.042
	ΔTOTAL	2.091	2.009	1.743	-1.154	434	2.456
EE	ΔCAPEX	-1.132	-994	-646	-3.415	-2.771	-1.436
	ΔOPEX	-1.361	-1.227	-879	-3.854	-3.128	-1.661
	ΔTOTAL	-2.493	-2.221	-1.524	-7.269	-5.900	-3.097
ERNC	ΔCAPEX	4.948	4.615	3.668	13.084	11.469	7.423
	ΔOPEX	-2.196	-1.985	-1.429	-9.451	-7.540	-3.742
	ΔTOTAL	2.753	2.629	2.239	3.633	3.928	3.680
ER	ΔCAPEX	4.948	4.605	3.641	17.211	14.933	9.328
	ΔOPEX	-2.121	-1.918	-1.380	-14.477	-11.372	-5.311
	ΔTOTAL	2.827	2.687	2.262	2.734	3.561	4.016
Impuesto Carbono (20 US\$/tCO ₂ eq)	ΔCAPEX	1.271	1.143	810	5.361	4.267	2.106
	ΔOPEX	-487	-438	-311	-3.048	-2.352	-1.045
	ΔTOTAL	784	705	499	2.313	1.915	1.061

V.6.1.3 Análisis de resultados

La tabla 67 muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología para la Línea Base 2013 en comparación con la capacidad instalada para los escenarios definidos por nivel de esfuerzo. La reducción de emisiones se debe principalmente a la disminución de la capacidad proyectada de centrales a carbón. El escenario Línea Base 2013 proyecta 9.431 MW a carbón hacia el 2030, mientras el escenario base y medio (y alto) proyectan 7.781 MW y 4.781 MW, respectivamente. Asimismo, de la tabla 68 se infiere que dicha capacidad es reemplazada en el escenario medio y alto por 1.222 MW asociados a la interconexión regional, a la explotación de más de 3.000 MW en proyectos hidroeléctricos de la región de Aysén, a 480 MW asociados al aprovechamiento de las obras de riego, y a un aumento de la capacidad instalada de centrales eólicas y solares.

Tabla 67: Comparación de potencia instalada para escenarios según nivel de esfuerzo versus Línea Base 2013

Tecnología	LB2013			Escenario Base			Escenario Medio			Escenario Alto		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
Biomasa	403	562	757	403	568	768	403	522	527	403	539	547
Carbón	4.157	5.531	9.431	4.157	4.931	7.781	4.157	4.781	4.781	4.157	4.781	4.781
Cogeneración	18	232	254	18	232	254	18	232	254	18	232	232
Diésel	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703
Eólica	409	886	2.741	409	1.508	4.073	409	1.574	3.214	409	2.374	5.360
Geotérmica	0	204	1.668	0	204	1.668	0	306	1.894	0	306	1.201
GNL	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180
Hidro convencional	6.069	7.154	8.354	6.069	7.104	8.304	6.069	7.104	12.034	6.069	7.104	11.434
Interconexión regional	0	0	0	0	0	0	0	1.026	1.222	0	1.026	1.222
Mareomotriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini hidro	343	918	2.178	343	791	1.925	343	791	1.673	343	791	1.547
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Riego	0	0	0	0	180	480	0	180	480	0	180	480
Solar	38	276	1.071	38	276	1.071	51	637	1.385	65	911	3.381
Total	17.960	22.539	33.336	17.960	22.571	33.207	17.974	23.930	34.347	17.987	25.020	37.068

Tabla 68: Comparación de potencia instalada para escenarios según nivel de esfuerzo versus Línea Base 2013

Tecnología	Escenario Base			Escenario Medio			Escenario Alto		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
Biomasa	0	7	12	0	-40	-230	0	-23	-209
Carbón	0	-600	-1.650	0	-750	-4.650	0	-750	-4.650
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0	-22
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	622	1.332	0	688	473	0	1.488	2.619
Geotérmica	0	0	0	0	102	226	0	102	-467
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro convencional	0	-50	-50	0	-50	3.680	0	-50	3.080
Interconexión regional	0	0	0	0	1.026	1.222	0	1.026	1.222
Mareomotriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini hidro	0	-127	-253	0	-127	-505	0	-127	-631
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Riego	0	180	480	0	180	480	0	180	480
Solar	0	0	0	14	362	314	27	635	2.309
Total	0	32	-129	14	1.391	1.011	27	2.481	3.732

Un análisis similar se puede realizar para los escenarios específicos a partir de los resultados que se muestran en la tabla 69 y tabla 70. El escenario eficiencia energética proyecta una disminución de la

capacidad instalada de 598 y 1.450 MW al año 2020 y 2030, respectivamente. Dicha disminución se debe a la disminución de la demanda eléctrica proyectada y se ve reflejada principalmente en una disminución de la capacidad instalada de centrales a carbón.

El escenario ERNC proyecta un aumento de la capacidad instalada de centrales solares y eólicas. Asimismo, considera el aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en obras de riego. Por su parte, el escenario ER considera adicionalmente la explotación de los recursos hidroeléctricos de la Región de Aysén.

El escenario impuesto al carbono (20 US\$/tCO₂eq) proyecta una disminución de la capacidad instalada de centrales a carbón. La tabla 70 muestra que dicha capacidad es reemplazada por un aumento de la capacidad eólica, solar, centrales hidroeléctricas convencionales y centrales a mini hidro.

Tabla 69: Comparación de potencia instalada para escenarios específicos e impuesto al carbono versus Línea Base 2013

Tecnología	LB2013			Escenario EE			Escenario ERNC			Escenario ER			Impuesto Carbono		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
Biomasa	403	562	757	403	562	757	403	539	547	403	539	547	403	601	861
Carbón	4.157	5.531	9.431	4.157	5.081	8.081	4.157	4.781	6.281	4.157	4.781	4.781	4.157	4.931	7.181
Cogeneración	18	232	254	18	232	254	18	232	254	18	232	254	18	232	254
Diésel	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703	3.853	2.703	2.703
Eólica	409	886	2.741	409	789	2.727	409	2.374	6.001	409	2.374	5.360	409	1.282	4.357
Geotérmica	-	204	1.668	-	204	1.668	-	306	1.992	-	306	1.992	-	204	1.767
GNL	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180	2.671	4.074	4.180
Hidro convencional	6.069	7.154	8.354	6.069	7.104	8.304	6.069	7.104	8.304	6.069	7.104	11.134	6.069	7.354	9.054
Interconexión Regional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mareomotriz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mini hidro	343	918	2.178	343	918	2.178	343	791	1.925	343	791	1.743	343	1.171	3.061
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riego	-	-	-	-	-	-	-	180	480	-	180	480	-	-	-
Solar	38	276	1.071	38	276	1.036	65	911	3.433	65	911	3.381	38	276	2.224
Total	17.960	22.539	33.336	17.960	21.941	31.886	17.987	23.994	36.101	17.987	23.994	36.555	17.960	22.826	35.641

Tabla 70: Comparación de potencia instalada para escenarios según nivel de esfuerzo versus Línea Base 2013

Tecnología	Escenario EE			Escenario ERNC			Escenario ER			Impuesto al carbono		
	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030	2013	2020	2030
Biomasa	0	0	0	0	-23	-209	0	-23	-209	0	39	104
Carbón	0	-450	-1.350	0	-750	-3.150	0	-750	-4.650	0	-600	-2.250
Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	-98	-14	0	1.488	3.260	0	1.488	2.619	0	396	1.616
Geotérmica	0	0	0	0	102	325	0	102	325	0	0	100
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro convencional	0	-50	-50	0	-50	-50	0	-50	2.780	0	200	700
Interconexión regional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mareomotriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini hidro	0	0	0	0	-127	-253	0	-127	-435	0	253	883
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Riego	0	0	0	0	180	480	0	180	480	0	0	0
Solar	0	0	-36	27	635	2.362	27	635	2.309	0	0	1.152
Total	0	-598	-1.450	27	1.455	2.765	27	1.455	3.219	0	288	2.305

V.6.2 Sector transporte y urbanismo

V.6.2.1 Resultados por escenario

Tabla 71: Escenarios de mitigación del sector transporte y urbanismo (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos informe sectorial del sector transporte)

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	24,1	25,9	30,5	36,3	43,0
Escenario base	24,1	25,5	29,8	35,0	40,7
Escenario medio	24,1	25,2	28,8	33,0	36,9
Escenario alto	24,1	25,1	28,5	32,7	36,2
Escenario EE	24,1	25,6	29,7	36,3	39,3
Escenario 80/20	24,1	25,5	30,1	34,5	42,7

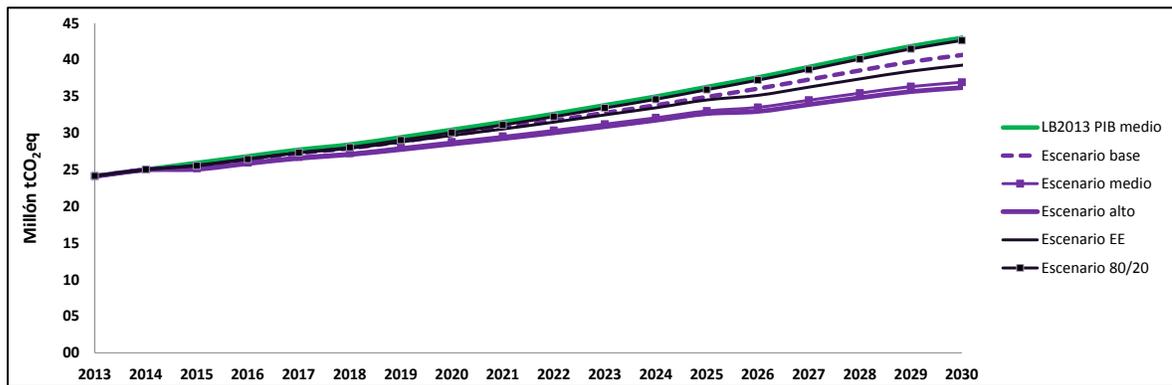


Figura 42: Escenarios de mitigación del sector transporte y urbanismo

V.6.2.2 Costos

Tabla 72: Estimación de costo por escenario, sector transporte

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	123.197	115.646	93.479	1.137.719	928.027	486.990
	ΔOPEX	-908.794	-811.663	-560.155	-5.787.233	-4.482.791	-2.006.596
	ΔTOTAL	-785.597	-696.017	-466.676	-4.649.515	-3.554.764	-1.519.606
Medio	ΔCAPEX	1.778.884	1.595.258	1.116.601	12.654.550	9.828.688	4.427.167
	ΔOPEX	-1.893.686	-1.687.354	-1.155.161	-14.303.596	-11.012.467	-4.809.235
	ΔTOTAL	-114.802	-92.096	-38.559	-1.649.046	-1.183.779	-382.068
Alto	ΔCAPEX	2.710.342	2.420.115	1.669.844	13.718.554	10.757.075	5.026.180
	ΔOPEX	-2.073.462	-1.847.401	-1.264.886	-15.745.053	-12.118.312	-5.286.663
	ΔTOTAL	636.880	572.714	404.958	-2.026.499	-1.361.237	-260.484
EE	ΔCAPEX	251.536	227.324	163.822	2.916.905	2.213.763	917.176
	ΔOPEX	-900.401	-800.078	-542.820	-8.354.328	-6.380.713	-2.700.587
	ΔTOTAL	-648.865	-572.754	-378.998	-5.437.424	-4.166.950	-1.783.412

V.6.2.3 Análisis de resultados

De acuerdo a los resultados presentados en la sección V.2.2, las 5 medidas de mitigación modeladas que más aportan a la reducción de emisiones de este sector son las siguientes: metas de emisiones de CO₂ para vehículos livianos, inserción de vehículos de cero y baja emisión para vehículos particulares, electromovilidad para taxis, mejora tecnológica del modo aéreo e infraestructura para el modo bicicleta. Estas medidas se modelaron considerando distintos niveles de implementación los cuales se explican en la sección V.2. Dependiendo del tipo de medida, los niveles de implementación representan distantes metas que se pretenden alcanzar durante el horizonte de evaluación del proyecto. La Figura 43 a la Figura 45 muestran la evolución de los parámetros utilizados para modelar estas medidas.

La medida “Metas de consumo energético y de emisiones de CO₂ para el parque de vehículos livianos” se modeló imponiendo que la venta de vehículos particulares nuevos debía alcanzar un determinado promedio de emisiones: 95g/km al año 2050 para el Nivel 1 (nivel considerado en escenario de Esfuerzo Base) y 95g/km al año 2030 para el Nivel 3 (nivel considerado en escenario de Esfuerzo Medio y Alto). La Figura 43 muestra el rendimiento promedio del parque de vehículos particulares que se alcanzaría si se implementara esta medida. En el año 2020 se observa un aumento del rendimiento promedio del parque en comparación con el rendimiento del escenario Línea Base 2013, sin embargo, el aumento del rendimiento es mucho más significativo al año 2030, especialmente para el escenario de Esfuerzo Medio y Esfuerzo Alto. Esto explica la alta reducción de emisiones que se podría alcanzar con esta medida debido al significativo ahorro de combustible. Asimismo, esto también explica en gran parte los ahorros (ΔOPEX) observados en los costos por escenarios que se muestran en la tabla 72.

Un análisis similar se puede realizar para el resto de las medidas. La Figura 44 muestra la cantidad de taxis eléctricos que ingresan al parque automotriz en reemplazo de taxis a gasolina. Para el escenario de Esfuerzo Base esta medida no fue incluida. Para el escenario de Esfuerzo Medio y Alto se consideró el nivel de implementación 1 y 2 de esta medida, respectivamente. El nivel 3 no fue incluido en ningún escenario debido que se consideró que era poco factible reemplazar la totalidad de taxis al año 2030.

La Figura 45 muestra el cambio de partición modal desde vehículos particulares hacia el modo bicicleta que se supuso para modelar la medida de infraestructura para bicicletas en la Región Metropolitana (para otras regiones el comportamiento es similar). Un cambio de partición similar también fue considerado desde el transporte público hacia el modo bicicleta⁶⁵. Esta medida busca fomentar el uso de vehículos no motorizados lo cual explica la reducción de emisiones estimada, la disminución de consumo de combustible y los ahorros monetarios observados.

Finalmente, la Figura 46 muestra la intensidad energética que se supuso para modelar la medida de mejora tecnológica del modo aéreo. El significativo aporte en la reducción de emisiones de esta medida se explica por la proyección al alza de la demanda de energía de este modo de transporte (ver resultados por sub-sector de la sección IV.3.2).

En general, para todas las medidas de mitigación modeladas se observa que los niveles de penetración son crecientes hacia el año 2030, lo cual trata de representar la factibilidad de implementación a lo largo del horizonte de evaluación. Esto explica por qué la reducción de emisiones en el año 2030 que se muestra en la tabla 71 es mayor que la observada en el año 2020 para todos los escenarios evaluados.

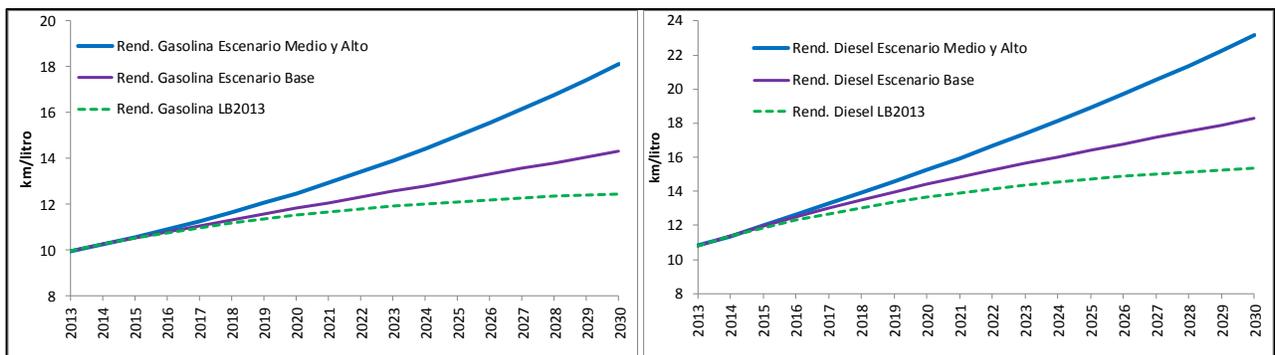


Figura 43: Parámetros utilizados para modelar la medida “Meta de CO₂ para vehículos particulares”. Se muestra la evaluación del rendimiento para los vehículos a gasolina (figura izquierda) y diésel (figura derecha). Se observa un aumento significativo del rendimiento de vehículos particulares para el nivel de implementación utilizado para modelar el escenario de Esfuerzo Medio y Alto.

⁶⁵ Se supuso que el cambio de partición modal proviene un 60% desde el transporte público y un 40% desde vehículos particulares, criterio utilizado de acuerdo a comentarios recibido en reuniones con el GCE y grupo técnico de trabajo.

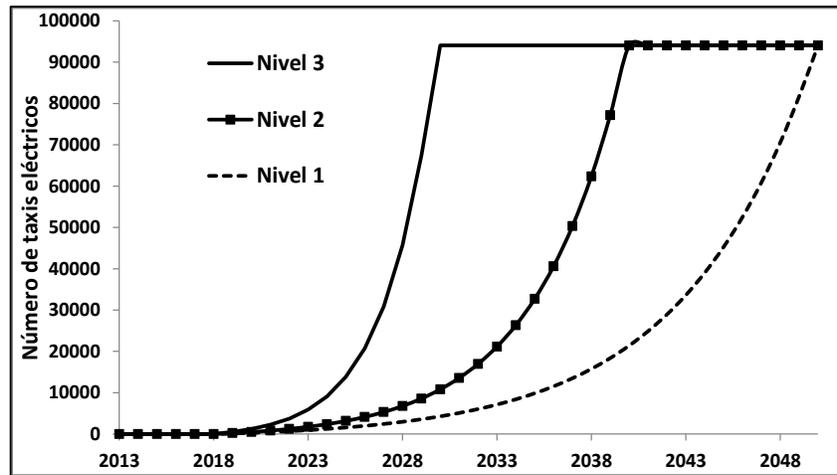


Figura 44: Penetración de taxis eléctricos, la Línea Base no considera taxis eléctricos.

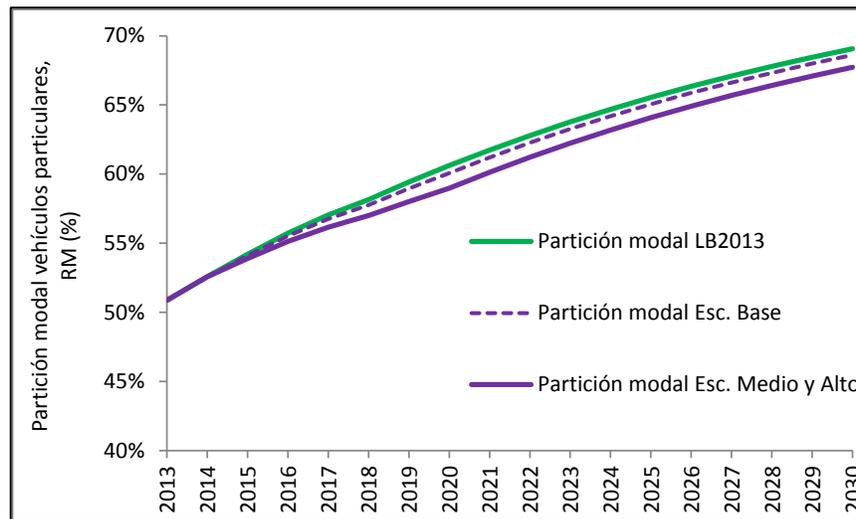


Figura 45: Cambio en la partición modal de vehículos particulares a gasolina considerada para modelar la medida de “infraestructura para modo bicicleta”. La disminución se debe al cambio modal de vehículo particular a transporte no motorizado (bicicleta). Los valores de este gráfico corresponden a la Región Metropolitana, sin embargo, una tendencia similar se observa en otras regiones.

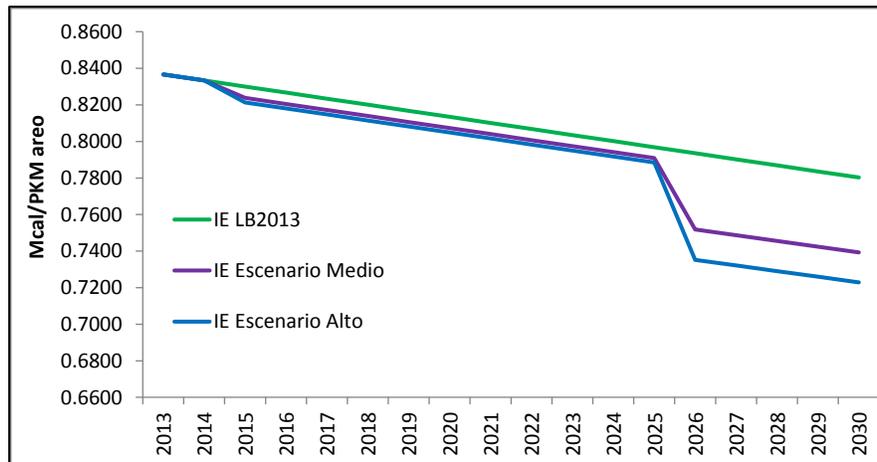


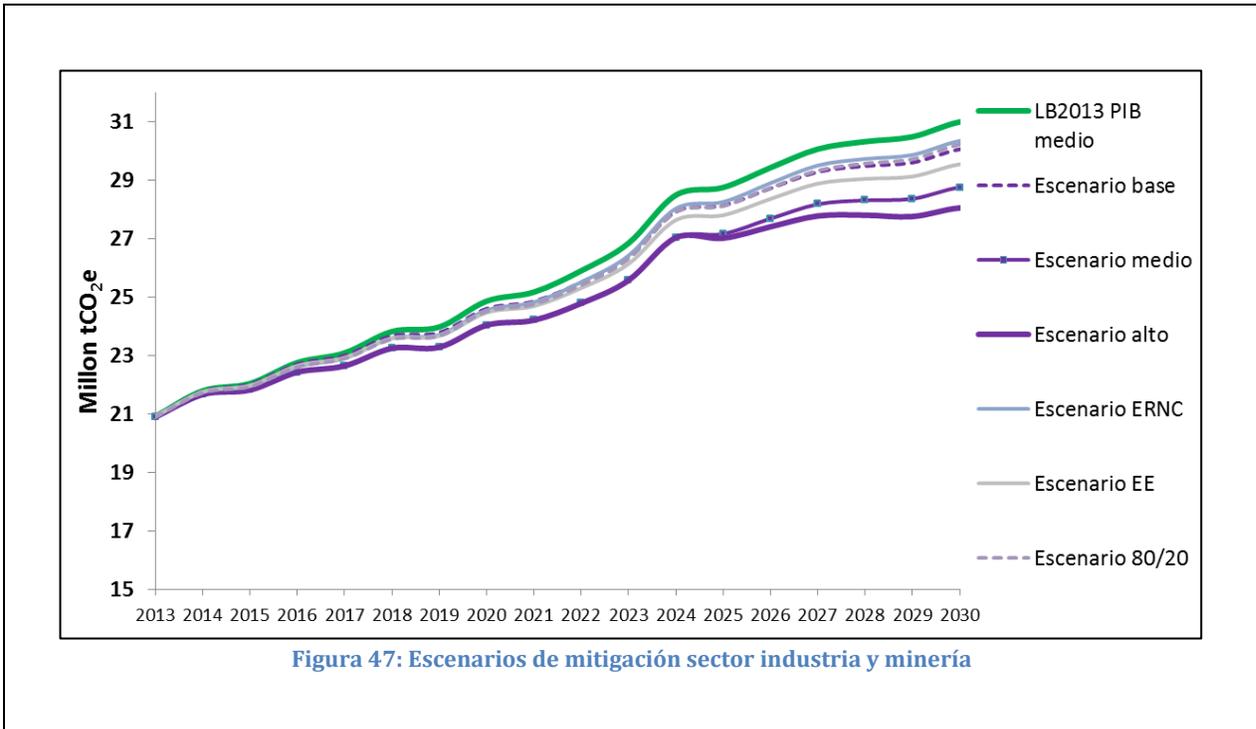
Figura 46: Evolución de la intensidad energética (IE) para modelar la medida de mejora tecnológica en el modo aéreo. Se observa una disminución de la intensidad energética, es decir, el consumo energético disminuye por kilómetro recorrido en modo aéreo (Mcal/PKM).

V.6.3 Sector industria y minería

V.6.3.1 Resultados por escenario

Tabla 73: Escenarios de mitigación del sector industria y minería (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos informe sectorial del sector industria y minería)

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	20,9	22,0	24,9	28,8	31,0
Escenario base	20,9	22,0	24,6	28,1	30,1
Escenario medio	20,9	21,8	24,0	27,2	28,8
Escenario alto	20,9	21,8	24,0	27,0	28,1
Escenario ERNC	20,9	22,0	24,6	28,3	30,3
Escenario ER	20,9	22,0	24,6	28,3	30,3
Escenario EE	20,9	22,0	24,5	27,8	29,5
Escenario 80/20	20,9	21,9	24,5	28,1	30,2
Escenario nuclear	20,9	22,0	24,9	28,8	31,0
Escenario impuesto al carbono (20 US\$/tCO ₂ eq)	20,9	22,0	24,9	28,8	31,0



V.6.3.2 Costos

Tabla 74: Estimación de costo por escenario, sector industria y minería

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	686.147	610.658	416.837	3.488.819	2.747.713	1.296.658
	ΔOPEX	-525.120	-462.363	-303.746	-6.059.688	-4.622.858	-1.934.767
	ΔTOTAL	161.027	148.295	113.091	-2.570.869	-1.875.145	-638.109
Medio	ΔCAPEX	1.540.914	1.375.180	948.890	6.345.014	5.036.717	2.455.360
	ΔOPEX	443.501	403.737	297.133	-2.857.158	-2.035.713	-600.334
	ΔTOTAL	1.984.415	1.778.917	1.246.023	3.487.856	3.001.004	1.855.026
Alto	ΔCAPEX	1.540.914	1.375.180	948.890	6.636.394	5.253.521	2.536.448
	ΔOPEX	443.501	403.737	297.133	-2.752.816	-1.958.747	-572.404
	ΔTOTAL	1.984.415	1.778.917	1.246.023	3.883.578	3.294.774	1.964.044
EE	ΔCAPEX	910.081	810.457	554.282	4.190.077	3.312.413	1.586.238
	ΔOPEX	-545.369	-480.754	-317.128	-6.157.727	-4.696.782	-1.966.025
	ΔTOTAL	364.712	329.703	237.154	-1.967.650	-1.384.369	-379.786
ERNC	ΔCAPEX	309.395	275.803	189.173	838.803	691.638	377.411
	ΔOPEX	48.930	49.677	49.067	-1.501.149	-1.114.342	-405.183
	ΔTOTAL	358.324	325.480	238.240	-662.346	-422.704	-27.772

V.6.3.3 Análisis de resultados

Como se observa en el gráfico y cuadro anteriores, en el caso más optimista, que corresponde al escenario de esfuerzo alto las emisiones directas anuales se reduce de 31 MM tCO₂eq a 28,1MM tCO₂eq

en el 2030. El escenario de eficiencia energética también representa una importante reducción de emisiones, llegando a 29,5 MM en el año 2030.

Las medidas individuales incluidas en los escenarios de esfuerzo (alto) que más reducen son las auditorías energéticas, transporte en minería y eficiencia energética en nuevos proyectos mineros. Estas mismas medidas son las que más reducen emisiones de GEI en el escenario de eficiencia energética.

V.6.4 Sector comercial, público y residencial

V.6.4.1 Resultados por escenario

Tabla 75: Escenarios de mitigación del sector Comercial, Público y Residencial (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos informe sectorial del sector CPR)

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	6,7	14,1	18,2	20,4	20,4
Escenario base	6,7	13,5	17,1	18,9	19,9
Escenario medio	6,7	13,5	17,1	18,9	19,9
Escenario alto	6,7	13,5	17,1	18,9	19,9
Escenario ERNC	6,7	14,0	17,8	19,9	19,9
Escenario ER	6,7	14,0	17,8	19,9	19,9
Escenario EE	6,7	13,6	17,3	19,3	19,3
Escenario 80/20	6,7	14,1	18,2	20,4	20,4
Escenario nuclear	6,7	14,1	18,2	20,4	20,4
Escenario impuesto al carbono (20 US\$/tCO ₂ eq)	6,7	14,1	18,2	20,4	20,4

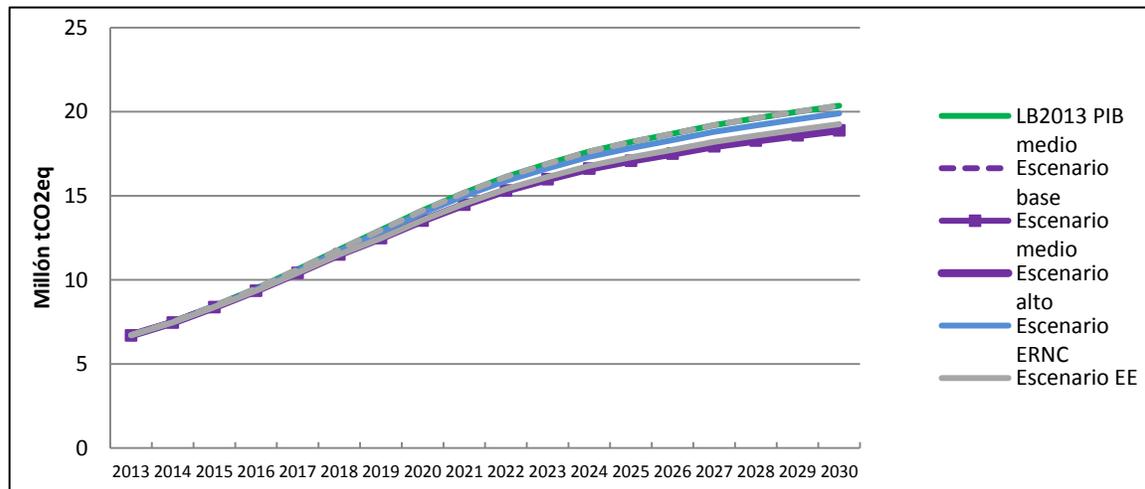


Figura 48: Escenarios de mitigación sector Comercial, Público y Residencial

V.6.4.2 Costos

Tabla 76: Estimación de costo por escenario, sector Comercial, Público y Residencial

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	2.095.258	1.903.917	1.395.508	5.471.369	4.478.130	2.455.565
	ΔOPEX	-1.237.809	-1.109.781	-778.875	-5.685.789	-4.492.938	-2.161.168
	ΔTOTAL	857.449	794.136	616.632	-214.420	-14.809	294.397
Medio	ΔCAPEX	2.095.258	1.903.917	1.395.508	5.471.369	4.478.130	2.455.565
	ΔOPEX	-1.237.809	-1.109.781	-778.875	-5.685.789	-4.492.938	-2.161.168
	ΔTOTAL	857.449	794.136	616.632	-214.420	-14.809	294.397
Alto	ΔCAPEX	2.095.258	1.903.917	1.395.508	5.471.369	4.478.130	2.455.565
	ΔOPEX	-1.237.809	-1.109.781	-778.875	-5.685.789	-4.492.938	-2.161.168
	ΔTOTAL	857.449	794.136	616.632	-214.420	-14.809	294.397
EE	ΔCAPEX	1.807.738	1.644.749	1.209.607	4.306.348	3.542.556	1.980.940
	ΔOPEX	-1.113.758	-999.039	-702.291	-4.724.742	-3.749.428	-1.831.609
	ΔTOTAL	693.980	645.710	507.315	-418.394	-206.871	149.331
ERNC	ΔCAPEX	301.265	271.160	193.528	1.395.919	1.110.613	545.980
	ΔOPEX	-130.014	-115.996	-80.048	-1.257.632	-962.351	-410.184
	ΔTOTAL	171.251	155.165	113.480	138.287	148.262	135.796

V.6.4.3 Análisis de resultados

Como se observa en el gráfico y cuadro anteriores, en el caso más optimista, que corresponde al escenario de eficiencia energética las emisiones directas anuales se reduce de 20,4 MM tCO₂eq a 19,3 MM tCO₂eq en el 2030. Los escenarios de esfuerzo representan la siguiente más importante reducción de emisiones, llegando a 19,9 MM en el año 2030.

Las medidas individuales incluidas en el escenario de eficiencia energética que más reducen son Calificación energética de viviendas existentes, Calificación energética de viviendas nuevas y Programa de recambio de aireadores. Los escenarios de esfuerzo (alto) que más reducen son Calificación energética de viviendas nuevas y Programa de adopción de sistemas solares térmicos.

V.6.5 Sector agropecuario y cambio de uso de suelo

V.6.5.1 Resultados por escenario

Tabla 77: Escenarios de mitigación del sector agropecuario

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2
Escenario base	14,1	14,2	14,4	14,6	14,8
Escenario medio	14,1	14,2	14,3	14,5	14,5
Escenario alto	14,1	14,1	14,2	14,3	14,3
Escenario ERNC	14,1	14,3	14,5	14,8	15,0
Escenario ER	14,1	14,3	14,5	14,8	15,0
Escenario EE	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2
Escenario 80/20	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2
Escenario nuclear	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2
Escenario impuesto carbono (no analizado)	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2

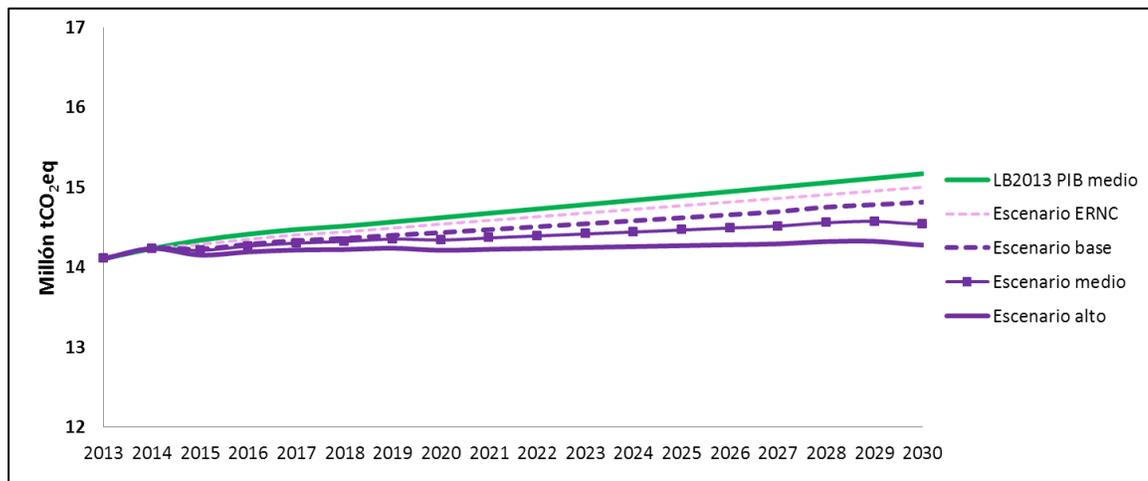


Figura 49: Escenarios de mitigación del sector agropecuario

V.6.5.2 Costos

Tabla 78: Estimación de costo por escenario, sector agropecuario

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	0	0	0	0	0	0
	ΔOPEX	19.398	17.454	12.371	68.675	55.073	27.928
	ΔTOTAL	19.398	17.454	12.371	68.675	55.073	27.928
Medio	ΔCAPEX	7.249	6.493	4.532	24.944	19.955	10.038
	ΔOPEX	20.363	18.307	12.939	75.024	60.001	30.133
	ΔTOTAL	27.613	24.801	17.471	99.968	79.955	40.171
Alto	ΔCAPEX	7.895	7.068	4.924	28.564	22.783	11.339
	ΔOPEX	19.835	17.730	12.282	74.396	59.472	29.671
	ΔTOTAL	27.730	24.798	17.206	102.960	82.255	41.011

V.6.5.3 Análisis de resultados

El escenario alto contempla la implementación de todas las medidas del sector y se sitúa como el escenario que ofrece mayor reducción de emisiones respecto de la Línea Base, pero que sin embargo, no supera 1 millón de toneladas de CO₂ de reducción.

El escenario ERNC contempla la implementación de solamente la medida Utilización de ERNC en agricultura en riego. Debido a que la reducción de emisiones de esta medida está asociada al menor consumo de energía eléctrica en el riego y a su reemplazo por energía renovable, la contabilización de las emisiones reducidas se realiza en el sector generación eléctrica.

