



THE BOSTON CONSULTING GROUP

Inventario de emisiones de GEI 1990-2010, proyección de emisiones a 2040 y matrices de abatimiento de CO₂ - Chile

Preparado para la Asociación de Generadoras de Chile

Septiembre de 2013

Nota: El presente estudio, sus conclusiones y recomendaciones han sido elaborados por BCG, a pedido de las empresas generadoras asociadas en AGG, por lo que refleja la opinión de BCG y no necesariamente la opinión de las empresas asociadas.

Índice

1	Introducción.....	3
2	Resumen ejecutivo	5
3	Construcción del inventario nacional de emisiones de GEI 1990-2010	7
3.1	Metodología utilizada para la construcción del inventario.....	7
3.2	Inventario de emisiones para Chile 1990-2010	12
4	Proyección de emisiones de GEI Chile 2011-2040.....	20
4.1	Escenarios considerados.....	20
4.2	Metodología de proyección	21
4.3	Proyección de emisiones por sector de actividad económica.....	23
4.4	Principales implicancias de la proyección de emisiones.....	42
5	Construcción de curvas y matrices de abatimiento	46
5.1	Metodología.....	46
5.2	Iniciativas de abatimiento de GEI.....	51
5.3	Curvas y matrices de abatimiento para Chile 2020, 2030 y 2040	57
5.4	Análisis de sensibilidades	61
6	Conclusiones del proyecto	65
7	Apéndices.....	68
7.1	Glosario.....	68
7.2	Anexos	69
7.3	Referencias y bibliografía.....	132

1 Introducción

El cambio climático es un problema de interés nacional, que afecta a todos los sectores económicos de Chile. A fines de agosto de 2010, en el marco del acuerdo alcanzado en Copenhague durante la realización de la COP 15 de la Convención Marco sobre Cambio Climático, el gobierno de Chile se comprometió voluntariamente a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)¹ a través de la implementación de acciones nacionales de mitigación apropiadas (NAMAS por sus siglas en inglés) que le permitan lograr una desviación de 20% por debajo de la trayectoria creciente de emisiones de línea de base al año 2020, proyectadas desde 2007. Además, en el contexto de las futuras negociaciones y siendo Chile miembro de la OECD, el país deberá reforzar aún más sus esfuerzos de reducción de emisiones

La última conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático celebrada en Doha en el año 2012 dejó en evidencia una menor influencia a la hora de lograr acuerdos internacionales², ya que no se logró establecer un nuevo compromiso multilateral sino que se pactó una nueva ronda de negociaciones para el año 2015. Será entonces cuando se buscará sustituir al protocolo de Kioto por un nuevo acuerdo multinacional único y jurídicamente vinculante con el objetivo de limitar el calentamiento global a 2°C, que entraría en vigencia en 2020. Hasta ese año regirá el protocolo adoptado en 1997, que fue ratificado en Doha y cuyos mecanismos continuarán inalterados a partir de 2013. Sin embargo, países como Japón y Rusia no suscribieron la ratificación, uniéndose a Canadá, que ha abandonado el protocolo de Kioto por completo. Estos tres países se suman entonces a los cuatro con mayores emisiones y que no tienen compromisos multilaterales de mitigación. Estas naciones concentran el 70% de las emisiones globales.

Chile posee en la actualidad un perfil de emisiones comparativamente bueno que lo ubica dentro del último cuartil de los países de la OCDE en intensidad de emisiones per cápita. Este nivel de emisiones está en línea o ligeramente por debajo de su nivel de desarrollo, y registra una menor intensidad de emisiones de CO₂ que países de ingresos per cápita similares en la región y el mundo. Desde esta posición, el país debe preguntarse cómo puede alcanzar su aspiración de desarrollo limpio de manera eficiente, dentro de un contexto internacional que se dirige a una reorganización de esfuerzos.

La Asociación de Generadoras de Chile está comprometida y quiere ayudar a promover el desarrollo de una generación sustentable, competitiva y de confianza. En este sentido se desea contribuir a la discusión sobre generación y composición de la industria energética mediante la elaboración y proposición de políticas requeridas para alcanzar los objetivos de desarrollo y el bienestar de los ciudadanos. Dado el alcance del compromiso, es necesario dar espacio a una discusión seria y bien informada para evaluar y medir el efecto de las posibles iniciativas de reducción de emisiones de GEI en los diferentes sectores productivos. Con este fin, las principales empresas de generación eléctrica, representadas por la Asociación, impulsan este estudio encargado a The Boston Consulting Group para

¹ Específicamente, el compromiso firme que tiene Chile es cumplir con los lineamientos definidos en el protocolo de Kioto, el cual no establece compromisos vinculantes de mitigación para países en desarrollo. El resto son compromisos voluntarios que se cumplirán en la medida de lo posible y de la llegada de aportes financieros desde países incluidos en el Anexo 1

² Perspectiva de BCG en base a monitoreo y análisis de resultados de las conferencias internacionales sobre cambio climático. No se esperan cambios importantes en el COP de Varsovia, a realizarse al tiempo de la difusión de este estudio.

analizar todos los aspectos relevantes que sirvan para construir una propuesta que permita al país enfrentar sus desafíos de forma efectiva y eficiente.

El objetivo de este estudio es dar una orientación respecto al costo y los desafíos que Chile debe afrontar para cumplir el compromiso de reducción de emisiones. Para ello es necesario primero comprender la evolución de las emisiones en los últimos años, proyectar después su comportamiento en el futuro, y finalmente determinar cuáles son las alternativas de mitigación teniendo en cuenta su costo e impacto. Con el fin de dar respuesta a estas premisas, el trabajo se divide en tres partes: la preparación del inventario nacional de emisiones en el año 2010, la proyección a 2040 del nivel de emisiones totales del país y la construcción de curvas y matrices de costo de abatimiento de CO₂ para evaluar la factibilidad y cuantificar el costo de cumplir con el compromiso de reducción.

2 Resumen ejecutivo

El presente trabajo tiene como principal objetivo la concienciación sobre el impacto económico que puede tener en la economía chilena la definición de compromisos de abatimiento de GEI. Para ello consta de tres partes fundamentales. En primer lugar, se realiza un inventario de las mediciones de GEI en Chile entre los años 1990 y 2010. De esta forma se analiza el perfil de emisiones del país, que es luego proyectado hasta el año 2040. Esto es fundamental porque los compromisos de reducción del país son proporcionales a la evolución futura esperada de las emisiones tomando un escenario base en el año 2007. Por último, se estudian las posibles iniciativas de mitigación, analizando su potencial de abatimiento, costo y factibilidad tanto técnica, como social y medioambiental. En base a este análisis se determina el impacto económico del acuerdo suscrito.

A fines de agosto de 2010 Chile se comprometió a reducir el 20% de las emisiones de GEI proyectadas a 2020 respecto al escenario base tomando como referencia el año 2007³. Bajo este contexto se estima que este esfuerzo representaría la reducción de alrededor de 25 millones de toneladas de CO₂ anuales en 2020. Cumplir este compromiso implicaría para el país un costo marginal de abatimiento de entre 52 y 106^{4,5} US\$/tCO₂ y un costo medio entre 8 y 26 US\$/tCO₂. El costo anualizado total de implantar iniciativas que permitan abatir los 25 millones de toneladas de CO₂ del compromiso asumido por Chile para el año 2020 sería de entre US\$200 MM y US\$650 MM, es decir, entre el 0,1% y el 0,4% del PIB del año correspondiente.

Chile, que representa apenas el 0,2% de las emisiones globales, debe buscar un camino que le permita equilibrar su ambición de desarrollo limpio y los desafíos que afronta para mantener la competitividad y el desarrollo económico. Esto es particularmente relevante dada la importancia del precio de la energía en las estructuras de costo de las principales industrias chilenas. Estudios recientes indican que un incremento del 10% en el precio de la energía eléctrica tiene un impacto negativo en la tasa de crecimiento de Chile de en torno a 0,7 puntos porcentuales⁶, por lo que cumplir el compromiso 20/20 podría costarle alrededor de un 2,8%⁷ de crecimiento anual de forzarse la entrada de generación con tecnologías más caras que lo que es óptimo.

En este sentido este estudio ha encontrado que una mirada a más largo plazo (2030) permitiría a Chile aprovechar mejor sus ventajas comparativas en la reducción de

³ Cabe aclarar que este compromiso es voluntario, no vinculante y que tiene condiciones para su cumplimiento. Entre ellas se encuentran el reconocimiento de esfuerzos ya realizados (Ej.: ERNC) y la existencia de ayuda financiera internacional. El compromiso es anual y se extiende a partir del año 2020

⁴ Rango corresponde a valor esperado y valor máximo considerando desplazamiento de generación a carbón según lo calculado en la sección 5.4 de este informe. Bajo un escenario más optimista, el costo marginal caería a 41 US\$/tCO₂ y el medio a -3 US\$/tCO₂. Por otro lado, si se contempla reemplazo de un mix de generación entre carbón, gas natural y energía hidroeléctrica, el costo marginal se elevaría a 148 US\$/tCO₂ y el medio a 23 US\$/tCO₂

⁵ Este valor resulta elevado comparado con el precio de los CER del ETS de la Unión Europea, que se ubica alrededor de los 10 US\$/tCO₂

⁶ Carlos J. García 2012 – "Impacto del Costo de la Energía Eléctrica en la Economía Chilena: Una Perspectiva Macroeconómica"

⁷ Asume que el costo de abatimiento de US\$52/tCO₂eq (aprox. US\$50/MWh) se traslada al costo marginal de generación (térmica a carbón). Esto representa cerca de un 43% de incremento en el precio de la energía eléctrica del país, promediando el valor anual de 120US\$/MWh en el año 2020, según lo indicado en Bloomberg New Energy Finance (BNEF) "Chile Levelized Cost of Energy", 2011

emisiones de GEI: la generación hidroeléctrica y la captura de carbono en biomasa forestal. Esta mirada más a largo plazo permitiría al país reducir el costo marginal de abatimiento prácticamente a ~US\$0/tCO₂, para un compromiso de reducción de emisiones de 20% hacia el año 2030, reduciendo la presión para fomentar prematuramente tecnologías de generación eléctrica más costosas en términos de abatimiento.

En este sentido, una primera conclusión de este estudio es que, para ser efectiva, la agenda de cambio climático para Chile debe priorizar el desarrollo de medidas en tres frentes de alto impacto:

1. Impulsar medidas para la eficiencia energética, tanto en la industria como a nivel residencial, particularmente en la minería, debido a su peso en la demanda de energía eléctrica nacional
2. Desarrollar políticas para la forestación de áreas con potencial para bosques sin fines comerciales, en línea con la NAMA ya presentada por el gobierno
3. Impulsar políticas que permitan materializar los grandes proyectos hidroeléctricos, que requieran de amplios consensos en el país

También, se desprende del estudio que las ERNC no son soluciones óptimas para la reducción de emisiones en el año 2020, dado que si bien contribuyen a la mitigación de emisiones de CO₂, lo hacen con un alto costo de abatimiento frente a otras medidas. Finalmente, se concluye que es conveniente para Chile trabajar hacia un acuerdo mundial antes de plantearse metas de reducción de emisiones, o bien, postergarlas para el año 2030, de modo que se puedan desarrollar medidas de menor costo y alcanzar así una agenda de cambio climático efectiva desde el punto de vista económico y coherente con los acuerdos internacionales.

3 Construcción del inventario nacional de emisiones de GEI 1990-2010

La construcción del inventario nacional de emisiones de GEI es indispensable para comprender la evolución y conocer el nivel actual de emisiones de Chile. Además, los datos finales del inventario proporcionan un punto de partida sobre el cual basar la proyección de emisiones para las próximas décadas según los dos métodos ensayados que se detallan en la sección 4. El inventario contabiliza el total de GEI generados por las fuentes emisoras del país entre los años 1990 y 2010, y representa un punto de partida esencial para emprender cualquier acción encaminada a reducir las emisiones y cumplir con los compromisos del país.

3.1 Metodología utilizada para la construcción del inventario

Este estudio se basa en las directrices del IPCC⁸ (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) para la construcción de inventarios de emisiones y captura de GEI en su versión 2006 cuando los datos de actividad lo permitieran y, en su defecto, en su versión 1996 incluyendo los manuales de buenas prácticas de 2000 y 2003.

El IPCC forma parte de las iniciativas medioambientales de Naciones Unidas y formula pautas para la elaboración de estadísticas nacionales de emisiones de GEI. Las directrices se elaboran con un amplio consenso de expertos de diversos países y han sido adoptadas por 195 países para el reporte de sus inventarios nacionales de emisiones. Chile es uno de los países que se ha comprometido a reportar inventarios de emisiones siguiendo las directrices del IPCC.

Según la metodología propuesta, los GEI pueden dividirse entre gases de efecto directo y de efecto indirecto. Los gases de efecto directo son aquellos que, en la atmósfera, retienen parte de la energía que emite la tierra al haber sido calentada por el sol (forzantes radiativos). Éstos incluyen dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆), halocarburos (HFCs) y perfluoruros (PFs).

Los gases de efecto indirecto son aquellos que generan mayor concentración de GEI directos mediante reacciones espontáneas e incluyen monóxido de carbono (CO), óxidos nitrosos (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM).

Los gases de efecto directo pueden expresarse en unidades de CO₂ equivalente (Figura 1), mientras que los de efecto indirecto no cuentan con factores similares de conversión.

⁸ Fuente: UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change

Figura 1: GWP (Global warming potential) – Conversión de GEI a unidades CO₂eq

Gases con efecto directo	Factor conversión CO₂eq/g
CO ₂ Dióxido de Carbono	1
CH ₄ Metano	21
N ₂ O Óxido Nitroso	310
SF ₆ Hexafluoruro de azufre	23.900
HFCs Halocarburos	650 - 11.700
PFs Perfluoruros	6.500 - 9.200

Este estudio analiza únicamente los gases de efecto directo, dado que permiten su agregación y comparación a través de la transformación del efecto de los distintos gases a unidades de CO₂ equivalente. En el caso de los gases de efecto indirecto, su incidencia es muy volátil y no es lineal, por lo que su transformación a CO₂ equivalente sería errática. Además, el *IPCC* los mide de manera separada y no los consolida en las emisiones totales.

Cabe destacar que no se considera la contribución del "carbón negro" u hollín en este estudio. Si bien estudios recientes⁹ sugieren un impacto del hollín sobre el calentamiento similar al de los gases de efecto directo, existen diversas teorías respecto a la magnitud y forma del mismo, aunque se asegura que sería superado sólo por el efecto del CO₂. En estudios sobre el tema, se afirma que las emisiones de hollín a lo largo de la era industrial han resultado en un incremento de entre 0,1°C y 2°C en la temperatura media global sobre la superficie terrestre. La amplitud del rango se debe a la imprecisión de los modelos existentes, cuya modelización del efecto se ve limitada por la dificultad de estimar emisiones globales y simular el comportamiento de las nubes de hollín. Hemos decidido no incluirlo en el análisis debido a que el hollín no es contemplado por la *IPCC* en la actualidad, aunque no se descarta la posibilidad de que sea incluido en un futuro, una vez se comprenda mejor su influencia.

3.1.1 Estructura del inventario de emisiones

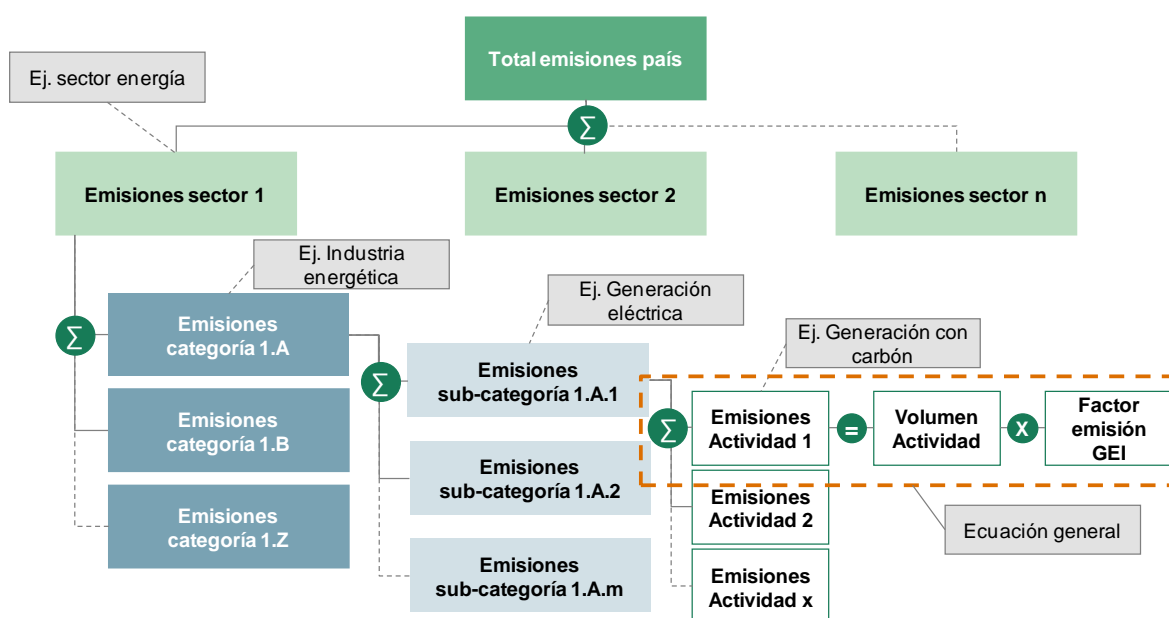
El *IPCC* establece la identificación de las emisiones de GEI a partir de las fuentes generadoras de estos gases. Siguiendo esta metodología, existen 4 grandes sectores emisores: Energía, Procesos industriales, Agricultura, silvicultura y uso de suelo, y Residuos. Cada uno de estos sectores se divide en categorías y sub-categorías para identificar las fuentes de las emisiones. A su vez, se identifican las principales actividades dentro de cada categoría o sub-categoría. La estimación de emisiones se realiza a partir del volumen de la actividad y su correspondiente factor de emisión. El volumen se

⁹ Bond, TC et al. "Bounding the role of black carbon in the climate system: A scientific assessment" 2013
Estudio preparado por la American Geophysical Union

correlaciona con una variable característica de la actividad específica y el producto entre esta variable y el factor de emisión da como resultado el volumen de emisiones. Por ejemplo, una de las categorías del sector Energía es "Emisiones por combustiones fósiles" que incluye la sub-categoría Transporte. Dentro de esta última se identifica el transporte aéreo de cabotaje como una de las actividades principales. La variable característica es el volumen de combustible consumido. El factor de emisión se expresa en toneladas de CO₂ por unidad de volumen consumido, y producto de estos dos valores dará como resultado las emisiones de la actividad.

La figura 2 ilustra la estructura general de cálculo de las emisiones del país, identificando la contabilización por sector, categoría, sub-categoría y actividades específicas.

Figura 2: estructura general de cálculo de emisiones



A continuación se detallan las categorías consideradas dentro de cada sector:

Según el IPCC, el sector de **Energía** contabiliza las emisiones por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas producto de la extracción de combustibles, como son la combustión en la producción de energía, la combustión industrial y no industrial y el transporte o la extracción de combustibles fósiles¹⁰. Dentro de este sector se encuentran las siguientes categorías:

- **Industria energética:** Emisiones por la quema de combustibles en la generación de energía eléctrica, el refino y la producción de combustibles derivados
- **Industria y construcción:** Emisiones por quema de combustibles en los procesos industriales y construcción, incluyendo transporte al interior de la fábrica¹¹

¹⁰ IPCC no contabiliza la quema de biomasa por efecto carbono neutral

¹¹ Incluye las industrias del hierro y el acero, la minería no férrea, la industria química, la industria de celulosa y papel, la minería no metálica, la industria de alimentos, bebidas y tabaco, entre otras. Ejemplo: Camiones utilizados en el rajo de una operación minera

- **Transporte:** Emisiones por quema de combustibles en transporte aéreo, por carretera, ferroviario y marítimo
- **Residencial, comercial y público:** Emisiones por quema de combustibles en los sectores residencial, público o comercial
- **Emisiones fugitivas:** Emisiones producto de reacciones químicas en procesos de extracción y transporte de combustibles fósiles o transporte y almacenamiento de CO₂.

El sector de **Procesos industriales** contabiliza las emisiones producto de reacciones químicas en procesos industriales, como son los procesos productivos (sin contar los procesos de combustión contemplados en el sector Energía) o el uso de solventes y otros productos. Por ejemplo, las emisiones producto de la quema del combustible utilizado en los camiones que participan en las operaciones de la industria cementera se contabilizan en el sector Energía, mientras que las emisiones producto de las reacciones químicas que se producen en la mezcla de la cal y el clínker están contabilizadas en el sector de Procesos industriales. Dentro de este sector se encuentran las siguientes categorías:

- **Industria mineral:** Emisiones por reacción química de minerales, en la generación de productos cuyos insumos son ricos en carbono¹²
- **Industria química:** Emisiones en la elaboración de productos químicos¹³
- **Industria metálica:** Emisiones por reacción química en la elaboración de metales¹⁴
- **Otras producciones:** Emisiones por producción y uso de productos no categorizados anteriormente. Por ejemplo, emisiones por el uso de solventes en la producción de papel
- **Consumo de HFC, PFC y SF6:** Emisiones potenciales por el uso directo de estos contaminantes, dado que son GEI en sí mismos.

El sector de **Agricultura, silvicultura y uso de suelo** contabiliza las emisiones producto de actividades productivas agroforestales y cambios en el uso de suelo. También contempla las situaciones en las que se dan "capturas", es decir, una reducción del CO₂ atmosférico producto de la fotosíntesis u otros procesos. Dentro de este sector se encuentran las siguientes categorías:

- **Ganadería:** Emisiones por la descomposición del estiércol (fermentación entérica y manejo de estiércol)
- **Uso de suelo y cambio en uso de suelo (LULUCF¹⁵):** Capturas y emisiones en la biosfera según el tipo de suelo (forestales, agrícolas, pastizales y otros). Por ejemplo, capturas de carbono mediante fotosíntesis o emisiones de perturbaciones, remociones de madera y degradación
- **Fuentes agregadas de CO₂ y otros gases:** Se contabilizan aparte otras fuentes relevantes de CO₂ y también fuentes emisoras de otros GEI, principalmente de la agricultura. Por ejemplo, CO₂ en el cultivo de arroz, o en aplicación de urea o cal en suelos y N₂O emitidos en la explotación de suelos con fertilizantes o cultivos fijadores de nitrógeno, o quema in situ de biomasa.

Finalmente, el sector de **Residuos** considera las emisiones producto del tratamiento y eliminación de residuos. Dentro de este sector se considera únicamente la **eliminación de desechos sólidos** (emisiones por la descomposición de desechos sólidos tanto en sitios manejados como en la intemperie) por ser la más significativa.

¹² Incluye la producción de cemento y cal, el uso de caliza, dolomita y carbonato sódico, entre otros

¹³ Incluye la producción de amoníaco, ácido nítrico, ácido adípico, y carburo de silicio, entre otros

¹⁴ Incluye la producción de hierro y acero, cobre, molibdeno y oro, entre otros

¹⁵ Por sus siglas en inglés, "Land Use, Land Use Change and Forestry"

El inventario preparado como parte de este estudio permite identificar las emisiones provenientes de cada uno de los sectores, categorías y sub-categorías. Asimismo, es posible analizar las emisiones históricas (entre 1990 y 2010) para cada uno de ellos.

Cabe destacar que esta metodología se limita a contabilizar los gases emitidos en el territorio nacional, manteniendo fuera (o en una contabilidad separada) las emisiones de búnker y de transporte aéreo internacional, que no se han tenido en cuenta para este estudio.

El Anexo 1 muestra las actividades consideradas de manera detallada.

3.1.2 Factores de emisión

El IPCC propone tres niveles de factores de emisión: *Tier 1*, *Tier 2* y *Tier 3*. Cada *Tier* representa niveles crecientes de exhaustividad en la determinación de los factores, siendo *Tier 1* el nivel menos exhaustivo, ya que estos factores están calculados en función de promedios internacionales. La metodología IPCC propone su utilización al realizar inventarios de emisiones en aquellos casos en los que no hay razón para anticipar diferencias locales, o donde no hay información local disponible. En el presente estudio se utilizaron factores de emisión *Tier 1* en todos los casos en los que el uso de estos factores era fiable, al no esperarse grandes variaciones entre los promedios internacionales y los correspondientes para Chile, como por ejemplo las categorías del sector Energía.

Los factores de emisión *Tier 2*, por su parte, ajustan los valores según las características de cada país. Éstos se utilizan cuando se evidencia un error potencial en los factores *Tier 1*, dadas las características propias del país. Para el caso de Chile, la categoría de Cambio de uso del suelo forestal se calcula utilizando los factores de emisión con este método. Asimismo, dado que se contaba con información relevante a nivel local en Ganadería (fermentación entérica de ganado bovino), también se utiliza para esta categoría el factor de emisión *Tier 2*.

El presente trabajo no utiliza factores *Tier 3*, basados en modelos detallados y factores de emisión específicos por tecnología y planta, ya que exigen mediciones continuas (CEM) y sólo se justifican cuando se requiere una estimación muy precisa. El Anexo 1 muestra los factores de emisión considerados en el estudio.

3.1.3 Datos de actividad

Para cada actividad emisora se obtuvieron los datos de volumen de actividad más cercanos a la fuente de información primaria teniendo como principales referencias las estadísticas publicadas por agencias gubernamentales, agencias internacionales y gremios industriales.

Para el cálculo de emisiones del sector energético se utilizaron los datos provistos en el Balance Nacional de Energía, que contabiliza volúmenes anuales de combustibles consumidos a nivel nacional así como el poder calorífico de los mismos. Para los demás sectores se consultaron distintas fuentes (Ver Anexo 1), entre las que destacan el Instituto Nacional de Estadística y el Instituto Forestal INFOR.

Al encontrar series incompletas, datos atípicos u otras anomalías en los datos obtenidos de la fuente principal de referencia se utilizó la siguiente metodología para su tratamiento: en los casos en los que faltaban datos intermedios se realizaron interpolaciones (Ej.

Hexafluoruros) o se completaron con fuentes alternativas (Ej. Existencias de ganado). Para los casos en los que faltaban datos extremos se utilizó la extrapolación, utilizando la tasa de crecimiento compuesta implícita en la serie o el crecimiento de la actividad económica relacionada (Ej. Producción de vidrio). Finalmente, los datos atípicos con una justificación concluyente fueron mantenidos (Ej. Variaciones en el consumo de leña), mientras que aquellos que no tuvieran una justificación fueron reemplazados como los datos faltantes antes de descritos (Ej. El Balance Nacional de Energía publica en 2010 un salto en el consumo de Gas en la industria minera no ferrosa que no concuerda con información de Cochilco. Por ello, se usó la extrapolación para reemplazar este dato, corroborando su coherencia con el valor informado por Cochilco).

3.2 Inventario de emisiones para Chile 1990-2010

Los resultados muestran que Chile se encuentra en una buena posición relativa y absoluta en términos de emisiones de GEI. Las emisiones del país tienen bajo peso a nivel global ya que representan tan solo el 0,2 % de las emisiones mundiales¹⁶. Comparativamente, Chile tiene un perfil de emisiones por debajo de su nivel de desarrollo. Las emisiones per cápita ubican a Chile en el cuartil inferior de la OCDE¹⁷. Respecto a sus pares en Latinoamérica, las emisiones per cápita están por debajo de países con similar ingreso por habitante¹⁸, y estas han evolucionado en línea con el crecimiento de la riqueza, teniendo casi una variación nula en términos de intensidad medida como emisiones por unidad de PIB (0,6 GgCO₂eq/ US\$ PIB)¹⁹.

Siguiendo la metodología descrita en las secciones anteriores, se inventariaron las emisiones entre 1990 y 2010 para Chile. Éstas ascienden a 17.700 GgCO₂eq en 1990, 32.200 GgCO₂eq en 1995, 43.600 GgCO₂eq en 2000, 56.200 GgCO₂eq en 2005 y 64.300 GgCO₂eq en 2010. Las emisiones crecieron en promedio a un ritmo del 7% anual y evidenciaron dos periodos de alto crecimiento: 1990-1997 y 2001-2008. El Gobierno de Chile publicó en la “Segunda Comunicación Nacional de Chile” ante la Convención Marco de las Naciones Unidas el último inventario nacional del periodo 1984-2006, siendo, por tanto, la actualización de estos valores para los años posteriores un aporte adicional de esta sección del trabajo. La figura 3 presenta las emisiones totales del país para el periodo 1990-2010.