V.6.6 Sector forestal y cambio de uso de suelo

V.6.6.1 Resultados por escenario

Tabla 79: Escenarios de mitigación del sector forestal

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	-28,3	-31,1	-26,7	-24,6	-25,3
Escenario base	-28,3	-31,9	-30,2	-30,9	-29,4
Escenario medio	-29,7	-32,7	-26,9	-28,8	-27,8
Escenario alto	-29,7	-32,7	-26,9	-28,8	-27,8
Escenario ERNC	-28,3	-31,1	-25,2	-22,9	-23,9
Escenario ER	-28,3	-31,1	-25,2	-22,9	-23,9
Escenario EE	-28,3	-31,1	-26,7	-24,6	-25,3
Escenario 80/20	-28,3	-31,9	-30,2	-30,9	-29,4
Escenario nuclear	-28,3	-31,1	-26,7	-24,6	-25,3
Escenario impuesto carbono (no analizado)	-28,3	-31,1	-26,7	-24,6	-25,3

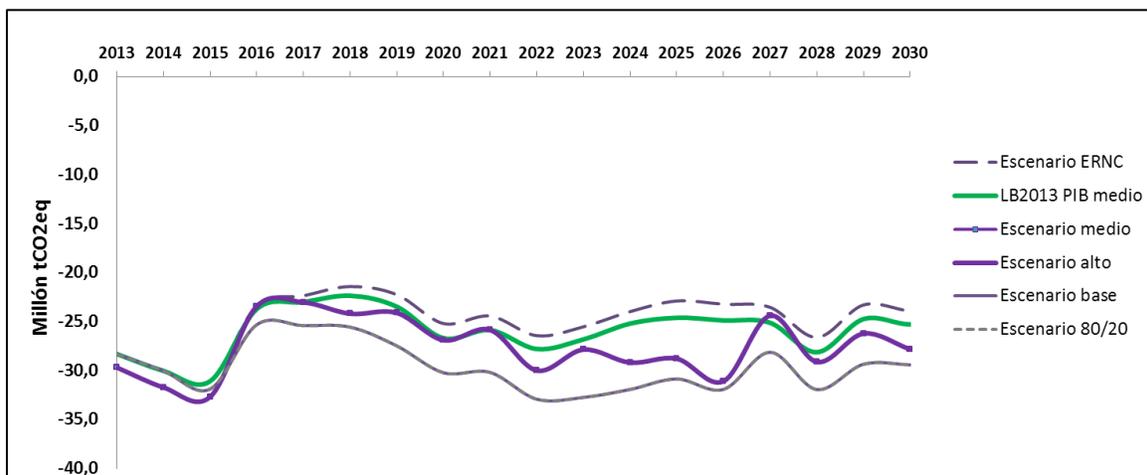


Figura 50: Escenarios de mitigación del sector forestal

V.6.6.2 Costos

Tabla 80: Estimación de costo por escenario, sector forestal

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	0	0	0	0	0	0
	ΔOPEX	121.516	109.216	76.987	308.596	253.245	138.298
	ΔTOTAL	121.516	109.216	76.987	308.596	253.245	138.298
Medio	ΔCAPEX	0	0	0	0	0	0
	ΔOPEX	195.071	174.249	120.329	636.980	513.177	262.801
	ΔTOTAL	195.071	174.249	120.329	636.980	513.177	262.801
Alto	ΔCAPEX	0	0	0	0	0	0
	ΔOPEX	195.071	174.249	120.329	636.980	513.177	262.801
	ΔTOTAL	195.071	174.249	120.329	636.980	513.177	262.801
80/20	ΔCAPEX	0	0	0	0	0	0
	ΔOPEX	121.516	109.216	76.987	308.596	253.245	138.298
	ΔTOTAL	121.516	109.216	76.987	308.596	253.245	138.298

V.6.6.3 Análisis de resultados

En el caso del sector forestal, el escenario medio y el alto contemplan la implementación de todas las medidas del sector, menos la referida a “reducción de talas ilegales” por tratarse de una medida que a juicio de consultores y GCE no se contaba con suficiente información para ser modelada además que el recurso bosque del cual es objeto se traslapa con la medida de recuperación de bosques degradados. Por otro lado, el escenario bajo y el escenario 80/20 consideran la implementación de una sola medida, esta es “Fomento a la forestación”. Durante el período 2013-2030 estos últimos escenarios capturan más emisiones de CO₂ que los escenarios medio y alto, situación que se revierte si se considera el horizonte hasta el 2050. Esto ocurre principalmente porque la medida “Aumento de la productividad de plantaciones por adopción de tecnología” (que sí está en los escenarios medio y alto) contempla -al inicio del período y hasta aproximadamente el 2030- un aumento de las cosechas del sector (causando mayores emisiones que capturas), que luego serán compensadas con mayor crecimiento del bosque y por ende con mayor captura de emisiones en el largo plazo (hasta el 2050). Tal como se indicó anteriormente, el Escenario ERNC contiene solo la medida “Uso energético de raleos”. El mayor aporte a la reducción de emisiones de esta medida es contabilizado en el sector generación eléctrica, al igual que los costos de instalación y operación de la planta generadora. En el sector forestal solamente se contabiliza lo asociado al manejo del bosque (raleos). Por esta razón el escenario ERNC reflejado en el gráfico emite más que la LB, puesto que los raleos aumentan las emisiones del sector.

V.6.7 Sector residuos antrópicos

V.6.7.1 Resultados por escenario

Tabla 81: Escenarios de mitigación del sector residuos antrópicos (Fuente: Proyección MAPS Chile, a partir de datos informe sectorial del sector residuos)

Emisiones por escenario (MM tCO ₂ eq)	2013	2015	2020	2025	2030
LB2013 PIB medio	3,3	3,5	4,1	4,7	5,3
Escenario base	3,3	2,2	2,4	2,7	3,0
Escenario medio	3,3	2,2	2,4	2,7	2,9
Escenario alto	3,3	2,2	2,1	2,0	1,9
Escenario ERNC	3,3	3,5	3,9	4,5	4,9
Escenario EE	3,3	3,5	4,1	4,7	5,3
Escenario 80/20	3,3	2,9	3,3	3,7	4,1

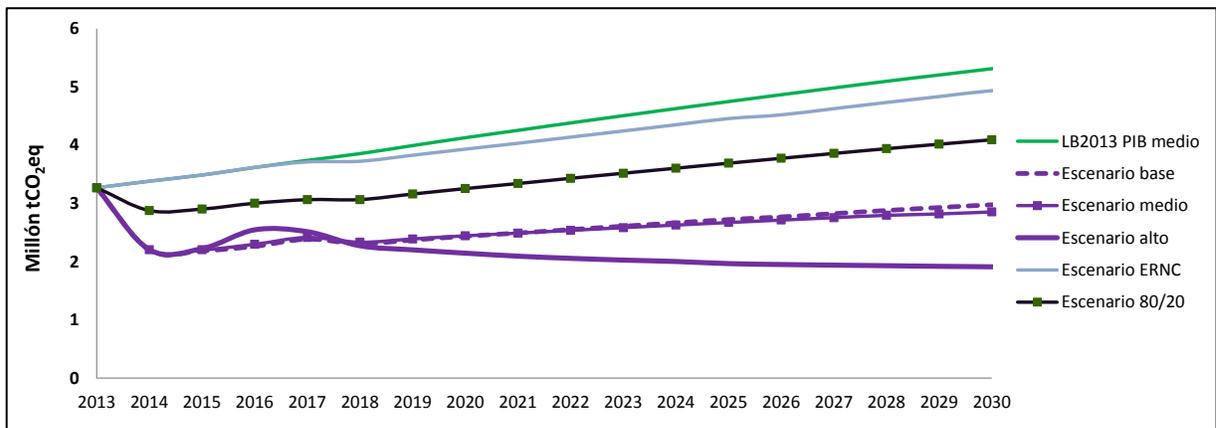


Figura 51: Escenarios de mitigación del sector residuos antrópicos

V.6.7.2 Costos

Tabla 82: Estimación de costo por escenario, sector residuos

Escenario	Indicador (MM \$)	Periodo 2013-2020			Periodo 2013-2030		
		1%	3%	10%	1%	3%	10%
Base	ΔCAPEX	124.876	117.753	97.506	196.375	172.711	120.774
	ΔOPEX	118.524	106.585	75.463	373.969	302.800	158.349
	ΔTOTAL	243.401	224.339	172.969	570.343	475.511	279.124
Medio	ΔCAPEX	146.406	136.579	109.428	289.164	246.295	155.848
	ΔOPEX	154.888	138.800	97.083	514.196	415.406	214.718
	ΔTOTAL	301.293	275.379	206.511	803.360	661.701	370.566
Alto	ΔCAPEX	198.494	182.767	139.801	334.729	287.431	184.045
	ΔOPEX	210.646	188.581	131.292	614.174	499.895	264.634
	ΔTOTAL	409.140	371.348	271.092	948.903	787.326	448.679
ERNC	ΔCAPEX	58.900	53.365	38.348	62.194	55.906	39.420
	ΔOPEX	-8.584	-7.558	-4.948	-33.263	-26.310	-12.617
	ΔTOTAL	50.316	45.807	33.400	28.931	29.596	26.803
ER	ΔCAPEX	58.900	53.365	38.348	62.194	55.906	39.420
	ΔOPEX	-8.584	-7.558	-4.948	-33.263	-26.310	-12.617
	ΔTOTAL	50.316	45.807	33.400	28.931	29.596	26.803

V.6.7.3 Análisis de resultados

La reducción de emisiones del sector se explica principalmente por la disminución de los residuos que llegan a disposición final producto de la aplicación de las distintas medidas. La siguiente figura muestra la disposición de residuos por escenarios:

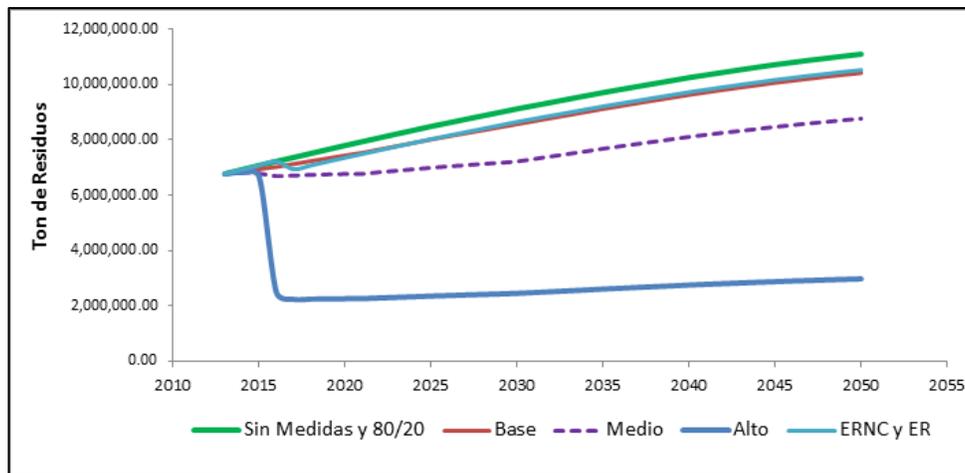


Figura 52: Disposición de residuos por escenarios.

Asimismo, contribuyen a la disminución de emisiones las medidas asociadas a la captura y quema de metano.

V.7 Resultados de escenario base sin medidas

En esta sección se presenta la estimación del impacto en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las medidas implementadas o aprobadas entre los años 2007–2013. Específicamente, se reporta la estimación de reducción de emisiones que se alcanza al año 2013. Los detalles de los cálculos asociados se encuentran disponibles en la referencia [8].

La lista de medidas se muestra en la siguiente tabla. El origen de estas medidas corresponde a la información presentada en las reuniones de grupos de construcción de escenarios de MAPS, informes de consultores [1-7] e información dada a conocer en grupos técnicos de trabajo. La lista de medidas a analizar fue aprobada por el Comité Directivo del proyecto en sesión ordinaria.

Tabla 83: Lista de medidas analizadas

Sector	Medida de Mitigación	Reducción estimada al año 2013 (MM tCO ₂ eq)	Comentarios
Generación y Transporte de Electricidad	La Ley 20.257 (10% de las ventas de energía debe provenir de fuentes ERNC al 2024) y la Ley 20.698 (20% de las ventas de energías deben provenir de fuentes ERNC al 2025)	Rango: 0,44-3,05	La medida se evalúa tomando en cuenta un análisis de sensibilidad de dos parámetros: factor de emisión y reconocimiento de aporte debido a la promulgación de la ley. La reducción de 0,44 millón tCO ₂ eq se alcanza suponiendo que sólo el 50% de los proyectos se desarrollaron debido a la implementación de la ley y considerando el factor de emisión promedio por sistema del año 2013. La reducción de 3,05 millón tCO ₂ eq se alcanza reconociendo el 100% de los proyectos y considerando el factor de emisión de una unidad diésel (caso más optimista y poco probable). Para más detalles ver análisis de resultados del sector generación eléctrica.
Transporte y Urbanismo	Entrada en operación del servicio de trenes interurbanos Rancagua Express y Melipilla-Santiago	0	Medida que se implementa posterior al año 2013.
	Entrada en operación de las líneas 3 y 6 del Metro de Santiago	0	Medida que se implementa posterior al año 2013.
	Entrada en operación de extensión hacia Coronel de BIOTREN de Concepción	0	Medida que se implementa posterior al año 2013.
	Esquema de reducción de emisiones definido por LAN	No estimada.	Medida no estimada debido a la falta de información disponible.
	Ingreso de vehículos nuevos con mejor eficiencia en el modo caminero	0,17	

Sector	Medida de Mitigación	Reducción estimada al año 2013 (MM tCO ₂ eq)	Comentarios
Minería y Otras Industrias	Medidas de eficiencia energética en la minería	0,07	Medida evaluada con supuestos acordados con representantes de la industria y el Gobierno.
	Medidas adoptadas por el sector minero para cumplir los Planes de Descontaminación de distintas ciudades y a resoluciones relacionadas con contaminación de aire, agua y suelos	0,00	Corresponde a la norma de emisión de fundiciones, que no reduce gases de efecto invernadero.
	Cogeneración en plantas de celulosa (*)	0,36	Corresponde a proyectos MDL desarrollados entre 2007 y 2013. La reducción de GEI corresponde a la demanda eléctrica evitada y la energía vendida al SIC, la que se estima en el sector G. Eléctrica. Aproximadamente, el 50% de las reducciones de GEI fueron vendidas en el mercado formal de emisiones de CO ₂ .
	ERNC para usos térmicos en la minería (*)	0,01	Sustitución de combustibles fósiles por ERNC para el calentamiento de soluciones en la minería.
Comercial, Público, Residencial (CPR)	Artículo 4.1.10 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción	0,18	Considera la reducción de GEI generada por el 80% de los permisos de edificación inscritos y los subsidios entregados cada año.
	Programa de Reglamentación sobre Acondicionamiento Térmico en Viviendas	0,00	Corresponde a la medida del Artículo 4.1.10 de la OGUC.
	Acciones desarrolladas por la Institucionalidad de Eficiencia Energética del país: Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE). Esto incluye el reglamento para establecer Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) y la certificación de artefactos a leña, entre otros (etiquetado de eficiencia energética (luminarias, refrigeradores, etc.).	0,11	Incluye sólo Iluminación, con los programas de reemplazo de ampollitas incandescentes por eficientes.

Sector	Medida de Mitigación	Reducción estimada al año 2013 (MM tCO ₂ eq)	Comentarios
	Planes de apoyo nuevas edificaciones, hospitales, edificios municipales		
	Programa para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en edificios públicos	0,00	Incluye los valores estimados por la AChEE.
	Ley 20.365. Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos	0,03	Programa que rige entre los años 2010 y 2013.
Forestal	Ley sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal del Ministerio de Agricultura (Ley N° 20.283)	-0,09	Se estima el impacto en el balance de la superficie de bosque nativo manejado bonificada entre 2008 y 2013 lo que redundará en emisiones en vez de capturas al considerar todos los efectos de la medida.
	Medida DL 701 – Fomento a la forestación (2010-2012)	0,51	Se estima el impacto en el balance de la superficie de plantaciones de pino y eucalipto bonificadas entre 2010 y 2012. Es decir, en el período de duración de la última prórroga del DL 701.
	Medida DL 701 – Fomento a la forestación (2007-2012) (*)	1,16	Se estima el impacto en el balance de la superficie de plantaciones de pino y eucalipto bonificadas entre 2007 y 2012.
Agropecuario	Biodigestores implementados entre 2007 y 2013	0,01	Se estima el impacto en las emisiones de los proyectos de biodigestores implementados entre 2007 y 2013.

(*): Medidas que no estaban contempladas originalmente en la lista aprobada por el Comité Directivo pero que el equipo de investigación de MAPS prefiere agregar para la decisión final por parte del Comité Directivo.

En base a la evidencia generada, el Comité Directivo de MAPS decidirá sobre el conjunto de medidas a considerar en la contabilidad de medidas de mitigación tempranas.

VI. MODELO MACROECONÓMICO

Este capítulo se compone de tres secciones principales. La primera incluye una breve descripción del modelo MEMO II para Chile, a partir del informe final emitido por el IBS para el proyecto MAPS Chile [IBS, 2014]. La sección dos presenta la construcción del modelo y los procedimientos de simulación para la Línea Base y los escenarios. Finalmente, la sección tres presenta los resultados y análisis alcanzados por el modelo para los distintos escenarios.

VI.1 Descripción general del modelo

MEMO II es un modelo de equilibrio general dinámico y estocástico (DSGE) multisectorial de gran escala, desarrollado con el propósito de la evaluar políticas de reducción de CO₂. En particular, el modelo fue construido para proyectar las emisiones de gases de efecto invernadero y las variables macroeconómicas para Chile a nivel nacional para el Escenario de Línea Base 2013 (LB2013) y para los escenarios de mitigación construidos dentro del proyecto MAPS Chile.

El modelo permite simular el impacto de la implementación de escenarios de mitigación sobre diversas variables, entre las que podemos encontrar: el producto interno bruto (PIB) tanto en nivel como en crecimiento y sobre sus componentes (inversión, consumo, exportaciones netas, consumo público); valor agregado total y sectorial; demanda de energía y emisiones de CO₂; desempleo, empleo y salarios; balance fiscal; tipo de cambio real, exportaciones e importaciones.

La estructura del modelo es la de una economía pequeña y abierta dividida en tres grandes bloques: los hogares, las firmas y el gobierno. Estos bloques están interconectados en tres mercados distintos: el mercado del trabajo, el del capital y el de los bienes. La figura siguiente presenta un esquema de cómo interactúan los distintos agentes.

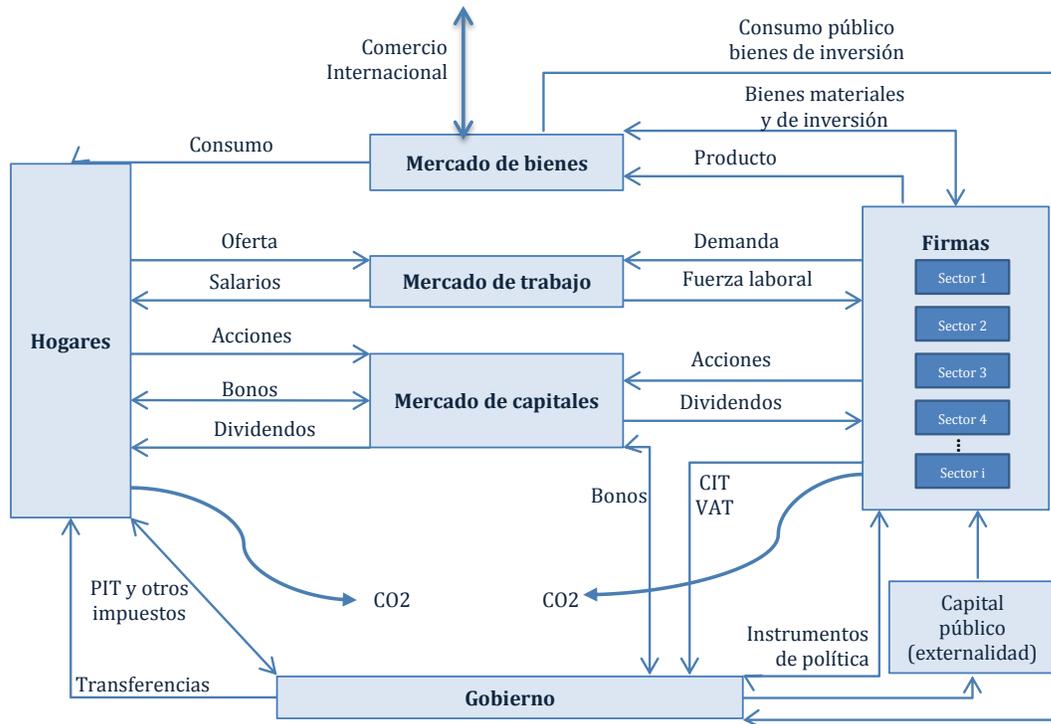


Figura 53: Relaciones entre los agentes económicos en el modelo macroeconómico

Las interrelaciones entre sectores se grafican en la matriz insumo producto. Esto permite una representación realista de las interrelaciones entre todos los sectores, así como contabilizar las distintas fuentes de emisiones de GEI. El modelo se calibra directamente con los datos de la economía chilena utilizando la matriz del año 2003. Si bien existe información disponible de matriz insumo producto para el año 2008, esta no es utilizable dado que el modelo MEMO II requiere la información abierta por estructura doméstica e importada, desagregación hecha por la OECD y cuya última versión disponible es para los datos del 2003.

VI.1.1 Hogares

Los hogares ofrecen trabajo a las firmas a cambio de un salario, deciden el nivel de su demanda de bienes de consumo y también deciden su demanda de activos financieros (bonos públicos y las acciones de las firmas). Los hogares interactúan con las firmas en el mercado del trabajo, donde se negocian los salarios y se cubren las vacantes en un proceso de búsqueda y *matching*. A cambio de su trabajo y sus ahorros, los hogares reciben dividendos y salarios por parte de las firmas y el pago de intereses por la tenencia de bonos por parte del gobierno, al que a su vez deben pagar los impuestos a la renta, al valor agregado y otros específicos. Los hogares emiten CO₂ debido al consumo de combustibles.

VI.1.2 Firmas

Las firmas producen bienes finales que luego son consumidos por los hogares y el gobierno, reinvertidos por los productores, o utilizados por otras firmas como insumos intermedios en función de las relaciones establecidas por la matriz de insumo-producto. La producción emite CO₂ derivado del consumo de combustibles y procesos químicos distintos de la combustión. En el proceso de producción, las firmas emplean mano de obra, capital, bienes intermedios y energía. Los bienes intermedios (insumos) corresponden a los combustibles y los bienes producidos por las otras firmas, así como su propia producción. A medida que son dueños del capital y tienen cierto poder monopolístico, sus beneficios son positivos, lo que les permite pagar dividendos a sus accionistas. Adicionalmente, ellos pagan impuestos a la renta, al valor agregado y otros impuestos específicos.

VI.1.2.1 Estructura de la producción

Hay 10 sectores principales en el modelo los cuales producen bienes básicos:

- | | |
|---|--|
| (1) la agricultura y la silvicultura (AGR) | (6) servicios de comercio al por menor y enteros (TRD) |
| (2) las materias primas de producción (RMP) | (7) los servicios de mercado (SRV) |
| (3) de la industria y la manufactura (IND) | (8) servicios de transporte (TRN) |
| (4) la producción de energía (ENG) * | (9) servicios financieros (FIN) |
| (5) servicios de construcción (CST) | (10) servicios públicos (PUB) |
- * ENG : electricidad

VI.1.2.2 Sector de generación de electricidad

Suponemos que la electricidad se produce a partir de cuatro diferentes tipos de tecnologías: energía hidroeléctrica, carbón, petróleo gas y energías renovables. Cada tipo de electricidad se supone que es producido por un sector individual con una estructura interna y luego se suman asumiendo sustitución perfecta. Es importante notar que, además de los diez sectores económicos hay dos fuentes adicionales de demanda de energía: los hogares y el gobierno. En Chile el sector eléctrico cuenta con aproximadamente 13 diferentes tecnologías disponibles de generación, cada una de las cuales es clasificada en una las 4 tecnologías incluidas en el modelo MEMO II.

VI.1.2.3 Sector de las materias primas

El sector de las materias primas se compone de carbón, gas, petróleo y cobre. Este último se construye como un sector independiente con el fin de modelar el sector minero, de gran importancia para la economía chilena. En la economía chilena se consumen 7 grandes tipos de combustibles fósiles diferentes, los que son clasificados dentro de las categorías del modelo MEMO II como se explica en la sección IV.1.4.

VI.1.3 Gobierno

El gobierno devenga un ingreso fiscal por el impuesto al valor agregado sobre el consumo de bienes (IVA), el impuesto a la renta del trabajo (PIT), el impuesto a los ingresos corporativos de las firmas (CIT), los impuestos especiales (EXC) y otros impuestos como a las emisiones de CO₂ (τCO₂). El gasto público se divide en la inversión pública, el consumo público y las transferencias sociales a los hogares.

VI.1.4 Vínculos entre los modelos sectoriales y la estructura del modelo MEMO II

La figura siguiente muestra cómo se vinculan los modelos sectoriales con el modelo MEMO II. La figura (a) muestra cómo se relacionan los modelos sectoriales con la estructura productiva del modelo

macroeconómico, determinando los flujos de información. Por su parte, la figura (b) grafica la clasificación que se hace para los combustibles fósiles dentro del modelo MEMO II.

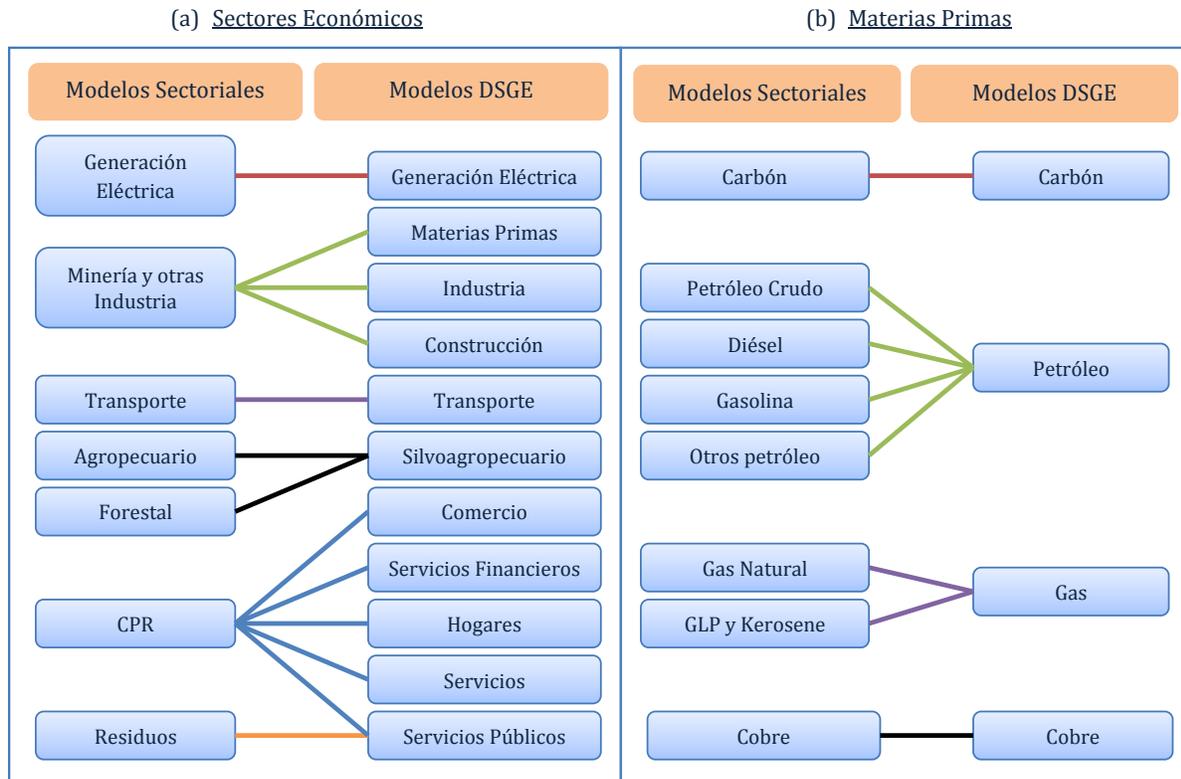


Figura 54: Relaciones entre modelos sectoriales y estructura de producción del modelo DSGE

Algunas consideraciones importantes de los sectores dentro del modelo macroeconómico que se deben tomar en cuenta. La primera consideración es el hecho de que el sector materias primas se compone de carbón, gas, petróleo y cobre. Este último se incluye específicamente debido a la importancia para Chile. Los distintos tipos de combustibles se contabilizan en carbón, petróleo o gas según la clasificación mostrada en la gráfica. La segunda es el supuesto de que la electricidad se produce a partir de cuatro diferentes tipos de tecnologías: energía hidroeléctrica, carbón, petróleo-gas y energías renovables. Existe una empresa que vende electricidad en el mercado, agregando cada tipo de electricidad suponiendo sustitución perfecta entre las fuentes. En Chile el sector eléctrico cuenta con aproximadamente 13 diferentes tecnologías disponibles de generación, cada una de las cuales es clasificada en una de las 4 tecnologías incluidas en el modelo MEMO II.

VI.2 Marco de trabajo modelo MEMO II

La metodología de construcción y funcionamiento del modelo MEMO II se puede explicar en cuatro etapas secuenciales: la búsqueda de la solución del modelo, la calibración del modelo, la simulación de Línea de Base 2013, y la simulación de escenarios. La figura siguiente muestra el marco de trabajo para el modelo. En lo que sigue, esta sección busca dar entendimiento general para cada una de estas etapas.

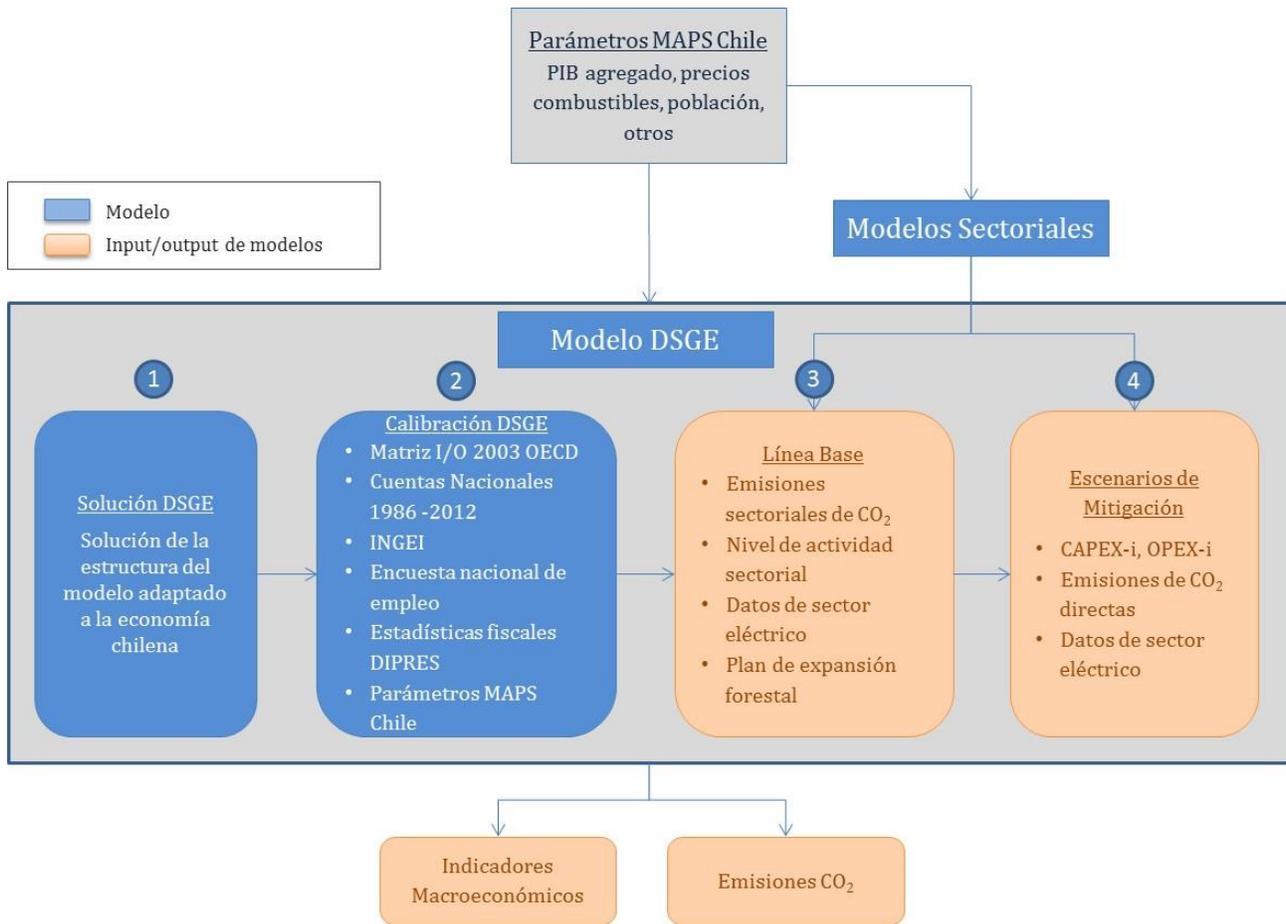


Figura 55: Marco de trabajo del modelo MEMO II

VI.2.1 Solución del modelo

La estructura del modelo es adaptada a las características estructurales de la economía chilena. En este proceso destaca la introducción de los sectores de minería y forestal, el sistema de pensiones y la regla fiscal.

El modelo se resuelve utilizando el lenguaje Forma⁶⁶, encontrando la solución general del sistema linealizada en torno al estado estacionario. El estado estacionario se define como el punto de equilibrio donde la economía alcanza una tasa de crecimiento constante, o dicho de otra manera, donde alcanza una situación de equilibrio de largo plazo.

VI.2.2 Calibración del modelo

Luego de haber encontrado la solución general del modelo se procede a su calibración utilizando datos de la economía chilena. Siguiendo la metodología de la literatura de DSGE, los parámetros pueden ser divididos en tres clases: (i) parámetros que determinan los valores de estado estacionario de ciertas

⁶⁶ Lenguaje de algoritmos eficientes utilizado para construir modelos DSGE de gran escala en el ambiente de MATLAB. Este lenguaje fue desarrollado por Pawel Kowal en el "Institute of Structural Research of Warsaw, Poland".

variables (calibradores), (ii) parámetros estructurales que determinan las propiedades de las tecnologías de producción (elasticidades de sustitución) y relaciones de preferencia de los hogares (aversión al riesgo y tasa de descuento subjetiva), (iii) parámetros que determinan la forma exacta de los shocks estocásticos exógenos utilizados para replicar los comportamientos cíclicos de la economía.

Entre los parámetros de la primera clase destacan aquellos que establecen las interrelaciones entre los distintos sectores de la economía. Estos parámetros son calibrados utilizando la matriz insumo producto, que entrega información sobre las relaciones de usos de bienes intermedios y finales entre los distintos sectores de la economía. Este procedimiento es una aproximación estática debido a que usa la información de un año particular para la calibración, siendo en este caso la matriz insumo producto del 2003. Si bien existe información disponible para el año 2008, esta no es utilizable dado que el modelo MEMO II requiere la información abierta por estructura doméstica e importada, desagregación hecha por la OECD y cuya última versión es para los datos del 2003. En esta primera clase de parámetros también se encuentra la intensidad de emisiones de CO₂ para los distintos sectores de la economía, los que son calibrados para sus valores de estado estacionario con la información de consumo de combustibles fósiles entregada por MAPS Chile. Como se explica más adelante en este capítulo, en las simulaciones de la Línea Base y posteriormente de los escenarios, los parámetros de las interrelaciones entre sectores y de intensidad de emisiones de CO₂ son modificados con la nueva información introducida al modelo. Esta nueva información exógena es la que es provista por los modelos sectoriales de MAPS Chile.

En la segunda clase de parámetros se encuentran aquellos que determinan las propiedades dinámicas del modelo. Entre ellos se encuentran las elasticidades de sustitución de las funciones de producción de cada sector, y los parámetros de aversión al riesgo y preferencias temporales que se encuentran en la función de utilidad intertemporal de los hogares.

Finalmente, la tercera clase comprende a los parámetros que dan la estructura a los shocks utilizados para intentar replicar los ciclos de la economía. Se consideran shocks tecnológicos, de demanda externa y de gasto público, los que son modelados bajo un proceso autorregresivo de orden 1, cuyos parámetros son estimados por el Método Generalizado de Momentos de manera de ajustar el modelo de la mejor forma posible a los datos empíricos.

VI.2.3 Simulación de la Línea Base 2013

VI.2.3.1 Metodología

Habiendo calibrado el modelo, el siguiente paso corresponde a la simulación de la Línea Base. Se habla de simulación porque la manera de introducir la información exógena de Línea Base al modelo MEMO II es mediante el uso de shocks de manera tal de replicar la información entregada de manera exacta en el modelo. La información de Línea Base que es entregada de manera exógena al modelo para el periodo 2013-2050, proveída por MAPS Chile y los modelos sectoriales, corresponde a:

Entregada por MAPS Chile:

- Trayectoria del PIB nacional (tasas de crecimiento)
- Tasa de empleo nacional

Entregada por modelos sectoriales:

- Trayectoria del PIB sectorial

- Plan de expansión generación eléctrica (modelo eléctrico)
- Generación eléctrica (modelo eléctrico)
- Emisiones de CO₂ de los diferentes sectores y hogares
- Demanda por derivados del petróleo de los diferentes sectores y hogares
- Demanda por gas de los diferentes sectores y hogares
- Demanda por carbón de los diferentes sectores y hogares
- Demanda por electricidad de los diferentes sectores y hogares

Para la simulación de la Línea Base 2013-2050, toda esta información proporcionada exógenamente por MAPS Chile y por los modelos sectoriales es replicada en el modelo MEMO II. El crecimiento del PIB nacional y su estructura sectorial, son simulados utilizando shocks de largo plazo con parámetros de autocorrelación cercanos a uno. Esto garantiza que en cada período los agentes económicos esperen un incremento en el nivel de tecnología. Se asume que los shocks de largo plazo incrementan la productividad laboral, asegurando que el empleo permanezca estable en la simulación. De manera general, en este procedimiento se debe cuidar que el modelo exhiba buenas propiedades de crecimiento en el largo plazo, en el sentido de que todas las variables modeladas presenten estabilidad con respecto al crecimiento del PIB. Esto permite mantener las buenas propiedades de ajuste del modelo. Respecto al resto de la información exógena, esta es replicada en el modelo utilizando como instrumentos shocks particulares especificados en las tecnologías de producción de los sectores económicos o de los hogares. Estos shocks pueden ser interpretados como cambios en el consumo de combustibles, en la intensidad de emisiones de CO₂ o como mejoras de productividad (eficiencia energética).

Bajo este procedimiento, el modelo logra replicar de manera exacta la trayectoria del crecimiento económico agregado y sectorial, de las variables macroeconómicas de cuentas nacionales, de la demanda nacional de electricidad; y las emisiones de CO₂ agregadas y sectoriales. Esto significa, por ejemplo, que se incorporan a la Línea Base mejoras tecnológicas en las funciones de producción (eficiencia energética) y posibles cambios en los factores de intensidad de emisiones de CO₂ acorde a los supuestos utilizados en los modelos sectoriales. La metodología utilizada para replicar esta información exógena en el modelo DSGE es el procedimiento de “Kalman Filter”, el que es explicado en la próxima sección.