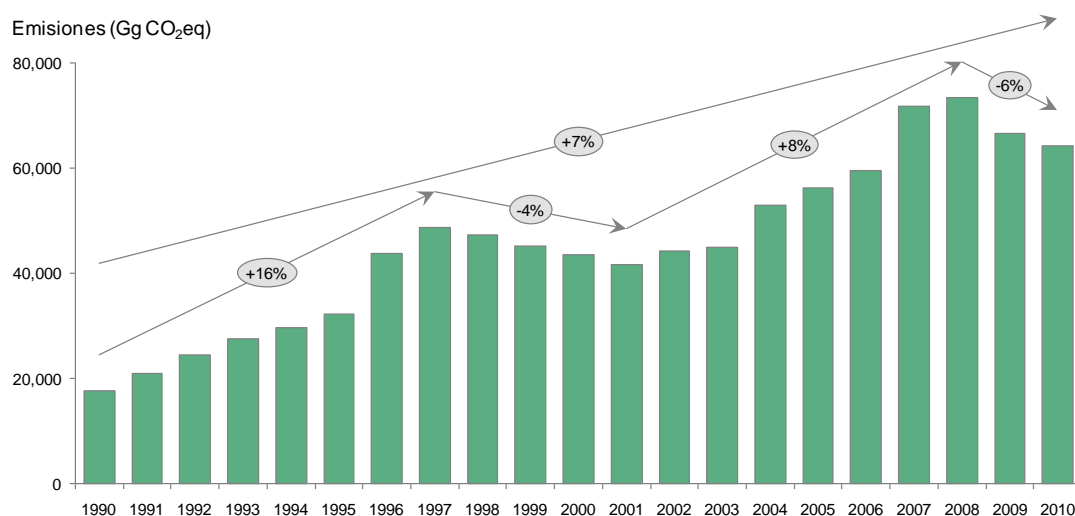
¹⁶ Ver Anexo 2

¹⁷ Ver Anexo 3 y 4

¹⁸ Ver Anexo 5

¹⁹ Intensidad en 2020 considerando PIB a precios del año 2000 extraídos de la base de datos del FMI

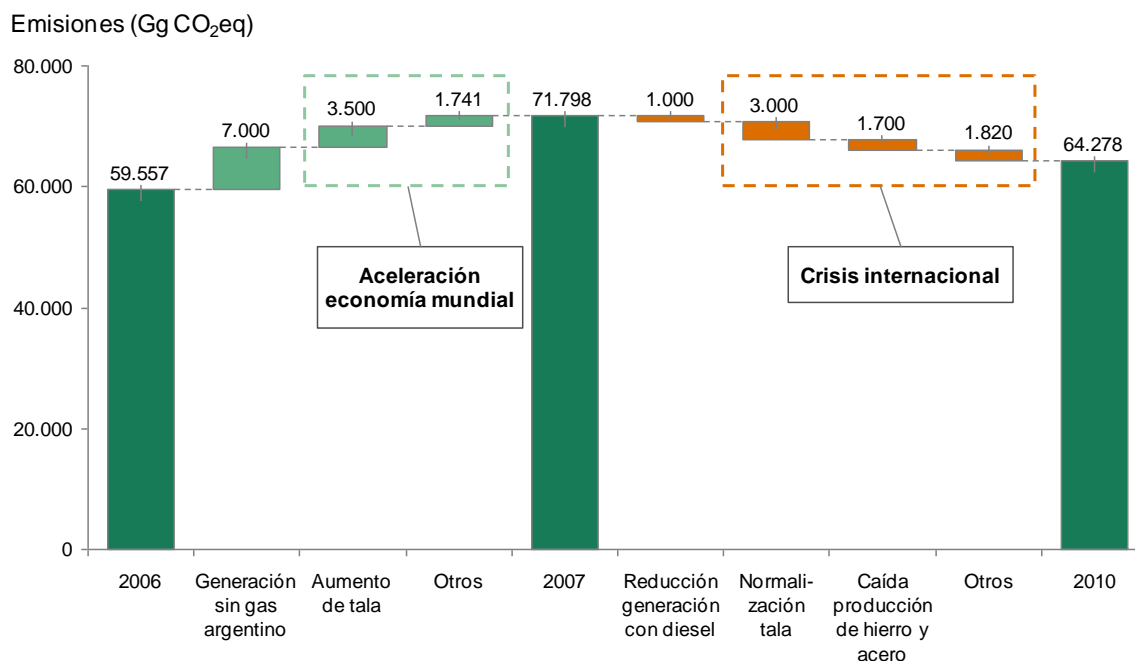
Figura 3: emisiones de GEI totales país 1990-2010



1. TCMA del PIB Real.
Fuente: Banco Mundial. Análisis BCG.

Cabe destacar el efecto de los siguientes eventos ilustrados en la figura 4 en el periodo 2007-2010. Entre 2006 y 2007 la intensidad de emisiones aumentó por el corte en el suministro de gas argentino, el incremento en la tala de árboles y el crecimiento de la actividad industrial por la aceleración de la economía mundial. Sin embargo, entre 2007 y 2010 se vio una tendencia inversa principalmente impulsada por la crisis internacional que afectó a los sectores industriales y a las industrias forestal y ferrosa, y que además se complementó con la reducción de la generación a diésel debido al reacomodamiento de la matriz de generación de energía eléctrica para desplazar el uso de este combustible.

Figura 4: variaciones en los últimos años de actualización del inventario marcadas por variaciones en energía y captura forestal



Durante las dos décadas inventariadas, la principal fuente de emisiones en Chile fue el sector de Energía, que en la metodología de *IPCC* corresponde principalmente a la quema de combustibles fósiles. Las emisiones de este sector presentan una evolución similar a las emisiones totales, si bien el crecimiento medio anual para el periodo resulta ser de 4%, menor al crecimiento de 7% de todo el país. Las emisiones del sector alcanzaron en 2010 67.985 GgCO₂eq.

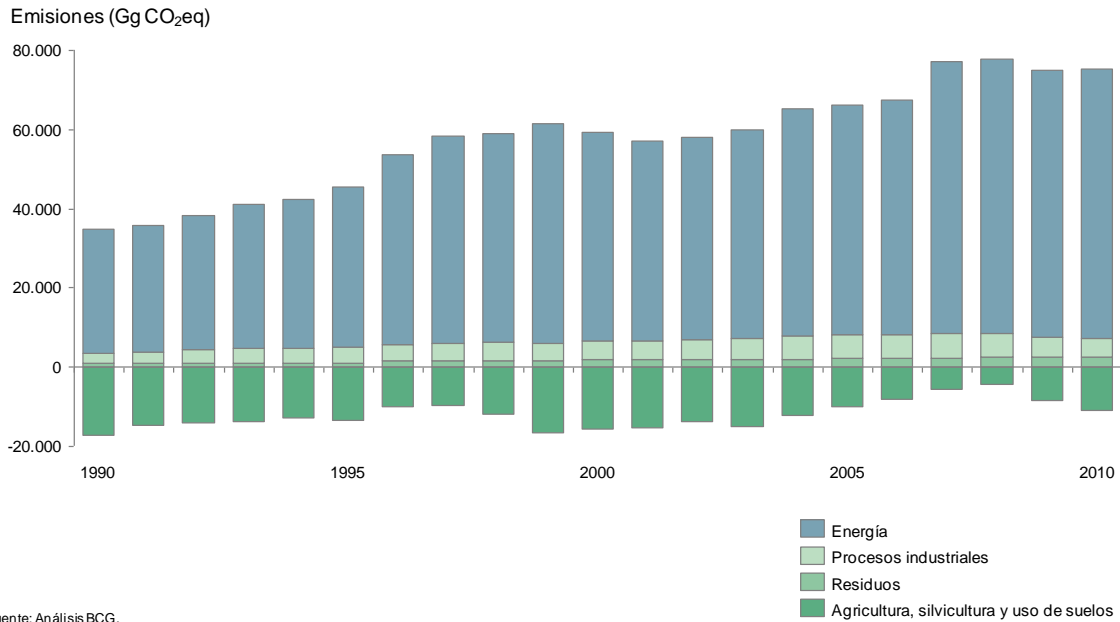
El sector de Procesos industriales contó con una emisión de 4.802 GgCO₂eq en 2010. Este sector evidenció un aumento en las emisiones hasta 2008, y en los años 2009 y 2010 cayó drásticamente (11% de promedio anual).

El sector de Agricultura, silvicultura y uso de suelos presenta capturas netas para todos los años, si bien se aprecia un patrón decreciente para el periodo analizado. Las capturas netas a 2010 resultaron de 11.004 GgCO₂eq.

Finalmente, el sector de Residuos evidencia un crecimiento sostenido del 5% anual entre 1990 y 2010, alcanzando las 2.494 GgCO₂eq en 2010.

Las emisiones por sector se presentan en la figura 5.

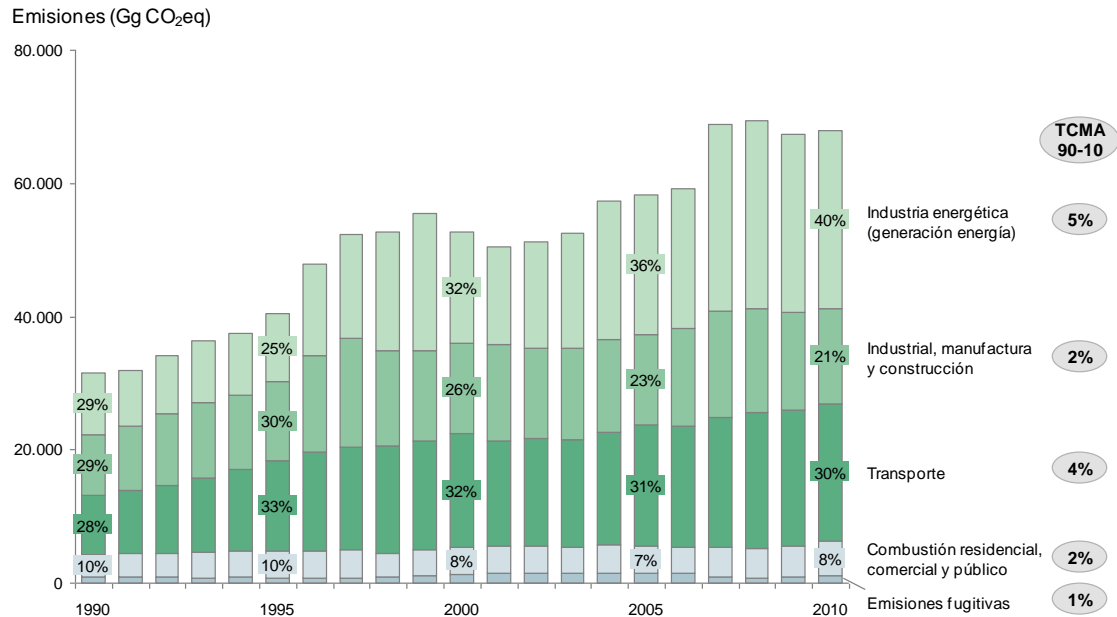
Figura 5: emisiones y capturas de GEI en las cuatro categorías IPCC



3.2.1 Emisiones del sector Energía

Las emisiones del sector de Energía, que alcanzaron los 67.985 GgCO₂eq a 2010, se componen de las emisiones de cinco categorías, que representan las siguientes participaciones: 40% Industria energética, 21% Industria y construcción, 30% Transporte, 8% Residencial, comercial y público y 1% Emisiones fugitivas. Asimismo, las categorías que evidenciaron un mayor crecimiento medio anual durante el periodo 1990-2010 son las de Industria energética, que creció al 5% anual y la de Transporte, con un aumento del 4% anual. Las restantes crecieron menos del 2% anual de media. Es interesante notar el impacto que tuvieron dos eventos en particular: los cambios en la importación de gas argentino y la crisis financiera entre los años 2008 y 2010. La figura 6 muestra la evolución de las emisiones entre 1990 y 2010.

Figura 6: emisiones del sector Energía desglosado en las categorías que lo componen



Fuente: Análisis BCG.

Las emisiones de la categoría de Industria energética corresponden en alrededor de un 90% a la generación eléctrica con base térmica. Esta categoría creció durante el periodo a un promedio de 8% anual, fundamentalmente debido a un aumento en la generación eléctrica del 6% anual durante el mismo periodo.

Las emisiones de la categoría Industrial, manufactura y construcción corresponden principalmente a las emisiones de minería (metales no ferrosos), hierro y acero. La primera sub-categoría creció al 7% de media anual entre 1990 y 2010, mientras que la segunda (hierro y acero) decreció al 1% anual. Por ende, la participación de la sub-categoría de minería ha ganado participación en las emisiones de la categoría Industrial en el periodo analizado.

Las emisiones de la categoría Transporte corresponden en aproximadamente un 90% a las emisiones por transporte por carretera. Estas emisiones crecieron al 5% de media anual en el periodo y se deben, principalmente, al incremento en el parque de vehículos particulares.

Las emisiones de la categoría Combustión residencial, comercial y pública corresponden en un 68% a las emisiones residenciales, que crecieron al 2% de promedio anual²⁰, en un 30% a las emisiones comerciales, que crecieron al 4% anual y en un 2% a las del sector público.