VI.2.3.2 Construcción de los datos

Para la construcción de la Línea Base, los modelos sectoriales utilizan como input la trayectoria de los escenarios bajo, medio y alto del PIB entregado por MAPS Chile. Para la vinculación de sus resultados con el modelo macroeconómico se utilizan los resultados de la trayectoria del escenario medio del PIB.

El modelo sectorial eléctrico entrega información de los sistemas de generación SIC y SING sobre capacidad instalada, generación eléctrica, demanda de combustibles y emisiones de CO₂. La información separada del SIC y SING es agregada para cada una de estas variables para ser simulada en el modelo macroeconómico. La trayectoria del PIB del sector eléctrico se construye utilizando la proyección de generación eléctrica.

El resto de los modelos sectoriales entrega para la Línea Base información sobre nivel de actividad, demanda de combustibles, demanda eléctrica y emisiones de CO₂. Esta información es simulada en el modelo macroeconómico como Línea Base.

Para construir la trayectoria del PIB sectorial se utiliza el nivel de actividad proyectado por los modelos sectoriales. Los modelos sectoriales proyectan por separado el nivel de actividad para cada

producto que compone al sector, por lo que, para construir la trayectoria del PIB sectorial se requiere la ponderación de estos productos en el PIB del sector, información construida a partir de las cifras de cuentas nacionales. Esta información permite proyectar las tasas de crecimiento del PIB de cada sector y con esto proyectar sus participaciones en el PIB agregado. Con estas participaciones se proyecta el PIB sectorial, siendo consistente con la proyección del PIB agregado entregada por MAPS Chile.

En la figura siguiente se presentan los resultados de la trayectoria del PIB sectorial, siendo su sumatoria la trayectoria proyectada para el PIB agregado.

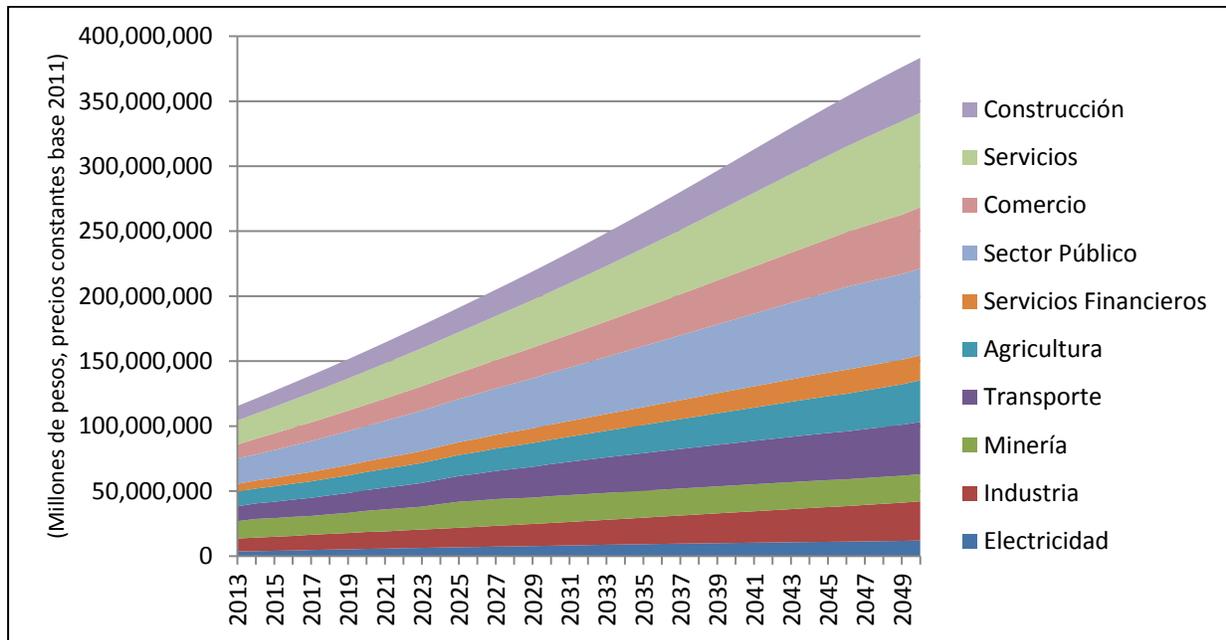


Figura 56: Trayectoria del PIB sectorial (volumen a precios del año anterior encadenado)

VI.2.4 Simulación de escenarios de mitigación

VI.2.4.1 Metodología

Para cada escenario simulado en el modelo MEMO II, se utiliza la siguiente información proporcionada por los modelos sectoriales:

- Plan de expansión del sector de generación eléctrica
- Gasto incremental de capital (CAPEX)
- Gasto incremental de operación (OPEX)
- Distribución año a año del gasto de CAPEX y OPEX entre los distintos sectores de la economía
- Cambio en emisiones de CO₂

El plan de expansión (series de tiempo) se utiliza para introducir la proyección de la capacidad instalada para cada tipo de tecnología que hace el modelo sectorial eléctrico en el modelo MEMO II. Al igual que en la Línea Base, cada una de las tecnologías del modelo sectorial eléctrico es clasificada dentro de los cuatro tipos que existen en la estructura del modelo macroeconómico: energía hidroeléctrica, carbón, petróleo gas y energías renovables.

En la base de datos elaborada con la información de los modelos sectoriales, cada escenario es descrito por series de tiempo que reflejan el gasto esperado en capital (CAPEX) y los gastos de operación

(OPEX), para cada "sector objetivo". El "sector objetivo" es aquél que implementa el conjunto de medidas de mitigación, es decir, es el sector que corre con los gastos y obtiene los beneficios de la introducción de la tecnología específica de abatimiento de GEI. El aumento de la inversión en capital del "sector objetivo" se gasta en los denominados "sectores CAPEX", mientras que los cambios en el gasto por operaciones del "sector objetivo" se asignan a los "sectores OPEX". Los valores de los CAPEX y OPEX toman en cuenta supuestos tecnológicos presentados en su modelación, reflejando el alcance de las inversiones en las tecnologías de reducción de GEI y los gastos o ahorros operacionales que se alcanzarán en el período 2010-2050. La asignación de los CAPEX y OPEX permite analizar el efecto de la implementación de cada escenario sobre los distintos sectores de la economía, logrando un mejor análisis de equilibrio general.

Cada escenario de mitigación se simula en el modelo MEMO II por medio de una combinación de shocks, similar al procedimiento hecho para simular la Línea Base. La metodología de simulación, presentada en la figura 57, consiste en replicar la información de CAPEX y OPEX endógenamente en el modelo utilizando shocks de productividad. Esto se logra mediante el uso del filtro de Kalman, procedimiento que utilizando la solución general del modelo traduce la información de CAPEX y OPEX en el set de shocks seleccionados. Además de la información de costos, el modelo debe también simular los cambios en las emisiones directas de CO₂ producto de modificaciones en el proceso productivo diferentes al consumo de combustibles, para lo cual se utilizan shocks que modifican las intensidades de emisiones.

Como resultado de la simulación, el modelo entrega las desviaciones porcentuales de cada variable respecto de su valor de Línea Base. Esto permite aproximarse a los cambios que experimenta la economía cuando se implementa un escenario de mitigación, centrando particularmente el análisis en las variables macroeconómicas y las emisiones de CO₂.

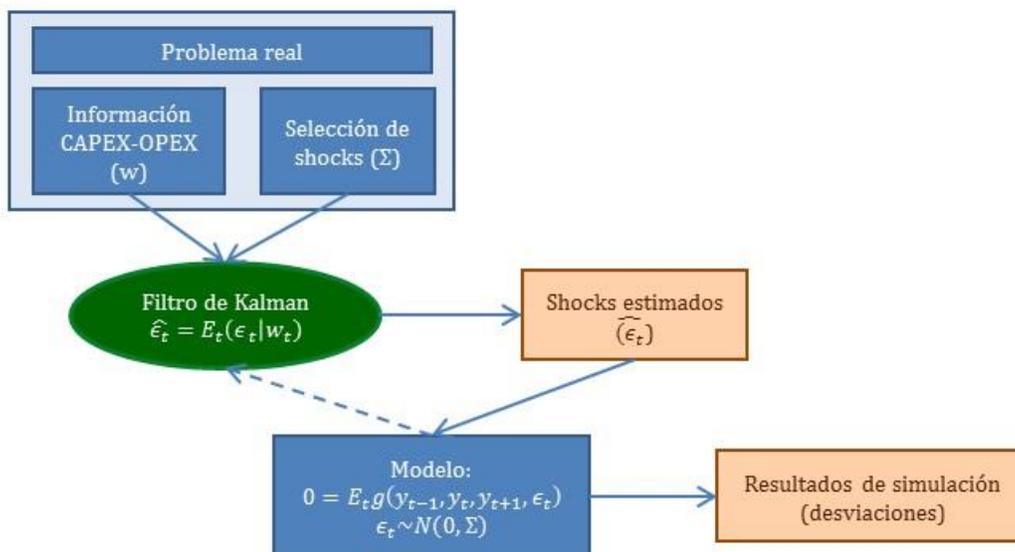


Figura 57: Metodología simulación modelo MEMO II

VI.2.4.2 Construcción de los datos

Para cada escenario, la información simulada en el modelo MEMO II se obtiene directamente de los modelos sectoriales.

Al implementarse un escenario de mitigación, el modelo sectorial eléctrico estima un nuevo plan de expansión para cada tecnología de generación, modificación que a su vez produce nuevos requerimientos de inversión (CAPEX) y modificaciones en los gastos operacionales (OPEX). Tomando en consideración la información entregada por los consultores del modelo eléctrico, para la simulación en el modelo macroeconómico se asume que la totalidad de las variaciones de los OPEX corresponde a cambios en el consumo de combustible fósiles, mientras que los cambios en el CAPEX son destinados en parte hacia el extranjero (adquisición de insumos) y en parte hacia la economía doméstica (construcción, servicios, etc.)

Respecto a la información entregada por el resto de los modelos sectoriales, ésta consta de dos partes. La primera de ellas corresponde a los valores de CAPEX, OPEX y al cambio en las emisiones de CO₂ generados por la implementación del conjunto de medidas que componen el escenario. Esta información es resultado directo de los modelos sectoriales. El segundo tipo de información corresponde a la forma como se distribuyen los CAPEX y OPEX hacia los distintos sectores de la economía. La distribución de los CAPEX y OPEX para cada escenario es entregada al modelo macroeconómico utilizando una matriz de asignaciones con valores, que son variantes en el tiempo, cuya construcción es realizada por el equipo de investigación de MAPS Chile. Esta matriz se construye en base a las magnitudes y las distribuciones de los CAPEX y OPEX dados en cada medida de mitigación que compone al escenario.

VI.2.5 Interpretación de emisiones del modelo macroeconómico

Como se explicó en las secciones anteriores, el modelo MEMO II está construido no sólo con el propósito de evaluar los efectos de implementar medidas de mitigación sobre variables macroeconómicas, sino también sobre las emisiones de CO₂. Para esto, el modelo macroeconómico desarrolla un marco de trabajo de equilibrio general, es decir, considera en el análisis las interacciones entre los distintos sectores de la economía y no solamente lo que sucede dentro del sector en que se implementa el escenario de mitigación.

La introducción de un escenario de mitigación en un sector particular puede afectar sus decisiones de cuánto producir y de qué combinación de insumos utilizar para ello. Si esto ocurre, dado que parte de sus insumos se componen de bienes o servicios producidos por otros sectores, la demanda sobre la producción de los otros sectores cambiará y por ende sus decisiones de cuánto y con qué insumos producir también se verán afectadas. Estos cambios en las ofertas y demandas generan cambios en los precios de bienes e insumos a través de los distintos sectores que componen la economía. En este proceso también intervienen los hogares, quienes frente a los cambios de precios (incluyendo salarios) tienen incentivos para modificar sus decisiones de trabajo, consumo e inversión, proceso que a su vez vuelve a repercutir sobre las decisiones de las firmas. Esta iteración se replica hasta que el ajuste de precios de bienes e insumos logra llevar a la economía hacia un nuevo equilibrio. Esto es lo que se conoce como análisis de equilibrio general.

Desde el punto de vista de las emisiones, al implementar un escenario de mitigación los efectos de equilibrio general pueden ser de magnitudes no despreciables. Los efectos interactivos del equilibrio general pueden hacer que cambios producidos en un sector particular se transmitan hacia los otros

sectores de la economía, reforzando o contrarrestando las reducciones originales en las emisiones de CO₂.

Sin embargo, la modelación de equilibrio general tiene sus limitaciones. El hecho de tener que tomar en consideración un gran número de sectores productivos restringe la capacidad de precisión con que se modela cada uno de ellos. Por su parte, los modelos de equilibrio parcial, dentro de los que clasifican los modelos sectoriales, tienen también beneficios y limitantes opuestas. En este caso los modelos suponen que los cambios que ocurren en el sector de análisis no afectan al resto de los sectores, y a su vez que lo que pase en el resto de los sectores no afecta al sector de análisis. Si bien se tiene la limitante de obviar los efectos de equilibrio general, se logra modelar con gran precisión y detalle el mercado del sector individual.

VI.3 Resultados de escenarios

La cantidad de variables que maneja el modelo macroeconómico permite analizar el efecto de las medidas de mitigación en muchas dimensiones, lo que puede nublar el objetivo del ejercicio. Por este motivo el análisis se concentra en los siguientes aspectos: la trayectoria de los gastos de capital (CAPEX) y gastos operacionales (OPEX) asociados a cada medida, efectos del escenario sobre las emisiones agregadas y su comparación con la agregación de los modelos sectoriales, y efectos sobre el PIB y el empleo. Efectos sobre otras variables macroeconómicas están disponibles para el lector que las solicite.

MAPS ha seleccionado 8 escenarios de mitigación, lo cual multiplica la cantidad de información para cada uno de ellos. Por este motivo en esta sección se decide analizar en detalle sólo 4 escenarios: impuesto al carbono, escenario de esfuerzo base, escenario de esfuerzo alto y escenario de eficiencia energética. La información de los otros escenarios está en el Anexo 4 de este documento.

Como se verá en el análisis, la mayor parte de los escenarios evaluados implementan medidas de mitigación que significan mejoras de eficiencia. Estas acciones para su implementación requieren de un CAPEX, lo que luego permite ahorrar en los OPEX gracias a menores consumos de energía, con una consecuente reducción en las emisiones de CO₂. En otras palabras, los períodos iniciales se caracterizan por la existencia de CAPEX sin aún mostrar los beneficios del ahorro, por lo que el OPEX se mantiene en niveles bajos. A medida que transcurre el tiempo el CAPEX mantiene su trayectoria relativamente estable, sin embargo, el ahorro se empieza a hacer cada vez más presente a través un OPEX creciente, el que llega a superar de manera importante los niveles del CAPEX en todos los escenarios.

Desde el punto de vista económico, la imposición de un fuerte gasto en capital a través del CAPEX, que corresponde a inversión en maquinarias y equipo adquiridas en su mayor parte desde el extranjero, implica trasladar una pequeña fracción del gasto en bienes nacionales hacia gasto en bienes importados, generando una menor demanda nacional y una consecuente desviación negativa del PIB respecto a lo que habría sucedido en Línea Base. Luego, a medida que transcurre el tiempo, las medidas de mitigación por medio del OPEX negativo proveen mayor eficiencia en los procesos productivos, lo que genera un incremento del PIB que más que contrarresta la caída inicial, permitiendo alcanzar desviaciones positivas respecto a los niveles de Línea Base.

La principal diferencia entre un modelo de equilibrio general y un modelo de equilibrio parcial, como los modelos sectoriales, es que el primero toma en cuenta el hecho de que las ganancias en eficiencias antes aludidas pueden generar desviaciones positivas del PIB respecto de línea de base, lo cual genera aumentos en las emisiones, haciendo que el efecto neto sobre las emisiones de CO₂ sea menor. Lo contrario sucede si alguna medida genera un efecto negativo sobre la actividad económica. Como se verá en los resultados, en la mayoría de los escenarios, al inicio del horizonte de tiempo, existen pequeñas desviaciones negativas del PIB respecto a Línea Base entonces lo cual hace que no se observen diferencias significativas entre las emisiones de los modelos sectoriales de equilibrio parcial y el modelo DSGE. Luego, al generarse una diferencia positiva y creciente del PIB respecto a Línea Base, el modelo DSGE empieza a mostrar reducciones de emisiones de CO₂ menores a las estimadas por los modelos sectoriales debido a este efecto de equilibrio general. El aumento de la actividad económica contrarresta parte de la reducción inicial de emisiones.

VI.3.1 Impuesto al carbono

El impuesto al carbono es uno de los escenarios de especial interés. Se debe hacer notar que el ejercicio de impuesto al carbono desarrollado en este trabajo difiere del que ha sido incluido en la

reforma tributaria. En el caso de MAPS Chile, el ejercicio aplica el impuesto al carbono a todas las fuentes de emisiones de la economía sin distinción, mientras que el diseñado para la reforma tributaria sólo grava a ciertas fuentes de emisiones. Adicionalmente, en el modelo la recaudación fiscal se transfiere directamente a los hogares a suma alzada con el objetivo de evaluar el impacto del impuesto sin efectos adicionales, como podría ser una política complementaria que destine los fondos recaudados a algún fin específico.

Acá se muestran los efectos de un impuesto de US\$5 y US\$20 la tonelada. También se hicieron ejercicios para valores de US\$10, US\$40 y US\$50, los resultados se encuentran en el anexo 4. La forma como se introducen los impuestos hace que los efectos sean simplemente proporcionales a los impuestos analizados. Es decir, una tasa de impuesto de US\$10 reduce el doble de emisiones que una de US\$5 y la mitad que una de US\$20.

La figura siguiente (a) muestra la evolución del PIB en desviaciones porcentuales respecto de la línea de base. En el caso del impuesto de 5 dólares/tonelada la desviación alcanza a -0,2 puntos porcentuales en estado estacionario (situación de equilibrio de largo plazo), mientras que en un escenario de 20 dólares/tonelada, la desviación en estado estacionario es cercana a -0,9%.

Las estimaciones presentadas en la figura corresponden al PIB valorado a precios de mercados, que incorpora el alza de precios como resultado de la imposición del impuesto al carbono. El mismo cálculo hecho para precios sin impuestos, como aproximación a la actividad económica, resulta en desviaciones al 2030 de -0,5% y -1,8% para impuestos de 5 US\$ y 20 US\$, respectivamente.

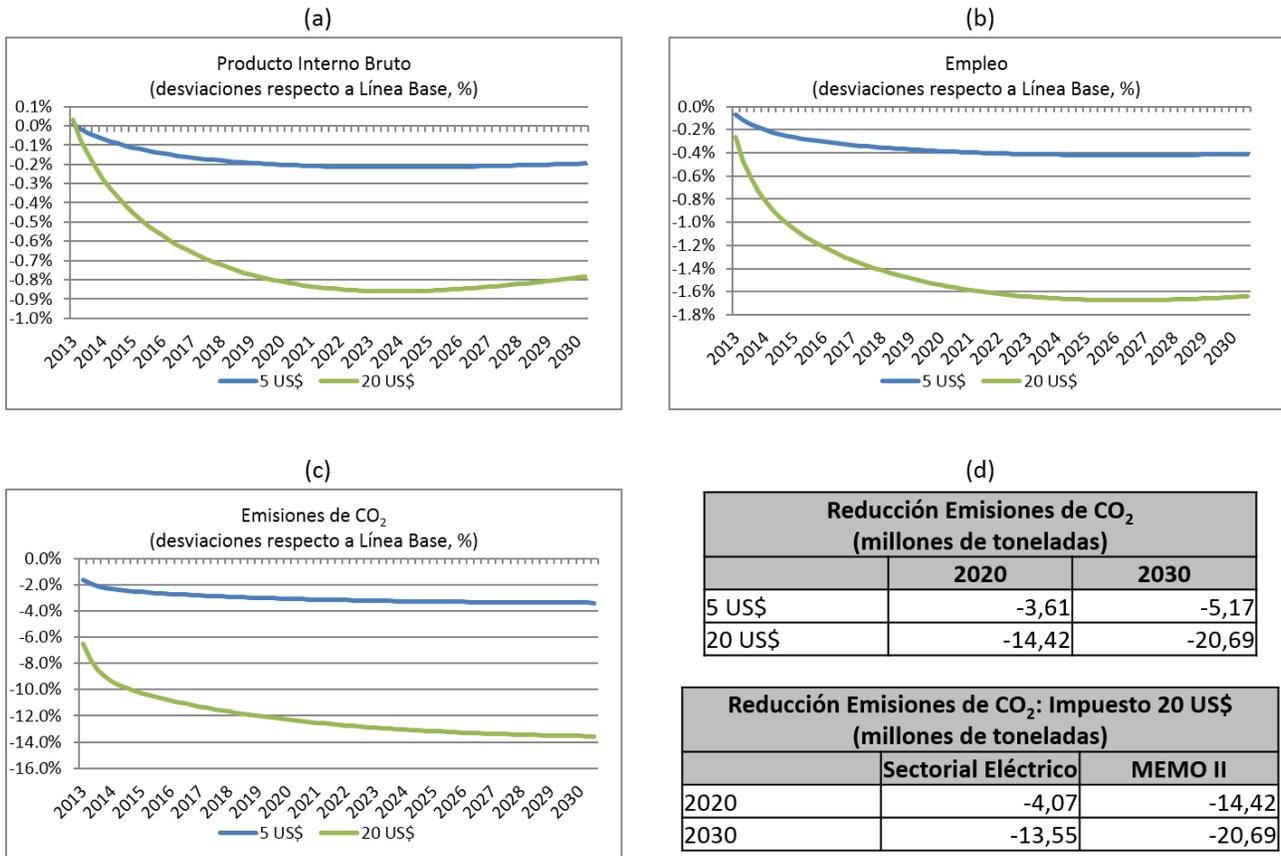


Figura 58: Resultados agregados impuesto al carbono de 5 US\$ y 20 US\$

La figura 58 (b) muestra el correspondiente efecto sobre el empleo que va de la mano con las disminuciones del PIB. En el caso del impuesto de 20 dólares, se estima un efecto negativo de 1,6% sobre el empleo al 2030. Esto quiere decir que la cantidad de personas empleadas sería un 1,6% menor respecto a la situación sin impuesto.

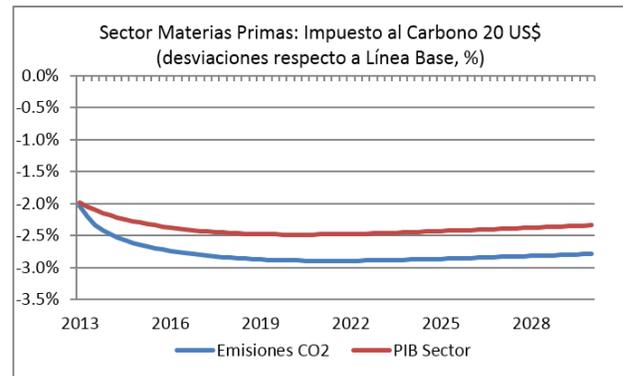
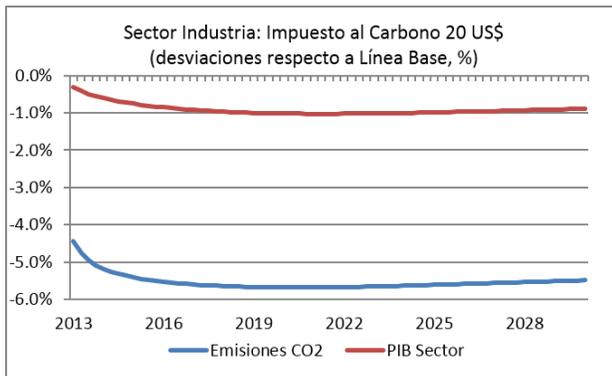
La figura 58 (c) muestra que la reducción de emisiones estimada por el modelo DSGE al año 2020 son de 3,1% y 12,3% para 5 y 20 dólares/tonelada, respectivamente. Esto es similar a lo que se obtiene en el largo plazo (3,4% y 13,5%, respectivamente). Esta misma información en la tabla superior de la figura 58 (d) es expresada en términos de millones de toneladas. La tabla inferior de la figura 58 (d) compara la disminución de las emisiones de CO₂ que se obtienen del modelo macro con las obtenidas por un impuesto exclusivamente en el sector eléctrico para el impuesto de 20 dólares/tonelada, en millones de toneladas. Las reducciones de emisiones del modelo DSGE son menores a las obtenidas en el informe sectorial eléctrico, porque el modelo macro supone que se aplica a todo el consumo de combustibles fósiles responsables de las emisiones de CO₂ y porque el modelo sectorial eléctrico supone el inicio del impuesto el año 2017, mientras que el modelo macro asume la implementación para el año 2013.

A nivel sectorial se presentan los resultados para el impuesto de 20 dólares. Como es de esperar los efectos del impuesto al carbono a nivel sectorial tienden a replicar los efectos agregados, donde la magnitud en la reducción de emisiones depende de la intensidad de uso de combustibles fósiles que

hace cada sector y del efecto del impuesto en la actividad económica relevante para el sector. Así los efectos más importantes son en la industria (aparte de los del sector eléctrico que básicamente son equivalentes a los estimados por los estudios sectoriales ya que en la simulación se replican dichos efectos), luego en transporte, materias primas y en mucho menor medida sobre el sector residencial. Este último, a diferencia del resto de los sectores, presenta un incremento de las emisiones en los primeros períodos. Una explicación posible de este resultado es el cierre financiero decidido para la simulación. Para evitar distorsionar la economía con otro efecto que no provenga de la imposición del impuesto, se decidió que en la simulación la recaudación por el impuesto se transfiriera a los hogares a suma alzada. Esto aumenta el ingreso de los hogares, lo que en la transición genera un mayor consumo de combustibles fósiles. Los resultados se presentan en la figura 59.

Respecto a las trayectorias del PIB a nivel sectorial, al igual que en los resultados agregados, las estimaciones presentadas en la figura 59 corresponden al PIB valorado a precios de mercados, que incorpora el alza de precios como resultado de la imposición del impuesto al carbono. El mismo cálculo hecho para precios sin impuestos, como aproximación a la actividad económica del sector, resulta para el 2030 en desviaciones de -2,5%, -2,9 y -2,0 para los sectores de industria, materias primas y transporte, respectivamente.

Como ejemplo para entender la diferencia entre ambas estimaciones podemos analizar el sector transporte. La imposición del impuesto significa que la firma de transporte debe pagar un costo adicional por cada litro de combustible fósil que consume, por sobre el costo de compra del insumo. En su proceso de producción la firma traspassa parte de este mayor valor al precio de venta de los servicios de transporte, al mismo tiempo que en el equilibrio es posible que se reduzca la cantidad de viajes transados en el mercado. La mayor diferencia entre el precio de venta del servicio de transporte y el precio de compra de los insumos podría provocar un incremento en el valor agregado generado por el sector (PIB sector), aún cuando la cantidad efectiva de viajes se haya reducido.



(c)

(d)

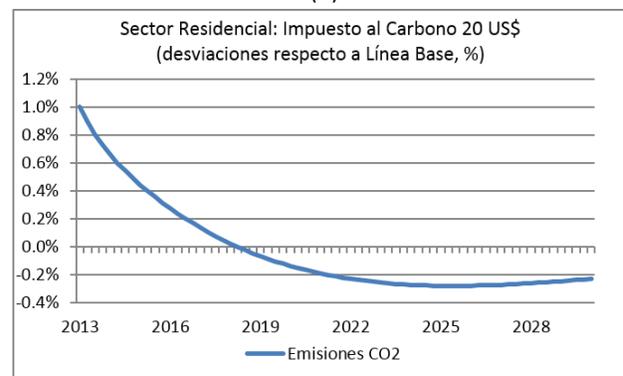
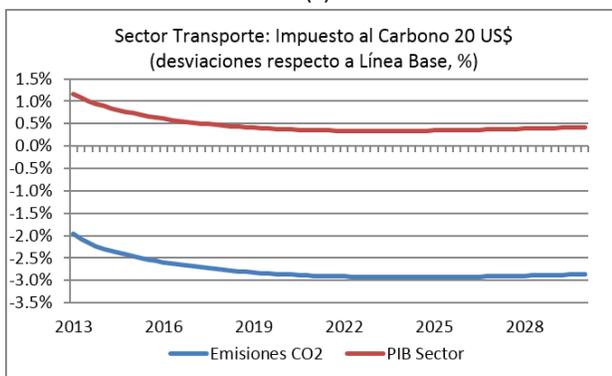


Figura 59: Resultados a nivel sectorial de impuesto al carbono de 20 US\$

Por último, el efecto sobre el empleo está estrechamente relacionado con la trayectoria del PIB como lo muestra la 84. Los sectores más afectados son materias primas, industria y electricidad en ese orden, lo que concuerda con los efectos de equilibrio general obtenidos con el modelo macroeconómico. Como contraposición el sector construcción y sector público son los menos afectados porcentualmente, pero son sectores que concentran los mayores niveles de empleo. Respecto al impacto sobre la tasa de desempleo, asumiendo una tasa de desempleo natural de 8,0% los resultados muestran un aumento a tasas de 8,3% y 8,2% para los años 2020 y 2030, respectivamente. La tasa de desempleo no es directamente proporcional a los cambios en el empleo debido a que en el modelo DSGE la fuerza de trabajo es endógena. En otras palabras, los movimientos de salarios afectan las decisiones de participación laboral de los hogares.

Tabla 84: Efecto sobre el empleo y tasa de desempleo

Efecto sobre empleo: 20 US\$

Efecto sobre empleo y tasa de desempleo: 20 US\$

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura (1)	10,0%	-1,8%	-1,8%
Construcción (2)	14,6%	-2,0%	-0,9%
Electricidad (3)	0,7%	-1,5%	-2,1%
Servicios Financieros (4)	1,8%	-1,9%	-1,9%
Industria Manufacturera (5)	11,6%	-2,5%	-2,4%
Servicios Públicos (6)	20,8%	-0,8%	-1,5%
Otros Servicios (7)	10,3%	-1,3%	-1,4%
Transporte (8)	7,3%	-1,9%	-1,8%
Comercio (9)	19,7%	-1,6%	-1,5%
Materias Primas (10)	3,3%	-3,0%	-2,9%
Total	100,0%	-1,6%	-1,6%

Año	Supuesto: tasa natural de desempleo (%)	Tasa de desempleo ¹ (%)	Cambio en el empleo (cantidad)
2020	8,0%	8,3%	-140.182
2030	8,0%	8,2%	-152.469

(1) La relación entre tasa de desempleo y empleo no es directa porque la fuerza laboral es endógena en el modelo MEMO II,

- (1) Incluye agricultura, caza, silvicultura y pesca,
- (2) Incluye construcción y actividades inmobiliarias,
- (3) Incluye electricidad, gas y agua,
- (4) Incluye servicios de intermediación financiera,
- (5) Incluye industria manufacturera,
- (6) Incluye administración pública, defensa, seguridad social, educación, salud y trabajo social, otros servicios comunitarios, sociales y personales,
- (7) Incluye servicio doméstico y otros servicios,
- (8) Incluye transporte, almacenamiento y telecomunicaciones,
- (9) Incluye ventas del comercio, reparaciones,
- (10) Incluye minería y explotación de canteras; productos minerales metálicos y no metálicos,

VI.3.2 Escenario esfuerzo base

En la figuras 60 (a) y 60 (d) se puede apreciar para la economía agregada que el CAPEX llega a \$275.000 millones el año 2020 cifra que aumenta a \$950.000 millones al año 2030, lo que representa un 0,2% y 0,4% del PIB proyectado para esos años respectivamente. Por otra parte, para el año 2020 el OPEX muestra un ahorro de \$620.000 millones al año 2020 y \$2.583.000 millones al año 2030, lo que significa un ahorro de 0,5% y 1,2% del PIB respectivamente.

El ahorro generado por la implementación de las medidas de mitigación se traduce en una mejora de productividad para la economía, efecto que se va intensificando a lo largo del horizonte de tiempo. La figura 60 (b) muestra el efecto de este shock positivo de productividad sobre la trayectoria del PIB y del empleo. Inicialmente se aprecia una desviación negativa de hasta -1,0% respecto de los niveles que se habrían tenido en Línea Base, efecto negativo que desaparece al año 2020, dando paso a ganancias positivas que alcanzan al año 2030 un 4,1% y 3,5% para el PIB y para el empleo, respectivamente.

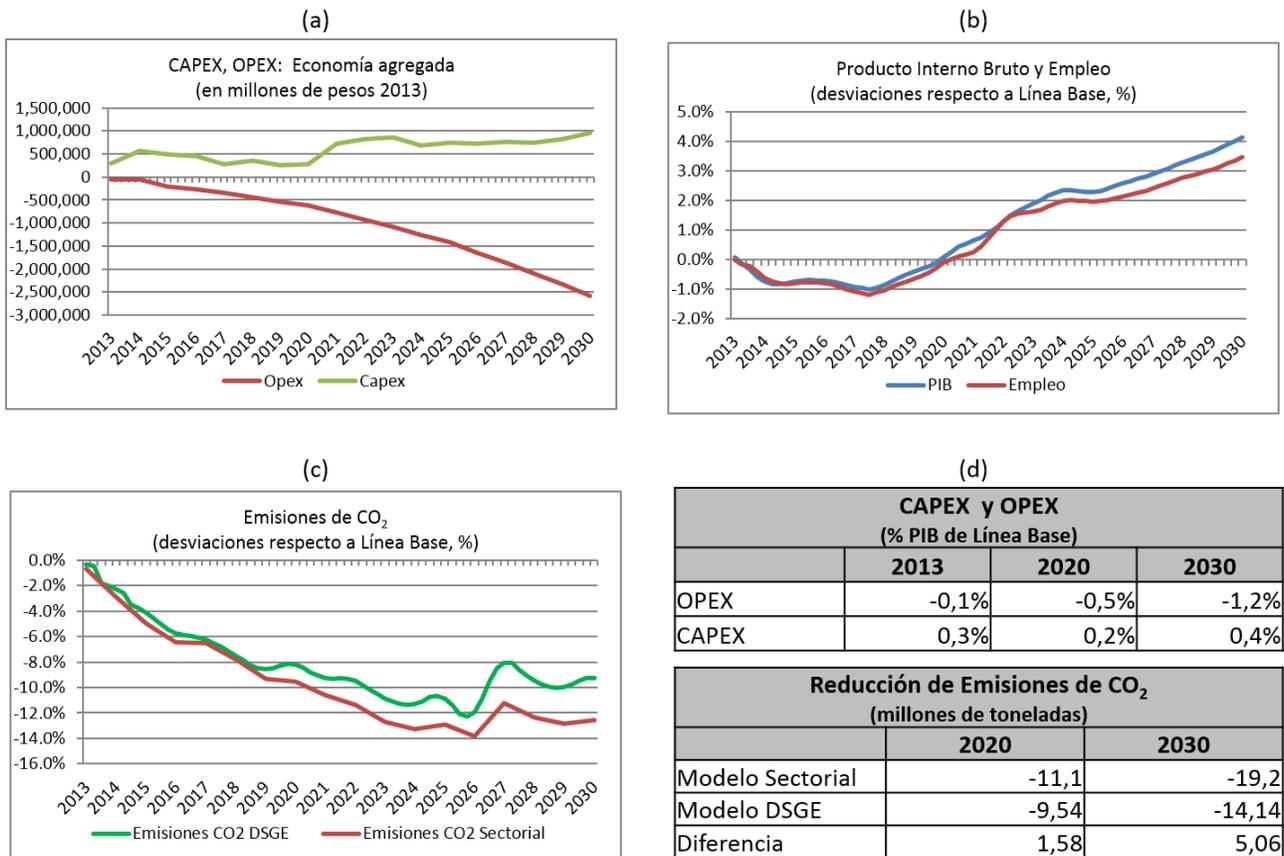


Figura 60: Resultados esfuerzo base economía agregada

A partir del año 2020 el aumento del PIB por sobre su nivel de Línea Base genera el efecto de equilibrio general sobre las emisiones de CO₂. En las figuras 60 (c) y 60 (d) se aprecia que a partir de ese año la trayectoria de las emisiones de CO₂ del modelo DSGE muestran una desviación menor respecto a línea de base que la estimada por los modelos sectoriales, diferencia que crece a medida que pasan los años, lo que es congruente con el aumento en la actividad económica. Al año 2020, el resultado sectorial indica una reducción de 9,5% (11,1 millones de toneladas) de las emisiones mientras que el modelo DSGE estima una reducción de 8,2% (9,5 millones de toneladas). La diferencia aumenta para el año 2030, donde los modelos sectoriales estiman una reducción de 12,6% (19,2 millones de toneladas) mientras que el DSGE estima sólo una reducción de 9,3% (14,4 millones de toneladas).

Resultados a nivel sectorial

Los mismos efectos vistos para la economía como un todo pueden ser analizados de manera desagregada a nivel sectorial. La figura siguiente muestra los resultados de desviaciones respecto de línea de base del PIB sectorial, emisiones sectoriales de equilibrio parcial y del DSGE para los sectores industria, materias primas, transporte y residencial. En la mayoría de los casos el patrón de emisiones agregadas es replicada en los sectores, es decir el modelo DSGE predice una reducción menor de las emisiones que los estudios sectoriales. Esto tiende a ocurrir a partir del 2020, fecha en que el PIB empieza a desviarse positivamente de la línea de base. Antes del 2020, la reducción de emisiones que

se obtiene del DSGE, para algunos sectores, es incluso levemente mayor que el estudio sectorial. Esto se explica por el hecho de que el PIB se desvía negativamente de línea de base.

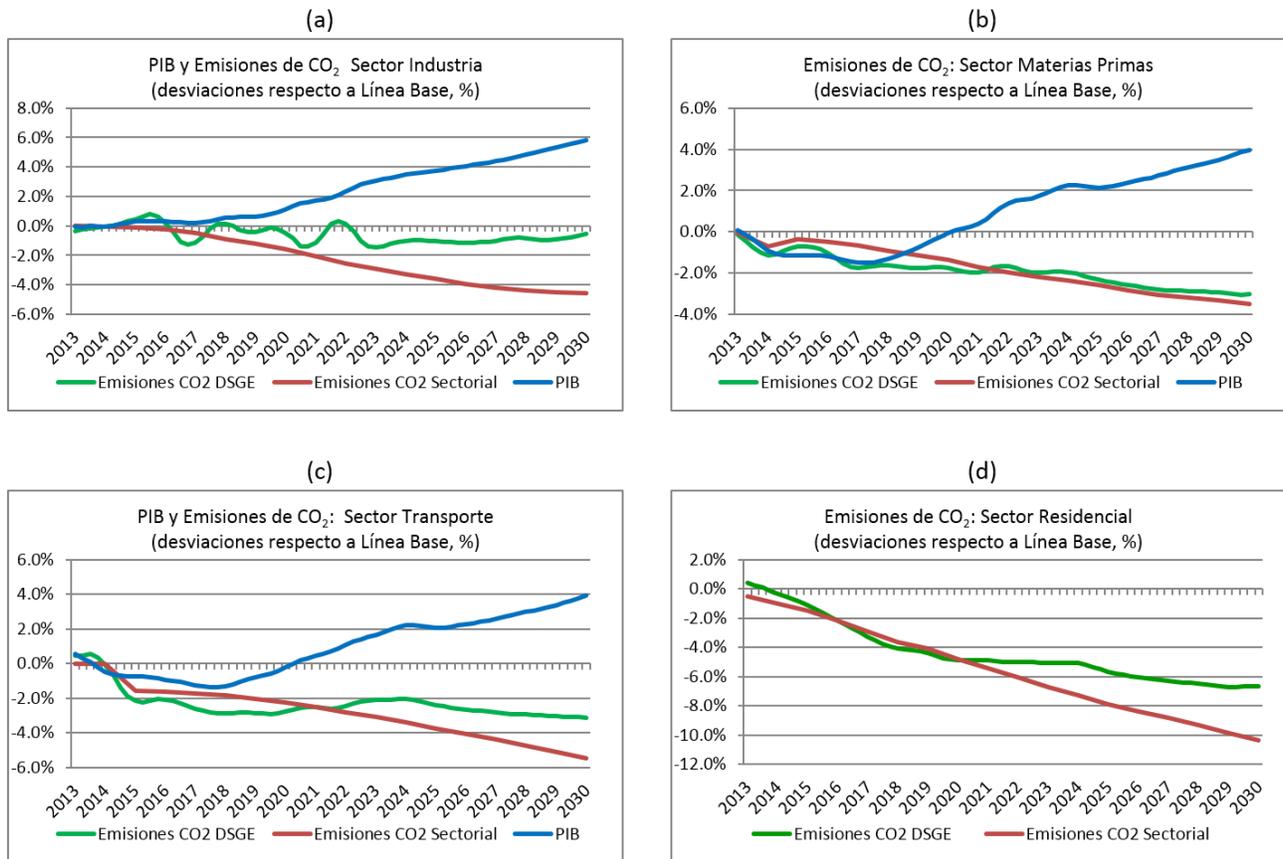


Figura 61: Resultados esfuerzo base sectorial

Respecto del empleo la tabla 85 muestra las desviaciones respecto a línea de base para los años 2020 y 2030 así como la importancia que tiene actualmente en el empleo total el empleo de cada sector. Al año 2020, el impacto sobre el empleo es levemente negativo, lo que va de la mano con la evolución del PIB, mientras que para el 2030 este es positivo lo que refleja la desviación positiva del PIB. Llama la atención los efectos sobre el sector eléctrico en que las desviaciones son grandes, pero por otra parte este sector emplea una porción muy baja de la fuerza de trabajo, lo que lleva a pensar que las variaciones de empleo en términos porcentuales van a ser grandes. Respecto a la tasa de desempleo, asumiendo una tasa de desempleo natural de 8,0% los resultados muestran una disminución a tasas de 7,9% y 7,2% para los años 2020 y 2030, respectivamente.

Tabla 85: Efecto sobre el empleo y tasa de desempleo

Efecto sobre Empleo

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10,0%	-0,8%	2,4%
Construcción (2)	14,6%	3,2%	4,5%
Electricidad (3)	0,7%	-9,8%	-18,9%
Servicios Financieros (4)	1,8%	-0,3%	3,6%
Industria Manufacturera (5)	11,6%	0,6%	3,7%
Servicios Públicos (6)	20,8%	-0,8%	4,6%
Otros Servicios (7)	10,3%	-0,4%	2,7%
Transporte (8)	7,3%	-0,5%	2,9%
Comercio (9)	19,7%	-0,1%	3,5%
Materias Primas (10)	3,3%	-0,3%	3,3%
Total	100,0%	-0,1%	3,5%

Efecto sobre Empleo y Tasa de Desempleo

Año	Supuesto: tasa natural de desempleo (%)	Tasa de desempleo ¹ (%)	Cambio en el empleo (cantidad)
2020	8,0%	7,9%	-9.975
2030	8,0%	7,2%	320.925

(1) La relación entre tasa de desempleo y empleo no es directa porque la fuerza laboral es endógena en el modelo MEMO II,

- (1) Incluye agricultura, caza, silvicultura y pesca,
- (2) Incluye construcción y actividades inmobiliarias,
- (3) Incluye electricidad, gas y agua,
- (4) Incluye servicios de intermediación financiera,
- (5) Incluye industria manufacturera,
- (6) Incluye administración pública, defensa, seguridad social, educación, salud y trabajo social, otros servicios comunitarios, sociales y personales,
- (7) Incluye servicio doméstico y otros servicios,
- (8) Incluye transporte, almacenamiento y telecomunicaciones,
- (9) Incluye ventas del comercio, reparaciones,
- (10) Incluye minería y explotación de canteras; productos minerales metálicos y no metálicos,

VI.3.3 Escenario esfuerzo alto

En las figuras 62 (a) y 62 (d) se puede apreciar para la economía agregada que el CAPEX se acerca a \$3.350.000 millones el año 2020 cifra que disminuye a \$2.800.000 millones al año 2030, lo que representa un 2,1% y 1,2% del PIB proyectado, respectivamente. Por su parte, el OPEX muestra un ahorro de \$975.000 millones al año 2020 y \$4.831.000 millones al año 2030, lo que significa un ahorro de 0,6% y 2,1% del PIB respectivamente.

El ahorro generado por la implementación de las medidas de mitigación es similar al del escenario base para el año 2020, pero es casi el doble al año 2030, lo que implica un mayor shock de productividad positivo sobre la economía. La figura 62 (b) presenta el efecto sobre la trayectoria del PIB y del empleo de este shock de productividad. Similar al resultado del escenario base, durante los primeros períodos se aprecia una desviación negativa de estas variables de hasta 1,0% respecto a los valores de Línea Base, efecto negativo que desaparece al año 2020. Posteriormente se observa para el PIB y el empleo una diferencia positiva y creciente, mayor a la estimada para el escenario base, que alcanza a un 7,4% y 6,3% al año 2030 respectivamente.

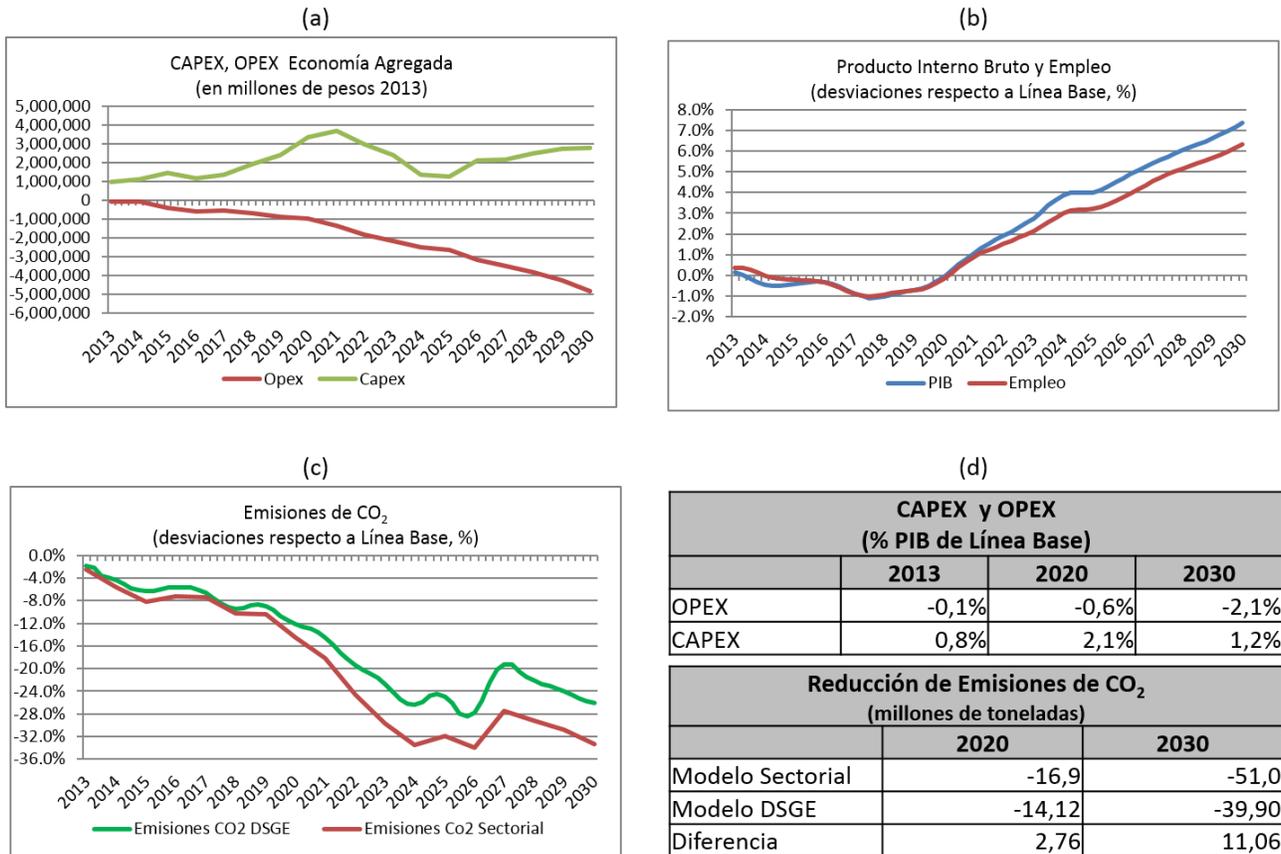


Figura 62: Resultados esfuerzo alto economía agregada

Al igual que en los resultados para el escenario base, a partir del año 2020 el aumento del PIB por sobre su nivel de Línea Base genera un efecto de equilibrio general sobre las emisiones de CO₂. En la figuras 62 (c) y 62 (d) se aprecia que a partir de ese año la trayectoria de las emisiones de CO₂ del modelo DSGE muestra una desviación menor que la estimada por los modelos sectoriales. Al año 2020, el resultado sectorial indica una reducción de 14,5% (16,9 millones de toneladas) de las emisiones mientras que el modelo DSGE estima una reducción de 12,2% (14,1 millones de toneladas). La diferencia crece para el año 2030, donde los modelos sectoriales estiman una reducción de 33,4% (51 millones de toneladas) mientras que el DSGE estima sólo una reducción de 26,2% (39,9 millones de toneladas). Esto significa que en el escenario alto, al final del horizonte de proyección la diferencia en la reducción de emisiones estimada es de 7,2 puntos porcentuales (11,1 millones de toneladas) atribuible al efecto de equilibrio general, mayor que la diferencia de 3,3 puntos porcentuales estimada en el escenario base (5,1 millones de toneladas).

Resultados a nivel sectorial

La figura 63 muestra los resultados de desviaciones respecto de línea de base del PIB, emisiones de equilibrio parcial y del DSGE a nivel sectorial para industria, materias primas, transporte y sector residencial. El modelo DSGE nuevamente predice una reducción menor de las emisiones que los modelos de equilibrio parcial para industria y para el sector residencial. Esto tiende a ocurrir a partir del 2020, fecha en que el PIB empieza a desviarse positivamente de la línea de base. Antes del 2020, la

reducción de emisiones que se obtiene del DSGE, para algunos sectores, es incluso levemente mayor que el estudio sectorial. Esto se explica por el hecho de que el PIB se desvía negativamente de línea de base.

A diferencia de lo estimado para el escenario base, en el escenario alto el sector transporte no presenta desacople entre las emisiones estimadas por el modelo DSGE y los modelos de equilibrio parcial. La razón de esto subyace en los mayores valores de los OPEX del sector transporte, que en el escenario alto casi duplica al OPEX del escenario base producto de la intensificación de medidas como la de “Metas de CO₂”. Esto implica que la intensidad de emisión del sector transporte baje de manera importante provocando el desacoplamiento de las emisiones de la actividad económica.

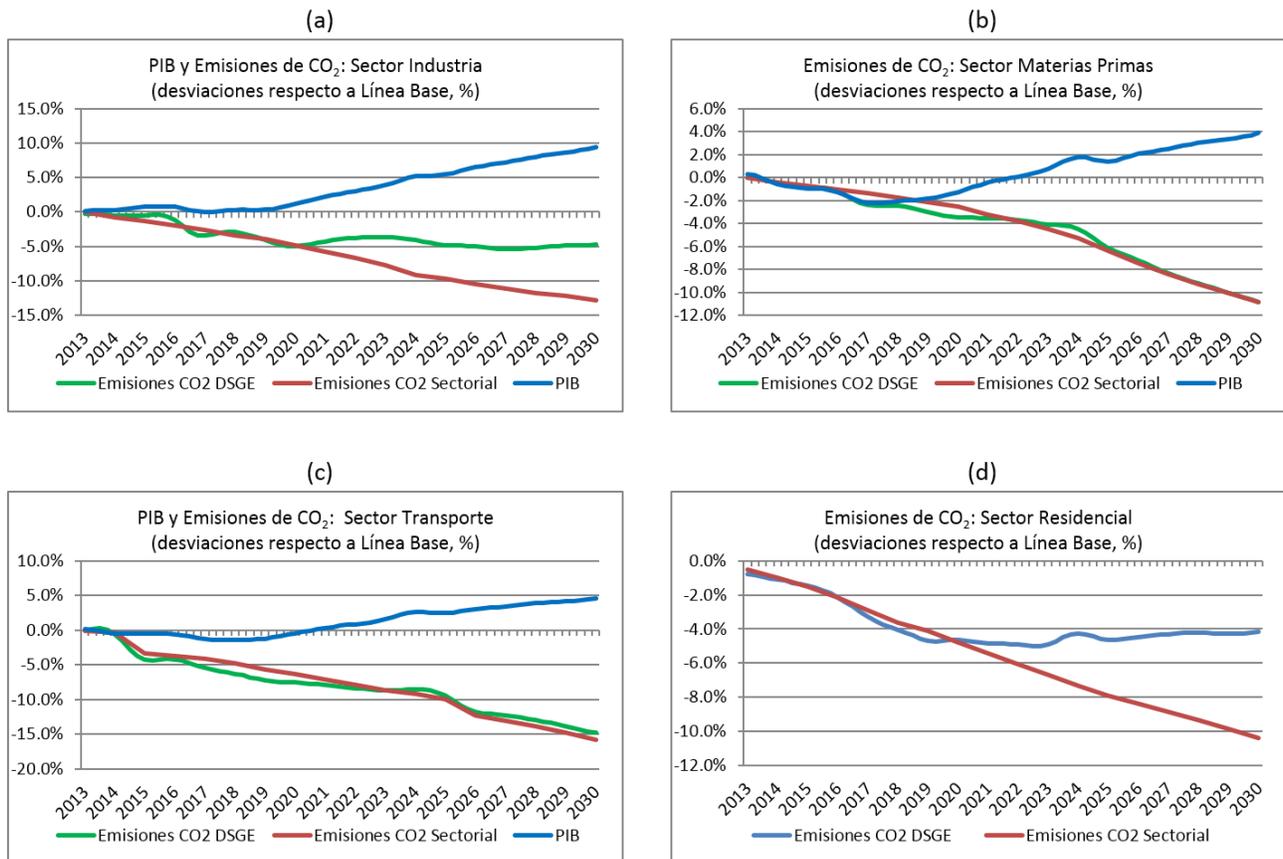


Figura 63: Resultados esfuerzo alto sectorial

Respecto del empleo la tabla 86 muestra nuevamente que el empleo sigue una trayectoria fuertemente asociada a la del PIB. Al año 2020, el impacto sobre el empleo es levemente negativo, mientras que para el 2030 este es fuertemente positivo. El empleo, al igual que el PIB, presenta desviaciones positivas que casi duplican a las estimadas para el escenario base. Destaca el sector construcción como el de mayor efecto positivo, lo que responde a la importante magnitud de CAPEX asignado a este sector en el escenario alto. Respecto a la tasa de desempleo, asumiendo una tasa de desempleo natural de 8,0% los resultados muestran una disminución a tasas de 7,8% y 6,2% para los años 2020 y 2030, respectivamente, donde este último dato significa una creación adicional cercana a los 590.000 empleos sobre los ya existentes en Línea Base.

Tabla 86: Efecto sobre empleo y tasa de desempleo

Efecto sobre Empleo

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10.0%	0.0%	5.2%
Construcción (2)	14.6%	2.4%	8.3%
Electricidad (3)	0.7%	-26.0%	-3.2%
Servicios Financieros (4)	1.8%	0.1%	7.1%
Industria Manufacturera (5)	11.6%	1.2%	8.2%
Servicios Públicos (6)	20.8%	-0.7%	7.6%
Otros Servicios (7)	10.3%	0.3%	5.2%
Transporte (8)	7.3%	-0.2%	2.9%
Comercio (9)	19.7%	0.2%	6.6%
Materias Primas (10)	3.3%	-1.4%	2.3%
Total	100.0%	-0.2%	6.3%

Efecto sobre Empleo y Tasa de Desempleo

Año	Supuesto: tasa natural de desempleo (%)	Tasa de desempleo ¹ (%)	Cambio en el empleo (cantidad)
2020	8,0%	7,8%	-13.177
2030	8,0%	6,2%	588.445

(1) La relación entre tasa de desempleo y empleo no es directa porque la fuerza laboral es endógena en el modelo MEMO II,

- (1) Incluye agricultura, caza, silvicultura y pesca,
- (2) Incluye construcción y actividades inmobiliarias,
- (3) Incluye electricidad, gas y agua,
- (4) Incluye servicios de intermediación financiera,
- (5) Incluye industria manufacturera,
- (6) Incluye administración pública, defensa, seguridad social, educación, salud y trabajo social, otros servicios comunitarios, sociales y personales,
- (7) Incluye servicio doméstico y otros servicios,
- (8) Incluye transporte, almacenamiento y telecomunicaciones,
- (9) Incluye ventas del comercio, reparaciones,
- (10) Incluye minería y explotación de canteras; productos minerales metálicos y no metálicos,

VI.3.4 Escenario eficiencia energética

Resultados Economía Agregada

El ahorro generado por la implementación de las medidas de mitigación en el escenario de eficiencia energética es muy similar al del escenario base para los años 2020 y 2030, lo se puede apreciar en las figuras 64 (a) y 64 (d). La figura 64 (b) presenta los efectos sobre la trayectoria del PIB y del empleo de la implementación de las medidas. Al igual que en los otros escenarios durante los primeros períodos se aprecia una desviación negativa de estas variables de hasta -1,3% respecto a los valores de Línea Base, efecto negativo que desaparece al año 2022, levemente más tarde que en los escenarios base y alto. Posterior a esta fecha se observa una diferencia positiva y creciente tanto para el PIB como para el empleo, que alcanza a un 3,3% y 2,6% al año 2030 respectivamente. Por lo tanto, el efecto positivo sobre el PIB y el empleo es algo inferior a lo estimado para el escenario base y menos de la mitad de lo estimado para el escenario alto.

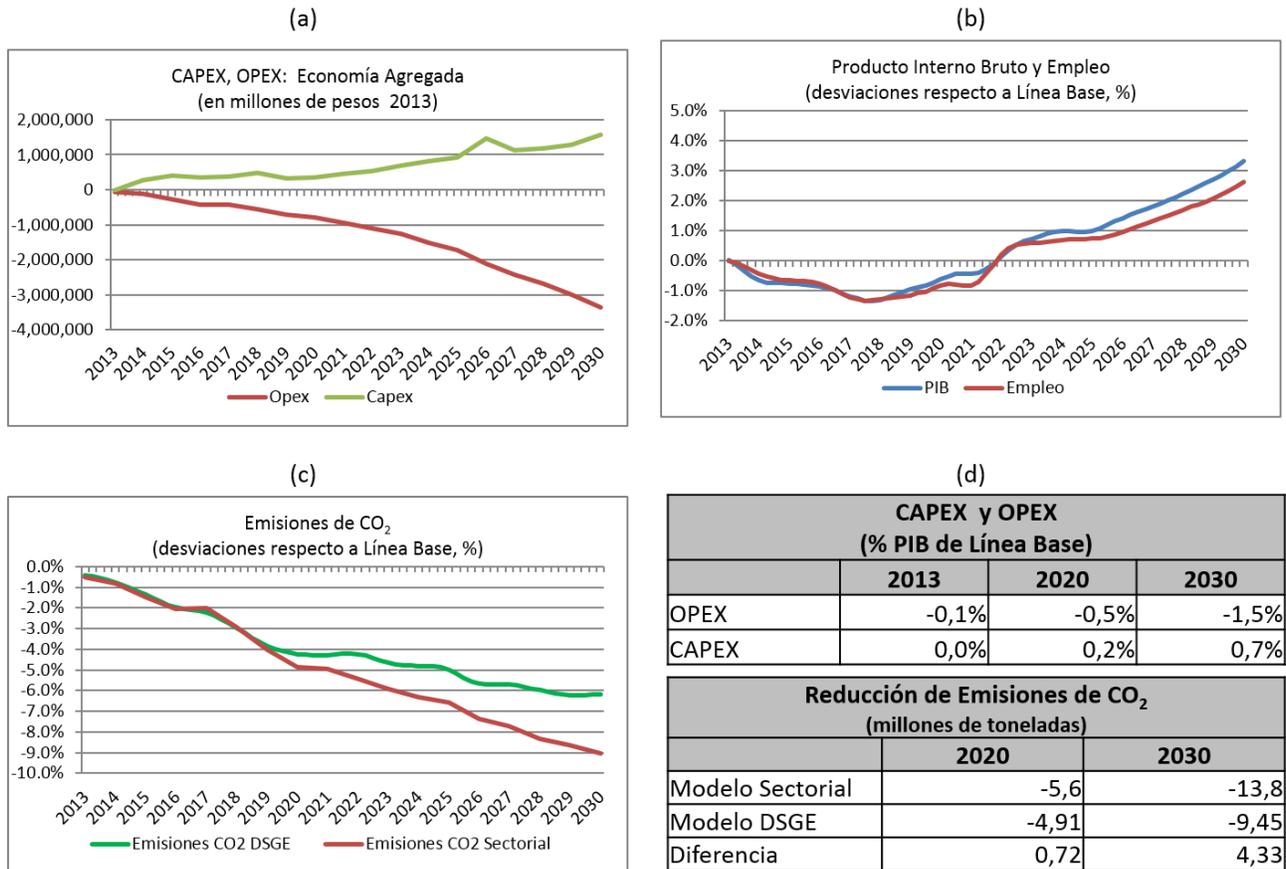
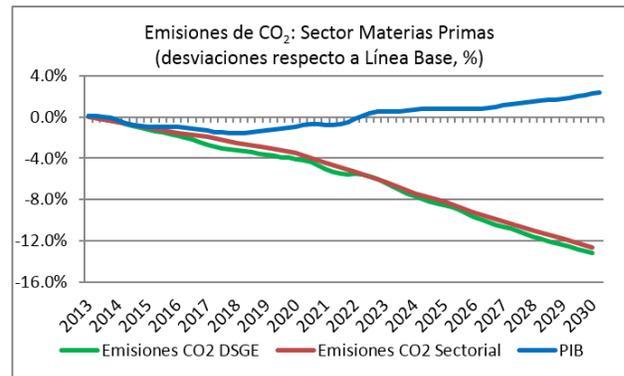
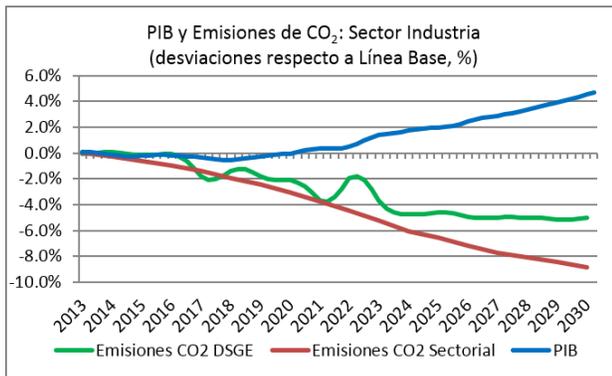


Figura 64: Resultados eficiencia energética economía agregada

En las figuras 64 (c) y 64 (d), nuevamente se aprecia que a partir del año 2019 la trayectoria de las emisiones de CO₂ del modelo DSGE muestran una desviación menor que la estimada por los modelos sectoriales. Al año 2020, el resultado sectorial indica una reducción de 4,8% (5,6 millones de toneladas) de las emisiones mientras que el modelo DSGE estima una reducción de 4,2% (4,9 millones de toneladas). La diferencia crece para el año 2030, donde los modelos sectoriales estiman una reducción de 9,0% (13,8 millones de toneladas) mientras que el DSGE estima sólo una reducción de 6,2% (9,5 millones de toneladas). Esto significa que el escenario de eficiencia energética termina el horizonte de proyección con una diferencia de 2,8 puntos porcentuales (4,3 millones de toneladas) en la reducción de emisiones atribuible al efecto de equilibrio general.

Resultados a nivel sectorial

La figura 65 muestra los resultados de desviaciones respecto de línea de base del PIB, emisiones de equilibrio parcial y del DSGE a nivel sectorial para industria, materias primas, transporte y sector residencial. El modelo DSGE nuevamente predice una reducción menor de las emisiones que los modelos de equilibrio parcial para industria, transporte y para el sector residencial.



(c)

(d)

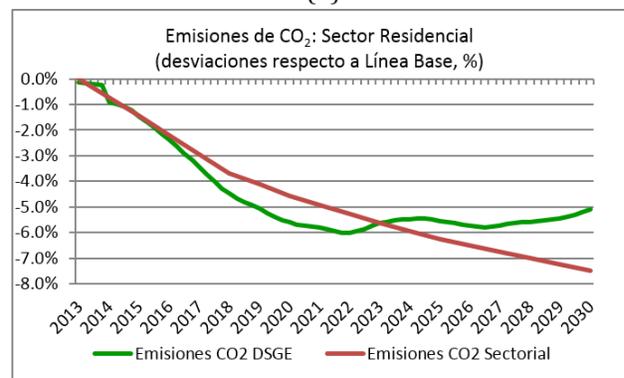
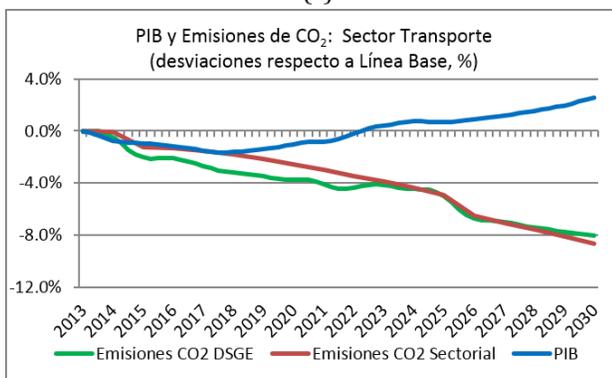


Figura 65: Resultados eficiencia energética sectorial

La tabla 87 muestra que al igual que en el PIB, los efectos sobre el empleo en el escenario de eficiencia energética son menores a los estimados en los escenarios base y alto. Particularmente, el sector comercio presenta una desviación positiva de magnitud significativamente menor a la estimada en los otros escenarios.

Tabla 87: Efecto sobre el empleo y tasa de desempleo

Efecto sobre Empleo

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10.0%	-1.3%	1.6%
Construcción (2)	14.6%	2.8%	5.0%
Electricidad (3)	0.7%	-1.1%	-2.1%
Servicios Financieros (4)	1.8%	-0.9%	2.9%
Industria Manufacturera (5)	11.6%	0.3%	3.7%
Servicios Públicos (6)	20.8%	-2.1%	2.4%
Otros Servicios (7)	10.3%	-1.3%	1.5%
Transporte (8)	7.3%	-1.2%	2.0%
Comercio (9)	19.7%	-0.8%	2.9%
Materias Primas (10)	3.3%	-0.8%	2.0%
Total	100.0%	-0.8%	2.6%

Efecto sobre Empleo y Tasa de Desempleo

Año	Supuesto: tasa natural de desempleo (%)	Tasa de desempleo ¹ (%)	Cambio en el empleo (cantidad)
2020	8.0%	8.1%	-69.805
2030	8.0%	7.2%	242.480

(1) La relación entre tasa de desempleo y empleo no es directa porque la fuerza laboral es endógena en el modelo MEMO II,

- (1) Incluye agricultura, caza, silvicultura y pesca,
- (2) Incluye construcción y actividades inmobiliarias,
- (3) Incluye electricidad, gas y agua,
- (4) Incluye servicios de intermediación financiera,
- (5) Incluye industria manufacturera,
- (6) Incluye administración pública, defensa, seguridad social, educación, salud y trabajo social, otros servicios comunitarios, sociales y personales,
- (7) Incluye servicio doméstico y otros servicios,
- (8) Incluye transporte, almacenamiento y telecomunicaciones,
- (9) Incluye ventas del comercio, reparaciones,
- (10) Incluye minería y explotación de canteras; productos minerales metálicos y no metálicos,

VI.3.5 Conclusiones

El modelo MEMO II simula los efectos de las medidas de mitigación en la forma de desviaciones respecto de la línea de base determinada por el equipo MAPS Chile. Este trabajo muestra que un impuesto al carbono genera una desviación negativa del PIB respecto de su tendencia de largo plazo y su correspondiente disminución de las emisiones por debajo de la línea de base. En este caso las desviaciones negativas provienen del menor consumo de combustibles fósiles y de la menor actividad económica que se genera.

Los resultados de la modelación macroeconómica dependen en forma fundamental de la información proveniente de las series de CAPEX y OPEX. En la mayoría de los escenarios, las medidas de mitigación generan OPEX fuertemente negativos lo que se traducen en shocks positivos en el modelo macro. Esto genera en el largo plazo, en general después del año 2020, desviaciones positivas del PIB respecto de la línea de base. Estas desviaciones atenúan el impacto de las medidas sobre las emisiones de CO₂, lo que hace que la reducción de emisiones en el modelo DSGE sean menores que las que provienen de los modelos sectoriales. Este menor efecto es lo que denomina el efecto de equilibrio general, generado por el hecho de que los sectores se ven afectados por lo que sucede en otros sectores.

En específico, existen diferencias en las reducciones de emisiones estimadas por los modelos sectoriales y aquellas que resultan del modelo DSGE. En particular, el modelo macro genera una mayor reducción de emisiones en el escenario de un impuesto al carbono. La razón descansa en dos elementos: a) el impuesto se impone a toda la economía y no solamente al sector eléctrico; b) el impuesto al carbono disminuye la actividad económica lo que provoca una reducción adicional de las emisiones. Por el contrario, en aquellos escenarios que involucran una ganancia en eficiencia energética, el efecto de equilibrio general hace que las reducciones en emisiones sean menores que en los modelos sectoriales, ya que las ganancias en eficiencias se traducen en mayor actividad económica y mayores emisiones.

En el corto plazo (2020), se observa un impacto negativo no significativo en el empleo y en la producción en casi todos los escenarios, con la excepción del impuesto al carbono.

Los escenarios de mitigación son costo efectivos al 2030, en el sentido que se verifica un aumento del PIB y de los niveles de empleo, excepto en el escenario de impuesto al carbono.

VII. PLATAFORMA DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO, MAPS CHILE

VII.1 Objetivo general

La plataforma de Gestión del Conocimiento tiene por objetivo administrar de manera transparente la información relacionada con el proyecto MAPS Chile a través de un portal Web. En este sitio, junto con la información tradicional asociada a un sitio Web, se encuentran los estudios de referencia del proyecto, los informes finales, los datos de entrada a los modelos y todos los resultados que sean de interés para la comunidad.

VII.2 Mapa del Portal Web

La siguiente figura muestra la página principal del portal:



Figura 66: Página principal portal MAPS Chile
Fuente: <http://www.mapschile.cl/>

El siguiente esquema resume la estructura general del Portal MAPS Chile:

- Quiénes somos
- Frases
- Noticias
- Documentos de interés

- El proyecto
 - MAPS Chile
 - Proyecto
 - Qué hacemos

- En qué estamos
- Un compromiso país
- El proceso
- Internacional

VII.3 Estructura general: Sistema de gestión del conocimiento y repositorio de medidas

MAPS Chile como parte de sus productos ha generado una serie de documentos que son parte del sistema de gestión del conocimiento del proyecto. Entre ellos se encuentran documentos relacionados con el cambio climático o temas afines al proyecto MAPS Chile y un repositorio de documentos que permita tener acceso a la información detallada de los informes sectoriales e informe final de cada Fase y la descripción de las medidas de mitigación consideradas para la construcción de los escenarios de mitigación de este estudio.

Las fichas de las medidas de mitigación son un producto importante de esta Fase del proyecto puesto que contienen los principales antecedentes para comprender la manera en que fueron definidas las medidas, los supuestos que se utilizaron para la modelación y sus principales resultados en cuanto a reducciones de emisiones y costos. Las dimensiones y campos que contemplan las fichas de medidas de mitigación son los siguientes:

Descripción de las medidas

- **Nombre:** indica el nombre de la medida de mitigación que se describe.
- **Nivel de implementación:** para aquellas medidas que al ser analizadas se consideraron diferentes niveles de implementación, se indica en la ficha un número 1, 2 o 3 según corresponda al nivel de ambición en la penetración de la medida a lo largo del tiempo. Aquellas medidas que no tienen más que un nivel de implementación no cuentan con este indicador.
- **Descripción general:** describe de manera sucinta en qué consiste la medida de mitigación analizada y cuáles son sus principales implicancias.
- **Período de implementación:** describe el año de inicio de implementación de la medida y el año en que se estima termina el efecto de la medida en términos de reducción de emisiones de GEI.
- **Descripción de la implementación:** da cuenta de los niveles de penetración con que se evaluó la medida a lo largo del tiempo. La descripción de la implementación puede estar definida por distintas variables: desarrollo el tiempo de distintas obras, introducción de nuevas tecnologías, metas o cuotas, etc.

Modelación

- **Supuestos de modelación:** explicita los principales supuestos utilizados para comprender la forma en que se cuantifica la reducción de emisiones de la medida de mitigación descrita en la ficha. Entre los supuestos utilizados a modo de ejemplo, están: cambios en intensidades energéticas, características técnicas de los proyectos evaluados, modelos utilizados, supuesto de penetración tecnológica entre otros. Esta información es importante para entender las decisiones adoptadas por los investigadores al momento de calcular sus resultados.

- **Supuestos de costos:** explicita los principales supuestos utilizados para comprender la forma en que se cuantifican los costos de inversión, operación y mantenimiento de la medida de mitigación descrita en la ficha. Entre los supuestos utilizados están, a modo de ejemplo: proyección de precios de combustibles, ahorro unitario de consumo energético, costos unitarios de inversión de obras en infraestructura, costos variables por unidad producida, precios de combustible, etc.

Reducción de emisiones

- **Promedio anual de reducción de CO₂eq (MMt):** corresponde a la suma de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) abatidas desde la fecha de inicio de la implementación de la medida de mitigación hasta el año 2030, dividido por el total de años de implementación. La unidad de medición es millones de toneladas de CO₂ equivalente. CO₂ equivalente es la unidad que permite expresar en unidades de dióxido de carbono las emisiones de los diferentes gases de efecto invernadero (para este estudio se consideraron las emisiones equivalentes de metano (CH₄) y óxidos de nitrógeno (NO₂). Los rangos que se consideraron para graficar el nivel de reducciones son: nivel bajo= 0 a 0,05 MMt CO₂eq; nivel medio= 0,05 a 0,2 MMt CO₂eq; nivel alto=sobre 0,2 MMt CO₂eq.
- **Reducciones acumuladas de CO₂eq (MMt):** corresponde a la suma de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) abatidas desde la fecha de inicio de la implementación de la medida de mitigación hasta el año 2030. La unidad de medición es millones de toneladas de CO₂ equivalente.

Información de costos

- **Tasas de descuento:** corresponde a la medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro, es decir, corresponde a la tasa a la que se descuentan los flujos futuros originados por la medida de mitigación. Las tasas de descuento del 3% y 10% utilizadas en la descripción de las medidas de mitigación se asocian a una tasa social de descuento y a una tasa privada de descuento, respectivamente.
- **Costo inversión, valor presente (MM \$):** indica el costo de la inversión asociado a la implementación de la medida de mitigación, expresado en valores actuales y medido en millones de pesos chilenos.
- **Costo operación y mantenimiento, valor presente (MM \$):** indica el costo de operación y mantenimiento asociado al ciclo de vida de la medida de mitigación implementada, expresado en valores actuales y medido en millones de pesos chilenos.
- **Valor actual neto (MM \$):** indica costo de inversión, operación y mantenimiento expresado en valores actuales y medido en millones de pesos chilenos.
- **Costo de abatimiento (\$/tCO₂eq):** costo promedio en pesos chilenos de una tonelada de CO₂ equivalente abatida, expresado en pesos chilenos.
- **Costo de abatimiento (US\$/tCO₂eq) – proyección tipo de cambio:** indica el costo promedio de una tonelada de CO₂ equivalente abatida, expresado en dólares de acuerdo a la proyección

de tipo de cambio aplicado en el proyecto MAPS Chile.