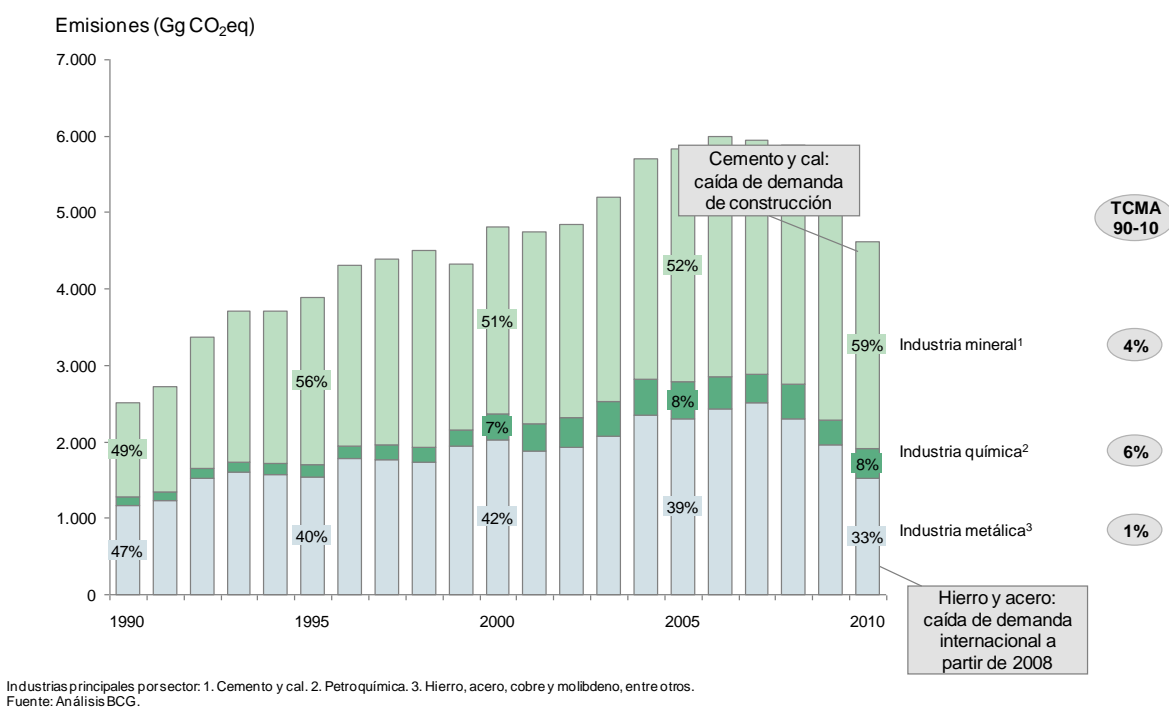
Finalmente, las emisiones de la categoría de Emisiones fugitivas presentaron muy baja variación en el periodo, debido a la evolución contraria de las dos principales fuentes de emisiones. La sub-categoría de emisiones fugitivas por producción de gas natural creció al 6% anual, mientras que la sub-categoría de combustibles sólidos decreció al 12% anual.

²⁰ El doble del crecimiento anual de la población

3.2.2 Emisiones del sector Procesos industriales

Las emisiones del sector de Procesos industriales alcanzaron las 4.802 GgCO₂eq a 2010 y se componen de las emisiones de tres categorías principales con las siguientes participaciones: 59% Industria mineral (cemento y cal), 33% Industria metálica (hierro y acero) y 8% Industria química. Las emisiones de Industria mineral e Industria química evidenciaron el mayor crecimiento promedio anual, del 4% y 6% respectivamente. Por su parte, las emisiones de la Industria metálica crecieron al 1% anual. Para este sector la crisis mundial entre 2007 y 2010 tuvo un efecto considerable, como muestra la figura 7, debido a la alta correlación existente entre las actividades de construcción y minería y los ciclos económicos.

Figura 7: emisiones del sector Procesos industriales desglosado en las categorías que lo componen



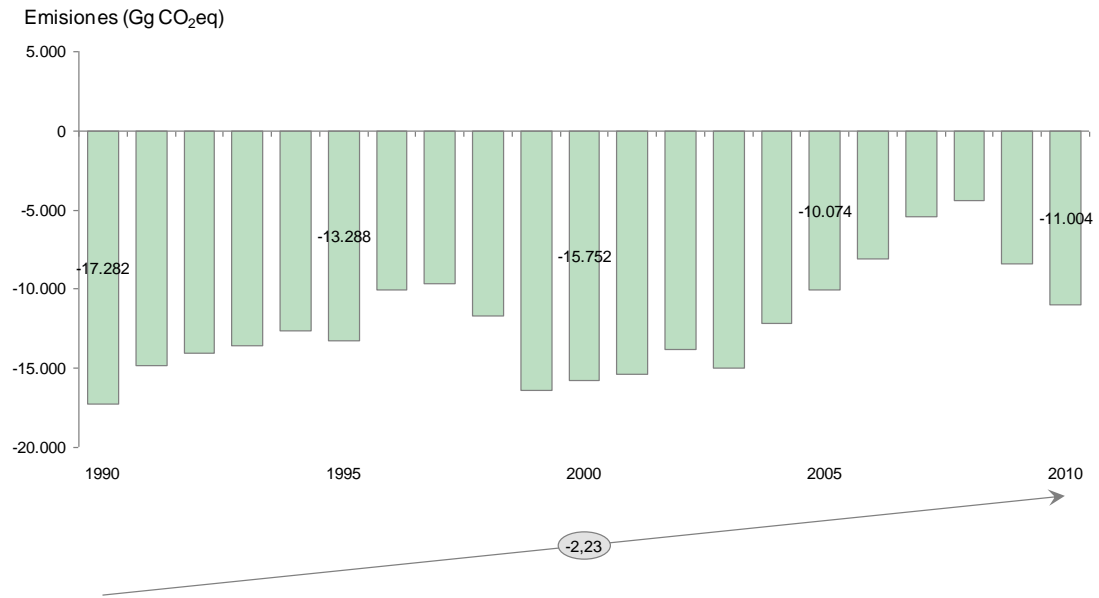
3.2.3 Emisiones del sector Agricultura, silvicultura y uso de suelos

El sector de Agricultura, silvicultura y uso de suelos presentó capturas netas para todos los años entre 1990 y 2010, con lo que tuvo un impacto positivo reduciendo la concentración de GEI en la atmósfera. Las capturas en 2010 alcanzaron 11.004 GgCO₂eq, y fueron fruto del balance de emisiones y capturas de las categorías Ganadería, Uso de suelo y cambio de uso de suelo (LULUCF), y Fuentes agregadas de CO₂ y otros gases (principalmente agricultura).

La primera categoría presenta emisiones de 10.584 GgCO₂eq a 2010, la segunda una captura neta de 26.447 GgCO₂eq y la tercera emisiones de 4.860 GgCO₂eq. La evolución de las emisiones del sector se explica principalmente por las variaciones en la captura por Uso

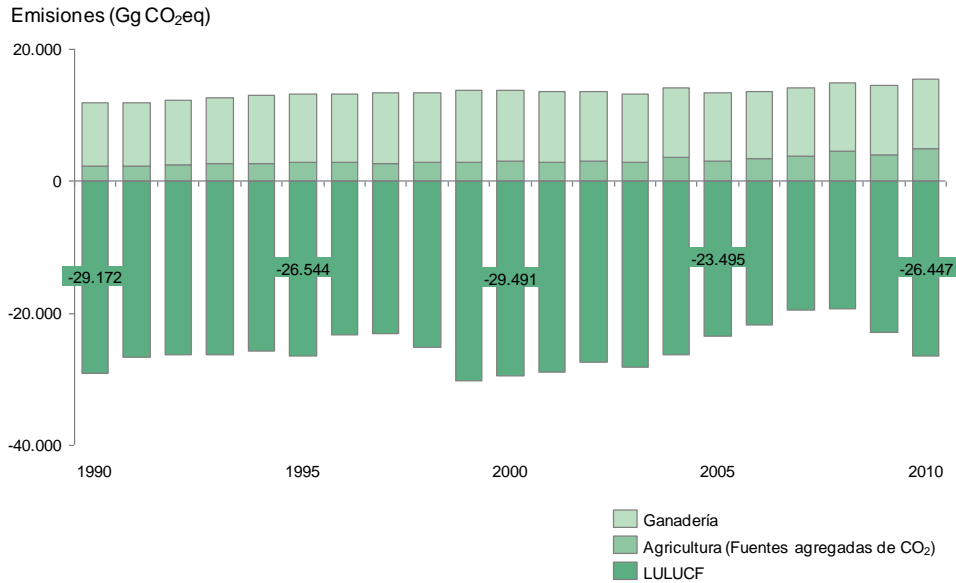
de suelo y cambio en uso de suelo, dado que las emisiones de Ganadería se mantuvieron prácticamente estables y las emisiones de la última categoría representan una baja proporción del total de emisiones del sector. Las figuras 8 y 9 ilustran la evolución de las emisiones y capturas del sector.

Figura 8: capturas netas sector Agricultura, silvicultura y uso de suelos



Fuente: Análisis BCG.

Figura 9: emisiones y capturas sector Agricultura, silvicultura y uso de suelos en las categorías que lo componen

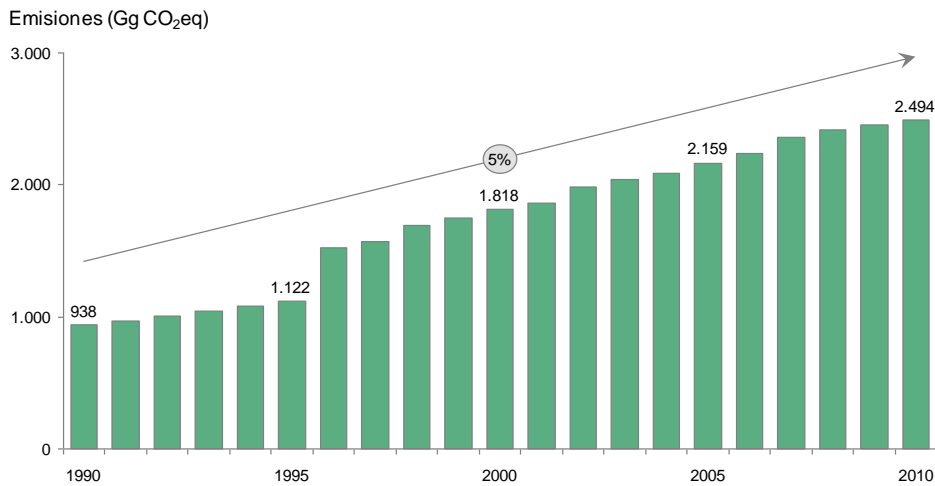


Fuente: Análisis BCG.

3.2.4 Emisiones del sector Residuos

Finalmente, las emisiones del sector de Residuos se contabilizaron a partir de las emisiones de residuos sólidos urbanos, que evidenciaron un crecimiento constante del 5% anual durante el periodo 1990 y 2010 y alcanzaron los 2.494 GgCO₂eq en 2010, como muestra la figura 10.

Figura 10: emisiones en el sector Residuos



Fuente: Análisis BCG.

4 Proyección de emisiones de GEI Chile 2011-2040

Una vez construido el inventario de emisiones de GEI para el periodo 1990-2010, el segundo objetivo del presente trabajo es elaborar la proyección de emisiones de GEI en Chile. Esto es de particular interés ya que el compromiso de reducción del país se basa en un porcentaje fijo sobre la proyección de emisiones considerando la evolución normal esperada de la economía. Por tanto, es necesario estimar el nivel futuro de emisiones para poder comprender la cantidad de GEI que se debe reducir y conocer el verdadero impacto económico del compromiso chileno.

4.1 Escenarios considerados

La proyección de emisiones considera la mejor estimación del nivel de emisiones de Chile para cada año a partir del año de referencia y hasta 2040. En los apartados siguientes se desarrollan dos escenarios de proyección llamados "Línea de base 2012" y "Business as usual (BAU) 2007". El compromiso de Chile consiste en reducir en un 20% en 2020 las emisiones proyectadas a partir del 2007, lo que se denomina en este estudio el escenario BAU 2007. Uno de los aspectos negativos de compromisos de este tipo, es que son poco flexibles ante cambios respecto a la proyección original. Por ello se utiliza también el escenario Línea de base 2012, ya que la consideración de dos escenarios diferentes permite comparar las divergencias que se generen.

El escenario Línea de base 2012 proyecta el nivel de emisiones en base a supuestos vigentes en el año 2012 y toma como punto de partida el inventario nacional de emisiones actualizado al año 2010 incorporando, de encontrarse disponibles, los niveles de actividad efectivos para los años 2011 y 2012. El escenario BAU 2007, sin embargo, considera solamente los supuestos vigentes a principios de 2007 y proyecta los niveles de emisiones sobre la base del inventario actualizado a 2006²¹. Este escenario es especialmente relevante debido a que los compromisos que Chile ha suscrito hacen referencia a esta línea de tendencia.

Dado lo anterior, el escenario Línea de Base 2012 se distanciará significativamente del BAU 2007 ya que el segundo no incorpora acontecimientos recientes con alto impacto en la trayectoria de emisiones. Por ejemplo, las proyecciones económicas de principios de 2007 no anticipaban el desarrollo de la crisis financiera global, ni tampoco la aprobación de la ley de ERNC²², entre otros acontecimientos.

Ambos escenarios proyectados incluyen aquellas iniciativas que, por su alto nivel de factibilidad técnica, económica y ambiental, se considera que se materializarían sin mediar intervención extraordinaria del regulador u otro mecanismo de incentivo.

²¹ Excepto los parámetros de los modelos econométricos que son estimados considerando las series actualizadas con información disponible a 2012

²² Ley 20.257 "Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales", sancionada en 2008

4.2 Metodología utilizada para la proyección

La metodología para la proyección se ha construido sobre la base del inventario nacional de emisiones y consiste en una proyección exhaustiva de la totalidad de las líneas consideradas en dicho inventario hasta 2040. Esta proyección conserva la lógica del IPCC pero utiliza una agrupación diferente de las actividades, basándose en un enfoque por sectores económicos.

Figura 11: esquema general de la metodología utilizada para la proyección



En primer término, se agrupan las líneas de contabilización de emisiones de acuerdo a las actividades económicas que les dan origen (producción de cemento, transporte aéreo doméstico, etc.). Se asume que las emisiones obedecen al nivel de cada actividad y que debe existir coherencia entre el consumo de energía, el volumen del proceso industrial y la producción de desechos en determinada industria. La proyección se realiza entonces por actividad y no por las categorías IPCC, lo cual facilita la identificación de *drivers* asociados a la evolución del nivel de las mismas.