- **Costo de abatimiento (US\$/tCO₂eq) - tipo de cambio promedio 2013:** indica el costo promedio de una tonelada de CO₂ equivalente abatida, expresado en dólares de acuerdo al tipo de cambio promedio del 2013, equivalente a \$480.

Factibilidad

- **Factibilidad:** indicador numérico para expresar la factibilidad de implementación de una medida de mitigación: (1: factibilidad baja de implementación, 2: factibilidad media -baja de implementación, 3: factibilidad media -alta de implementación, 4: alta factibilidad de implementación). La factibilidad de implementación de la medida de mitigación fue definida de manera cualitativa considerando tres dimensiones: técnica, institucional y financiera.

Los documentos mencionados, junto con las fichas de las medidas de mitigación están disponibles en la página web del proyecto MAPS www.mapschile.cl

VIII. COMENTARIOS DEL GRUPO DE CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

Este texto es de autoría de miembros del Grupo de Construcción de Escenarios (GCE). El objetivo es presentar una interpretación, contextualización, e implicancias (y/o narrativa) de los resultados de Fase 2 de MAPS Chile, desde los puntos de vista específicos de los miembros interesados del GCE. Este texto se preparó en el transcurso de dos reuniones almuerzo de aproximadamente 20 personas interesadas del GCE (13 julio y 28 agosto de 2014).

Las ideas y opiniones expresadas en este texto son de exclusiva responsabilidad de los autores respectivos y, por lo tanto, no necesariamente reflejan un consenso del GCE. Los autores identificados en cada sección son responsables de sus textos y no necesariamente suscriben los textos de las demás secciones. No obstante lo anterior, todos los miembros del GCE tuvieron acceso a este texto y pudieron plantear su eventual desacuerdo con suscribirlo; al respecto, cabe destacar que ningún miembro del GCE afirmó no suscribirlo.

VIII.1 Temas asociados a energía

VIII.1.1 Energía eléctrica⁶⁷

El sector energía (compuesto por los subsectores industria manufacturera, construcción y minas, transporte, consumos energéticos públicos, comerciales y domésticos, pesca y generación de energía eléctrica), es el sector más relevante en cuanto a su responsabilidad en las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero. En el período 1990-2010, las emisiones de este sector se duplicaron, pasando de cerca de 34 millones de toneladas de CO₂eq a 68 millones de toneladas, situando en casi un 75% su participación en las emisiones totales al año 2010, lo que está muy por encima de otros sectores como agricultura (15%) y procesos industriales (6%). A su vez, el subsector de generación eléctrica subió su participación en las emisiones totales de 17% a 36% en igual período.

Con esta información de base, y ante la necesidad de poder estimar el comportamiento del sector en la matriz de emisiones futuras del país, el proyecto MAPS ha sido un aporte importante al proceso de ir construyendo trayectorias posibles de emisiones de Línea Base a nivel nacional y sectorial. Así, en la proyección de Línea Base 2013-2030, el subsector de generación eléctrica es el que más emite —por las proyecciones de aumento en la generación a base de carbón— alcanzando un nivel promedio de emisiones de 55,1 millones de tCO₂eq el año 2020 y 64,1 millones tCO₂eq el año 2030. Se produce una reducción en la tasa de crecimiento de emisiones a partir del año 2025.

En cuanto a mitigación, MAPS evaluó el impacto de 10 escenarios de reducción de emisiones en comparación con la línea de base 2013-2030. Para el sector de generación eléctrica, se consideró en el análisis una serie de medidas específicas, moderadas por costos de abatimiento, niveles de penetración tecnológica, regulaciones, y gestión de demanda, entre otros. Nuevamente el sector de generación eléctrica juega un papel relevante aquí, tanto en reducción absoluta como en la preponderancia en materia de mitigación dentro de su propio sector (energía).

Lo que llama la atención de los resultados generales, incluyendo a todos los sectores, es el enorme rango de mitigación esperado para todos los escenarios. Por ejemplo, si tomamos los resultados al año 2020, el rango de mitigación esperado considerando todos los escenarios, está entre un 4 y un 14,4%

⁶⁷ Sección elaborada por Juan Pedro Searle y Nicola Borregaard, Ministerio de Energía.

respecto a la Línea Base 2013-2030, lo que a primera vista nos indica una cierta luz de alerta para el cumplimiento del compromiso voluntario 20/20 establecido en el marco del Acuerdo de Copenhague (2009). Resulta interesante reconocer que, en el caso del sector eléctrico, el escenario de mitigación base (i.e., de esfuerzo bajo), es significativamente distinto al escenario de mitigación medio, alcanzándose reducciones mucho mayores en este último. Se destaca que el primero incluye unas pocas medidas y el segundo incluye una gran cantidad de medidas, por lo que se debe hacer un esfuerzo por analizar la viabilidad de este escenario medio, más aún al constatar que sus resultados son prácticamente iguales al escenario 80-20 para el sector de generación eléctrica.

Tomando en cuenta el papel que le cabe al sector energía —y a la generación eléctrica en particular— en las emisiones proyectadas y en el impacto en las medidas de mitigación, es importante evaluar más profundamente estos resultados, a objeto de tener una mirada más en detalle de los escenarios en sí, de las medidas y de la pertinencia de los niveles de esfuerzo requeridos. Ello permitirá, entre otros, tener una idea más clara acerca del rumbo que debieran tomar una serie de medidas en materia institucional, política y regulatoria que se han venido desarrollando en el sector energía, y que buscan transitar hacia una matriz más limpia, segura y sustentable. Un conjunto de medidas está contenido en la Agenda de Energía, lanzada en el mes de mayo de 2014, con la cual se espera dar un importante paso hacia la elaboración e implementación de una Política Energética de Estado, de largo plazo, inclusiva y participativa, con la cual se rija el desarrollo del sector energía hacia el año 2050.

Medidas tales como la reducción de las barreras existentes para las energías renovables no convencionales (comprometiendo que un 20% de la capacidad de generación eléctrica al 2025 provenga de este tipo de fuentes); así como el fomento al uso eficiente de la energía como un recurso energético (estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025), forman parte de las metas y objetivos específicos de dicha Agenda. Dado que MAPS ha trabajado en ámbitos similares a la hora de definir los escenarios y medidas específicas para el sector energía, resulta interesante para el Ministerio de Energía poder incorporar en la discusión del contenido y alcance de la Política Energética, la componente de desarrollo bajo en carbono que subyace a cada escenario y medida propuestos por MAPS. La vinculación y/o congruencia entre las medidas MAPS con los ejes, líneas de acción y medidas pertinentes en la Agenda de Energía así como en la eventual Política Energética de largo plazo, puede crear sinergias para que las medidas tengan mayor viabilidad y apoyo político.

Resulta interesante el ejercicio MAPS no solamente desde el punto de vista de los resultados cuantitativos sino también en cuanto a los procesos de diálogo que se han dado en el sector. Significa un avance llegar a acuerdos sociales en temas tales como la necesaria diferenciación de escenarios de costos para cada tipo de tecnología, reconociendo que puede haber significativas diferencias en los costos de distintos proyectos de la misma tecnología – o por ejemplo, el tema de la clasificación de factibilidad de distintas medidas de mitigación reconociendo que algunas tecnologías son socialmente difíciles de introducir (tales como la energía nuclear). Este tipo de diálogos tienen que ser profundizados aún más a futuro para que se avance en la toma de decisiones con mayor legitimidad social.

VIII.1.2 Eficiencia energética⁶⁸

Si bien Chile tiene bajos niveles de consumo energético comparado con países desarrollados, nuestro consumo irá aumentando significativamente en la medida que el país vaya incrementando su nivel de desarrollo. A diferencia de la trayectoria que han seguido los países desarrollados, el país puede y debe seguir un camino de desacople del consumo energético respecto del crecimiento del producto.

Las medidas de mitigación más importantes de los sectores transporte, industria y minería, y CPR son medidas de eficiencia energética, y están estrechamente relacionadas con la incorporación de nuevas regulaciones. Destacan en este sentido la fijación de metas de consumo energético y de CO₂ para vehículos nuevos; el fomentar el uso de sistemas de gestión de energía (auditorías, metas de EE) en los grandes consumidores industriales y mineros y; la fijación de estándares de eficiencia para artefactos.

Chile ha avanzado en la última década en desarrollar una infraestructura pública en torno a la eficiencia energética, en campañas educativas, pilotos demostrativos, mejora de información a los consumidores y la fijación de estándares. Sin embargo, el cumplimiento de los objetivos planteados por MAPS requiere un salto cualitativo en la forma de promover la eficiencia energética en Chile, para lo cual es indispensable que ésta sea considerada una política de Estado que no dependa de la voluntad política de los gobiernos de turno. En este sentido, es muy valioso el aporte del proceso MAPS, en que múltiples expertos y representantes de diversos estamentos de la sociedad han acordado sobre la importancia de avanzar en esta dirección en materia de eficiencia energética.

VIII.2 Sector Comercial, Público y Residencial⁶⁹

La importancia de los resultados es que por primera vez se desarrolla un ejercicio en donde se construyen escenarios probables de mitigación de GEI para el país.

Adicionalmente, establecer una Línea Base hasta 2050 entrega un valor adicional, ya que se realiza un ejercicio inédito en donde se nos invitó a ir más allá de un período presidencial, y establecer caminos probables a seguir como sociedad.

Existe un intento por establecer hojas de ruta alternativas, definidas por la cantidad de esfuerzo de mitigación que se debe realizar, lo cual es valioso y quedará a disposición de quienes hacen política pública hoy y en el futuro de mediano plazo.

El documento MAPS debe ser visto como un ejercicio que ha intentado analizar cómo repercuten diferentes acciones, de distintos sectores específicos, en la mitigación de emisiones de GEI.

Los futuros lectores y usuarios de la información acá expuesta deberán ser cuidadosos sobre el fin de este ejercicio: el foco es sobre los escenarios de mitigación de emisiones.

La cuantificación sobre las acciones de mitigación se encontrará a menudo en un sector distinto a donde se origina. Es el caso del sector CPR, en donde se dan las siguientes situaciones:

1. El sector CPR es responsable directo del 26% del consumo de la energía generada en el país. No obstante para efectos del ejercicio MAPS, las emisiones y la reducción de ellas son cuantificadas en la fuente, que para estos efectos es el sector de generación eléctrica (en su mayoría).

⁶⁸ Esta sección ha sido elaborada por Ignacio Santelices, Ministerio de Energía.

⁶⁹ Esta sección ha sido elaborada por Juan Pablo Yumha, Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

2. Por otro lado, la leña es considerada carbono neutral, por lo que sus emisiones de carbono no se ven reflejadas en el documento, a pesar de ser el principal responsable de las emisiones PM2.5 del centro sur de Chile, y de estar asociadas directamente al sector CPR y a la contaminación de las ciudades.

Toda la información generada a lo largo de este proceso servirá como base para otros trabajos que se aventuren a definir nuevos escenarios de mitigación, ya sea por sector específico o sobre la sumatoria de éstos.

No hay dudas en cuanto a que el trabajo realizado, y el documento resultante, es de gran valor y servirá para visualizar desafíos y oportunidades para la mitigación y el desarrollo bajo en carbono en Chile.

VIII.3 Transporte⁷⁰

Es esencial entender que la práctica de MAPS ha estado orientada a la generación de estimaciones de la evolución de las emisiones de CO₂ que genera la economía y del efecto probable sobre esta trayectoria de ciertos fenómenos, que se han denominado medidas de mitigación. Al respecto el informe es neutral, en cuanto cuantifica ciertos fenómenos, pero no se pronuncia sobre su conveniencia o inconveniencia desde el punto de vista del interés global de la nación.

Las cuantificaciones presentadas en el informe han resultado del mejor esfuerzo de investigación y de cálculo que ha podido realizar el equipo MAPS y sus consultores y probablemente representan las mejores aproximaciones disponibles sobre la materia. Sin embargo, es indispensable recordar que en el sector transporte se observa una falencia de datos debidamente validados, lo que obliga a considerar estos resultados con precaución, particularmente en el transporte de carga.

Es relevante tomar en consideración que las llamadas “medidas de mitigación” en muchos casos reflejan más bien resultados esperados que acciones a ejecutar para lograrlos; se define el “efecto esperado”, pero no el “cómo lograrlo”. Se estudian ciertas reducciones de emisiones que se espera alcanzar si se materializan ciertos fenómenos, pero no se discuten las medidas que habría que tomar para que dicha materialización efectivamente ocurra. Por ejemplo, se estima el impacto sobre las emisiones si el 100% de los taxis fuesen de propulsión eléctrica, pero no se examinan los cursos de acción que serían necesarios para que esto ocurriera, mucho menos su probabilidad de ocurrencia. En consecuencia, MAPS hasta ahora no ha evaluado la factibilidad práctica de aplicación de las medidas⁷¹.

El costo de las medidas de mitigación referidas también es un tema que se debe considerar con precaución. El problema es que mientras no se entienda exactamente como ocurrirán los fenómenos que potencialmente reducen las emisiones, difícilmente se podrán evaluar sus costos, mucho menos quienes los absorberán, si ciertos usuarios a nivel privado o si el Estado en su conjunto. El equipo MAPS y sus consultores han hecho su mejor esfuerzo para obtener cifras tan realistas como ha sido posible, pero es difícil anticipar todos los impactos que algunas medidas pueden tener y por lo mismo sus costos totales, particularmente cuando dichas medidas involucran inversiones significativas, como

⁷⁰ Este texto ha sido elaborado por Francisco Unda, consultor en transporte.

⁷¹ Nota de MAPS Chile: cabe destacar que durante el trabajo de fase 2 los equipos consultores hicieron un análisis de “factibilidad” (técnica, económica e institucional) que fue compartido y discutido con el Comité Directivo y el Grupo de Construcción de Escenarios. La información de factibilidad generada fue un criterio determinante para empaquetar las medidas de mitigación en los escenarios de mitigación.

ocurre por ejemplo en los cambios modales, tales como transporte de carga de carretera a ferrocarril o a cabotaje.

Las estimaciones de la posible contribución del transporte a reducciones de emisiones de CO₂ a menudo se interpretan como “modestas” respecto de su proporción en el consumo de combustibles fósiles. Esta relativa limitación se debe en medida importante a un factor tecnológico: la prevalencia del motor de combustión interna como principal medio de propulsión en todos los modos de transporte excepto el ferrocarril. Las dos alternativas más interesantes que quizás en el futuro puedan reemplazarlo, los motores eléctricos y las celdas de combustible, hasta ahora no se han materializado en aplicaciones práctica y comercialmente viables a nivel masivo. Los vehículos eléctricos presentan restricciones relacionadas con la potencia disponible, la autonomía, el peso, los sistemas y tiempos de recarga y el costo. En las aplicaciones de celdas de combustible las restricciones se refieren a potencia disponible, peso, red de distribución de combustible (hidrógeno) y muy especialmente a costos de producción extremadamente altos.

VIII.4 Minería⁷²

El sector minero valora un proceso multi-actor para buscar soluciones para la mitigación al cambio climático para Chile. El 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestro sector son indirectas (Alcance 2, por consumo de energía eléctrica). Así, el aporte del sector minero por emisiones directas (Alcance I, 30%) al total de potencial reducción de GEI es bajo. Por lo anterior, a nivel nacional es importante que MAPS Chile y el gobierno prioricen aquellas medidas que aseguren el logro de las reducciones requeridas y que lo hagan con una perspectiva nacional, y no tan solo a nivel sectorial individual. Creemos que en el ámbito de las emisiones directas es importante continuar con medidas de eficiencia energética y con la introducción progresiva de energías más limpias. Para efecto de las medidas orientadas a Alcance 2 (básicamente aquellas que abordan las emisiones indirectas por transporte y consumo de energía), la más relevante es la introducción de un factor de emisión por contratos de suministro. Finalmente, consideramos que se debe evitar a toda costa medidas de mitigación de bajo impacto agregado a nivel país, y que pueden provocar un impacto significativo en el sector minero en términos de perspectivas de inversión y consecuente impacto a la economía chilena.

VIII.5 Forestal⁷³

Es importante destacar que las principales capturas generadas por el sector forestal ya no provienen del sector plantaciones forestales, sino que del bosque nativo. Debido a la disminución en las tasas de forestación anual, la cosecha de biomasa de las plantaciones está tendiendo a igualarse con el crecimiento de la masa forestal plantada, lo cual genera una situación de equilibrio, que hace que el aporte de las plantaciones a la captura de carbono, al menos desde el punto de vista del Inventario de Gases de Efecto Invernadero sea cercana a cero. Teniendo en consideración la eficiencia de las plantaciones forestales en la captura de carbono, y por otro lado los compromisos contraídos por Chile frente a la CMNUCC de reducir las emisiones a nivel nacional, es importante que se revise la política forestal y que se considere la ampliación de la bonificación a las plantaciones forestales, esta vez con una clara orientación a la generación de servicios ambientales, con énfasis en la captura de carbono.

⁷² Esta sección ha sido elaborada por María de la Luz Vásquez (Ministerio de Energía), Diego Lizana (Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi), y Laila Ellis (Angloamerican).

⁷³ Esta sección ha sido elaborada por José Antonio Prado y Osvaldo Quintanilla, Ministerio de Agricultura.

El bosque nativo, en particular los categorizados como renovales, están generando el mayor aporte a la captura de carbono en el sector forestal y cambio de uso de la tierra, marcando una diferencia con análisis anteriores, en donde las plantaciones tuvieron un mayor impacto (Segundo Informe Nacional a UNFCCC).

Es necesario señalar que las capturas generadas por el bosque nativo irán disminuyendo en forma paulatina, ya que los renovales, de acuerdo a la metodología utilizada, se acercan a una condición de estabilidad, que se alcanzaría cuando el rodal cumpla 80 años o cuando su diámetro cuadrático medio alcance a 50 cm. La mayoría de los renovales que hoy están capturando están cercanos a estos límites⁷⁴, por lo que el aporte del bosque nativo a la mitigación del CC puede ser muy poco significativo en un plazo superior a 20 años.

Desde el punto de vista del análisis es posible mejorar la información, ya que existen datos suficientes para diferenciar entre las capturas de los principales tipos forestales, tanto en tasas de crecimiento, factores de expansión y factores de emisión⁷⁵. Eso podría generar información con menor nivel de incertidumbre, además de obtener información sobre capturas más precisa, según se trate de renovales, bosques adultos o bosques en transición.

Frente a esta situación de evidente disminución del aporte del bosque nativo a las capturas del sector, generando, en consecuencia, un aumento en las emisiones a nivel nacional, es muy importante darle mayor dinamismo a la aplicación de la ley de bosque nativo, aumentando las áreas bajo preservación y manejo forestal. Estas últimas, si bien generan emisiones al momento de la intervención (que en la mayoría de los casos se descontarán de las registradas en el consumo de leña), puede reactivar la capacidad del bosque nativo en cuanto a su aporte a la captura de carbono.

Otro aspecto relevante relacionado al bosque nativo se refiere a las emisiones por consumo de leña. Es necesario mejorar la información relativa a esta actividad, ya que los datos se basan en estimaciones que generan un alto nivel de incertidumbre. En relación a las emisiones generadas por incendios forestales, se deberá avanzar en la interoperabilidad de los sistemas de información estadística y geográfica que registran estos eventos, con el objeto de mejorar la información referida a la superficie afectada. Para este análisis se establecieron parámetros generales mediante el uso del valor promedio en biomasa por región y por tipo de bosques, sin asociarlos a esquemas de manejo⁷⁶, entre otros elementos.

VIII.6 Agropecuario⁷⁷

El sector agropecuario chileno es particularmente vulnerable a los efectos del cambio climático, lo que sumado a su inserción en los mercados internacionales como exportador de alimentos, configura el enorme desafío de conciliar un aumento en la productividad del sector, para satisfacer una creciente

⁷⁴ Nota MAPS Chile: al año 2013 se contabilizan aproximadamente 3 millones de hectáreas de la categoría “renoval” y 0,15 millones de hectáreas de la categoría “adulto renoval”.

⁷⁵ Nota MAPS Chile: cabe destacar que para el bosque nativo se utilizaron tasas de crecimiento por tipo forestal, diferenciando entre “renoval” y “adulto renoval”. El factor de expansión utilizado para bosque nativo no diferenció por tipo forestal; sí se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a este parámetro.

⁷⁶ Nota MAPS Chile: este es el caso de bosque nativo y otras plantaciones exóticas. Para el caso de plantaciones de pino y eucaliptus, los parámetros sí fueron asociados a esquemas de manejo; en este último caso, la superficie incendiada está considerada endógenamente en el modelo de disponibilidad de madera.

⁷⁷ Esta sección ha sido elaborada por Teodoro Rivas, Ministerio de Agricultura.

demanda mundial por sus productos, y el uso sustentable de los recursos naturales, acreditando el cumplimiento de incipientes requisitos ambientales y para arancelarios, donde la reducción de emisiones de GEI es un indicador clave.

El gran trabajo realizado por las distintas instancias del Proyecto MAPS ha generado valiosa información sobre la magnitud relativa del esfuerzo que diferentes sectores económicos del país deben realizar para mitigar sus emisiones de GEI. Si bien es cierto, la agricultura tiene oportunidades para reducir directa o indirectamente sus emisiones de GEI, es claro en la comparación de resultados por sector económico, que la relación costo/beneficio asociado a las medidas de mitigación para el sector agropecuario es mucho mayor que la obtenida para otros sectores de la economía. En este sentido, y de acuerdo a los resultados de MAPS, las líneas de acción en el sector deberían concentrarse en el uso eficiente de la fertilización nitrogenada, en la disminución de la generación de metano proveniente de la producción animal, en el fomento de la agroenergía y del consumo energético eficiente para movilizar la maquinaria agrícola y agroindustrial. Complementariamente, el sector agropecuario debería enfocarse a mejorar su eficiencia y productividad, promoviendo mejores prácticas de gestión y fomentando la implementación de tecnologías más eficientes. Una mayor productividad nos permitirá no arriesgar el desarrollo del sector agroalimentario, y a la vez, tener la capacidad de reducir las emisiones por unidad de producción, haciendo a los sistemas agropecuarios más rentables, sustentables y competitivos.

El Proyecto MAPS ha evidenciado que Chile requiere avanzar en generar sus propios factores de emisión de gases con efecto invernadero para el sector agropecuario, en función de nuestros ecosistemas, suelos y matrices productivas. Este avance permitirá una medición de emisiones más ajustada a nuestras condiciones agroecológicas y técnicas, establecer las brechas con mayor precisión, e implementar acciones de mejoras más eficaces en la disminución de emisiones de gases por unidad de alimento.

VIII.7 Línea Base 2013⁷⁸

Desde 1990 las naciones del mundo intentan acordar un régimen internacional para responder a uno de los desafíos ambientales más condicionantes de las modalidades posibles en la actualidad para la planificación de su desarrollo económico-social: el cambio acelerado del sistema climático que experimenta el planeta en este último siglo y medio, cuya causa fundamental es de origen antrópico y, que hoy, transcurrido un cuarto de siglo desde el inicio de este esfuerzo, se evidencia y experimenta cada día con mayor claridad y costos.

La Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) estableció en 1992 los grandes propósitos del acuerdo internacional sobre el tema, los principios que deberían guiar la construcción de los potenciales acuerdos para alcanzarlos y la institucionalidad que acordaron las naciones para abordar esa tarea. No obstante los esfuerzos realizados por sus signatarios para llevarla a cabo, los resultados de los avances en estos trabajos a la luz de la evidencia científica acumulada en estos años sobre las causas del problema, sus potenciales impactos para los habitantes de este planeta en todo orden de cosas, y el estrecho margen de tiempo de que se dispone para mantenerlos bajo control que emerge de todo ese conocimiento, no nos permite más que concluir que este acuerdo internacional está aún lejos de su objetivo.

⁷⁸ Esta sección ha sido elaborada por Eduardo Sanhueza, consultor.

Pero esta lejanía no significa que no haya habido avances, que son muchos y significativos, y sólo subraya la magnitud de la tarea y la dificultad para encontrar formas de una gobernabilidad global para abordar las causas e impactos del cambio climático que atienda adecuadamente los intereses y las prioridades de tantas diversas realidades económicas de las naciones del mundo.

Uno de los hechos que resume con más claridad esta diversidad pero que también ilustra sobre los avances en el objetivo que se ha propuesto la comunidad internacional es la paulatina evolución en estos años del entendimiento de uno de los principios básicos que se consagran en el texto de la Convención para la consecución de su objetivo. Se trata del que establece que las medidas que adopten las partes de este acuerdo internacional deberían estar en conformidad con sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas y que, en consecuencia, las partes que son países desarrollados deberían tomar la iniciativa en lo que respecta a combatir el cambio climático y sus efectos adversos.

En esencia, durante los primeros 15 años de vigencia de este tratado, en el marco de las negociaciones, prevaleció un entendimiento por parte de las naciones en desarrollo que no sólo los países desarrollados debían tomar la iniciativa en esta materia, sino que el problema y su solución era de su entera responsabilidad. La implementación de acciones de mitigación voluntarias se concentró en aquellas que fueran apoyadas por recursos económicos que los países desarrollados pusieran a su disposición a través del mecanismo financiero que estableció la Convención y más tarde, a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto. Este último fue acordado para que el mundo en desarrollo pudiera contribuir, si así lo deseaba, al cumplimiento de los compromisos cuantificados de control y reducción de emisiones que este cuerpo legal estableció para los países desarrollados.

Esta aproximación a las negociaciones sólo comienza a flexibilizarse desde el 2007 cuando las partes en desarrollo aceptan iniciar un diálogo para lograr acuerdos sobre acciones de cooperación en el largo plazo, incluyendo una meta global de largo aliento para reducir emisiones, según responsabilidades comunes pero diferenciada. Para su logro se considera la promoción adicional de acciones de mitigación nacionales apropiadas en los países en desarrollo, en el contexto del desarrollo sostenible, apoyadas y posibilitadas por tecnología, financiamiento y creación de capacidades.

En los años venideros, esta nueva “lectura” del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas se reafirma destacándose como expresión de ello, primero, la numerosa aceptación a la invitación que se realizara a las naciones en desarrollo a suscribir el acuerdo que, en los márgenes de la 15va Conferencia de las Partes en Copenhague (COP15), el año 2009, hicieran un grupo de países, a través del denominado “Acuerdo de Copenhague”. Este acuerdo permite a los países en desarrollo inscribir en la Secretaría de la Convención compromisos voluntarios de control de sus patrones de emisiones de gases de efecto invernadero, alcanzable al 2020, por medio de la implementación de medidas de mitigación nacionalmente apropiadas (NAMAS, por su sigla en inglés) sin y con apoyo internacional. Y, en segundo lugar, cabe destacar la decisión adoptada por la COP17, dos años más tarde, en Durban, Sudáfrica. Esta decisión busca negociar un nuevo acuerdo legalmente aplicable a todas las partes, a ser adoptado en 2015, el cual entrará en vigor a partir de 2020 y que, como resultado de su implementación a la fecha, requiere que las Partes que estén preparadas para hacerlo comuniquen a la Secretaría de la Convención lo que se ha denominado sus “intenciones de contribuciones nacionalmente determinadas” a este acuerdo en marzo del 2015, y no más tarde que Agosto de ese año.

Consecuente con esta evolución, nuestro país fue usuario en los primeros años, como todos los países en desarrollo, de los recursos que el Fondo Mundial para el Medio Ambiente ponía a su disposición

para cubrir los “costos incrementales” que permitieran que proyectos requeridos para su desarrollo pudieran realizarse en modalidades que también significaran reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Posteriormente, Chile ha sido un activo oferente de resultados de actividades de proyecto con el cobeneficio de reducción de ese tipo de emisiones en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto. En agosto de 2010 planteó oficialmente a Naciones Unidas su compromiso voluntario que indica: “Chile realizará acciones nacionalmente apropiadas de mitigación de modo de lograr una desviación de 20% por debajo de su trayectoria creciente de emisiones *business-as-usual* en el 2020, proyectadas desde el año 2007”; y actualmente está abocado a la identificación y evaluación económica de medidas de mitigación en los sectores que lo permitan.

En particular, la oferta del 2010 y las contribuciones que el país debe anunciar en los próximos meses, entrañan un gran desafío metodológico, cual es el establecimiento del patrón de emisiones del país en lo que se denomina el escenario *business-as-usual*. Esto representa una situación de evolución económica del país en que no se implementan medidas y/o políticas públicas con el propósito de afectar las conductas de emisiones o capturas de gases de efecto invernadero. Esto es un requerimiento intrínseco a la formulación que tuvo el país al anunciar su compromiso el año 2010, y fundamental a la hora de evaluar el cumplimiento de ese compromiso voluntario el año 2020, pero también de la misma importancia para poder evaluar la costo-efectividad de las medidas que pudieran constituir la base para las contribuciones en el área de la mitigación que el país debiera enunciar para el periodo post 2020.

Un ejercicio de esta naturaleza, de por suyo complejo, resulta aún más desafiante cuando, como es el caso presente, no sólo significa modelar un posible futuro de emisiones desde una economía extremadamente sensible a los avatares de una economía mundial inestable y sin tiempos claros de estabilización, sino que ha significado también adentrarse en el pasado para descubrir cuáles hubieran sido las emisiones del país sin la implementación de alguna políticas públicas relevantes.

El 2012, los Ministros de Relaciones Exteriores, Hacienda, Agricultura, Minería, Transportes, Energía y Medio Ambiente, mandataron al proyecto MAPS Chile la generación de evidencia científica sobre escenarios de proyección de emisiones de GEI que permitiera dar respuesta a las necesidades del país que se han expuesto anteriormente.

En el marco de las consideraciones que se han expresado y las propias de cualquier ejercicio de modelación, el proyecto MAPS ha enfrentado el desafío en una modalidad inédita en el país. Aunque siempre hay espacio para perfecciones, este proyecto permite tener hoy primeras respuesta al mandato, las cuales se describen en la presentación de los resultados de Fase 2.

IX. CONCLUSIONES

Línea Base

- Los resultados agregados de los siete sectores reflejan que el sector generación eléctrica es el que más contribuye en emisiones (38,5% al año 2020 en el escenario de tasa de crecimiento medio del PIB), seguido por el sector transporte (21,2%) e industrias (17,5%, incluye cobre, procesos industriales y otras industrias).
- El sector forestal mantiene su carácter de sumidero de emisiones, sin embargo, se observa una reducción paulatina de la captura neta (millones tCO₂eq) desde un rango de [28,3 a 18,7] en el año 2013 a un rango de [25,3 a 16,4] en el año 2030. La reducción se explica principalmente por la disminución de la superficie renoval que pasa a la categoría adulto, la que al estar en equilibrio no captura emisiones, y a la disminución de la captura del subsector de plantaciones.
- En el escenario de tasa de crecimiento medio del PIB, las emisiones crecen en un 50% entre el 2013 y 2020, y se duplican en el período 2013-2030. El promedio de aumento anual de emisiones de gases de efecto invernadero es de 4,1% entre 2013 y 2030.
- En el largo plazo se observa una disminución de la tasa de crecimiento de las emisiones debido a la estabilización de las emisiones del sector generación eléctrica. Lo anterior se explica por una disminución de la energía generada con GNL a partir del año 2025 y un aumento de la generación con fuentes renovables (energía geotérmica, eólica y solar). La Línea Base se construye bajo el supuesto que será factible instalar 1.668 MW de energía geotérmica al año 2030. Por su parte, el aumento de la generación con energía eólica y solar se explica principalmente por la proyección a la baja de los costos de inversión de estas tecnologías, lo que las hace cada vez más competitivas con respecto a las fuentes de generación tradicionales.

Escenarios de mitigación

- La reducción de emisiones al año 2020 (año de referencia para compromiso voluntario de reducción de emisiones de Chile), para todos los escenarios analizados con los modelos sectoriales y sin considerar el resultado del modelo macroeconómico, varía entre 4,1 y 16,8 millones tCO₂eq, lo que equivale a una reducción del 3,5% y 16,5% con respecto a la Línea Base 2013.
- La reducción porcentual de emisiones al año 2030 es mayor respecto de la observada para el año 2020. Esto se explica principalmente por el aumento de los niveles de implementación de las medidas a lo largo del horizonte de evaluación.
- En términos absolutos los sectores que más pueden contribuir a la reducción de emisiones son los sectores de generación eléctrica, transporte y forestal.
- En términos porcentuales (reducción con respecto a las emisiones de su propio sector en los modelos sectoriales) los sectores que más contribuyen son los sectores generación eléctrica, residuos y forestal.
- El escenario 80/20 muestra que efectivamente un grupo reducido de medidas son las que reducen la mayor cantidad de emisiones. La trayectoria de emisiones de este escenario está levemente por encima de la trayectoria de emisiones del escenario medio.
- De los gráficos de resultados, se observa que los escenarios de esfuerzo medio y alto, sin considerar eventuales efectos macroeconómicos, logran disminuir la tasa de crecimiento de las emisiones a partir del año 2025.

Resultados macroeconómicos

MAPS Chile, gracias a la contribución y cooperación del Ministerio de Hacienda, contrató y trabajó directamente con un equipo de consultores polacos del Instituto de Investigación Estructural (IBS) de Varsovia. El equipo de economistas de MAPS Chile y la contraparte del Ministerio de Hacienda trabajaron estrechamente con los consultores polacos en el desarrollo de un modelo de equilibrio general dinámico estocástico (DSGE, por sus siglas en inglés). El modelo fue utilizado para evaluar los impactos de equilibrio general –sobre el conjunto de la economía, considerando la interacción entre los diversos sectores analizados en el proyecto—sobre las emisiones agregadas y sobre los indicadores macroeconómicos (PIB, empleo, inversión, etc.). El modelo fue alimentado con insumos como: la Línea Base de emisiones de GEI nacional 2013-2030, las líneas base sectoriales, los gastos en capital (CAPEX) y en operación (OPEX) de cada una de las medidas de mitigación que conforman los distintos escenarios. A diferencia de los enfoques que tradicionalmente se vienen utilizando en el análisis de la mitigación del cambio climático (por ejemplo las curvas *MAC*, curvas de costo de abatimiento marginal, por sus siglas en inglés), el modelo DSGE implementado permite ver las dinámicas temporales causadas por la implementación de medidas de mitigación en los sectores y en la economía como un todo. En cuanto a los resultados obtenidos, se puede destacar:

- Los resultados de la modelación macroeconómica dependen en forma fundamental de la información proveniente de las series de CAPEX y OPEX.
- En la mayoría de los escenarios, las medidas de mitigación generan OPEX fuertemente negativos lo que se traducen en shocks positivos en el modelo macro. Esto genera en el largo plazo, en general después del año 2020, desviaciones positivas del PIB respecto de la línea de base. Estas desviaciones atenúan el impacto de las medidas sobre las emisiones de CO₂, lo que hace que la reducción de emisiones en el modelo DSGE sean menores que las que provienen de los modelos sectoriales. Este menor efecto es lo que denomina el efecto de equilibrio general, generado por el hecho de que los sectores se ven afectados por lo que sucede en otros sectores.
- Junto con lo anterior, existen diferencias en las reducciones de emisiones estimadas por los modelos sectoriales y aquellas que resultan del modelo DSGE. En particular, cuando el efecto en el PIB es positivo, las estimaciones de reducción de emisiones del modelo macroeconómico se encuentra por debajo de aquellas obtenidas por la suma de las reducciones de los modelos sectoriales. Coherentemente, cuando el impacto en el PIB es negativo, los modelos sectoriales tienden a subestimar el efecto general en la reducción de emisiones.
- El modelo macro genera una mayor reducción de emisiones en el escenario de un impuesto al carbono. La razón descansa en dos elementos: a) el impuesto se impone a toda la economía y no solamente al sector eléctrico; b) el impuesto al carbono disminuye la actividad económica lo que provoca una reducción adicional de las emisiones. Por el contrario, en aquellos escenarios que involucran una ganancia en eficiencia energética, el efecto de equilibrio general hace que las reducciones en emisiones sean menores que en los modelos sectoriales, ya que las ganancias en eficiencias se traducen en mayor actividad económica y mayores emisiones.
- En el corto plazo (2020), se observa un impacto negativo no significativo en el empleo y en la producción en casi todos los escenarios, con la excepción del impuesto al carbono.
- Los escenarios de mitigación son costo efectivos al 2030, en el sentido que se verifica un aumento del PIB y de los niveles de empleo, excepto en el escenario de impuesto al carbono.

X. Anexo 1 – Mandato interministerial



Mandato de los Ministerios de Relaciones Exteriores, Hacienda, Transportes y Telecomunicaciones, Agricultura, Energía y Medio Ambiente para el Comité Directivo de MAPS-Chile

MAPS – Chile: Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático

En agosto de 2010, Chile comunicó que implementaría acciones de mitigación con el fin de lograr una desviación del 20 por ciento por debajo de la trayectoria de emisiones “business as usual” en el año 2020, según lo proyectado a partir del año 2007. Además, a nivel internacional, como miembro de la OCDE, el país ha formado parte de la Declaración sobre Crecimiento Verde (junio de 2009), que dio origen a la Estrategia de Crecimiento Verde de la institución, con el fin de apoyar a los países en su transición hacia sendas de desarrollo menos intensivas en carbono.

Los desafíos a futuro son significativos. En especial, debemos explorar cómo cumplir los compromisos internacionales y continuar mitigando la pobreza y avanzar en el desarrollo. Debemos usar todas nuestras capacidades para disociar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, debemos garantizar a todas las partes interesadas que una senda de desarrollo de bajo carbono efectivamente traerá los resultados que esperamos: un desarrollo sustentable para todos los chilenos.

Estamos convencidos de que estos grandes desafíos son, a la vez, grandes oportunidades. En aras de este propósito es que el Gobierno de Chile ha decidido liderar un proyecto para explorar y evaluar Opciones de Mitigación para Enfrentar el Cambio Climático. Creemos que con un alto nivel de información y conocimiento disponible en el país, con una participación responsable, creativa y organizada de las partes interesadas relevantes, provenientes de diversos sectores, y con el apoyo internacional de experiencias similares, seremos capaces de abrir sendas que contribuirán a que el país se transforme en un país desarrollado y de bajo carbono.

El Proyecto MAPS – Chile tendrá componentes de investigación y de participación. Será un esfuerzo de dos años. El presupuesto incluye aportes nacionales e internacionales. El proyecto será dirigido por un comité interministerial con representantes de los ministerios de: Relaciones Exteriores, Hacienda, Transportes y Telecomunicaciones, Agricultura, Energía y Medio Ambiente. El Ministerio del Medio Ambiente actuará como Secretaría. Adicionalmente, el equipo de trabajo incluirá un líder de la investigación y un líder del proceso. Como eje central del proceso de participación existirá un Equipo de Construcción de Escenarios con múltiples partes interesadas.

Este proyecto no logrará sus resultados esperados (escenarios y opciones de mitigación factibles y efectivos en función de los costos), si carece de un compromiso dedicado, informado y organizado de las partes interesadas. A pesar de que sus resultados no serán vinculantes, estamos convencidos de que, junto con los esfuerzos de investigación, los aportes de las partes interesadas serán fundamentales para responder las preguntas clave planteadas en este Mandato. Estas preguntas son:

1. ¿Cuáles son las opciones de mitigación más eficientes y efectivas para cumplir con los compromisos internacionales sobre cambio climático? Entre ellas, ¿cuáles son las más factibles y favorables de implementar?
2. ¿Cuáles son las oportunidades y compensaciones asociadas con las diversas opciones de mitigación, en términos de aliviar la pobreza, contribuir a resultados macro y microeconómicos positivos y permitir que Chile gane y asegure su competitividad internacional?
3. ¿Cuáles son los vínculos clave entre las opciones de mitigación y adaptación en el país?
4. ¿Cuáles son las políticas públicas, instrumentos e iniciativas privadas clave que contribuirían a la mitigación del cambio climático, con el fin de mejorar el desarrollo de bajo carbono?

El análisis participativo, integral y transparente que resulte del Proyecto MAPS-Chile, ayudará a establecer la manera en que Chile cumplirá su compromiso de lograr una desviación del 20% por debajo de la trayectoria de emisiones "business as usual" en el año 2020, según lo proyectado a partir del año 2007, y contribuirá a una senda de desarrollo competitiva e inclusiva de bajo carbono.



Sr. Alfredo Moreno Charme
Ministro de Relaciones Exteriores



Sr. Felipe Larraín Bascuñán
Ministro de Hacienda



Sr. Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Ministro de Transportes y
Telecomunicaciones



Sr. Luis Mayol Bouchon
Ministro de Agricultura



Sr. Rodrigo Álvarez Zenteno
Ministro de Energía



Sra. María Ignacia Benítez Pereira
Ministra del Medio Ambiente

Santiago, enero de 2012

XII. Anexo 2 - Parámetros del modelo macroeconómico

2.1. Proyección de la población

Tasa de crecimiento de la población (%)			
Año	Escenario	Año	Escenario
2013	0,89	2032	0,33
2014	0,88	2033	0,33
2015	0,87	2034	0,33
2016	0,77	2035	0,33
2017	0,76	2036	0,2
2018	0,75	2037	0,2
2019	0,75	2038	0,2
2020	0,74	2039	0,2
2021	0,63	2040	0,2
2022	0,62	2041	0,08
2023	0,62	2042	0,08
2024	0,61	2043	0,08
2025	0,61	2044	0,08
2026	0,48	2045	0,08
2027	0,48	2046	0,01
2028	0,47	2047	0,01
2029	0,47	2048	0,01
2030	0,47	2049	0,01
2031	0,33	2050	0,01
Valor inicial 2012		17.402.630 habitantes	
Fuente	Instituto Nacional de Estadísticas		

2.2. Proyección de la tasa de crecimiento del PIB

Tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (%)							
Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2013	4,70	5,20	5,70	2032	2,70	3,20	3,63
2014	4,50	5,00	5,50	2033	2,64	3,15	3,52
2015	4,40	4,90	5,40	2034	2,59	3,10	3,40
2016	4,20	4,70	5,20	2035	2,54	3,05	3,25
2017	4,00	4,50	5,00	2036	2,49	3,00	3,10
2018	3,90	4,40	4,90	2037	2,44	2,95	2,93
2019	3,80	4,30	4,80	2038	2,39	2,90	2,76
2020	3,70	4,20	4,70	2039	2,34	2,84	2,59
2021	3,60	4,10	4,60	2040	2,29	2,78	2,45
2022	3,50	4,00	4,50	2041	2,25	2,71	2,33
2023	3,40	3,90	4,41	2042	2,20	2,64	2,23
2024	3,30	3,80	4,32	2043	2,15	2,56	2,15
2025	3,20	3,70	4,24	2044	2,10	2,47	2,08
2026	3,10	3,60	4,15	2045	2,05	2,38	2,04
2027	3,00	3,50	4,07	2046	2,00	2,28	2,00
2028	2,90	3,40	3,99	2047	1,95	2,18	1,97
2029	2,85	3,35	3,91	2048	1,90	2,09	1,95
2030	2,80	3,30	3,82	2049	1,85	2,00	1,93
2031	2,75	3,25	3,73	2050	1,80	1,91	1,91
Valor inicial 2012	109.750.797 (PIB volumen a precios del año anterior encadenado, millones de pesos).						
Fuente	Cuentas Nacionales, Base de Datos Estadísticos, Banco Central de Chile, Ministerio de Hacienda y equipo economía PUC.						

2.3. Proyección del tipo de cambio nominal

Valor promedio anual del tipo de cambio nominal							
Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2013	479,8	479,8	479,8	2032	445,2	449,7	454,2
2014	485	485,5	486	2033	444,8	449,4	453,9
2015	487,5	488,7	489,8	2034	444,8	449,3	453,8
2016	488,7	490,6	492,4	2035	444,9	449,4	453,9
2017	487,9	490,6	493,3	2036	445,3	449,8	454,3
2018	481,2	484,5	487,7	2037	446	450,5	455
2019	478,2	481,9	485,7	2038	446,9	451,4	455,9
2020	474,7	478,8	483	2039	448,1	452,7	457,2
2021	471	475,4	479,8	2040	449,7	454,2	458,7
2022	467,1	471,8	476,4	2041	451,5	456,1	460,6
2023	463,4	468,2	472,9	2042	453,7	458,3	462,8
2024	459,9	464,7	469,5	2043	456,2	460,8	465,4
2025	456,8	461,5	466,3	2044	459,1	463,7	468,3
2026	454	458,7	463,5	2045	462,3	466,9	471,6
2027	451,6	456,3	461	2046	465,8	470,5	475,2
2028	449,6	454,3	458,9	2047	469,5	474,2	479
2029	448	452,6	457,2	2048	473,4	478,2	483
2030	446,7	451,3	455,9	2049	477,5	482,3	487,2
2031	445,8	450,4	454,9	2050	481,6	486,5	491,3
Fuente				Ministerio de Hacienda			

2.4. Proyección de la tasa de interés nominal

Valor promedio anual de la tasa de interés nominal							
Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2013	5,50	5,50	5,50	2032	6,51	6,46	6,41
2014	5,50	5,50	5,50	2033	6,52	6,47	6,42
2015	5,50	5,50	5,50	2034	6,52	6,47	6,43
2016	5,50	5,50	5,50	2035	6,52	6,47	6,42
2017	5,50	5,50	5,50	2036	6,51	6,46	6,41
2018	5,50	5,50	5,50	2037	6,48	6,44	6,39
2019	5,58	5,57	5,55	2038	6,46	6,41	6,36
2020	5,67	5,65	5,62	2039	6,42	6,37	6,33
2021	5,77	5,74	5,70	2040	6,38	6,33	6,28
2022	5,88	5,83	5,80	2041	6,32	6,27	6,23
2023	5,98	5,93	5,89	2042	6,26	6,21	6,17
2024	6,08	6,03	5,98	2043	6,18	6,14	6,09
2025	6,17	6,12	6,07	2044	6,10	6,06	6,01
2026	6,25	6,20	6,15	2045	6,01	5,97	5,92
2027	6,32	6,27	6,22	2046	5,91	5,87	5,83
2028	6,38	6,33	6,28	2047	5,81	5,77	5,73
2029	6,43	6,37	6,33	2048	5,70	5,66	5,62
2030	6,46	6,41	6,36	2049	5,60	5,55	5,51
2031	6,49	6,44	6,39	2050	5,49	5,45	5,41
Fuente	Ministerio de Hacienda						

2.5. Proyección del PIB regional

Porcentaje de participación del PIB de cada región sobre PIB nacional (%)													
Año	RI	RII	RIII	RIV	RV	RM	RVI	RVII	RVIII	RIX	RX	RXI	RXII
2013	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,10	0,03	0,05	0,01	0,01
2014	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2015	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2016	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2017	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2018	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2019	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2020	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2021	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2022	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2023	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2024	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2025	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2026	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2027	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2028	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2029	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2030	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2031	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,09	0,03	0,05	0,01	0,01
2032	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2033	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2034	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,49	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2035	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2036	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2037	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,04	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01

Porcentaje de participación del PIB de cada región sobre PIB nacional (%)													
Año	RI	RII	RIII	RIV	RV	RM	RVI	RVII	RVIII	RIX	RX	RXI	RXII
2038	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2039	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2040	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2041	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,05	0,01	0,01
2042	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2043	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2044	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2045	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2046	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2047	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2048	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2049	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
2050	0,03	0,07	0,02	0,03	0,09	0,50	0,05	0,05	0,08	0,03	0,06	0,01	0,01
Fuente	Estudio MIDEPLAN y datos del Banco Central de Chile, equipo económico MAPS												

2.6. Proyección de precios internacionales

Proyección internacional del WTI

Proyección internacional del WTI							
Fecha	Escenario referencia (US\$/barril)	Escenario precio alto (US\$/barril)	Escenario precio bajo (US\$/barril)	Fecha	Escenario referencia (US\$/barril)	Escenario precio alto (US\$/barril)	Escenario precio bajo (US\$/barril)
ene-13	94,8	94,8	94,8	2021	124,2	182,1	79,1
feb-13	95,3	95,3	95,3	2022	129,2	189,0	81,0
mar-13	92,9	92,9	92,9	2023	134,4	196,2	83,0
abr-13	92,0	92,0	92,0	2024	139,8	203,7	84,9
may-13	94,5	94,5	94,5	2025	145,4	211,7	87,0
jun-13	95,8	95,8	95,8	2026	151,2	220,1	89,0
jul-13	104,7	104,7	104,7	2027	157,3	228,9	91,1
ago-13	102,0	102,0	102,0	2028	163,7	238,1	93,3
sep-13	100,0	100,0	100,0	2029	170,4	247,9	95,5
oct-13	98,0	98,0	98,0	2030	177,3	258,0	97,8
nov-13	97,0	97,0	97,0	2031	184,5	268,6	100,2
dic-13	96,5	96,5	96,5	2032	192,0	279,4	102,6
ene-14	95,0	122,8	81,7	2033	199,8	290,6	105,1
feb-14	94,5	122,1	81,3	2034	208,1	302,1	107,6
mar-14	94,0	121,5	80,9	2035	216,7	313,9	110,2
abr-14	94,0	121,5	80,9	2036	225,7	326,1	112,7
may-14	93,5	120,8	80,5	2037	235,0	338,7	115,4
jun-14	93,0	120,2	80,0	2038	244,7	351,7	118,1
jul-14	92,5	119,6	79,6	2039	254,8	365,3	120,9

Proyección internacional del WTI							
Fecha	Escenario referencia (US\$/barril)	Escenario precio alto (US\$/barril)	Escenario precio bajo (US\$/barril)	Fecha	Escenario referencia (US\$/barril)	Escenario precio alto (US\$/barril)	Escenario precio bajo (US\$/barril)
ago-14	92,5	119,6	79,6	2040	265,2	379,3	123,7
sep-14	92,0	118,9	79,2	2041	276,0	393,8	126,6
oct-14	92,0	118,9	79,2	2042	287,3	408,9	129,6
nov-14	91,5	118,3	78,7	2043	299,1	424,5	132,7
dic-14	91,0	117,6	78,3	2044	311,3	440,8	135,8
2015	94,0	134,5	75,6	2045	324,0	457,7	139,0
2016	98,9	148,6	73,5	2046	337,3	475,2	142,2
2017	105,6	157,1	72,4	2047	351,1	493,4	145,6
2018	110,2	163,3	74,0	2048	365,4	512,3	149,0
2019	114,9	169,5	75,6	2049	380,4	531,9	152,5
2020	119,4	175,7	77,3	2050	395,9	552,3	156,1

Fuente: Proyección del WTI en moneda nominal (US\$/barril). Entre enero-julio 2013 se consideran los precios reales del WTI; entre agosto 2013-diciembre 2014 se considera los precios proyectados en STEO de agosto 2013; entre 2015-2040 se considera la proyección del AEO-2013; entre 2041-2050 se proyecta considerando la tasa de crecimiento del periodo 2039-2040.

Proyección del precio del HH

Fecha	Escenario referen-cia (US\$/MMBTU)	Escenario precio alto (US\$/MMBTU)	Escenario precio bajo (US\$/barril) (US\$/MMBTU)	Fecha	Escenario referen-cia (US\$/MMBTU)	Escenario precio alto (US\$/MMBTU)	Escenario precio bajo (US\$/barril) (US\$/MMBTU)
ene-13	3,3	3,3	3,3	2021	5,0	5,2	4,9
feb-13	3,3	3,3	3,3	2022	5,3	5,5	5,1
mar-13	3,8	3,8	3,8	2023	5,7	5,9	5,3
abr-13	4,2	4,2	4,2	2024	5,9	6,1	5,5
may-13	4,0	4,0	4,0	2025	6,1	6,4	5,7
jun-13	3,8	3,8	3,8	2026	6,4	6,7	6,0
jul-13	3,6	3,6	3,6	2027	6,7	7,0	6,2
ago-13	3,6	3,6	3,6	2028	6,9	7,4	6,6
sep-13	3,5	3,6	3,6	2029	7,2	7,8	6,9
oct-13	3,6	3,7	3,6	2030	7,4	8,2	7,2
nov-13	3,8	3,9	3,8	2031	7,8	8,6	7,5
dic-13	3,9	4,0	4,0	2032	8,1	9,2	7,8
ene-14	4,0	4,1	4,1	2033	8,4	9,9	8,2
feb-14	4,0	4,1	4,0	2034	9,0	10,6	8,7
mar-14	3,8	3,9	3,9	2035	9,6	11,2	9,2
abr-14	3,7	3,8	3,7	2036	10,3	11,9	9,7
may-14	3,6	3,7	3,7	2037	11,0	12,5	10,3
jun-14	3,8	3,9	3,8	2038	11,8	13,3	10,9
jul-14	4,0	4,1	4,0	2039	12,3	14,0	11,4
ago-14	4,0	4,1	4,0	2040	12,9	14,5	12,0
sep-14	4,0	4,1	4,1	2041	13,6	14,9	12,6

Fecha	Escenario referen-cia (US\$/MMBTU)	Escenario precio alto (US\$/MMBTU)	Escenario precio bajo (US\$/barril) (US\$/MMBTU)	Fecha	Escenario referen-cia (US\$/MMBTU)	Escenario precio alto (US\$/MMBTU)	Escenario precio bajo (US\$/barril) (US\$/MMBTU)
oct-14	4,1	4,2	4,1	2042	14,2	15,4	13,2
nov-14	4,2	4,3	4,2	2043	14,9	15,9	13,9
dic-14	4,3	4,4	4,3	2044	15,7	16,4	14,6
2015	4,0	4,0	4,0	2045	16,5	17,0	15,4
2016	4,0	4,0	4,0	2046	17,3	17,5	16,2
2017	4,1	4,1	4,1	2047	18,1	18,1	17,0
2018	4,4	4,5	4,3	2048	19,0	18,7	17,9
2019	4,6	4,7	4,5	2049	20,0	19,3	18,8
2020	4,8	5,0	4,7	2050	21,0	19,9	19,8

Fuente: Proyección del Henry Hub en moneda nominal (US\$/MMBTU). Entre enero-julio 2013 considera los precios reales del WTI; entre agosto 2013-diciembre 2014 considera los precios proyectados en STEO de agosto 2013; entre 2015-2040 considera la proyección del AEO-2013; entre 2041-2050 proyecta considerando la tasa de crecimiento del período 2039-2040.

2.7. Factores de modulación

Los factores de modulación toman el valor 1 en el año 2013 y luego toman un valor mayor a 1 si hubo un aumento en el valor, y menor que uno si hubo una disminución. Es una presentación alternativa de las tasas de crecimiento de los combustibles, presentados como ponderadores.

Diésel

Año	Factor modulación referen-cia	Factor modula-ción precio alto	Factor modula-ción precio bajo	Año	Factor modula-ción referen-cia	Factor modula-ción precio alto	Factor modula-ción precio bajo
2013	1,00	1,00	1,00	2032	2,07	3,08	1,07
2014	0,97	1,24	0,84	2033	2,16	3,21	1,10
2015	0,97	1,40	0,78	2034	2,25	3,34	1,12
2016	1,02	1,56	0,76	2035	2,35	3,48	1,15
2017	1,09	1,67	0,74	2036	2,45	3,62	1,18
2018	1,15	1,74	0,76	2037	2,56	3,77	1,21
2019	1,20	1,81	0,77	2038	2,67	3,93	1,24
2020	1,25	1,88	0,79	2039	2,79	4,09	1,27
2021	1,30	1,96	0,81	2040	2,91	4,25	1,30
2022	1,36	2,03	0,83	2041	3,04	4,43	1,33
2023	1,42	2,12	0,85	2042	3,17	4,60	1,37
2024	1,48	2,20	0,87	2043	3,31	4,79	1,40
2025	1,54	2,29	0,90	2044	3,45	4,99	1,44
2026	1,61	2,39	0,92	2045	3,60	5,19	1,47
2027	1,68	2,49	0,94	2046	3,75	5,40	1,51
2028	1,75	2,60	0,97	2047	3,92	5,62	1,55
2029	1,82	2,71	0,99	2048	4,09	5,85	1,58
2030	1,90	2,83	1,02	2049	4,26	6,08	1,62
2031	1,98	2,95	1,04	2050	4,45	6,33	1,66

Petróleo combustible

Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)	Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)
2013	1,00	1,00	1,00	2032	1,94	2,78	1,06
2014	0,96	1,23	0,84	2033	2,01	2,89	1,08
2015	0,97	1,37	0,79	2034	2,09	3,00	1,11
2016	1,02	1,51	0,77	2035	2,18	3,12	1,13
2017	1,09	1,59	0,76	2036	2,27	3,23	1,16
2018	1,13	1,66	0,77	2037	2,36	3,35	1,19
2019	1,18	1,72	0,79	2038	2,45	3,48	1,21
2020	1,22	1,78	0,80	2039	2,55	3,61	1,24
2021	1,27	1,84	0,82	2040	2,65	3,74	1,27
2022	1,32	1,91	0,84	2041	2,75	3,88	1,30
2023	1,37	1,98	0,86	2042	2,86	4,02	1,33
2024	1,43	2,05	0,88	2043	2,97	4,17	1,36
2025	1,48	2,13	0,90	2044	3,09	4,33	1,39
2026	1,54	2,21	0,92	2045	3,21	4,49	1,42
2027	1,60	2,30	0,94	2046	3,34	4,65	1,45
2028	1,66	2,39	0,97	2047	3,47	4,82	1,48
2029	1,73	2,48	0,99	2048	3,61	5,00	1,52
2030	1,79	2,58	1,01	2049	3,75	5,19	1,55
2031	1,86	2,68	1,03	2050	3,90	5,38	1,59

GNL

Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)	Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)
2013	1,00	1,00	1,00	2032	1,49	1,69	1,43
2014	1,04	1,07	1,05	2033	1,53	1,78	1,48
2015	1,02	1,02	1,02	2034	1,59	1,87	1,54
2016	1,00	1,00	1,00	2035	1,67	1,94	1,61
2017	1,01	1,03	1,02	2036	1,76	2,03	1,66
2018	1,08	1,09	1,05	2037	1,85	2,08	1,73
2019	1,10	1,13	1,08	2038	1,94	2,18	1,78
2020	1,12	1,16	1,10	2039	1,98	2,24	1,83
2021	1,15	1,19	1,13	2040	2,04	2,27	1,89
2022	1,21	1,24	1,15	2041	2,10	2,30	1,95
2023	1,26	1,29	1,16	2042	2,16	2,33	2,01
2024	1,28	1,32	1,20	2043	2,22	2,35	2,07
2025	1,30	1,36	1,22	2044	2,29	2,38	2,13
2026	1,34	1,39	1,25	2045	2,35	2,41	2,20
2027	1,36	1,42	1,27	2046	2,42	2,44	2,27
2028	1,39	1,48	1,31	2047	2,49	2,47	2,33
2029	1,41	1,53	1,36	2048	2,56	2,50	2,41
2030	1,43	1,57	1,39	2049	2,64	2,53	2,48
2031	1,47	1,62	1,41	2050	2,72	2,57	2,56

Carbón

Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)	Año	Factor modulación referencia (0/1)	Factor modulación precio alto (0/1)	Factor modulación precio bajo (0/1)
2013	1,000	1,000	1,000	2032	1,161	1,225	1,105
2014	1,008	1,044	0,999	2033	1,171	1,242	1,116
2015	1,003	1,051	0,991	2034	1,182	1,255	1,127
2016	1,030	1,091	1,009	2035	1,196	1,269	1,140
2017	1,029	1,082	0,998	2036	1,210	1,284	1,151
2018	1,024	1,079	0,988	2037	1,220	1,292	1,160
2019	1,016	1,074	0,980	2038	1,231	1,301	1,169
2020	1,025	1,081	0,987	2039	1,244	1,313	1,179
2021	1,032	1,084	0,993	2040	1,252	1,324	1,188
2022	1,051	1,100	1,004	2041	1,261	1,336	1,197
2023	1,064	1,106	1,017	2042	1,270	1,347	1,206
2024	1,073	1,118	1,025	2043	1,279	1,359	1,215
2025	1,083	1,132	1,035	2044	1,288	1,371	1,224
2026	1,096	1,145	1,044	2045	1,297	1,383	1,233
2027	1,107	1,156	1,053	2046	1,306	1,394	1,242
2028	1,115	1,166	1,063	2047	1,315	1,406	1,252
2029	1,129	1,182	1,073	2048	1,324	1,419	1,261
2030	1,142	1,198	1,085	2049	1,333	1,431	1,271
2031	1,153	1,211	1,096	2050	1,342	1,443	1,280

2.8. Precios transporte

Diésel

Proyección precio (moneda real) del diésel sector transporte (Escenario referencia WTI).

	RM	XV	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	XI	XII
2013	604,0	614,1	618,9	625,9	623,0	621,5	606,1	631,0	621,3	630,0	634,9	643,7	632,6	646,9	626,3
2014	594,4	604,2	609,0	615,8	613,0	611,6	596,4	620,8	611,3	619,9	624,7	633,3	622,4	636,5	616,3
2015	599,9	609,9	614,6	621,6	618,8	617,3	602,0	626,6	617,0	625,7	630,6	639,3	628,2	642,5	622,0
2016	629,3	639,8	644,8	652,1	649,1	647,6	631,5	657,4	647,3	656,5	661,6	670,8	659,1	674,1	652,6
2017	668,9	680,2	685,5	693,4	690,2	688,5	671,3	699,0	688,2	698,0	703,5	713,3	700,9	716,9	693,9
2018	690,8	702,5	708,1	716,2	712,9	711,2	693,3	722,1	710,9	721,0	726,7	736,8	724,0	740,6	716,7
2019	715,8	727,9	733,7	742,1	738,7	736,9	718,3	748,3	736,6	747,2	753,0	763,6	750,2	767,5	742,7
2020	739,3	751,9	757,9	766,6	763,0	761,2	741,9	772,9	760,9	771,8	777,9	788,8	775,0	792,9	767,2
2021	762,8	775,8	782,0	791,0	787,3	785,4	765,5	797,6	785,1	796,4	802,7	814,0	799,7	818,2	791,6
2022	787,2	800,7	807,1	816,4	812,6	810,6	790,0	823,2	810,3	822,0	828,5	840,2	825,4	844,5	817,0
2023	812,5	826,4	833,0	842,7	838,8	836,7	815,4	849,8	836,4	848,5	855,2	867,4	852,0	871,8	843,4
2024	838,6	853,0	859,9	869,9	865,8	863,7	841,6	877,2	863,4	875,9	882,9	895,4	879,5	900,0	870,6
2025	866,2	881,1	888,2	898,6	894,4	892,2	869,3	906,1	891,8	904,8	912,0	925,0	908,5	929,8	899,3
2026	895,6	911,1	918,4	929,2	924,8	922,5	898,8	937,0	922,1	935,6	943,1	956,5	939,5	961,5	929,8
2027	926,7	942,7	950,3	961,5	956,9	954,6	930,0	969,6	954,2	968,2	975,9	989,9	972,2	995,0	962,2
2028	959,9	976,5	984,4	996,0	991,3	988,9	963,4	1.004	988,4	1.002	1.011	1.026	1.007	1.030	996,8
2029	995,1	1.012	1.021	1.033	1.028	1.025	998,7	1.041	1.025	1.040	1.048	1.063	1.044	1.069	1.033
2030	1.032,5	1.051	1.059	1.072	1.067	1.064	1.036	1.081	1.063	1.079	1.088	1.103	1.084	1.109	1.072

Gasolina

Proyección precio (moneda real) de la gasolina 95 sector transporte (Escenario referencia WTI).

	RM	XV	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	XI	XII
2013	799,8	808,0	818,0	823,3	827,1	820,8	809,7	821,1	820,9	819,3	828,8	837,2	825,5	848,8	820,6
2014	784,6	792,6	802,3	807,5	811,2	805,1	794,3	805,3	805,1	803,6	812,8	821,0	809,7	832,3	804,9
2015	793,9	802,1	811,9	817,2	821,0	814,7	803,8	815,0	814,8	813,3	822,6	831,0	819,4	842,4	814,5
2016	822,8	831,4	841,8	847,3	851,2	844,7	833,2	845,0	844,8	843,1	853,0	861,8	849,6	873,8	844,5
2017	859,5	868,7	879,7	885,6	889,8	882,8	870,5	883,1	882,9	881,1	891,6	901,0	888,0	913,8	882,6
2018	876,7	886,1	897,4	903,5	907,8	900,7	888,0	900,9	900,7	899,0	909,7	919,3	906,0	932,5	900,4
2019	898,1	907,8	919,5	925,8	930,2	922,9	909,8	923,1	922,9	921,1	932,2	942,1	928,4	955,7	922,6
2020	918,1	928,1	940,1	946,6	951,2	943,6	930,1	943,9	943,7	941,7	953,2	963,5	949,3	977,5	943,3
2021	937,9	948,3	960,7	967,3	972,0	964,2	950,4	964,5	964,3	962,3	974,1	984,7	970,1	999,1	963,9
2022	958,6	969,2	982,0	988,8	993,7	985,6	971,4	985,9	985,7	983,7	995,9	1.006,7	991,7	1.021,6	985,4
2023	979,8	990,8	1.003,9	1.010,9	1.015,9	1.007,6	993,0	1.008,0	1.007,7	1.005,7	1.018,2	1.029,3	1.013,9	1.044,6	1.007,4
2024	1.001,6	1.012,9	1.026,4	1.033,6	1.038,8	1.030,3	1.015,2	1.030,6	1.030,4	1.028,2	1.041,1	1.052,6	1.036,7	1.068,3	1.030,0
2025	1.024,6	1.036,2	1.050,1	1.057,6	1.062,9	1.054,1	1.038,6	1.054,5	1.054,2	1.052,0	1.065,3	1.077,1	1.060,8	1.093,3	1.053,8
2026	1.049,1	1.061,0	1.075,4	1.083,1	1.088,6	1.079,5	1.063,5	1.079,9	1.079,6	1.077,3	1.091,0	1.103,2	1.086,3	1.120,0	1.079,2
2027	1.074,9	1.087,3	1.102,1	1.110,0	1.115,7	1.106,3	1.089,8	1.106,7	1.106,4	1.104,1	1.118,2	1.130,8	1.113,4	1.148,1	1.106,0
2028	1.102,5	1.115,2	1.130,6	1.138,8	1.144,6	1.134,9	1.117,9	1.135,3	1.135,0	1.132,6	1.147,2	1.160,2	1.142,2	1.178,1	1.134,6
2029	1.131,7	1.144,8	1.160,7	1.169,2	1.175,2	1.165,2	1.147,5	1.165,6	1.165,3	1.162,8	1.177,9	1.191,4	1.172,7	1.209,8	1.164,9
2030	1.162,6	1.176,3	1.192,7	1.201,4	1.207,7	1.197,3	1.179,1	1.197,7	1.197,4	1.194,9	1.210,5	1.224,4	1.205,1	1.243,5	1.197,0

2.9. Precios de electricidad

La siguiente tabla muestra la proyección de precio de electricidad para grandes clientes o consumos que no necesitan la red de distribución para satisfacer su demanda eléctrica (precio de electricidad equivalente al Precio de Nudo).

Año	Precio electricidad (\$/kWh)	
	SIC	SING
2013	51,5	49,8
2014	67,7	66,5
2015	65,5	61,6
2016	61,4	56,7
2017	54,0	54,7
2018	53,0	55,6
2019	50,9	55,5
2020	48,3	53,4
2021	46,9	51,7
2022	45,6	50,1
2023	43,2	47,6
2024	41,6	45,5
2025	39,9	43,1
2026	38,3	40,7
2027	37,3	39,2
2028	36,0	37,2
2029	34,9	35,6
2030	34,5	34,7

Para clientes conectados a la red de distribución se utilizó la tarifa BT1 como referencia que se supuso que se mantenía constante en términos reales.

XIII. Anexo 3 - Consumo de energía por sectores

Consumo de energía por sectores: Año 2012 (Terascalorías)⁷⁹

Sector	Diésel	Gasolina	Petróleo combustible	Otros Petróleo	Kerosene de aviación	Coque de petróleo	Gas Corr.	Gas natural	GLP	Kerosene	Leña y biomasa	Carbón	Coque mineral	Electricidad	Solar	Total
Transporte	34,929	27,682	5,027		9,713									408		77,758
Comercial	5,233						91	1,091	1,606	17	10			6,935		14,983
Público	187						37	211	183					1,595		2,214
Residencial								4,052	9,089	852	23,684			8,738		46,415
Industria	7,581	249	5,249	3,586		1,960		5,644	1,676		16,823	1,331	741	15,503		60,344
Minería	18,764	50	1,322					836	32	65		539		21,327		42,935
Total	66,694	27,981	11,598	3,586	9,713	1,960	129	11,834	12,588	934	40,517	1,869	741	54,506	-	244,649

Consumo de energía por sectores: Año 2020 (Terascalorías)

Sector	Diésel	Gasolina	Petróleo combustible	Otros petróleo	Kerosene de aviación	Coque de petróleo	Gas Corr.	Gas natural	GLP	Kerosene	Leña y biomasa	Carbón	Coque mineral	Electricidad	Solar	Total
Transporte	45.865	32.496	1.843		18.236									626		99.067
Comercial	12.023						19	1.712	1.748	24	-			12.963		28.489
Público	84						-	526	171					2.220		3.001
Residencial								9.380	17.605	8.693	26.279			13.616		75.573
Industria	9.652	344	4.795	4.955		1.958		7.041	2.013		20.384	1.420	614	20.927	2	74.106
Minería	26.295	70	1.302					1.135	44	67		533		33.815	11	63.271
Total	93.918	32.910	7.941	4.955	18.236	1.958	19	19.794	21.581	8.785	46.663	1.953	614	84.166	12	343.507

⁷⁹ La diferencia con respecto al BNE 2012 se debe a que el proyecto MAPS no considera el dato de la leña de esta referencia, si no que toma en cuenta los valores determinados en la encuesta CASEN 2011.

Consumo de energía por sectores: Año 2030 (Teracalorías)

Sector	Diésel	Gasolina	Petróleo combustible	Otros petróleo	Kerosene de aviación	Coque de petróleo	Gas corr	Gas natural	GLP	Kerosene	Leña y biomasa	Carbón	Coque mineral	Electricidad	Solar	Total
Transporte	61.193	34.065	2.432		41.581									718		139.988
Comercial	20.743							2.454	2.185	14				20.605		46.002
Público	120							944	155					3.136		4.355
Residencial								12.043	21.487	13.990	26.926			22.501		96.948
Industria	12.289	469	4.115	6.755		1.955		8.661	2.372		21.354	1.316	587	25.981	6	85.861
Minería	39.478	91	1.365					1.608	56	76		537		45.664	30	88.905
Total	133.822	34.625	7.912	6.755	41.581	1.955	-	25.710	26.256	14.079	48.281	1.853	587	118.606	35	462.058

XIV. Anexo 4 - Resultados del modelo macroeconómico

4.1. Resultados agregados escenario medio

Figura 4,1 (a)

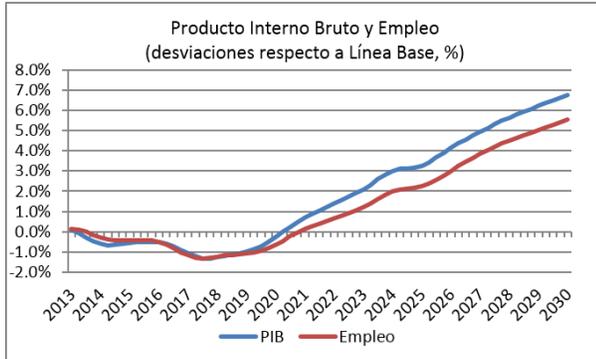


Figura 4,1 (b)

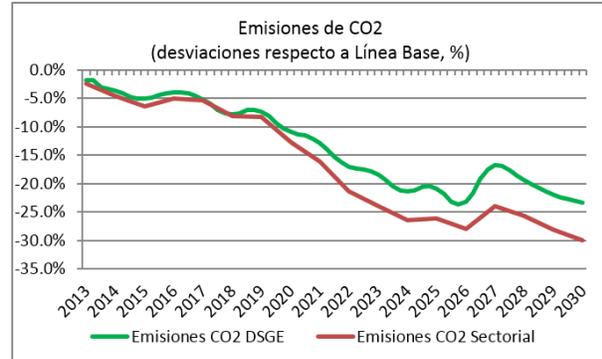


Figura 4,1 (c)

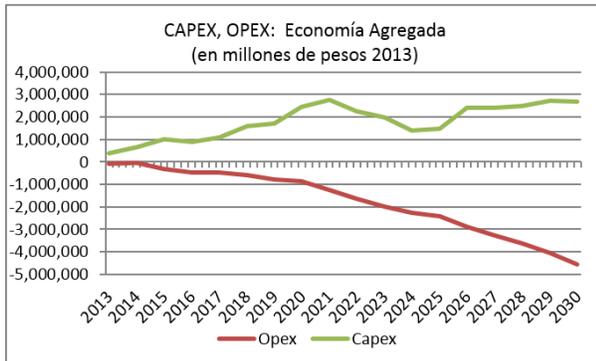


Figura 4,1 (d)

Escenario Medio: CAPEX y OPEX (% PIB de Línea Base)			
	2013	2020	2030
OPEX	-0,1%	-0,5%	-2,0%
CAPEX	0,3%	1,5%	1,2%

4.2. Resultados sectoriales escenario medio

Figura 4,2 (a)

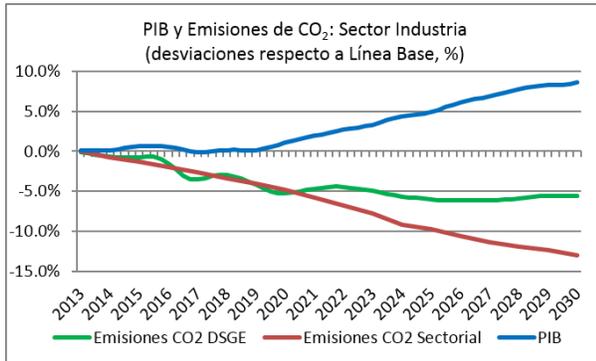


Figura 4,2 (b)

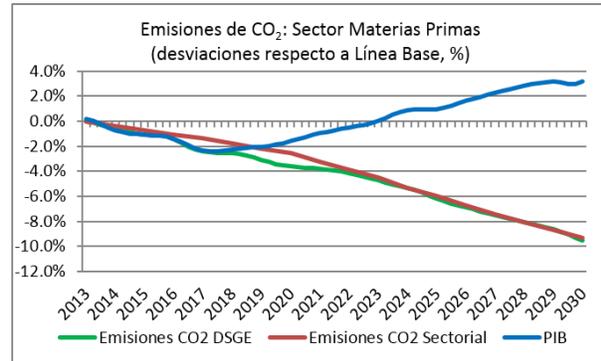


Figura 4,2 (c)

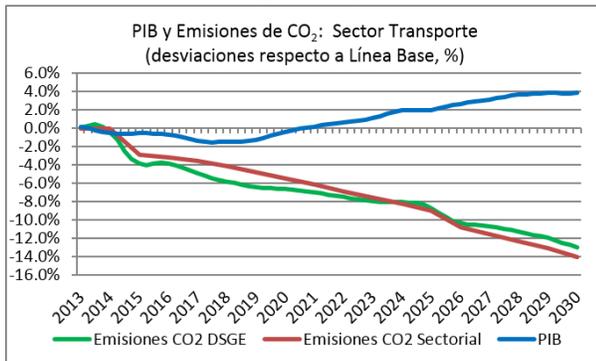


Figura 4,2 (d)

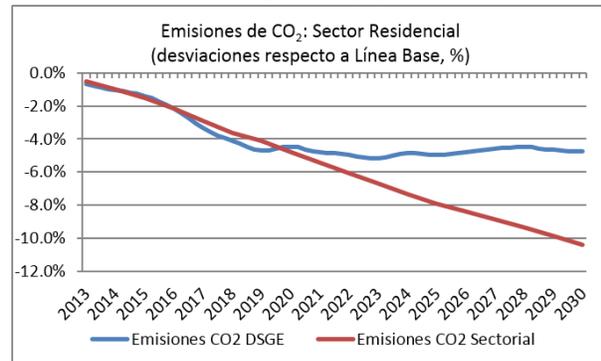


Figura 4.2 (d)