En el caso de las actividades que más contribuyen al total de emisiones, se identifica explícitamente el *driver*, es decir la palanca de actividad que impulsa el crecimiento u ocasiona el decrecimiento de la actividad estudiada. Por ejemplo, el driver del sector económico "Generación Eléctrica" es el PIB, lo que implica que el volumen de generación eléctrica evolucionará en línea con el PIB. En aquellos sectores con una menor participación en las emisiones el tratamiento de dicho driver puede ser implícito.

La metodología contempla a continuación una proyección de la trayectoria temporal de los distintos *drivers*, para estimar después el nivel de actividad en función de estas proyecciones. Con este fin, se utilizan modelos econométricos, estudios ad-hoc y otros supuestos.

Una vez estimado el nivel de una actividad dada, se calcula el volumen de emisiones como el producto del nivel de actividad y el factor de emisión, de forma análoga a como se realizó para construir el inventario. Para obtener la proyección de emisiones se consideran los mismos factores de emisión IPCC utilizados en el inventario desde unidades físicas a unidades de emisión CO₂ equivalentes.

Finalmente, como muestra la figura 12, las distintas actividades económicas se agrupan en diez sectores industriales que facilitan la interpretación de los resultados.

Figura 12: sectores económicos considerados

Sector	Descripción	Sector	Descripción
1 Generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Consumo hidrocarburos para generación eléctrica 	6 Combustión CPR	<ul style="list-style-type: none"> Consumo de gas, kerosene para uso comercial y residencial
2 Transportes	<ul style="list-style-type: none"> Combustibles para transporte 	7 Agricultura	<ul style="list-style-type: none"> Actividad ganadera (ganado) y uso de fertilizantes
3 Minería no ferrosa	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones directas de la producción de cobre, oro y otros metales <ul style="list-style-type: none"> Transporte al interior de la mina 	8 Forestal	<ul style="list-style-type: none"> Capturas en biomasa forestal y producción de celulosa
4 Acero, construcción, cemento	<ul style="list-style-type: none"> Procesos industriales y combustión en faenas de construcción 	9 Desechos	<ul style="list-style-type: none"> Desechos sólidos municipales <ul style="list-style-type: none"> Desechos orgánicos
5 Petróleo y gas	<ul style="list-style-type: none"> Combustión y emisiones fugitivas en producción de HC 	10 Otros	<ul style="list-style-type: none"> Otros sectores: <ul style="list-style-type: none"> Ej. producción de alimentos y bebidas, pesca, otras industrias

Es necesario recordar que las emisiones asociadas a cada sector corresponden a las emisiones directas y no incluyen la generación de la energía eléctrica consumida en la actividad (que se registra en el sector generación eléctrica).

La dinámica de diferentes actividades económicas a través de múltiples sectores está influenciada por la trayectoria de dos variables macroeconómicas especialmente relevantes: el nivel de producto interior y la población. A continuación se detalla la metodología de proyección de éstas dos variables.

En lo relativo al **producto interno bruto**, el comportamiento de ciertos *drivers* esenciales como la demanda de electricidad, el número de automóviles y el volumen de residuos sólidos, entre otros, se explica en gran medida por los cambios en el nivel de actividad.

En las siguientes secciones se utilizarán las proyecciones de crecimiento a largo plazo preparadas por la OCDE en el estudio *OECD - Looking to 2060: Long-term global growth prospects*, que muestra tasas de crecimiento para los países OCDE y otras grandes economías. En el caso de Chile, las cifras de crecimiento previstas para el PIB²³ son las siguientes: 4,8% para 2012-2020, 3,4% para 2021-2030 y 2,6% para 2031-2040.

En el escenario BAU 2007, se utilizan los supuestos de crecimiento del Informe de Presupuesto Nacional 2007 preparado por la DIPRES para los años 2007-2011 y luego se empalman a la serie de largo plazo de la OCDE.

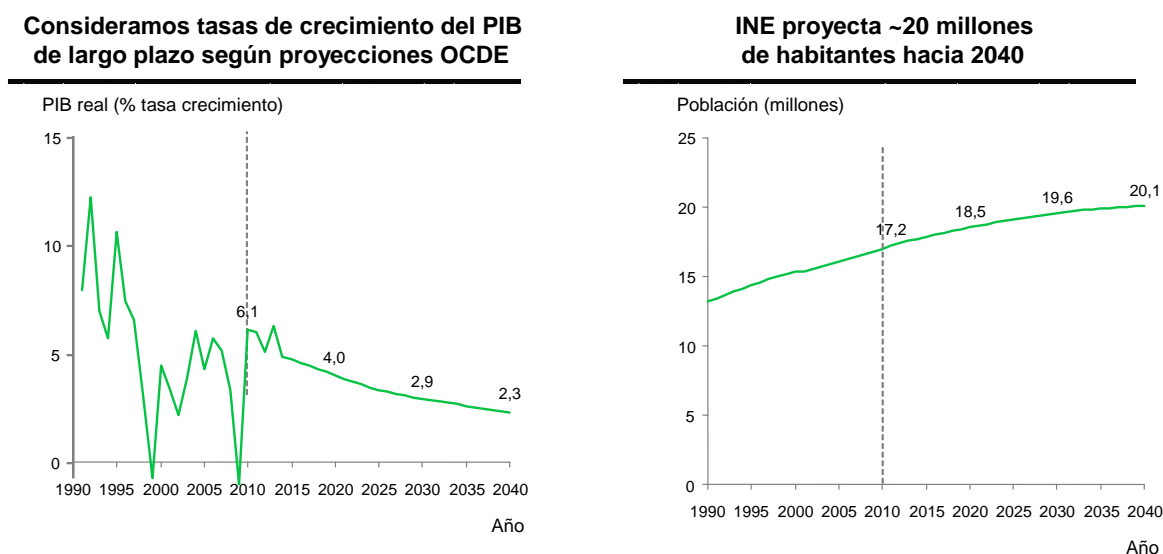
²³ OCDE presenta estimaciones para el PIB en PPP

Adicionalmente, y para facilitar la comparación con cifras internacionales (especialmente las publicadas por el Banco Mundial), cuando se requiere utilizar cifras históricas se adoptan los dólares de EEUU en moneda constante de 2000 como unidad de referencia.

En el caso de la variable de **población**, se consideran las cifras de población estimadas a partir del Censo 2002²⁴ y estadísticas vitales elaboradas a nivel nacional (1950-2050) publicadas por el INE²⁵.

En la figura 13 se muestra la proyección de las variables macroeconómicas realizada bajo las metodologías anteriormente descritas.

Figura 13: proyección de las variables macroeconómicas



Fuente: INE, Banco Mundial, OCDE

El marco temporal de las referencias para la proyección de las distintas actividades puede variar según las fuentes consultadas. En los casos en los que así ocurra, el marco temporal se hace explícito en la debida sección.

4.3 Proyección de emisiones por sector de actividad económica

A continuación se detalla la proyección de emisiones por sector económico, indicando el cálculo para las principales actividades consideradas en cada uno de ellos.

²⁴ Al momento de la preparación de este estudio no se han publicado estimaciones ajustadas al Censo de 2012. En virtud de lo anterior, en los casos que ha sido posible nos hemos centrado en considerar las tasas de crecimiento por encima de los valores absolutos

²⁵ <http://palma.ine.cl/demografia/menu/EstadisticasDemograficas/proyecciones.aspx>

4.3.1 Generación eléctrica

El sector de generación eléctrica considera las emisiones asociadas a la quema de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica a nivel nacional²⁶.

La proyección del nivel de emisiones se construye sobre la proyección econométrica de la demanda de electricidad per cápita, la composición de la matriz de generación²⁷ y los consumos unitarios de combustibles por cada tecnología de generación.

En lo relativo a la **demanda de electricidad**, utilizando la relación existente entre la demanda de electricidad y el nivel de riqueza de una economía²⁸ hemos especificado el siguiente modelo logarítmico:

$$d_n = \beta_1 + \beta_2 \ln(y_n) + \varepsilon_n$$

Donde:

d_n : Demanda de electricidad per cápita en el año n (KWh per cápita)

y_n : Producto interno bruto per cápita del año n en moneda constante (US\$2000)

n : Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -28,72 y 3,70 respectivamente

ε_n : Diferencia entre la proyección y el dato real.

De acuerdo con esta proyección, el consumo per cápita se duplicará desde los 3.548 KWh en 2012 a 7.060 KWh per cápita a 2040. Considerando unas pérdidas por transmisión y distribución del 7%, se proyecta una demanda de 151.424 GWh para 2040.

Adicionalmente, se considera la demanda efectiva entre los años 2010-2012 según información de la CNE y la proyección de demanda según SYNEX²⁹ para los años 2013-2019. Los años 2020 y 2021 contemplan el empalme entre dicho estudio y el modelo econométrico, tomando el promedio simple entre los resultados del modelo econométrico y las proyecciones de la CNE para esos años, de acuerdo con el Informe de Precio de Nudo de abril de 2012.

²⁶ Es decir, la generación de los sistemas interconectados SING, SIC, Aysén y Magallanes además de la autogeneración

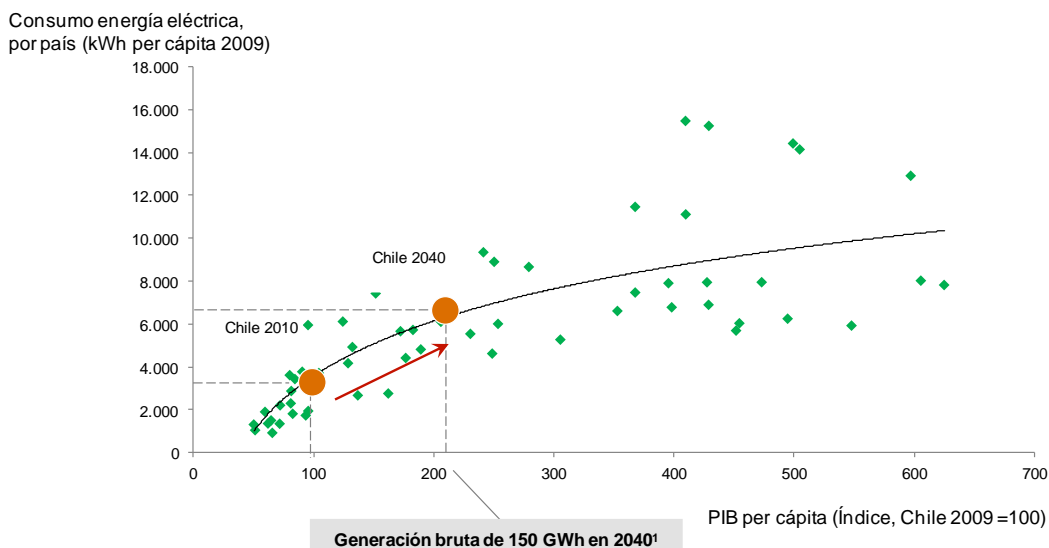
²⁷ La composición de la matriz de generación puede verse en la figura 16

²⁸ Este enfoque también es utilizado por la CNE en el estudio de interconexión SING-SIC

²⁹ Agurto, Renato et al en "Impacto macroeconómico del retraso en las inversiones de generación eléctrica en Chile", 2013, informe elaborado en conjunto por SYNEX Consultores y la Universidad Alberto Hurtado

Figura 14: consumo de energía eléctrica per cápita en función del PIB

Consumo per cápita de energía eléctrica se duplicará, alcanzando ~7 MWh en 2040



1. Considera una población ~20 millones en 2040, incluye 11% adicionales por pérdidas en subtransmisión y distribución 2. Excluye Luxemburgo
Nota: estimación de consumo de energía eléctrica a partir de países con producto per cápita (US\$ de 2000) en el año 2009 mayor a 3.000 (excluye a Noruega, Islandia, Kuwait y Luxemburgo)
Fuente: Banco Mundial, INE, Análisis BCG

En lo que respecta a la **matriz de generación**, para los años 2013-2019 se considera el plan de obras "caso base con atrasos" preparado por UAH-SYNEX³⁰. Dicho plan contempla un escenario de operación probable, en virtud de la situación actual de atraso de centrales y crecimiento de la demanda eléctrica.

Entre los años 2020-2039 se considera una matriz de largo plazo para Chile, elaborada según el crecimiento de la demanda. Dicha matriz de largo plazo para el año 2040 corresponde a la sugerida en el estudio de interconexión SING-SIC de la CNE³¹. Este estudio presenta, hacia el final de su periodo de proyección, una visión de la matriz eléctrica del país para niveles de demanda comparables a los proyectados según el modelo econométrico para 2040.

Agurto, Renato et al en "Impacto macroeconómico del retraso en las inversiones de generación eléctrica en Chile", 2013, informe elaborado en conjunto por SYNEX Consultores y la Universidad Alberto Hurtado

Escenario Caso base (sin interconexión ni grandes proyectos hídricos). Adicionalmente, se considera como base el plan de obras recomendado en Informe de Precio de Nudo de abril de 2012 para los años 2012-2017. Fuente: Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile en "Análisis técnico y económico de una interconexión SING-SIC", 2012, Informe elaborado por SYNEX con el apoyo de Mercados Energéticos Consultores S.A.

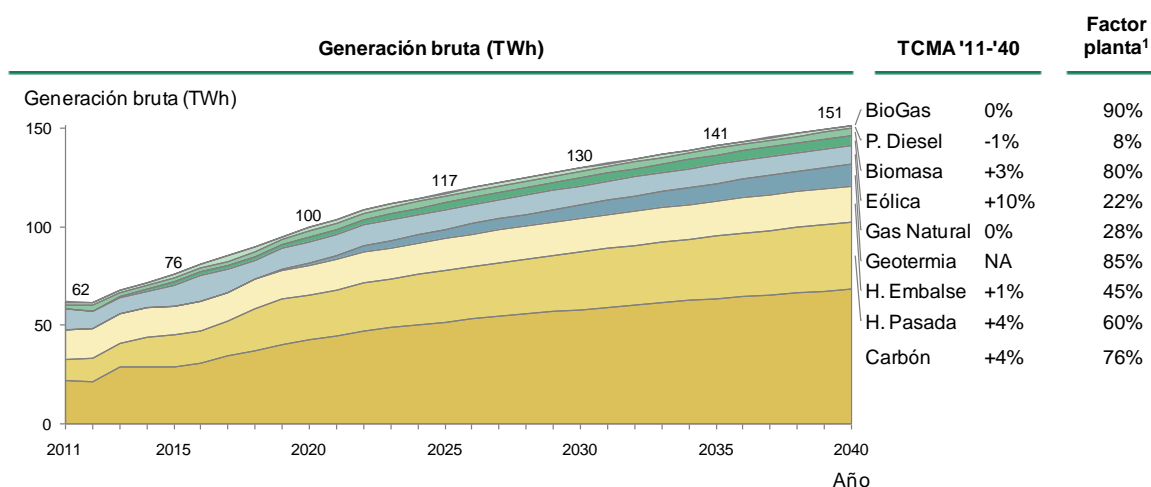
Figura 15: constitución de la matriz de generación

Tipo de generación	2020		2030		2040	
	Capacidad (MW)	Participación en la matriz (%) ¹	Capacidad (MW)	Participación en la matriz (%) ¹	Capacidad (MW)	Participación en la matriz (%) ¹
Térmica	13.271	55	17.976	53	21.203	52
Hidroeléctrica	7.156	33	8.949	32	10.246	31
ERNC	2.877	12	4.594	15	5.808	16

1. La participación en la matriz contempla la energía generada con cada tecnología. Considera los factores de planta descritos en la figura 16.