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10,0%	-0,5%	4,1%
Construcción (2)	14,6%	1,4%	7,2%
Electricidad (3)	0,7%	-27,4%	-1,2%
Servicios financieros (4)	1,8%	-0,5%	5,6%
Industria manufacturera (5)	11,6%	0,7%	9,7%
Servicios públicos (6)	20,8%	-1,1%	6,6%
Otros servicios (7)	10,3%	0,0%	4,3%
Transporte (8)	7,3%	-0,5%	2,3%
Comercio (9)	19,7%	-0,2%	5,5%
Materias primas (10)	3,3%	-2,1%	1,3%
Total	100,0%	-0,7%	5,5%

4.3. Resultados agregados escenario 80-20

Figura 4,3 (a)

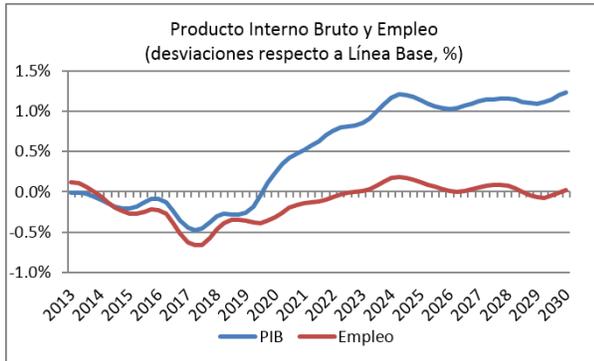


Figura 4,3 (b)

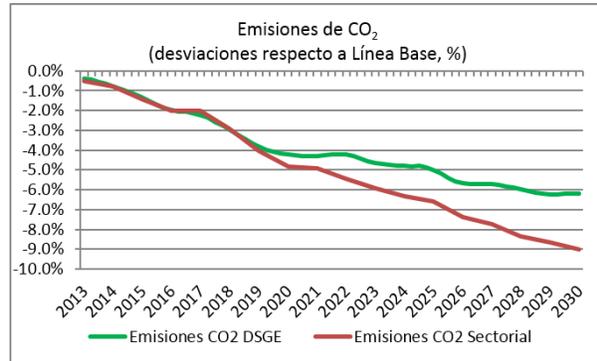


Figura 4,3 (c)

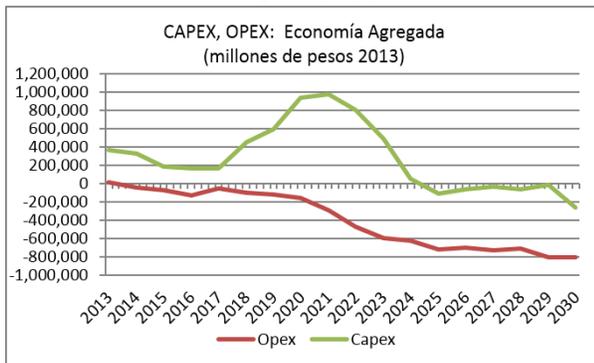


Figura 4,3 (d)

Escenario 80-20: CAPEX y OPEX (% PIB de Línea Base)			
	2013	2020	2030
OPEX	0,0%	-0,1%	-0,4%
CAPEX	0,3%	0,6%	-0,1%

4.4. Resultados sectoriales escenario 80-20

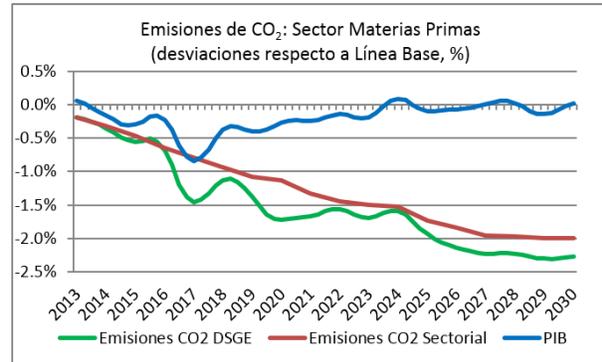
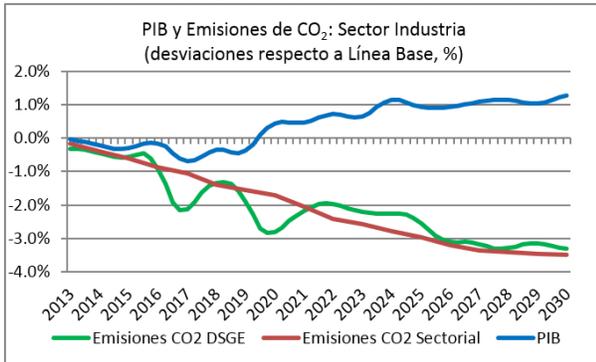


Figura 4,4 (c)

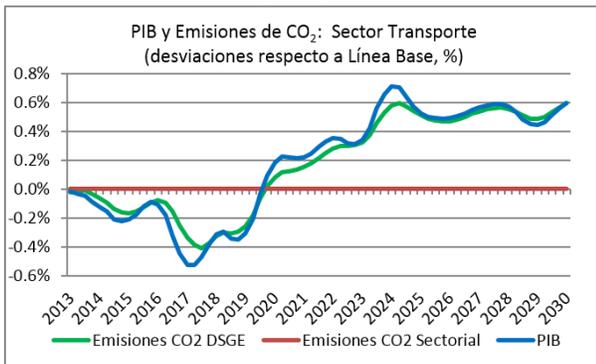


Figura 4,4 (d)

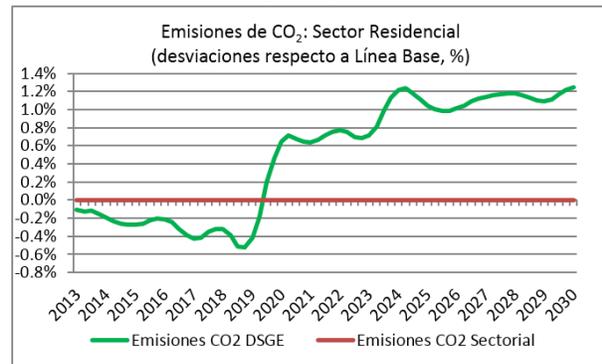


Figura 4.4 (e)

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10,0%	-0,3%	-0,9%
Construcción (2)	14,6%	0,8%	0,5%
Electricidad (3)	0,7%	-25,6%	-11,6%
Servicios financieros (4)	1,8%	-0,3%	-0,4%
Industria manufacturera (5)	11,6%	-0,2%	-0,5%
Servicios públicos (6)	20,8%	-0,1%	1,4%
Otros servicios (7)	10,3%	0,2%	-0,3%
Transporte (8)	7,3%	-0,3%	-0,8%
Comercio (9)	19,7%	0,0%	-0,1%
Materias primas (10)	3,3%	-0,7%	-1,4%
Total	100,0%	-0,3%	0,0%

4.5. Resultados agregados escenario ERNC

Figura 4,5 (a)

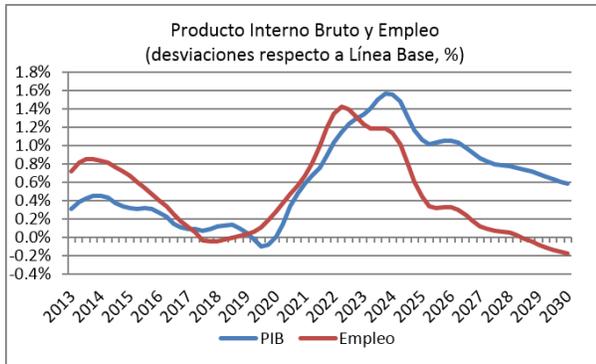


Figura 4,5 (b)

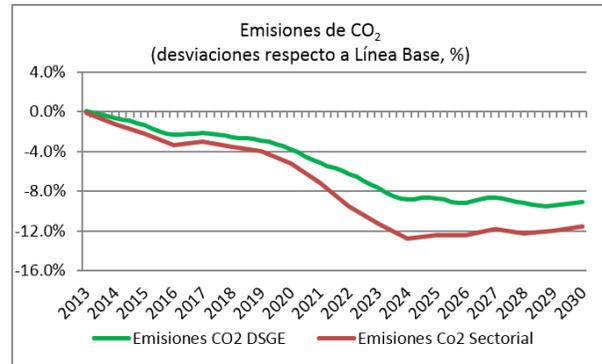


Figura 4,5 (c)

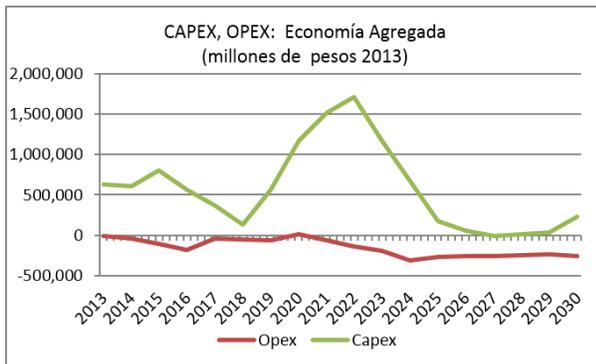


Figura 4,5 (d)

Escenario ERNC: CAPEX y OPEX (% PIB de Línea Base)			
	2013	2020	2030
OPEX	0,0%	0,0%	-0,1%
CAPEX	0,5%	0,7%	0,1%

4.6. Resultados sectoriales escenario ERNC

Figura 4,6 (a)

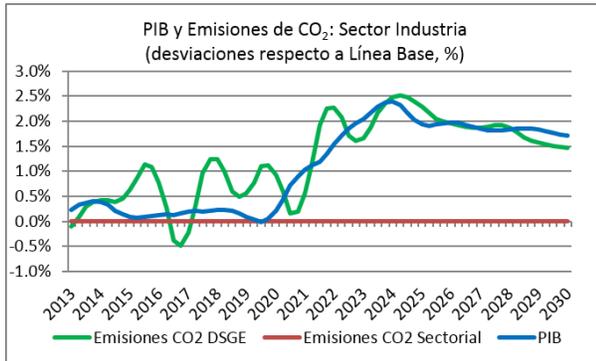


Figura 4,6 (b)

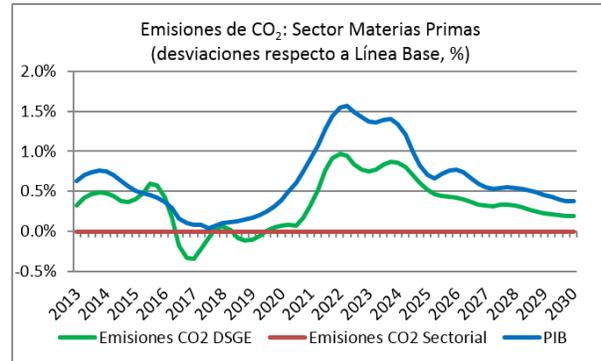


Figura 4,6 (c)

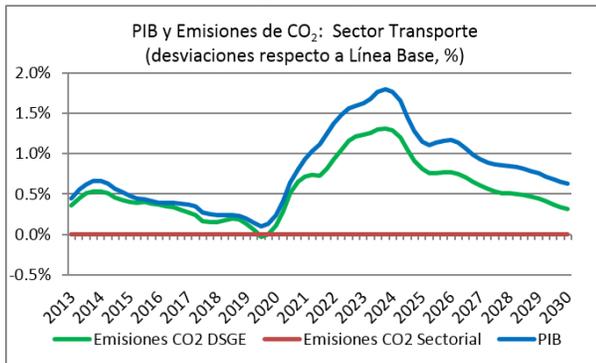


Figura 4,6 (d)

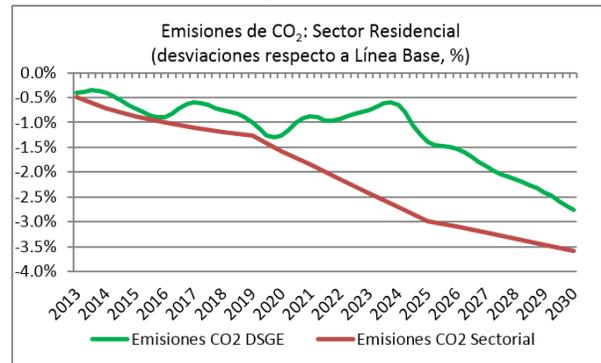


Figura 4.6 (e)

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10,0%	0,3%	-0,6%
Construcción (2)	14,6%	-0,1%	0,3%
Electricidad (3)	0,7%	-11,4%	-32,9%
Servicios Financieros (4)	1,8%	0,4%	-0,4%
Industria manufacturera (5)	11,6%	1,7%	2,1%
Servicios públicos (6)	20,8%	0,2%	0,6%
Otros servicios (7)	10,3%	0,7%	0,3%
Transporte (8)	7,3%	0,4%	-0,5%
Comercio (9)	19,7%	0,2%	-0,3%
Materias primas (10)	3,3%	0,6%	-0,9%
Total	100,0%	0,3%	-0,2%

4.7. Resultados agregados escenario energías renovables

Figura 4,7 (a)

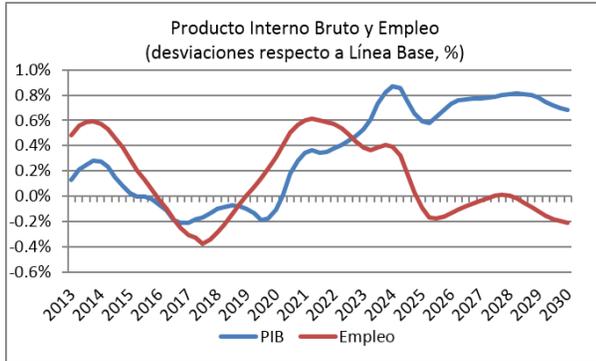


Figura 4,7 (b)

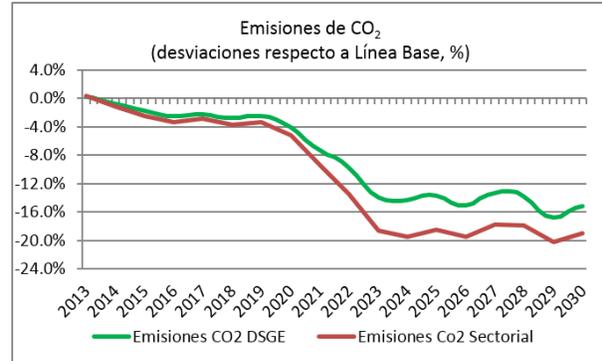


Figura 4,7 (c)

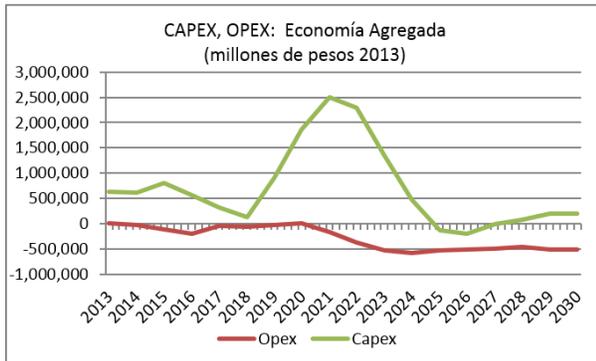


Figura 4,7 (d)

Escenario ER: CAPEX y OPEX (% PIB de Línea Base)			
	2013	2020	2030
OPEX	0,0%	0,0%	-0,2%
CAPEX	0,5%	1,2%	0,1%

4.8. Resultados sectoriales escenario energías renovables

Figura 4,8 (a)

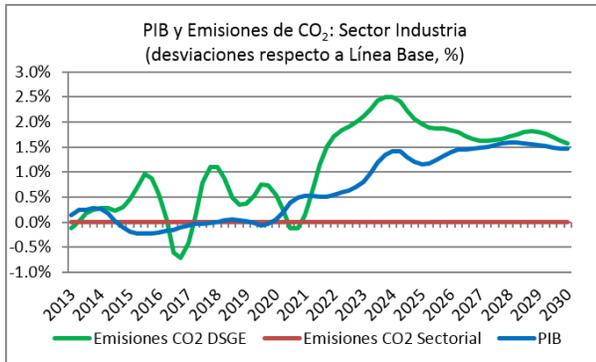


Figura 4,8 (b)

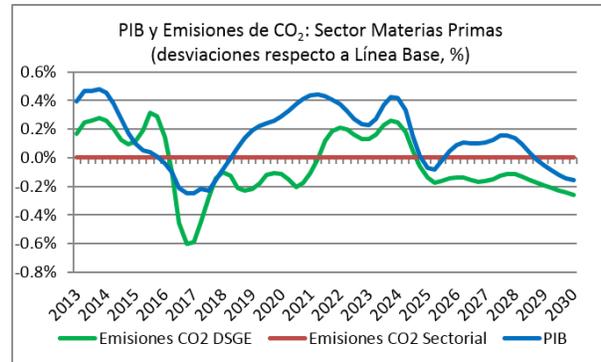


Figura 4,8 (c)

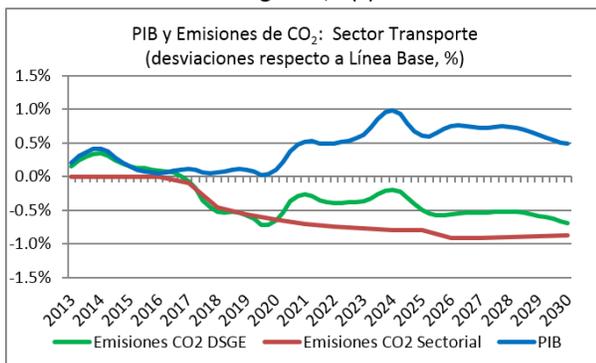


Figura 4,8 (d)

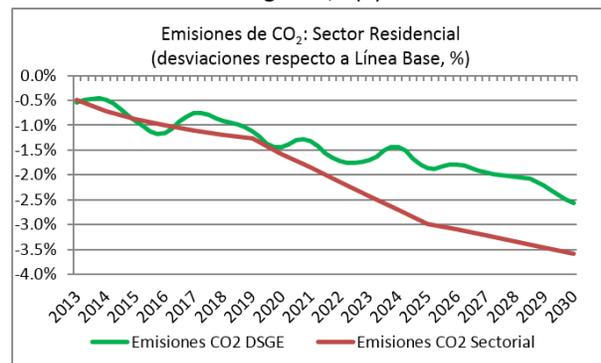


Figura 4.8 (e)

Sector	Participación empleo año 2012 (% del total)	Desviación a LB año 2020 (%)	Desviación a LB año 2030 (%)
Agricultura(1)	10,0%	0,3%	-0,9%
Construcción (2)	14,6%	0,5%	0,7%
Electricidad (3)	0,7%	-11,0%	-24,0%
Servicios financieros (4)	1,8%	0,4%	-0,5%
Industria manufacturera (5)	11,6%	1,7%	1,9%
Servicios públicos (6)	20,8%	0,1%	0,5%
Otros servicios (7)	10,3%	0,7%	0,1%
Transporte (8)	7,3%	0,4%	-0,8%
Comercio (9)	19,7%	0,2%	-0,5%
Materias primas (10)	3,3%	0,7%	-1,5%
Total	100,0%	0,3%	-0,2%

4.9. Resultados agregados impuesto al carbono: US\$10, US\$40 y US\$50

Figura 4,9 (a)

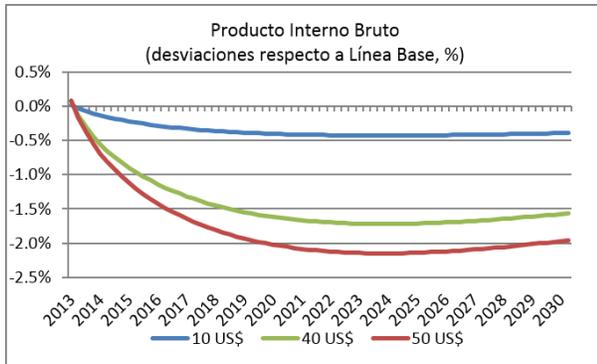


Figura 4,9 (b)

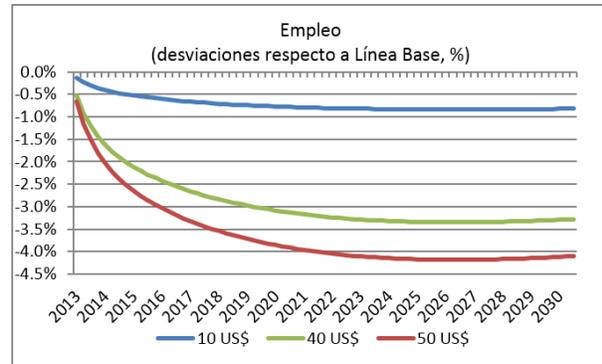
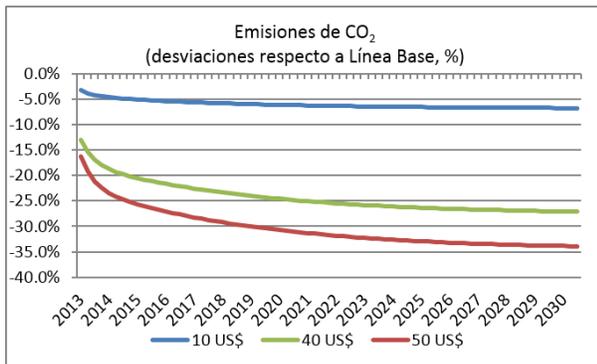


Figura 4,9 (c)



XV. ANEXO 5 - Miembros del Grupo de Construcción de Escenarios

(Incluye Comité Directivo y Equipo Profesional de MAPS Chile)

1	<p>María Teresa Arana Ingeniero Forestal de la Universidad de Chile. Fue gerente de estudios de la Corporación Chilena de la Madera y desde hace seis años ocupa el cargo de Gerente General. Es miembro del Comité Asesor en Productos Forestales de FAO (ACPWP).</p>
2	<p>Richard Aylwin Ingeniero Civil mención Estructuras U de Chile, Executive MBA UC. Últimos diez años dedicado a gestión de uso eficiente de energía/energía sustentable en Codelco. Actualmente se desempeña como Director de Energía Sustentable y Cambio Climático.</p>
3	<p>Daniel Barrera Pedraza Ingeniero Forestal y M.Sc. en Economía Agraria de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Se desempeña hace siete años como especialista en Apicultura, Sector Forestal y Cambio Climático de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias, ODEPA, del Ministerio de Agricultura de Chile.</p>
4	<p>Carlos Benavides Farías Carlos es el Coordinador de investigación. Es Ingeniero Civil Electricista y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la Universidad de Chile. Actualmente trabaja como investigador del Centro de Energía de la Universidad de Chile. Sus principales intereses son la operación, planificación y regulación del sector energía.</p>
5	<p>Hernán Blanco Es Ingeniero Civil Hidráulico de la Pontificia Universidad Católica y Master of Philosophy en Medio Ambiente y Desarrollo, de la Universidad de Cambridge. Consultor con más de 20 años de experiencia en procesos de participación ciudadana, manejo de conflictos, responsabilidad social, sustentabilidad, cambio organizacional y evaluación ambiental estratégica. Miembro del Directorio Internacional de Fundación Futuro Latinoamericano. Miembro internacional de IIED (RU; 2007-2011). Líder de Proceso Participativo de MAPS Chile.</p>
6	<p>Nicola Borregaard Doctor en Economía de Recursos Naturales de la Universidad de Cambridge, Inglaterra y Máster en Economía de la State University New York de Estados Unidos. Fue directora del Programa País de Eficiencia Energética del Gobierno de Chile y miembro del Consejo Consultivo del Ministerio de Medio Ambiente. Ocupó cargos directivos en diversos centros de investigación de medio ambiente y en Fundación Chile. Actualmente es Coordinadora de la División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía.</p>
7	<p>Ricardo Bosshard Ingeniero Agrónomo de la Universidad Austral de Chile, Magister en Administración Ambiental de la Universidad de Dalhousie, Canadá y Diplomado en gestión y liderazgo en el IMD, Lausana, Suiza. Ha sido gerente de un centro de logística de productos químicos peligrosos, gerente del equipo de Sustainable Business Solutivos de Pricewaterhouse Coopers. El año 2008 asume como Director de WWF en Chile, cargo que sustenta hasta hoy.</p>
8	<p>Waldo Bustamante Gómez Ingeniero Civil Mecánico de la Universidad de Chile. Magister en Desarrollo Urbano de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Doctor (Ph.D.) en Ciencias Aplicadas de la Universidad Catholique de Louvain, Bélgica. Profesor Titular e Investigador de la Escuela de Arquitectura UC. Investigador del Centro de Desarrollo Urbano Sustentable CEDEUS.</p>

9	<p>Paulina Calfucoy Socióloga de la Pontificia Universidad Católica, Magister en Asuntos Públicos Internacionales de la Universidad de Wisconsin-Madison y Candidata a Doctor en Estudios del Desarrollo de la misma universidad. Trabaja como consultora en energías renovables, energía en general y cambio climático, centrandó su contribución en el análisis institucional y político de los problemas. Interesada principalmente en la formulación de políticas públicas y el diseño metodológico de procesos participativos, aplicados a temas complejos como energía, cambio climático, medio ambiente y sustentabilidad del desarrollo.</p>
10	<p>Rodolfo Camacho Ingeniero Civil de la Pontificia Universidad Católica de Chile, actualmente se desempeña como Gerente de Medio Ambiente y Cambio Climático para BHP Billiton División Cobre, con supervisión de las operaciones en Chile, Perú y Australia. Fue miembro del Consejo Consultivo del Ministerio de Medio Ambiente de Chile entre 2008 y 2014, en representación del sector industrial (CPC). Preside la Comisión de Recursos Hídricos del Consejo Minero de Chile.</p>
11	<p>Andrés Camaño Biólogo Marino de la Universidad de Concepción, con Diplomados en Ingeniería Ambiental y Gestión de Riesgo Operacional. Con más de 25 años de experiencia en compañías del sector minero, forestal y energético. Ha participado en 25 publicaciones científicas y ha sido Editor y Coeditor de cuatro libros sobre Medio Ambiente, Biodiversidad, Contaminación y Humedales. Actualmente es Presidente del Grupo de Contaminación Marina del Comité Oceanográfico Nacional CONA.</p>
12	<p>Rodrigo Castillo M Abogado de la Universidad de Chile. Actualmente es Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. Fue Vicepresidente de Asuntos Legales y Regulatorios de la VTR GlobalCom S.A. Es director académico del programa de posgrado en Regulación Económica de la Universidad Adolfo Ibañez, y profesor de Derecho de Regulación Económica y Derecho de las Industrias Reguladas de la misma universidad. Es académico del programa de Derecho Administrativo Económico de la Pontificia Universidad Católica de Chile, y profesor y coordinador del curso de Derecho de Telecomunicaciones del Magister en Nuevas Tecnologías y Telecomunicaciones de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile. Es miembro del Comité Consultivo de la Iniciativa Ministerial "Energía 2050", del Comité Ejecutivo de la Iniciativa "Escenarios Energéticos Chile 2030" y del Comité de Energía de SOFOFA.</p>
13	<p>Gustavo Chiang Ingeniero Civil Químico de la Universidad de Concepción, Diplomado en Gestión Ambiental Universidad de Chile, Diplomado en Desarrollo Gerencial Universidad del Desarrollo. Desde hace 15 años está a cargo de la gestión ambiental de Cementos Bío Bío S.A. Actualmente es Jefe de Medio Ambiente en Cementos Bío Bío S.A.</p>
14	<p>Julio Cordano Licenciado en Historia, Universidad de Chile y Máster en gestión pública, Universidad de Victoria, New Zealand. Diplomático de carrera, egresado de la Academia Diplomática y con destinaciones en Nueva Zelandia e Italia. Actualmente es Jefe del Departamento de Cambio Climático y Desarrollo Sostenible, Dirección de Medio Ambiente, del Ministerio de Relaciones Exteriores.</p>

15	<p>Paulo Cornejo Guajardo Ingeniero Agrónomo, experto en inventarios de gases de efecto invernadero, con amplia experiencia en el sector público y privado. Se desempeña como coordinador del SNICHILE en el Departamento de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente. Es revisor experto de inventarios nacionales de GEI de las Partes anexo I de la CMNUCC y miembro del Comité editorial de la Base de Datos de Factores de Emisión del IPCC. Además, es profesor titular del curso cuantificación, informe y verificación de GEI en el Programa PROGOA de la USACH.</p>
16	<p>María Emilia Correa Co fundadora y Coreógrafa de Sistema B. Ex Presidenta del Directorio de la Fundación Casa de la Paz y Vicepresidente de Responsabilidad Social y Ambiental de Grupo Nueva. Miembro de los comités que diseñaron la Global Reporting Initiative – GRI y los Principios Sullivan de Responsabilidad Corporativa, fue delegada ante el World Business Council for Sustainable Development durante diez años, Directora del CECODES y de la Fundación Natura Colombia. Miembro del panel de stakeholders de multinacionales como Alcoa y General Electric y de varias juntas directivas, es profesora invitada en la Maestría (MGA) de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes, Colombia.</p>
17	<p>Waldemar Coutts Licenciado en Derecho y Ciencias Políticas, Universidad de Lovaina, Bélgica. Diplomado en Relaciones Internacionales, ENA, París. Ha ocupado el cargo de Subdirector de Medio Ambiente en el Ministerio de Relaciones Exteriores. Actualmente es Director de Medio Ambiente y Asuntos Marítimos de dicho ministerio.</p>
18	<p>Ana Luisa Covarrubias Ingeniero Civil de Industrias y Master en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Entre 2010 y 2014, trabajó en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, donde integró el grupo de profesionales que rediseñó el Transantiago y representó al Ministerio en el proyecto MAPS Chile. Entre 1996 y 2010 dirigió el Programa de Medio Ambiente y Recursos Naturales de Libertad y Desarrollo. Fue miembro del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (2008 – 2009).</p>
19	<p>Marcos Crutchik Norambuena Doctor y Magister en energía eléctrica de la Universidad de Tel Aviv, Israel, fue investigador del Lewis Research Center de la NASA, EEUU. Es miembro del centro SERC-Chile y Sub Director del Centro de Energía CDEA, Universidad de Antofagasta, y en la actualidad, Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Antofagasta.</p>
20	<p>Cristóbal de la Maza Ingeniero Civil Industrial de la Pontificia Universidad Católica. Ha trabajado extensamente como consultor de instituciones públicas y privadas. Se desempeñó como Jefe de la División de Información y Economía Ambiental del Ministerio del Medio Ambiente. Tiene una vasta experiencia en temas de desarrollo sostenible, ejerciendo como miembro del directorio del programa de Naciones Unidas sobre consumo y producción sostenible y como consejero del Centro de Energía Renovable de Chile. El año 2013, dirigió la implementación de la Estrategia Nacional de Crecimiento Verde, comprometida por el país ante la OCDE.</p>

21	<p>Michel de Laire P Ingeniero en Ejecución en Electricidad de la Universidad de Santiago de Chile, Ingeniero Civil Industrial de la Universidad Técnica Federico Santa María y MBA de la Universidad Politécnica de Cataluña. Cuenta con una amplia experiencia en proyectos de infraestructura eléctrica, eficiencia energética y energías renovables. Estuvo a cargo del área de Industria y Minería de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética. Actualmente se desempeña como asesor de empresas en temas de gestión energética e implementación de la norma ISO 50001.</p>
22	<p>Javier del Río Arquitecto de la Pontificia Universidad Católica, AA Dipl (Hons) Energy & Environment Prog, Reino Unido, académico línea arquitectura y energía escuela de Arquitectura UC, consultor independiente para asesorías de ahorro y eficiencia energética en arquitectura y columnista de Econciencia del Diario La Tercera. Recibió los premios de Fermín Vivaceta del Colegio de Arquitectos de Chile 2003, Arquitectura Sustentable Batimat 2011, Francia y Construcción con mirada de futuro Velux Chile 2013.</p>
23	<p>Manuel Díaz Director del Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) de la Fundación para la Transferencia Tecnológica de la Universidad de Chile e investigador de apoyo en el proyecto. Su experiencia reside en temas de gestión ambiental, energía, minería, cambio climático, análisis de riesgos, y economía ambiental. Tiene un grado de Magíster en Ciencias en Gestión de Proyectos de Ingeniería del Medio Ambiente y Energía de la Ecole des Mines de Nantes, y en Ciencias en Ingeniería Industrial. Es Ingeniero en Minas de la Universidad de Chile.</p>
24	<p>Annie Dufey Economista de la Universidad de Chile y Master of Arts en Políticas de Medio Ambiente y Desarrollo de la Universidad de Sussex. Fue Directora de Políticas, Estrategias y Sociedad en Energía y Cambio Climático de la Fundación Chile, co-fundadora, miembro del Comité Ejecutivo y Coordinadora Técnica de Escenarios Energéticos Chile 2030 e Investigadora Senior del International Institute for Environment and Development (IIED) en Londres. Actualmente es Jefe de la División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía.</p>
25	<p>Laila Ellis Ingeniero Civil del Georgia Institute of Technology, Estados Unidos. Se ha desempeñado en cargos de Sustentabilidad, Seguridad, Sistemas de Gestión Integrada y Gestión de Riesgos del Negocio y Operaciones. Ha trabajado en el sector minero en Sudamérica durante los últimos 15 años y actualmente es Gerente de Riesgos en el área de Finanzas en Anglo American Copper.</p>
26	<p>Andreas Elmenhorst Ingeniero Civil (M.Sc.), Universidad de Ciencias Aplicadas Aachen, Alemania. Alemán que reside desde 1994 en Chile. Actualmente es gerente de la consultora ambiental ECOING en Chile. Tiene 20 años de experiencia en el área de ingeniería ambiental y consultoría internacional (Alemania, Argentina, Chile, Costa Rica, Ecuador, Filipinas, Honduras y Perú), especialmente en gestión de residuos sólidos y su relación con el cambio climático.</p>
27	<p>Jacqueline A. Espinoza O Ingeniero Agrónomo. Doctor en Economía de la Empresa Agraria y Alimentaria, Agronegocios y Marketing Agroalimentario de la Universidad Miguel Hernández, España. Actualmente es la especialista y encargada de Cambio Climático en la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA) del Ministerio de Agricultura de Chile.</p>

28	<p>Fernando Farías</p> <p>Lidera el equipo MAPS Chile desde la Jefatura de la Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Ingeniero Civil Químico de la Universidad de Chile, M.Sc. y Ph.D.. Environment del Imperial College London. Cuenta con una amplia experiencia en el diseño e implementación de políticas públicas para la reducción de GEI, planes de mitigación de cambio climático y calidad del aire.</p>
29	<p>Carlos Finat</p> <p>Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile. Cuenta con una vasta trayectoria profesional, en la industria energética, y minera, tecnologías de información, defensa y automatización. Actualmente, es Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), además de integrar el Comité Ejecutivo de Escenarios Energéticos, el Grupo de Construcción de Escenarios de MAPS Chile y el Consejo Consultivo Energía 2050 invitado por el Ministerio de Energía.</p>
30	<p>Fernando Flores</p> <p>Ingeniero Civil Químico de la Universidad Técnica del Estado y Magíster en Administración de Empresas de la Pontificia Universidad Católica, con más de 25 años de experiencia en actividades relacionadas con el sector de pequeña y mediana minería. Desde junio de 2012, se desempeña en la Fundación Tecnológica de la Sociedad Nacional de Minería Federación Gremial (SONAMI) y la representa en instancias de coordinación público-privadas, como la Mesa Minera de Energía Sustentable y el proyecto gubernamental de Opciones de Mitigación para enfrentar el Cambio Climático, MAPS-Chile. Durante su carrera profesional se desempeñó en diferentes cargos en la Empresa Nacional de Minería y como asesor de la Subsecretaría de Minería. En la actualidad ocupa el cargo de Director de la Comisión Minera en representación del Colegio de Ingenieros.</p>
31	<p>Rodrigo Fuentes</p> <p>Ph.D. y Master of Arts in Economics, University of California Los Angeles (UCLA), Ingeniero Comercial y Magister en Finanzas en la Universidad de Chile. Economista líder del proyecto MAPS-Chile. En la actualidad se desempeña como profesor en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Fue economista senior en el Banco Central de Chile, Director de la Escuela de Postgrado en Economía y Negocios y profesor de la Universidad de Chile. Ha sido profesor visitante en la Universidad de California (UCLA), AB Freeman School of Business en Tulane University y en la Universidad Nacional de Tucumán. Ha publicado artículos en revistas nacionales e internacionales y ha sido consultor para empresas privadas, oficinas gubernamentales, Inter-American Development Bank y el Banco Mundial. Sus áreas de interés son crecimiento económico, economía internacional y macroeconomía.</p>
32	<p>Javier García Monge</p> <p>Ingeniero Civil Industrial y Máster en Ingeniería y Gestión de Medio Ambiente de la Escuela Superior de Minas de París. Actualmente es jefe de la Oficina de Asuntos Internacionales del Ministerio de Medio Ambiente. Fue director del Centro de Energías Renovables y Subgerente de Programas Estratégicos de CORFO, donde estuvo a cargo del programa de promoción de Proyectos de Energías Renovables no Convencionales. Fue encargado de proyectos MDL en Conama y punto focal del IPCC entre 2003 y 2005.</p>
33	<p>Gonzalo García</p> <p>Ingeniero Comercial con mención en Economía y Magister en Economía con mención en Macroeconomía, ambos grados obtenidos en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actualmente es Investigador adjunto del Instituto de Economía de la PUC. Anteriormente se desempeñó como Asesor Económico del Ministerio de Economía de Chile. Como investigador del equipo MAPS Chile, su trabajo se desarrolla entorno a la modelación macroeconómica. Sus</p>

	principales áreas de interés de investigación son la Macroeconomía, Economía Internacional, Desarrollo Económico, y Desarrollo Sustentable.
34	<p>Luis E. Gonzales</p> <p>Economista con maestría en Macroeconomía Aplicada de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Fue asesor macroeconómico en el ministerio de Hacienda de Chile y encargado de la modelación macroeconómica sobre Energía, Medio Ambiente y Macroeconomía. Integrante del equipo técnico de negociaciones sobre cambio climático ante OECD. Tiene experiencia en evaluaciones de impacto, análisis econométrico y forecasting. Sus áreas de interés son el crecimiento y desarrollo económico y políticas públicas. Actualmente es investigador del Centro Latinoamericano de Políticas Económicas y Sociales CLAPES UC.</p>
35	<p>Celia Iturra Molina</p> <p>Ingeniero y Magíster en Asentamientos Humanos y Medio Ambiente. Especialista en transporte sustentable, transporte público y responsabilidad social empresarial. Ha participado en proyectos ambientales para el transporte público y estudios académicos en Chile y Colombia. Actualmente es Jefe de Transporte Público Regional para la Región Metropolitana en el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.</p>
36	<p>André Laroze</p> <p>Doctor en Manejo de Recursos Forestales de la Universidad de Oregón. Fue Jefe de Cambio Climático de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias del Ministerio de Agricultura. Actualmente es Secretario Ejecutivo de la Corporación CertforChile de Certificación Forestal.</p>
37	<p>Sara Larraín</p> <p>Directora del Programa Chile Sustentable y Presidenta del Directorio. Bachiller en Estética y Profesora de Artes Plásticas, ambos de la Pontificia Universidad Católica. Con una larga trayectoria y experiencia en el trabajo medioambiental, ha sido Directora de la oficina de Greenpeace Chile, co-fundadora de la Red Nacional de Acción Ecológica-RENACE y Directora del Programa Chile Sustentable desde 1997. Ha participado en la formulación de políticas públicas como la Ley Corta I y II, el Programa País de Eficiencia Energética, el Proyecto de Ley para la Protección de Glaciares y la ley de promoción de Energías renovables.</p>
38	<p>Flavia Liberona</p> <p>Bióloga de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Se ha desempeñado como docente y coordinadora en diversas redes de trabajo que abordan temas como bosque nativo, institucionalidad ambiental, biodiversidad, transgénicos, entre otros. Desde su ingreso a Fundación Terram ha dirigido el trabajo en líneas temáticas tales como, salmonicultura, cambio climático, contaminación atmosférica, minería y energía, institucionalidad ambiental y biodiversidad. Se desempeña como directora Ejecutiva de Fundación Terram desde agosto de 2007 a la fecha.</p>
39	<p>Diego Lizana</p> <p>Ingeniero Forestal de la Universidad de Chile, Máster en Energías Renovables de la Universidad de Zaragoza, España. Actualmente es Superintendente de Eficiencia Energética de Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi.</p>