Cabe destacar que la matriz considerada refleja la necesidad del cumplimiento legal de que un 10% de la energía total generada sea del tipo ERNC. En este escenario el cumplimiento se alcanza con un desarrollo importante de la energía eólica y geotérmica. Hay discusión sobre la factibilidad de alcanzar una rápida velocidad de entrada de esta última, dado que experiencias en otros países como Nueva Zelanda han demostrado dificultades y largos plazos para su desarrollo. De no conseguirse implantar la generación geotérmica al ritmo estimado, esta deberá suplirse con el desarrollo de otra fuente de ERNC dentro del marco legal.

Figura 16: generación eléctrica por tecnología



1. Considera valor máximo: se aplica reducción a factores de centrales térmicas para responder a demanda anual
Fuente: Análisis BCG

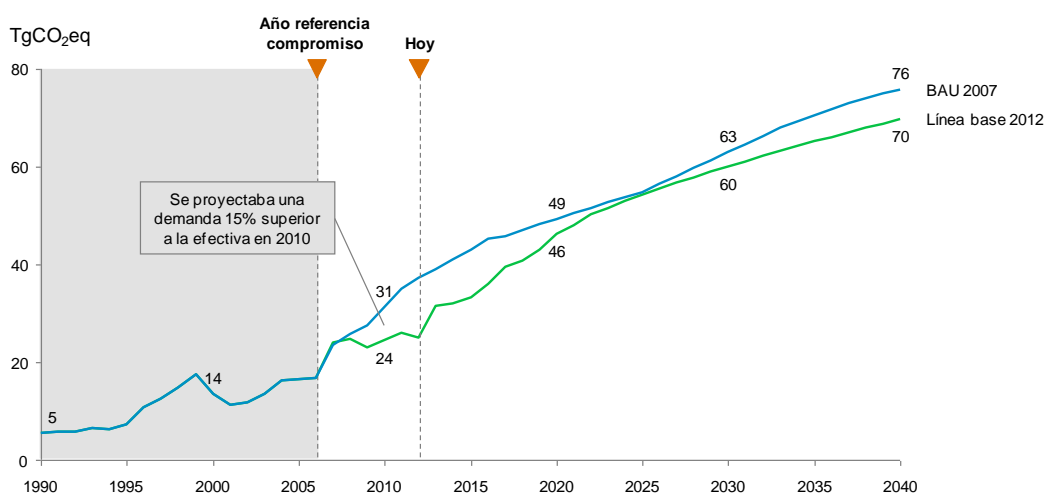
Consideraciones escenario BAU 2007

Para este escenario, se utilizó la proyección de la demanda y plan de obras de acuerdo con las recomendaciones de la CNE en el Informe de Precio de Nudo de abril 2007.

Para el largo plazo, en el escenario BAU 2007 se considera válida la misma matriz utilizada en el escenario Línea de Base 2012 (año 2040). Se contempla, sin embargo, una menor participación de las ERNC en el escenario BAU 2007 (50% con respecto al escenario Línea de Base 2012, ya que este último sí internaliza la entrada en vigencia de la Ley de ERNC).

La figura 17 muestra la proyección de emisiones del sector Electricidad resultante según los dos escenarios.

Figura 17: proyección de emisiones por generación eléctrica



Fuente: Análisis BCG

4.3.2 Transportes

El sector Transporte contempla las emisiones asociadas al transporte doméstico de carga y pasajeros. Es necesario aclarar que este sector no tiene en cuenta las emisiones de aviones y buques en rutas internacionales ni de embarcaciones pesqueras en faenas de pesca. Este sector tampoco incluye aquellas asociadas al consumo de combustibles por equipos que operen al interior de una faena productiva (ej. camiones en el interior de una mina). Por tanto, este sector contempla cuatro tipos de transporte: el transporte por carretera, la aviación doméstica, el ferrocarril y la navegación doméstica.

El **transporte por carretera** (vehículos menores, autobuses y camiones) es de alta relevancia en el total de emisiones del país, ya que representa aproximadamente el 90% de las emisiones del sector Transporte y un 30% de las emisiones totales del país³².

³² Sobre total de emisiones en 2010

Las emisiones de este sector tienen su origen en el consumo de gasolina, diésel y gas en motores de combustión interna. Para su proyección, se construye un modelo para el tamaño del parque vehicular y luego se estima el consumo de combustible en dichos vehículos para finalmente dimensionar las emisiones de GEI asociadas.

El rápido crecimiento del parque vehicular en las últimas décadas sugiere una relación positiva entre el nivel de ingresos del país y el tamaño del parque vehicular. En efecto, una muestra de corte transversal confirma que, ajustando por diferencias estructurales, el nivel de actividad es un buen indicador predictivo del número de vehículos per cápita.

Para estimar el tamaño del parque vehicular se ajusta el siguiente modelo econométrico:

$$\Delta \ln(Veh_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(Y_n) + \varepsilon_n$$

Donde:

Veh_n : Número de vehículos en el año n

Y_n : Producto interno bruto en el año n en moneda constante

n: Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -0,028 y 0,523 respectivamente

ε_n : Diferencia entre la proyección y el dato real.

De acuerdo con esta proyección, en Chile el parque alcanzará 13,3 millones de vehículos en 2040, lo que llevaría al parque chileno a niveles per cápita comparables con los de Italia o Canadá en la actualidad.

Adicionalmente, se supone que el mix entre vehículos de gasolina, diésel y gas natural se mantendrá estable en los niveles actuales.

Una vez estimado el parque vehicular, éste se desglosa en función del tipo de combustible empleado, a partir de datos compilados por el INE (INE – Parque de Vehículos en Circulación 2011), ya que se supone que esta composición se mantendrá estable en el escenario base³³. Después se estima el consumo anual de combustible por tipo de vehículo, considerando datos del Balance Nacional de Energía 2011 (Ministerio de Energía – Balance Nacional de Energía).

Adicionalmente, datos históricos de la industria en EEUU³⁴ indican un aumento en la eficiencia de 1,1% de media anual en todo tipo de vehículos motorizados³⁵ en el periodo 1985-2008 y 0,5% de media anual en el periodo 1998-2008. Tomando como base esta experiencia de proyectos de The Boston Consulting Group (BCG), se proyecta un incremento anual en la eficiencia del 1,1% anual sobre los consumos unitarios de 2011.

En **aviación doméstica**, segunda actividad principal del sector Transporte, se considera un crecimiento promedio en cinco años (2005-2010) de 3,57% como tendencia para la

³³ La incorporación de vehículos híbridos, eléctricos y otros se discute en la sección de iniciativas de abatimiento de emisiones

³⁴ NPN - Marketfacts 2011, Passenger Car Energy Indicators, 1981-2008, citando datos de la EIA

³⁵ Incluye camiones, buses, automóviles y motocicletas

industria. Esta cifra está en línea con proyecciones a largo plazo de especialistas en este ámbito³⁶.

El transporte por **ferrocarril** (FFCC) tiene una contribución marginal al total de emisiones del país, por lo que se realiza una proyección estática considerando el promedio de emisiones entre 2000 y 2010.

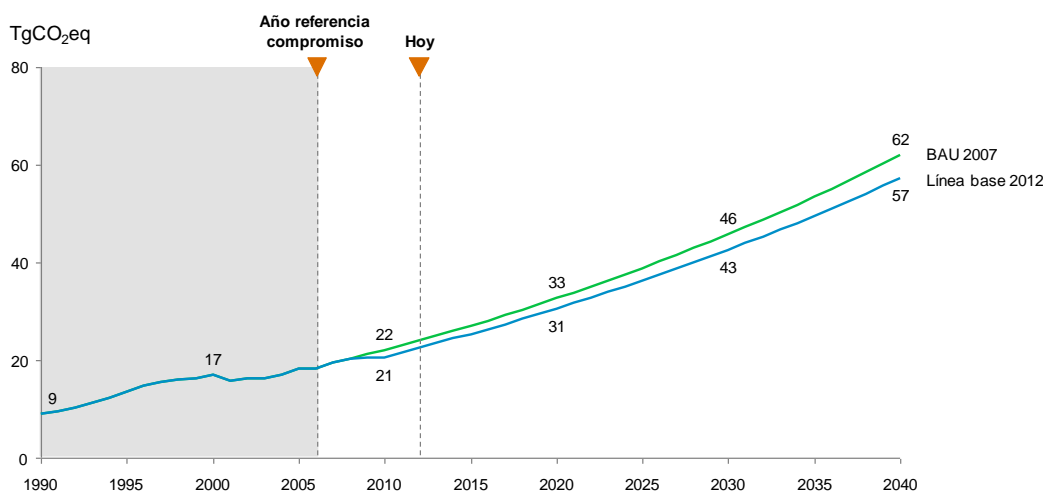
Por último, en **navegación doméstica** las proyecciones se realizan directamente sobre el total de emisiones y siguen una dinámica similar a la del transporte aéreo doméstico. Se ajusta un modelo de crecimiento exponencial $nav_n^{CO2} = \beta_1 e^{\beta_2 t} + \varepsilon$ y, basándonos en dicho modelo, se proyecta un crecimiento del 3,6% promedio anual hacia 2040.

Consideraciones escenario BAU 2007

En el caso del transporte por carretera, se ajusta la composición del parque de vehículos y los consumos unitarios tomando como año de referencia el 2006. Se mantiene el supuesto de mejora en la eficiencia del parque de vehículos. Para el transporte aéreo, se considera el promedio del crecimiento en las emisiones entre los años 2001 y 2006 (4,7% anual de media), al igual que para el transporte por FFCC. Por último, la proyección del transporte marítimo doméstico considera la misma especificación para el modelo econométrico, pero tomando el año 2006 como punto de partida.

La figura 18 muestra la proyección de emisiones resultante para el sector de Transporte en su conjunto.

Figura 18: proyección de emisiones del sector Transporte



Fuente: Análisis BCG

³⁶ Boeing proyecta un crecimiento del 3,5% en la flota global de aviones y de 4,0% en el tráfico de pasajeros

4.3.3 Minería no-ferrosa

Entre las actividades contempladas en este sector predomina la producción de cobre, pero se considera también la explotación de otros metales no-ferrosos (ej. oro, plata), de minerales no metálicos (ej. salitre, litio) y la producción de cal.

La minería del cobre se toma como representativa de la actividad de minería metálica no-ferrosa, ya que representa aproximadamente el 75% de este sector en 2010.

La revisión de la cartera global de proyectos mineros, las inversiones en exploración y el volumen de reservas sugieren que Chile mantendrá su participación relativa entre los países productores de cobre. De esta forma, se anticipa que, a largo plazo, la producción chilena de cobre crecerá al mismo ritmo que la demanda global por el metal, al 3,3% anual según diversos estudios³⁷, aunque para el plazo más inmediato (2011-2020), se consideran las proyecciones de Cochilco que sugieren un crecimiento promedio del 5,2% anual.

En el caso de la minería del cobre (y otros metales) se anticipa una mayor intensidad de emisiones en los próximos años. El envejecimiento de los yacimientos y la disminución que vienen sufriendo las leyes del mineral exigen mayores desarrollos y, por ende, mayor consumo de combustible por unidad extraída.

En línea con datos registrados por Cochilco entre los años 2001 y 2011³⁸, la proyección considera un crecimiento del 2,9% anual en la intensidad de emisiones hacia 2020. Las emisiones se prevén estables a partir de entonces y hasta 2040, debido a que se espera la incorporación de nuevos proyectos al mix de producción.

También se han tenido en cuenta otros subsectores considerados, como la minería no metálica y la producción de cal, que tienen una contribución menor al total de emisiones del sector y se prevé que crecerán al mismo ritmo que la producción de cobre, con lo que se mantienen constantes sus intensidades de emisiones en el horizonte de proyección.

Consideraciones escenario BAU 2007

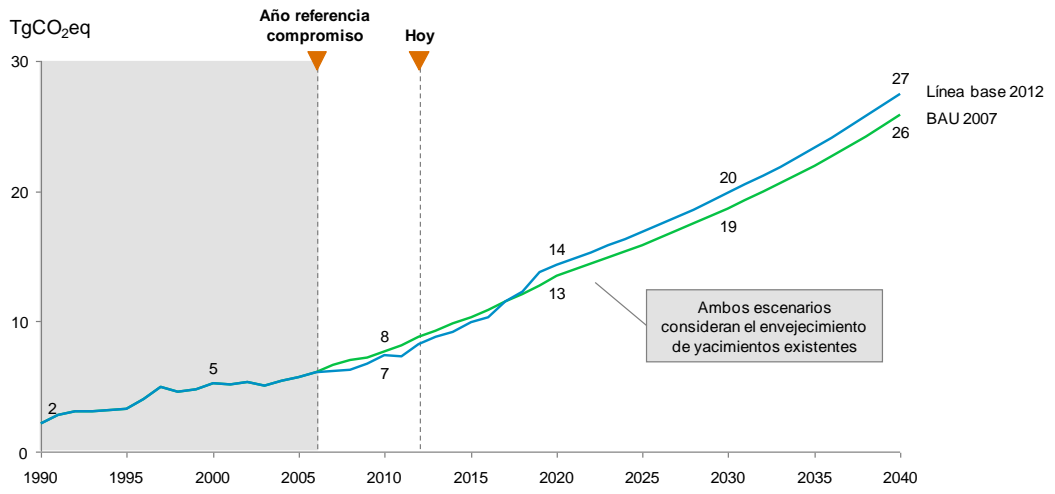
Para este escenario se ajusta la proyección de producción de cobre según estimaciones de Cochilco (Cochilco -Inversión en la Minería Chilena del Cobre y del Oro Proyección del periodo 2006 – 2010 Actualizada a Agosto 2006).

La figura 19 muestra la proyección de emisiones del sector de minería no-ferrosa.

³⁷ Entre ellos aquellos presentados en la CRU Copper Conference 2012

³⁸ Emisiones en etapa mina. Fuente: Cochilco " Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en la minería del cobre" 2001 – 2011)

Figura 19: proyección de emisiones del sector minería no-ferrosa



Fuente: Análisis BCG

4.3.4 Acero, construcción y cemento

El sector Acero, construcción y cemento abarca las emisiones producto del consumo de combustibles fósiles y aquellas provenientes de los procesos industriales asociados a la producción de acero y cemento. Adicionalmente, se considera dentro de este sector el consumo de energía en otras actividades afines entre las que predomina la construcción.

Para los *drivers* de actividad relevantes se han ajustado los siguientes modelos econométricos:

Para la producción de acero:

$$\Delta \ln(acero_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(superficie_n) + \varepsilon_n$$

Dónde:

$acero_n$: Producción de acero en el año n (miles de toneladas)

$superficie_n$: Superficie construida en el año n (m²)

n: Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -0,002 y 0,596 respectivamente

ε_n : Representa la diferencia entre la proyección y el dato real.

Para la producción de cemento:

$$\Delta \ln(cem_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(Y_n) + \varepsilon_n$$

Dónde:

cem_n : Producción de cemento en el año n (toneladas)

Y_n : Producto interno bruto en el año n en moneda constante (US\$2000)

n: Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -0,094 y 2,535 respectivamente

ε_n : Representa la diferencia entre la proyección y el dato real.

Para construcción y otros:

$$\Delta \ln(superficie_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(Y_n) + \varepsilon_n$$

Dónde:

$superficie_n$: Superficie construida en el año n (m²)

Y_n : Producto interno bruto en el año n en moneda constante (US\$2000)

n: Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -0,096 y 2,788 respectivamente

ε_n : Representa la diferencia entre la proyección y el dato real.

Los factores de emisión de los procesos industriales de producción de cemento y de hierro y acero son, por definición, estables dado que responden a las reacciones químicas que dan origen al producto. En cambio, los factores de emisión asociados a los requerimientos

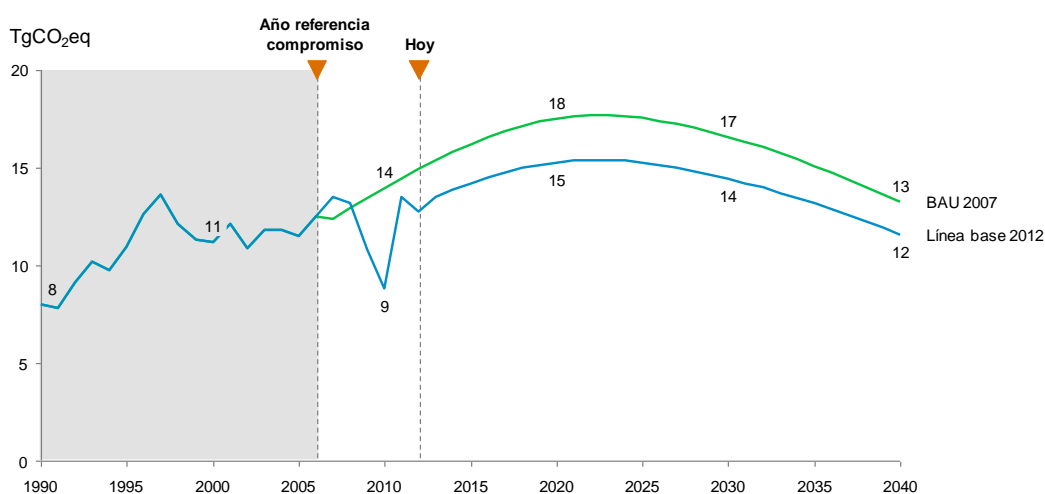
energéticos (combustibles fósiles) de estas industrias muestra variación en el tiempo, por cambios en los procesos extractivos y, en el caso de la construcción, porque la combinación de proyectos y actividades consideradas cambia año a año. Por consiguiente, a efectos de la proyección de estas emisiones se considera su valor promedio en los últimos cinco años registrados en el inventario (2005-2010).

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección del BAU 2007 sigue la misma lógica de estimación que la Línea de Base 2012.

La figura 20 muestra la proyección de emisiones del sector Acero, construcción y cemento.

Figura 20: proyección de emisiones de los sectores Acero, construcción y cemento



Fuente: Análisis BCG

4.3.5 Petróleo y gas

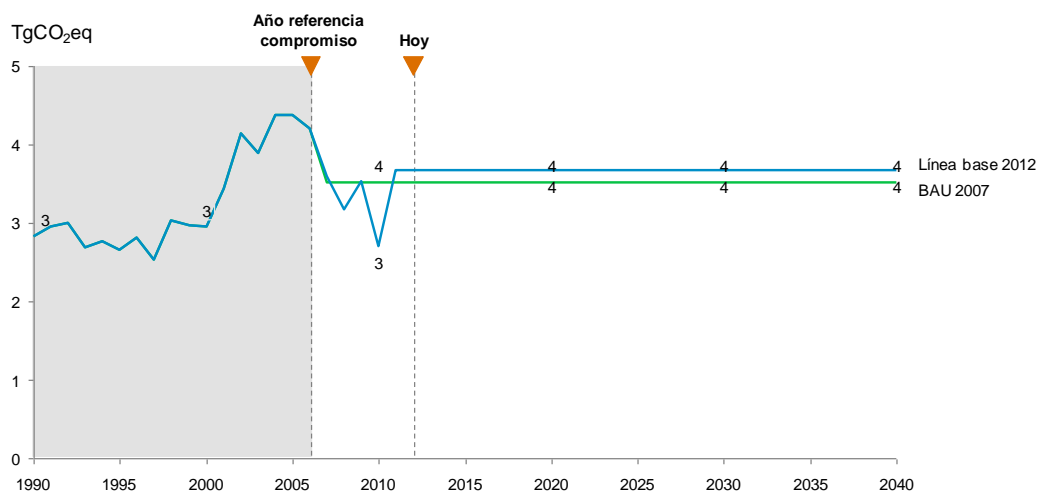
Este sector comprende las emisiones de los procesos extractivos y de refino de hidrocarburos (carbón, petróleo y gas), incluyendo las emisiones fugitivas asociadas. El peso de la industria en el inventario de emisiones de Chile es comparativamente menor que en países con una industria equivalente.

Para este sector se utiliza un enfoque simplificado, considerando el promedio de emisiones entre los años 2000 y 2010 (últimos diez años).

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección de este escenario contempla los mismos supuestos que la Línea de Base 2012. La figura 21 muestra el resultado de la proyección.

Figura 21: proyección de emisiones del sector petróleo y gas



Fuente: Análisis BCG

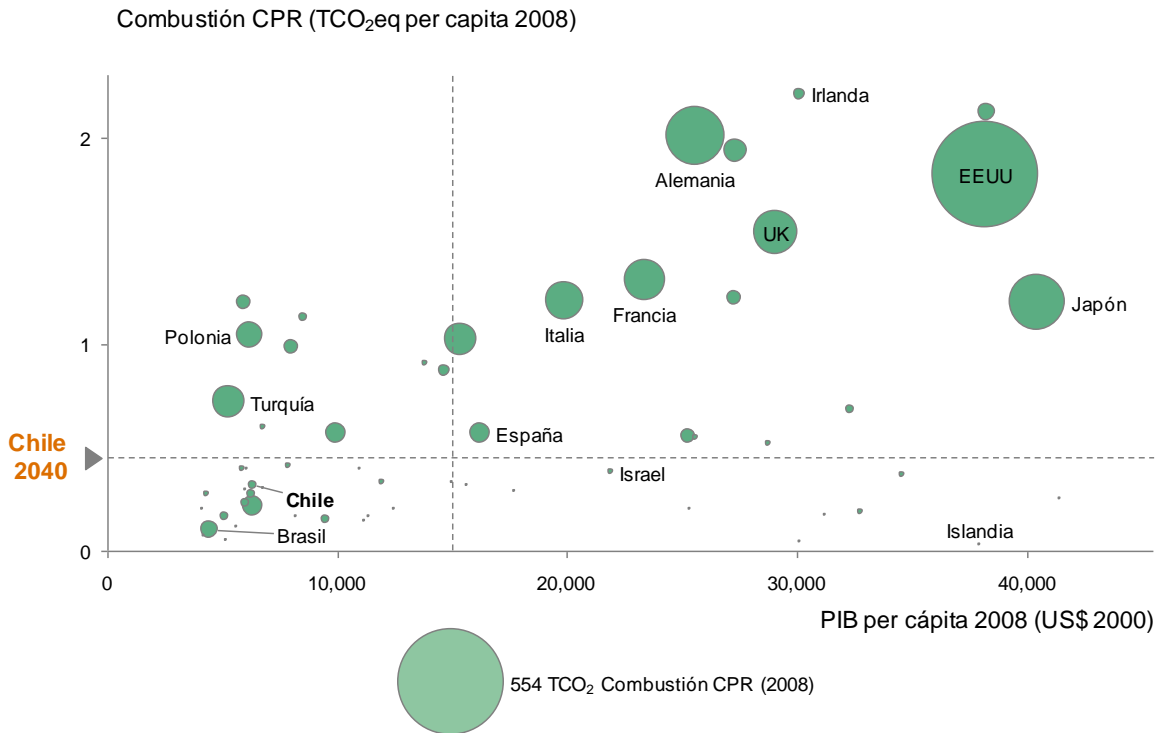
4.3.6 Combustión comercial, pública y residencial

El sector Combustión comercial, pública y residencial abarca las emisiones procedentes del uso de combustibles fósiles en actividades no-industriales, destinadas principalmente a calefacción, y en hornos y cocinas³⁹.

El consumo de combustibles para estos fines sigue una tendencia creciente en Chile a medida que se profundiza el desarrollo económico. En efecto, la figura 22 muestra que, atendiendo a las realidades de cada país, existe un vínculo significativo entre el nivel de ingresos y las emisiones por este concepto.

³⁹ No se consideran como emisiones aquellas provenientes del consumo de leña que se registran en el momento de la tala (sector Forestal)

Figura 22: Combustión comercial, pública y residencial en función del PIB per cápita



Se especifica un modelo en diferencias para proyectar el crecimiento de la demanda por energéticos (calorías per cápita).

$$\Delta \ln(cal_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(y_n)$$

Dónde:

cal_n : Consumo de energéticos per cápita

y_n : Producto interno bruto per cápita en moneda constante

n : Período 1990-2010

β_1 y β_2 : Parámetros de regresión, valuados en -0,007 y 0,379 respectivamente.

A partir de la demanda per cápita por energéticos, se estima el consumo de cada combustible de acuerdo con su participación promedio en los últimos 20 años, que se muestra en la figura 23.

Figura 23: participación promedio de los energéticos en el consumo en los últimos 20 años

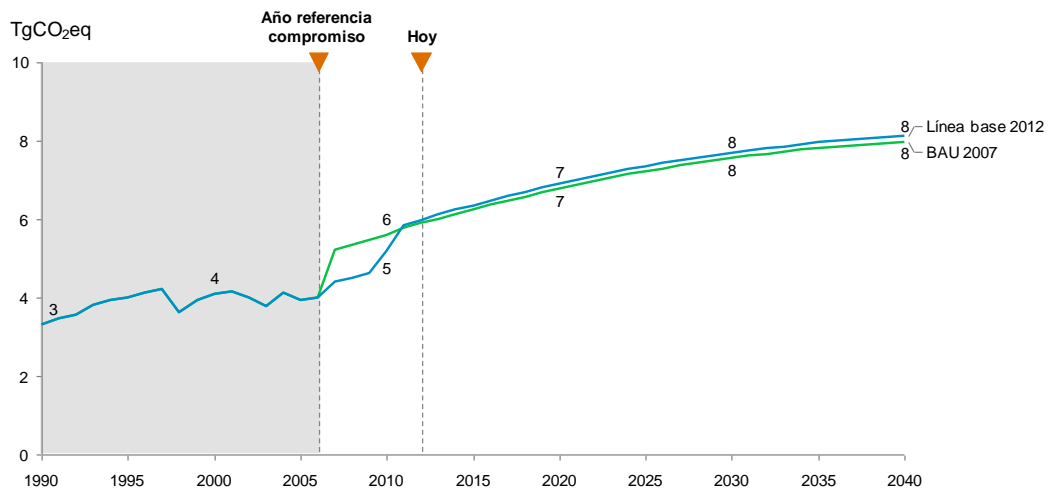
Energético	TCal (%)
Petróleo Diesel	3
Petróleos combustibles	1
Kerosene	4
Gas Licuado	22
Gas Corriente	1
Gas Natural	8
Leña y otros	61

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección de este escenario considera los mismos supuestos que la Línea de Base 2012.

La proyección de emisiones del sector de Combustión comercial, pública y residencial se puede apreciar en la figura 24.

Figura 24: proyección de emisiones del sector Combustión comercial, pública y residencial



Fuente: Análisis BCG

4.3.7 Agricultura y ganadería

Las emisiones del sector Agricultura y ganadería se concentran entre aquellas resultantes de la fermentación entérica del ganado, la gestión del estiércol y el uso de fertilizantes orgánicos y nitrogenados.

La proyección distingue entre los distintos tipos de ganado: ganado bovino lechero, bovino no-lechero, ovino y porcino y avícola.