40	<p>Gianni López</p> <p>Desde 2004 es parte del Directorio del Centro Mario Molina – Chile. Cuenta con una amplia experiencia de trabajo en temas de contaminación del aire en América Latina. Fue presidente de la Iniciativa de Aire Limpio regional del Banco Mundial de 2000 a 2002, y ha trabajado en varios proyectos con la Agencia de Cooperación Internacional de Suecia, Agencia de Cooperación de Suiza y el Banco Mundial. Actualmente es el coordinador de la Alianza para Combustibles y Vehículos Limpios en la Región de América Latina. También forma parte del Grupo de Contacto de la Iniciativa Global de Economía del Combustible, que promueve una reducción del 50% del consumo mundial de combustible para el año 2050.</p>
41	<p>Claudio Meier</p> <p>Profesor asociado en el Depto. de Ingeniería Civil de la Universidad de Concepción. Es Ingeniero Civil de la misma universidad, MSc en Ingeniería Hidráulica, Universidad de Colorado State y Ph.D. en Ecología Fluvial, Universidad de Montana. Tiene intereses transdisciplinarios en ecohidráulica y ecohidrología, ciencia y gestión sustentable de ríos, e hidroelectricidad verde. Es miembro del Ecohydraulics Committee de la International Association for Hydro-Environment Research and Engineering, del Board de la International Society for River Science, y del Comité Editorial del International Journal of River Basin Management.</p>
42	<p>Joost Meijer</p> <p>Ingeniero Químico de la Universidad de Delft, Países Bajos. Trabajó durante 3 años en Maputo, Mozambique, en un proyecto de cooperación para el desarrollo de la industria local. Desde 1994 se desempeñó como profesional del Ministerio del Medio Ambiente, encargado del área residuos. Actualmente su área de investigación es la introducción de la Responsabilidad Extendida del Productor en el país.</p>
43	<p>Oscar Melo Contreras</p> <p>Ingeniero Agrónomo de la Pontificia Universidad Católica de Chile, MSc y Ph.D. en Economía Agrícola y de Recursos Naturales de la Universidad de Maryland. Actualmente es profesor del Departamento de Economía Agraria de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Ha sido consultor internacional para el Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo, FAO, CEPAL y otras instituciones. Su investigación se ha centrado en la valoración y regulación de los recursos naturales, el funcionamiento de los mercados de agua, la competitividad y desarrollo de la agricultura, los efectos del cambio climático y la caracterización de la demanda de alimentos.</p>
44	<p>Francisco Molina</p> <p>Sociólogo de la Universidad Diego Portales y Magíster en Antropología y Desarrollo de la Universidad de Chile. Posee un Ph.D. en Geografía en la Kings College London. En MAPS Chile es coordinador de Co-beneficios y Visión 2050. Tiene experiencia en investigación, docencia y consultoría, fundamentalmente en temas Socioambientales. Sus áreas de interés son ecología política, participación ciudadana, gobernabilidad, agua, cambio climático y conflictos socio ambientales.</p>
45	<p>Marcia Montedonico</p> <p>Ingeniera Agrónoma de la Universidad de Chile y Máster en Desarrollo sustentable y gestión de sistemas agroambientales de la Università di Bologna. En MAPS Chile es responsable del desarrollo de las temáticas referidas a los sectores agropecuario y forestal; colabora en el estudio de co-beneficios y visión 2050, y en el vínculo entre adaptación y mitigación. Tiene experiencia en gestión del riesgo climático y su interés se centra en el aporte del sector silvoagropecuario a la mitigación y adaptación al cambio climático.</p>

46	<p>Pilar Moraga Abogado de la Universidad de Chile, Máster en Derecho Internacional y Comunitario y Doctor en Derecho por la Universidad de Lille 2-Francia. Es Profesora Asociada de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile y se desempeña como investigadora del Centro de Derecho Ambiental de la misma Institución. Es investigadora principal del área de dimensión humana del Centro Fondap de la Ciencia del Clima y la Resiliencia e investigadora asociada del Centro Fondap de Energía Solar.</p>
47	<p>José Tomás Morel Gerente de Estudios del Consejo Minero desde el año 2012, es Ingeniero Comercial con mención en Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Máster en Economía de Georgetown University (Ilades, Santiago de Chile). Entre los años 2004 y 2010 fue Jefe de la División Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía y posteriormente, hasta el año 2011, fue asesor de la División de Coordinación Interministerial del Ministerio Secretaría General de la Presidencia. También ha sido Ministro Suplente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia y desde 2010 es Integrante del Panel de Expertos de Transporte Público. Profesor de programas de postgrado de las Universidades de Chile y Alberto Hurtado, dictando cursos sobre regulación de mercados.</p>
48	<p>Cristián Mosella Ingeniero Civil Industrial y Magister en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, con experiencia en el sector energía, medio ambiente, desarrollo e implementación de energías renovables, mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, cambio climático, sustentabilidad e innovación. Ha estado involucrado en más de 50 proyectos energéticos, evaluando su viabilidad socio-ambiental, así como su factibilidad técnico-económica. Al mismo tiempo, ha sido responsable de desarrollar y administrar más de 15 proyectos de generación de energía en el mercado del carbono, verificando y comercializando más de tres millones de toneladas de reducción de emisiones de CO₂.</p>
49	<p>René Muga Escobar Vicepresidente Ejecutivo de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile. Es ingeniero comercial y licenciado en economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Cursó y fue además profesor del Magister en Ciencias Políticas de la misma universidad. Fue Vicepresidente de Asuntos Corporativos de LAN Airlines, gerente general de la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC) y director de Desarrollo de Negocios en Codelco. Además, fue director ejecutivo del Consejo Asesor Empresarial del Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC).</p>
50	<p>Rodrigo Mujica Hoevelmayer Ingeniero Forestal de la Universidad Austral de Chile y Doctor en Ciencias Forestales de la Universidad TU München de Alemania. Fue coordinador de proyecto de la GTZ y coordinador del programa forestal del convenio de cooperación técnica entre Chile y México. En el Instituto Forestal se ha desempeñado como gerente técnico y como director de proyectos y programas de investigación y transferencia tecnológica. Actualmente es Subdirector Ejecutivo del Instituto Forestal, institución adscrita al Ministerio de Agricultura.</p>
51	<p>Aquiles Neuenschwander Alvarado Ingeniero Forestal de la Universidad de Chile. Es un profesional de apoyo de la Unidad de Desarrollo Estratégico de la Fundación para la Innovación Agraria (FIA), principalmente en los temas de cambio climático, energías renovables y recursos hídricos para la agricultura.</p>

52	<p>Marcelo Olivares Alveal Ingeniero Civil de la Universidad de Chile y Master of Science Johns Hopkins University, Ph.D. University of California, Davis. Es Profesor del Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Chile. Sus áreas de trabajo incluyen la gestión de recursos hídricos y el análisis de sistemas ambientales. Su investigación reciente se ha centrado en los impactos ambientales asociados a la operación de centrales hidroeléctricas, incluyendo la búsqueda de esquemas de operación alternativos a nivel de sistemas eléctricos interconectados. Ha participado en estudios y proyectos en temas tales como los impactos del cambio climático sobre los recursos hídricos, priorización multicriterio de proyectos de infraestructura hidráulica, y evaluación de estrategias de gestión de recursos hídricos a nivel de cuencas. Actualmente, está a cargo de la Mesa Central de Hidroelectricidad, inserta en el proceso participativo de la Política Energética.</p>
53	<p>Raúl O’Ryan Ingeniero Civil Eléctrico, Magister en Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile y Ph.D. en Economía de la Universidad de California, Berkeley. Ha sido profesor asociado y Director del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile. A partir del 2008 fue Oficial de Programa a cargo de los temas de energía y medio ambiente en el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) de Chile. Actualmente es profesor regular de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez y está a cargo del Centro de Innovación en Energía.</p>
54	<p>Rodrigo Palma Behnke Profesor Asociado de la Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Civil de Industrias, Mención en Electricidad y Magíster de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Doctor en Ciencias de la Ingeniería de la Universidad de Dortmund, Alemania. Sus actividades de docencia e investigación se centran en el área de Energías Renovables, Mercados Energéticos y Planificación de Sistemas Eléctricos. Fue miembro del Panel de Expertos. Actualmente se desempeña como Investigador del Centro de Energía de la Universidad de Chile y Director del Centro de Excelencia FONDAP en Energía Solar, SERC Chile.</p>
55	<p>Oscar Parra Biólogo de la Universidad de Concepción y Doctorado en Recursos Naturales en la Universidad Libre de Berlín, Alemania. Es Profesor Titular de la Facultad de Ciencias Naturales y Oceanográficas, EULA-Chile de la Universidad de Concepción. En el año 2011 fue nombrado Profesor Emérito. Ha participado como investigador y director de numerosos proyectos de investigación en las áreas de los recursos naturales, sistemas acuáticos y medio ambiente, con financiamiento nacional e internacional. Ha sido miembro del Consejo Consultivo Nacional de la CONAMA. Es “Chairholder” o titular de la Cátedra UNESCO en “Gestión de Recursos Naturales, Planificación Territorial y Protección Ambiental”, además de Profesor Visitante en universidades de América Latina, Norteamérica y Europa.</p>
56	<p>Vicente Pérez Vidal Analista de Estrategias y Políticas Públicas en la Comisión Chilena del Cobre. Ingeniero Civil Químico de la Universidad Santa María y Diploma de Postgrado en Administración de la Universidad Adolfo Ibáñez. Ingresó a Cochilco en el año 1987, donde se desempeña actualmente como analista minero de la Dirección de Estudios y Políticas Públicas. Entre sus diversas labores ha estado a cargo de temas relacionados al desarrollo minero, tales como la inversión en minería, los insumos estratégicos de energía y ácido sulfúrico, y los mercados de minerales industriales. En el ámbito de la energía, ha desarrollado líneas de trabajo relacionadas a la proyección de consumo de la energía eléctrica en la minería del cobre, sobre la base de su desarrollo prospectado para un horizonte de 10 años.</p>

57	<p>Guillermo Pérez del Río Ingeniero Civil Eléctrico, egresado de la Universidad de Chile. Gerente de Regulación y Medio Ambiente, de Enersis. Recibió el premio 'Ingeniero Sobresaliente' 2010, otorgado por la Asociación de la Industria Eléctrica-Electrónica (AIE) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).Presidente de CHICIER 2013.</p>
58	<p>Francisco Pinto Máster en Economía Ambiental y Cambio Climático de la London School of Economics, y Máster en Políticas Públicas de la Universidad de Chile. Fue coordinador de los Programas de Recursos Naturales y Economía y Globalización de Fundación Terram. Actualmente se desempeña como profesional en la División de Información y Economía Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente.</p>
59	<p>Andrés Pirazzoli Especialista en Negociación Internacional y Mitigación, Oficina de Cambio Climático – Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Andrés se desempeña actualmente como encargado de negociaciones internacionales en la Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Es abogado de la Universidad de Chile y Master of Environmental and Natural Resources Law de la University of Oregon. Con experiencia en negociaciones internacionales sobre cambio climático y en la coordinación de procesos participativos nacionales y regionales, sus principales intereses son el diseño e implementación de herramientas legales y participativas para el desarrollo sustentable, resiliente y bajo en carbono en Chile y a nivel internacional.</p>
60	<p>Rodrigo Pizarro Director de la División de Información y Economía Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente. Doctorado en estudios ambientales de la Universidad de Stanford y ex director ejecutivo de Terram.</p>
61	<p>José Antonio Prado Ingeniero Forestal de la Universidad de Chile; M.Sc. Silviculture and Forest Influences de la Universidad del Estado de Nueva York; postgrado en Administración Pública en la Universidad de Carleton, Canada. Fue Director de la División de Recursos Forestales de la FAO; Director Ejecutivo de la Corporación Nacional Forestal (CONAF) y Director Ejecutivo del Instituto Forestal (INFOR). Actualmente trabaja como coordinador de las actividades relacionadas con cambio climático en el Ministerio de Agricultura.</p>
62	<p>Osvaldo Quintanilla Ingeniero Forestal de la Universidad Santo Tomás, y Máster en Ética Social y Desarrollo Humano en la Universidad Alberto Hurtado. Actualmente se desempeña en la Unidad de Cambio Climático y Servicios Ecosistémicos de la Corporación Nacional Forestal.</p>
63	<p>Catalina Ravizza Es investigadora de asuntos económicos, apoyó la investigación de acuerdo a las etapas y necesidades del proyecto, hasta julio 2014. Es Ingeniero Comercial con Mención en Economía y Magister en Economía mención Organización Industrial de la Pontificia Universidad Católica. Actualmente se encuentra en su primer año del Ph.D. en economía en Brown University. Dentro de sus principales áreas de interés se encuentran el análisis de la estructura y el funcionamiento de los mercados.</p>
64	<p>Ángela Reinoso Ingeniero de Ejecución en Medio Ambiente de la Universidad de Santiago de Chile, se desempeña en la Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente hace 5 años, encargada de la coordinación del proyectos MAPS Chile y Tercera Comunicación Nacional sobre</p>

	Cambio Climático. Posee experiencia en proyectos de reducción de emisiones bajo el Mecanismo del Desarrollo Limpio, adquirida como coordinadora técnica del Comité del AND-Chile, sus principales áreas de interés son los proyectos de mitigación como NAMAs, Programa HuellaChile y temas relacionados con la Educación sobre Cambio Climático.
65	Bernardo Reyes Ecólogo. Director de la ONG Ética en los Bosques, oficial de enlace de NRDC y miembro del Consejo de Defensa de la Patagonia. Ex-director de la ONG ForestEthics durante los años 2007-2008 y líder de la campaña por la protección del bosque nativo. Graduado de la Universidad de Toronto con una maestría en desarrollo en el Instituto de Estudios Sociales de La Haya-ISS de Holanda. Ha trabajado con programas de cooperación internacional de Canadá en Perú, Bolivia y Centro América. Actualmente es investigador, docente universitario, analista de políticas públicas y activista en varias campañas de protección de ecosistemas, territorios y del patrimonio comunitario.
66	Teodoro Rivas S Doctor y Máster en Economía Agraria de la Universidad de Connecticut y Médico Veterinario de la Universidad de Chile. Fue investigador asociado en la Oficina de Asuntos Internacionales de la Universidad de Connecticut, consultor de organismos internacionales y asesor del Ministro de Agricultura. Actualmente es Subdirector Nacional de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias del Ministerio de Agricultura y Profesor Invitado de la Facultad de Ciencias Veterinarias de la Universidad de Chile.
67	Claudia Rodríguez Arquitecto y Magíster en Desarrollo Urbano de la Pontificia Universidad Católica. Especialista en planificación estratégica urbana y de movilidad. Se desempeñó como Urbanista y Gestor de proyectos en la Subsecretaría de Transportes por más de 7 años, donde destaca la coordinación de proyectos de transporte y sustentabilidad para el Banco Mundial y la iniciativa “Ciudad Modelo de Transporte”. Actualmente se desempeña como consultor en el Observatorio de Ciudades de la Dirección de Extensión y Servicios Externos PUC.
68	Andrea Rudnick Ingeniero Químico, Máster en Ciencias de la Ingeniería. En la actualidad ejerce el cargo de Enlace Latinoamericano en el Programa MAPS Internacional, para incrementar la colaboración regional en Latinoamérica y proporcionar apoyo estratégico y práctico para los países que están implementando el enfoque MAPS, a saber, Brasil, Chile, Colombia y Perú. Además, apoya a MAPS Chile en aspectos estratégicos.
69	Hugh Rudnick Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, Máster en Ciencias y Doctor en Filosofía de la Universidad de Manchester en el Reino Unido. Es profesor emérito de la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Áreas de investigación en el campo de la Ingeniería Eléctrica.
70	Ximena Ruz Espejo Geógrafo de la Pontificia Universidad Católica de Chile, con vasta trayectoria en cargos ejecutivos de instituciones públicas ligadas al desarrollo productivo y ambiental. Subdirectora de Acuerdos de Producción Limpia, con post títulos en Contaminación Ambiental de la Universidad de Chile y amplia experiencia en temas ambientales relacionados con el control de la contaminación ambiental, la gestión de proyectos, su preparación, presentación, implementación, operación y análisis.

71	<p>Lake Sagaris Canadiense de origen y residente desde 1980 en Chile, ha viajado extensamente por su trabajo relacionado con la planificación, la participación y el transporte para la equidad. Ganadora del Premio de Liderazgo para el Ciclismo (2011), de la Embajada Pro-Ciclista Danesa. Escritora premiada y fundadora de Ciudad Viva, se involucró en temas urbanos como líder vecinal del Barrio Bellavista y dirigente de la emblemática Coordinadora No a la Costanera Norte (1997-2000). Es Fellow de la red internacional de emprendedores sociales, Ashoka, y de la red global Synergos de Senior Civil Society Leaders. Es Fellow Post-Doctoral y profesora adjunta del Departamento de Ingeniería de Transporte y Logística, de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actualmente dirige el Laboratorio de Cambio Social, una iniciativa de investigación en y con la comunidad, que investiga diseños y prácticas óptimas para lograr procesos de planificación colaborativa con municipalidades, organizaciones comunitarias, empresas, privados con interés en temas de sustentabilidad y resiliencia urbana.</p>
72	<p>Pablo A. Salgado Poehlmann Ingeniero Civil de industrias con Diploma Académico de especialidad en Ingeniería Ambiental, ambos de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Se desempeñó como Desarrollador y Capacitador en sistemas de aplicación educacional en NAPSIS (asociado a DICTUC). Con ocho años como Experto en temas de transporte sustentable en la Subsecretaría de Transportes del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, ha sido asesor en normativa y análisis ambiental en División Normas y Operaciones. Actualmente se desempeña como Coordinador Ambiental en dicha Subsecretaría.</p>
73	<p>José Luis Samaniego Leyva Economista, Maestro en Economía y candidato a Doctor en Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente es Director de la División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe (CEPAL). Fue Director del Centro de Transporte Sustentable de la Ciudad de México, un programa establecido conjuntamente por World Resources Institute, la Secretaría del Medio Ambiente del Distrito Federal y el Centro Interdisciplinario de Biodiversidad y Ambiente.</p>
74	<p>José Eduardo Sanhueza Licenciado en Química de la Universidad de Chile y Doctor en Química Cuántica de la Universidad de Uppsala, Suecia. Fundador y Coordinador de la Red Latinoamericana de Acción Climática (1992-2000). Desde 1997 es asesor en negociaciones sobre Cambio Climático de la División de Medio Ambiente y Asuntos Marítimos del Ministerio de Relaciones Exteriores. Desde 2007 es consultor en temas de Cambio Climático de la Comisión Económica de América Latina y el Caribe (CEPAL).</p>
75	<p>Ignacio Santelices Economista. Máster en economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Máster en políticas públicas de la Universidad de California - Berkeley. En el sector público ha sido asesor del Ministro de Minería; de políticas económicas del Ministerio de Hacienda y del Ministro-Presidente de la Comisión Nacional de Energía. Además, ha sido consultor de la California Public Utilities Commission; profesor de entorno de negocios en la Universidad Adolfo Ibáñez; y Director de la Oficina en Chile del Center for Clean Air Policy. Actualmente, es el jefe de la división de eficiencia energética del ministerio de energía y presidente del directorio de la Agencia Chilena de Eficiencia.</p>

76	<p>Lupe Santos Licenciada en Comunicación Social y Periodista de la Universidad Diego Portales con experiencia en docencia, gestión de prensa y media training. Harvester del Proyecto MAPS Chile, su rol fue mantener la relación con los medios de prensa, gestionar medios internos de comunicación, redes sociales y reportar a los donantes de MAPS y la oficinas en Sudáfrica.</p>
77	<p>Ángelo Sartori Ingeniero Forestal de la Universidad Santo Tomás, Máster en Administración y Negocios (MBA) y Diplomado en Gestión Sostenible de la Universidad de Lüneburg, Alemania. Se ha desempeñado en diversas áreas ligadas al manejo forestal, en la Corporación Nacional Forestal (CONAF) del Ministerio de Agricultura, estando a cargo, desde el año 2010, de cambio climático y recursos vegetacionales en dicha entidad, además de ser docente de la Universidad Mayor en la cátedra de Bosques y Cambio Climático.</p>
78	<p>Heloisa Schneider Ingeniero agrónoma, magíster en Asentamientos Humanos y medio ambiente de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Con estudios de doctorado en Ingeniería Ambiental en la Universidad Politécnica de Cataluña, fue directora del área de sustentabilidad de Price y de KPMG Chile. Actualmente, se desempeña como asistente de investigación en la División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos de la CEPAL.</p>
79	<p>Juan Pedro Searle Bioquímico de la Universidad de Chile. Ha dedicado su carrera profesional a las negociaciones multilaterales sobre cambio climático en el marco de la Convención homónima, y a la implementación de acciones a nivel nacional, concentrando la atención en las áreas de adaptación, mitigación y mecanismos de mercado. Actualmente trabaja en la División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía, a cargo de la Unidad de Cambio Climático.</p>
80	<p>Carlos Silva Ingeniero Industrial y Magister en Ciencias, con especialidad en ingeniería eléctrica, ambos de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Ph.D. de la Universidad de Minnesota, con especialización en Sistemas Eléctricos de Potencia. En la actualidad se desempeña como director del Área de Energía y Medio Ambiente de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez, investigador del Solar Energy Research Center (SERC), experto en energía de ATS Energía S.A. y director suplente del CDEC-SING.</p>
81	<p>Sebastián Tolvett C Magister en Ciencias de la Ingeniería e Ingeniero Civil Mecánico de la Universidad de Chile, se desempeñó como Director del Área de Medioambiente del Centro Internacional en Sistemas Sustentables Chile (Sistemas Sustentables). Actualmente se desempeña como Jefe de Calidad de Aire y Cambio Climático para el Ministerio de Medioambiente.</p>
82	<p>Rubén Triviño Ingeniero Civil en Geografía de la Universidad de Santiago de Chile, con casi 20 años de experiencia en las áreas del transporte y de medio ambiente. Asesor experto en empresas consultoras y en organismos estatales como Ministerio de Obras Públicas y Universidad de Chile. Actualmente forma parte del Área Metodológica y Datos de la Secretaria de Planificación de Transporte (SECTRA), cumpliendo las funciones de coordinador técnico de estudios ambientales y energéticos de transporte, entre otros.</p>

83	<p>Alberto Ugalde Abaroa. Ingeniero civil industrial eléctrico de la Pontificia Universidad Católica y Magíster en Evaluación de Proyectos de la misma universidad. Ha desempeñado importantes cargos en empresas energéticas en Chile, y como director de estudios en la Comisión Chilena del Cobre y de Prospectiva Energética en el Ministerio de Energía. Actualmente trabaja como consultor independiente.</p>
84	<p>Francisco Unda Chiavegat Ingeniero Civil de la Universidad de Chile y Master of Science, University of Bradford, England. Consultor en Ingeniería de Transporte. Cuenta con más de 40 años de experiencia como especialista en gestión de flotas, desarrollo de sistemas de gestión y desarrollo de contratos, administración de operaciones y economía de transporte, incluyendo trabajo de consultoría en Inglaterra, el soporte técnico de flotas de vehículos en el Medio Oriente y el desarrollo de numerosos proyectos de transporte en Chile, Colombia, Panamá y República Dominicana.</p>
85	<p>Anahí Urquiza Antropóloga Social y Magister en Antropología y Desarrollo de la Universidad de Chile. Doctor en Sociología de la Universidad de Munich, Alemania. Profesora Asistente del Departamento de Antropología en la Universidad de Chile. Como miembro del equipo MAPS Chile su trabajo se concentra en la Coordinación de Co-beneficios y Visión 2050. Ha trabajado en la Universidad de Chile desde el año 2006, participando en investigación, docencia y administración académica. Sus áreas de interés incluyen diversos problemas globales del siglo XXI, tales como envejecimiento de la población, exclusión social y problemas ambientales.</p>
86	<p>Ma. Soledad Valenzuela Molina Máster en Economía Agraria de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Ingeniero Agrónomo de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Fue socia de la empresa ECONAT CONSULTORES, consultora especializada en economía agraria y ambiental, también se desempeñó como profesora de las universidades Mayor y Católica en las áreas de economía ambiental, actualmente es Gerente General de la Asociación de Productores Avícolas de Chile A.G. y Gerente de Estudios y Marketing de la Asociación Gremial de Productores de Cerdos de Chile.</p>
87	<p>Jorge Valverde Carbonell Máster en Análisis Económico de la Universidad de Chile e Ingeniero Comercial con mención en economía de la misma casa de estudios. Ha sido Consultor para CEPAL en materias de productividad y desarrollo económico y Analista de Estudios en la Comisión Chilena del Cobre en temas de proyecciones y productividad en la minería. Actualmente se desempeña como Asesor del Subsecretario de Hacienda, habiendo participado del estudio y diseño de los impuestos verdes de la Reforma Tributaria y siendo el encargado del ministerio para estas materias.</p>
88	<p>María de la Luz Vásquez Químico, Magister en Ciencias Químicas Facultad de Ciencias de la Universidad de Chile. Actualmente se desempeña como Jefe de la Unidad Ambiental de Ministerio de Minería, donde ha trabajado desde el año 1995, ocupando también el cargo de Jefe de la División de Planificación y Desarrollo (2003-2006). Anteriormente trabajó en Fundación Chile, desarrollando nuevas metodologías de análisis químicos y de residuos en alimentos para certificación de exportaciones.</p>

89	<p>Julio Vergara Aimone Ph.D. en Ingeniería Nuclear (MIT), Master of Science en Ingeniería Nuclear, Master of Science en Ingeniería de Materiales, Master of Science en Arquitectura Naval del MIT, y MBA de la UAI. Ingeniero Naval. Actualmente es profesor asociado jornada completa de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actual Presidente de la Sección Latinoamericana de la American Nuclear Society. Ex Oficial de la Armada. Ex Vicepresidente del Consejo Directivo de la CCHEN y consultor del Organismo Internacional de Energía Atómica.</p>
90	<p>Julio Villalobos Ingeniero Comercial de la Universidad Diego Portales. Máster en Gestión Logística Integral de la Escuela de Organización Industrial EOI-España, Graduado del Programa de Desarrollo Directivo PDD, ESE Escuela de Negocios de la Universidad de los Andes. Director del Centro del Transporte de la Universidad Andrés Bello y del Centro Latinoamericano de Investigación Logística CLI-Chile (miembro de la Red SCALE del Center for Transportation & Logistics - MIT). Socio-Director Julio Villalobos y Asociados y miembro de la Comisión de Transporte del Colegio de Ingenieros de Chile. Fue Presidente de ChileTransporte AG. y Sub</p>
91	<p>Juan Pablo Yumha Arquitecto con más de 5 años de experiencia en la gestión de proyectos, iniciativas y políticas públicas relacionadas a la construcción sustentable. Fue el encargado de liderar la coordinación interministerial en esta materia y posteriormente de institucionalizar el área de sustentabilidad en el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, a través de la creación de la Secretaría Ejecutiva de Construcción Sustentable, en el año 2012, equipo que actualmente lidera. Algunos de los principales productos desarrollados han sido la primera Estrategia Nacional de Construcción Sustentable y el Código de Construcción Sustentable para Viviendas.</p>
92	<p>Virginia Zalaquett Ingeniero Civil Industrial Eléctrico de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Consultora en energía inteligente y eficiencia energética. Docente en el Máster en Derecho de la Energía de la Universidad Mayor. Fue Jefa de la División de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía, miembro del Directorio de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética y gerente general de una fundación de desarrollo tecnológico.</p>

Profesionales de apoyo

1	<p>Rosamarina Gutiérrez Asistente ejecutiva bilingüe, con amplia experiencia en la empresa privada. A partir del año 2008 se incorpora al ámbito público en el Ministerio del Medio Ambiente, apoyando a los profesionales de la Oficina de Cambio Climático y a todo el equipo del Proyecto MAPS Chile en la gestión administrativa desde el inicio del proyecto en Chile, hasta septiembre del presente año.</p>
2	<p>Bernardita Garreaud Asistente secretarial del proyecto desde el año 2012. Con sólida trayectoria profesional, ha participado en forma independiente en la realización de proyectos educacionales, comerciales y privados, apoyando en áreas de gestión, administración, relaciones públicas, marketing y ventas.</p>

XVI. Referencias – Estudios licitados

- [1] DICTUC UC, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del sector residuos antrópicos”, Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 26/2013).
- [2] FUNDACION CHILE, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del Comercial, Público y Residencial”, Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 29/2013).
- [3] INFOR/INIA, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del sector Silvoagropecuario y Cambio de Uso de Suelo”, Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 241/2013).
- [4] INSTITUTE FOR STRUCTURAL RESEARCH (IBS), “MEMO II – a DSGE model as a climate policy assessment tool”. Estudio Proyecto MAPS Chile y Ministerio de Hacienda, febrero 2014.
- [5] OSCAR MELO, “Modelamiento y Proyección de emisiones de gases efecto invernadero en fertilizantes nitrogenados y ganado en Chile. Sector agropecuario 2013-2030 del proyecto MAPS Chile”, Estudio Proyecto MAPS Chile, agosto 2014 (contratado a través de SSN).
- [6] SISTEMAS SUSTENTABLES, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del sector Transporte y Urbanismo”, Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 246/2013).
- [7] UNIVERSIDAD CATOLICA, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del sectores de Generación Eléctrica y otros Centros de Transformación” Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 27/2013).
- [8] UNTEC, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación de los sectores Minería y Otras Industrias”, Estudio Proyecto MAPS Chile, abril 2014 (licitado a través de PNUD SDP 28/2013).
- [9] MAPS CHILE, “Estimación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de medidas tempranas implementadas entre 2007-2013”, Estudio Proyecto MAPS Chile, agosto 2014 (disponible en sitio www.mapschile.cl).

XVII. Glosario

Biomasa: Materia orgánica total de organismos vivos de una o más especies en un momento determinado, expresada en peso por unidad de área o de volumen. También se define como materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.

BNE: Balance Nacional de Energía

Densidad de la madera: Proporción entre el peso secado en horno y el volumen del fuste sin corteza. Permite calcular la biomasa leñosa dentro del peso de la materia seca.

Econometría (medición de la economía): Análisis cuantitativo de los fenómenos económicos a través de métodos matemáticos y modelos teóricos.

Factor de expansión de biomasa (FEB): Factor de multiplicación que sirve para calcular la tasa de crecimiento de las existencias en formación, o el volumen de aprovechamiento de la madera en rollo comercial, o las informaciones sobre el incremento del volumen de las existencias en formación, a fin de tomar en cuenta componentes no comerciales de la biomasa cuales las ramas, follaje y árboles no comerciales.

Fermentación entérica: Proceso digestivo por medio del cual los microorganismos descomponen los carbohidratos en moléculas simples para la absorción hacia el torrente sanguíneo de un animal. Durante este proceso se producen grandes cantidades de emisiones de metano.

Fustal: Etapa de desarrollo de un rodal en que se alcanza la madurez de los individuos. Se termina la poda natural. La altura de los ejemplares supera los 20 m y el diámetro varía entre 30 y 50 cm.

Gases de efecto invernadero (GEI): Gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes. Esta propiedad causa el efecto invernadero. El dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O) y metano (CH₄) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre.

Manejo de estiércol: Proceso de toma de decisiones que apunta a combinar la producción agrícola rentable con pérdidas mínimas de nutrientes del estiércol (excremento animal).

Modelo estocástico: Cuando al menos una variable del mismo es tomada como un dato al azar y las relaciones entre variables se toman por medio de funciones probabilísticas.

NAMAs: Acciones de mitigación apropiadas a cada país. Opción de mitigación para los países en desarrollo en el contexto de la negociación sobre acción cooperativa a largo plazo en la Convención de las Naciones Unidas, bajo el Plan de Acción de Bali adoptado en la 13ª sesión de la COP celebrada en Bali el año 2007. Las NAMAs pueden abarcar tanto los esfuerzos para construir capacidades para reducir emisiones como las propias medidas para reducirlas. Pueden adoptar la forma de políticas y medidas, regulaciones, estándares, programas e incluso de incentivos financieros. Pueden incluir uno o más sectores. Se puede desarrollar más de una NAMA de un mismo sector.

Partición modal: Concepto utilizado para referirse a cómo se distribuyen los viajes asociados al transporte de pasajeros y carga entre los distintos medios de transporte disponible.

PKM, Pasajero kilómetro: Unidad de medida para representar la cantidad de kilómetros anuales recorridos por una persona o el total de la población en algún medio de transporte. En estricto rigor, los medios de transporte incluyen tanto a los vehículos motorizados (automóviles, buses, etc.) como no motorizados (bicicleta, caminar, etc.). Sin embargo, en este estudio sólo se proyectaron los PKM asociados a vehículos motorizados.

Planificación centralizada (referido al sector de generación eléctrica): Concepto utilizado para referirse a que las decisiones de inversión en nuevas centrales eléctricas (tipo de tecnología, capacidad y fecha de entrada) y la operación de las centrales eléctricas en operación y nuevas son tomadas por un organismo centralizado. En el caso chileno, las decisiones de inversión no se realizan de manera centralizada, sino que son los privados (empresas de generación) los que deciden qué y cuándo invertir, siempre cuando se cumplan las leyes y normativas vigentes. Para la operación, en Chile existe un organismo centralizado llamado Centro de Despacho de Carga (CDEC-SIC y CDEC-SING, para los sistemas eléctricos SIC y SING, respectivamente) encargado de decidir qué centrales deben operar y cuánta energía deben producir bajo un criterio de minimización de costos de operación.

Plantación normalizada: Una plantación en estado normalizado es aquella en la que la masa de plantaciones considerada tiene una estructura de edades tal que la superficie a cosechar en el año considerado es aproximadamente igual a $1/(\text{edad de rotación})$ de la superficie total.

PPC (referido a residuos sólidos): Producción o generación per cápita de residuos sólidos. Representa la cantidad promedio de residuos generados por una persona al año. Generalmente se mide en toneladas anuales por persona (t/año/persona) o kilogramos diarios por persona (kg/día/persona).

Residuos antrópicos: Residuos generados por la actividad humana.

RILes, Residuos líquidos industriales: Son aguas de desecho generadas en establecimientos industriales como resultado de un proceso, actividad o servicio.

Rodal: Agrupación de árboles que ocupando una superficie de terreno determinada, es suficientemente uniforme en especie, edad, calidad o estado como para distinguirla de otra masa de árboles.

SIC, Sistema Interconectado Central: Este sistema eléctrico comprende aproximadamente el área ubicada desde la rada de Paposo por el norte (en la II Región) y la localidad de Quellón por el sur, en la isla de Chiloé (X Región), cubriendo cerca del 93% de la población de la República de Chile (Fuente: CDEC-SIC).

SING, Sistema Interconectado del Norte Grande: Este sistema eléctrico se extiende entre Arica Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental (Fuente: CDEC-SING).

TKM, Toneladas kilómetro: Unidad de medida para representar la cantidad de carga anual transportada (no pasajeros) por la cantidad de kilómetros necesarios para transportar a ésta. El

transporte de carga incluye el transporte de frutas, hortalizas, ganado, productos forestales, productos manufacturados, etc.

XVIII. Acrónimos

AEO: Annual Energy Outlook de la U.S. Energy Information Administration (EIA)
AIE: Agencia Internacional de la Energía
CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
CNE: Comisión Nacional de Energía
COP: Conferencia de las Partes
ENAP: Empresa Nacional de Petróleo
ERNC: Energías renovables no convencionales
FEPCO: Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles
INGEI: Inventario de Gases de Efecto Invernadero
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change
IPN: Informe de Precio Nudo
PIB: Producto Interno Bruto
PPC: Paridad Poder de Compra (sigla en inglés PPP).
SEA: Sistema de Evaluación Ambiental
SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
WEO: World Energy Outlook de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)