El bovino tiene la mayor participación entre los ganados y contribuye con aproximadamente un 55% de las emisiones del sector Agricultura y ganadería (2010). Para su proyección se utilizan las proyecciones de número de cabezas de largo plazo preparadas por el CCG-UC ("Análisis de opciones futuras de mitigación de GEI para Chile asociadas a programas de fomento en el sector silvoagropecuario" 2011 – Centro de Cambio Global, Universidad Católica). En línea con la tendencia histórica, dichas proyecciones consideran que el número de cabezas existentes en la actualidad se mantendrá prácticamente inalterado.

Por otro lado, el número de cabezas de ganado ovino ha disminuido progresivamente en las últimas décadas. Sin embargo, no se cuenta con antecedentes que indiquen que esta tendencia se mantendrá en el futuro, por lo que suponemos que se mantendrá su número en los próximos años. De igual forma, se supone que el ganado porcino y aviar, con una contribución menor al total de emisiones, también se mantendrá estable a lo largo del tiempo pese a su crecimiento en años recientes.

De la misma forma, en el caso de cultivos de arroz, plantaciones fijadoras de nitrógeno, aplicación de urea y uso de fertilizantes nitrogenados, se proyectan emisiones estables basadas en los niveles registrados en 2010.

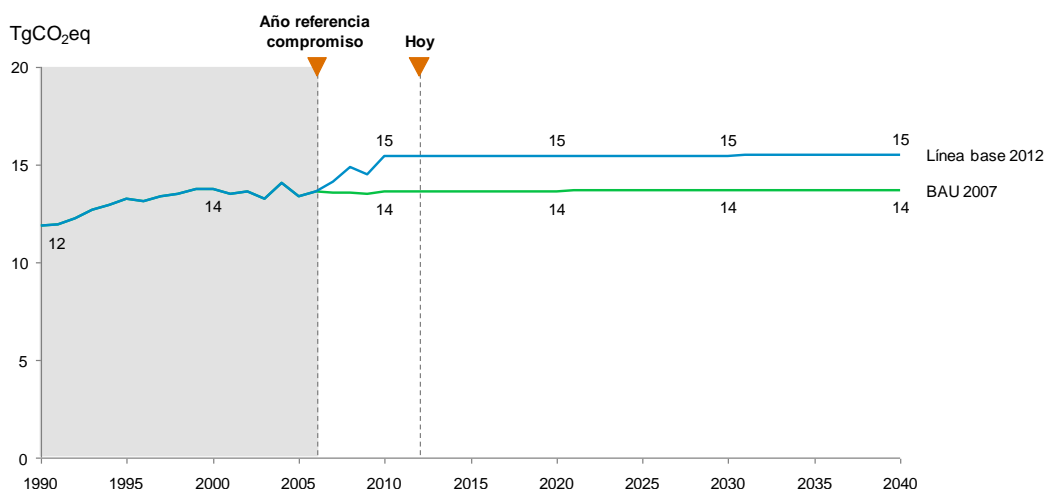
En resumen, no se prevén variaciones importantes en el dinamismo y emisiones para las actividades que comprenden el sector.

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección de este escenario considera los mismos supuestos que la Línea de Base 2012.

La figura 25 muestra proyección de emisiones del sector Agricultura y ganadería.

Figura 25: proyección de emisiones del sector Agricultura y ganadería



Fuente: Análisis BCG

4.3.8 Forestal y celulosa

El sector Forestal y celulosa contempla las emisiones antropogénicas en el manejo del recurso forestal y la actividad industrial asociada. Es decir, considera tanto las capturas del bosque nativo gestionado, de las plantaciones industriales de pino, eucalipto y otras especies, como las emisiones producto de la tala para la producción de trozas y de leña. Adicionalmente, se incluyen en este sector las emisiones asociadas al consumo de combustibles fósiles en la industria de la celulosa y el papel.

En lo relativo a las plantaciones industriales, de acuerdo con estudios del INFOR⁴⁰, el potencial de la industria forestal en Chile alcanza los 5,3 millones de hectáreas. Se considera que, en el horizonte de proyección, se puede alcanzar un 85% de dicho potencial (4,9 millones de hectáreas). Considerando la tasa de crecimiento histórica y la superficie plantada en 2010, dicho potencial se alcanzaría en 2037 para luego mantenerse estable durante los cuatro años restantes.

La producción de trozas para aserraderos y celulosa ha mostrado un crecimiento sostenido debido a la demanda de los mercados asiáticos emergentes. En efecto, la dinámica de estos mercados explica en gran parte la trayectoria de la producción local. Sin embargo, dado que no se cuenta con estimaciones coherentes del producto de dichos mercados, se considera la tasa de crecimiento histórica a efectos de la proyección hacia 2040 y se supone un crecimiento anual del 3,8%.

La producción de leña se evalúa como subproducto de la actividad orientada a la producción de trozas. En consecuencia, especificamos un modelo para su crecimiento considerando:

⁴⁰ INFOR, "Futuro del sector forestal: breve reseña histórica y potencial a desarrollar", 2010

$$\Delta \ln(leña_n) = \beta_1 + \beta_2 \Delta \ln(trozas_n) + \beta_3 L \cdot \Delta \ln(trozas_n) + \varepsilon_n$$

Dónde:

$leña_n$: Producción de leña en el año n

$trozas_n$: Producción de trozas en el año n

L : Corresponde al operador rezago (en un periodo)

n : Período 1990-2010

β_1, β_2 y β_3 : Parámetros de regresión, valuados en -3×10^{-4} , 0,214 y 0,288 respectivamente

ε_n : Diferencia entre la proyección y el dato real.

Adicionalmente, se establece una limitación a la explotación forestal de tal manera que se mantenga un equilibrio a largo plazo entre la superficie plantada y su explotación. Es decir, que la captura del recurso industrial sea al menos comparable a las emisiones asociadas a su tala en un año dado. Esta consideración es sólo relevante en la última década del horizonte de proyección (2031-2040).

En este apartado además se consideran constantes la superficie de bosque nativo gestionado y la superficie de renovales de más de 20 años, y se toma como estable la razón promedio entre superficie plantada e incendios (1990-2010), cuyo valor es aproximadamente 0,4%.

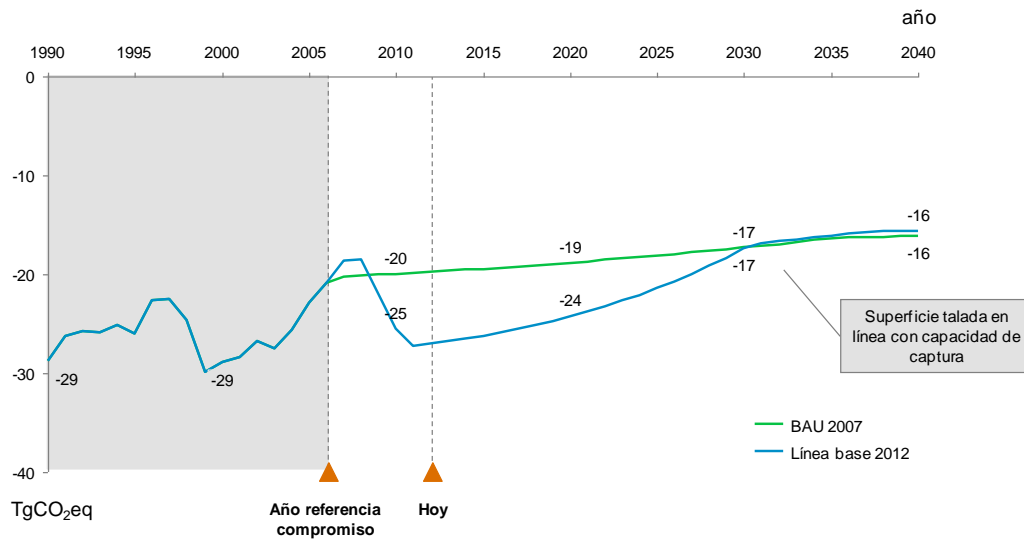
Por último, la actividad de la industria de la celulosa se considera vinculada a la producción de trozas, con lo cual replica su crecimiento año a año.

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección de este escenario tiene en cuenta los mismos supuestos que la Línea de Base 2012.

La figura 26 muestra el resultado de la proyección de emisiones del sector Forestal y celulosa.

Figura 26: proyección de emisiones del sector Forestal y celulosa



Fuente: Análisis BCG

4.3.9 Desechos

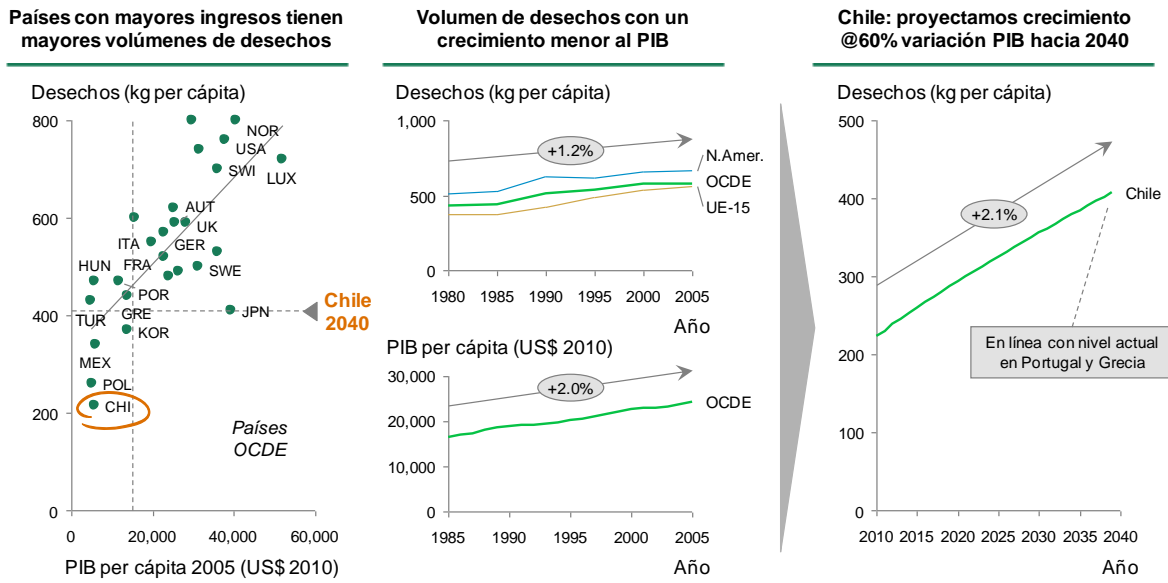
Las emisiones proyectadas en este sector corresponden a las emisiones de GEI desde residuos sólidos municipales, que se explica principalmente por la emanación de metano a partir de desechos orgánicos.

En lo relativo al volumen de desechos, de acuerdo con cifras de la OCDE y el Banco Mundial, se observa que la cantidad de desechos per cápita muestra una correlación positiva con el nivel de ingresos (PIB per cápita). En efecto, entre los países de la OCDE (*OECD Environmental Data Compendium 2006-2008 – Waste*) la cantidad de desechos per cápita aumentó a una tasa promedio anual de 1,2% entre los años 1985 y 2005 y su nivel de producto creció a un ritmo de 2,0% de media.

El crecimiento de la cantidad de desechos para Chile para los siguientes 30 años se proyecta teniendo en cuenta la relación entre crecimiento del producto y generación de desechos. De esta forma, la cantidad de desechos per cápita aumentará desde 215 kg en 2010 hasta 407 kg en 2040 (niveles comparables con los de Grecia y Portugal en la actualidad).

Adicionalmente, se considera estable en el tiempo el mix de desechos (% de desechos orgánicos) y su disposición final. No se encuentra evidencia en los datos de la OCDE para inferir que dicha composición se altere significativamente al movernos dentro de los niveles de ingreso considerados. Por lo tanto, se mantienen estables los factores de emisión unitarios calculados en la fase de inventario utilizando la calculadora de emisiones del IPCC (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - SWDS methane calculator).

Figura 27: relación entre desechos per cápita y PIB en países de la OCDE



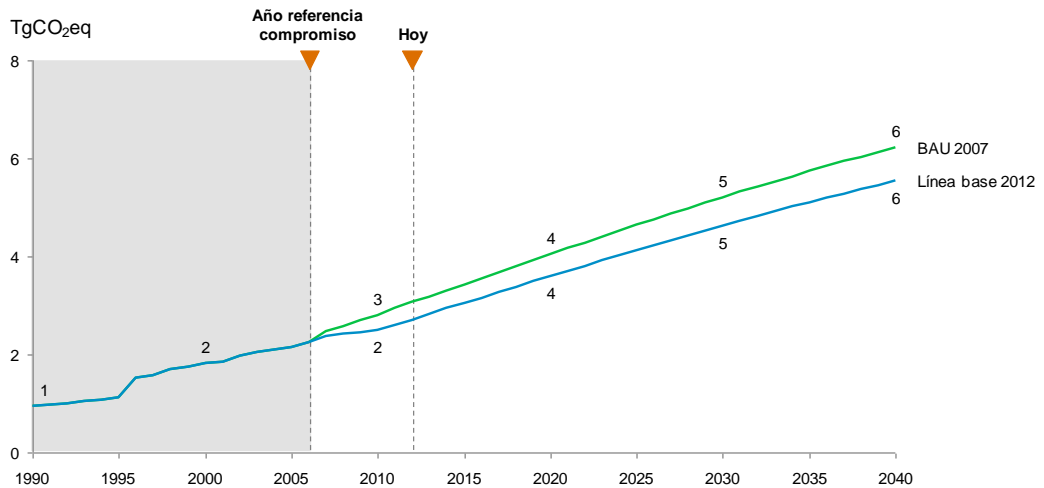
Fuente: OCDE, Banco Mundial, Análisis BCG

Consideraciones escenario BAU 2007

La proyección de este escenario considera los mismos supuestos que la Línea de Base 2012.

La figura 28 muestra la proyección de emisiones por desechos.

Figura 28: proyección de emisiones del sector Desechos



Fuente: Análisis BCG

4.3.10 Otros sectores

Esta clasificación agrupa líneas de actividad que no están directamente vinculadas a la dinámica de los sectores anteriores y cuyo impacto sobre el total de emisiones del país es menor.

Cabe destacar en este apartado el sector de "Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco", que en Chile se relaciona principalmente a la actividad pesquera y de refinación de azúcar. Adicionalmente, esta agrupación incluye el componente energético de la industria química y una serie de procesos industriales para la producción de ácido nítrico, vidrio, zinc y otros.

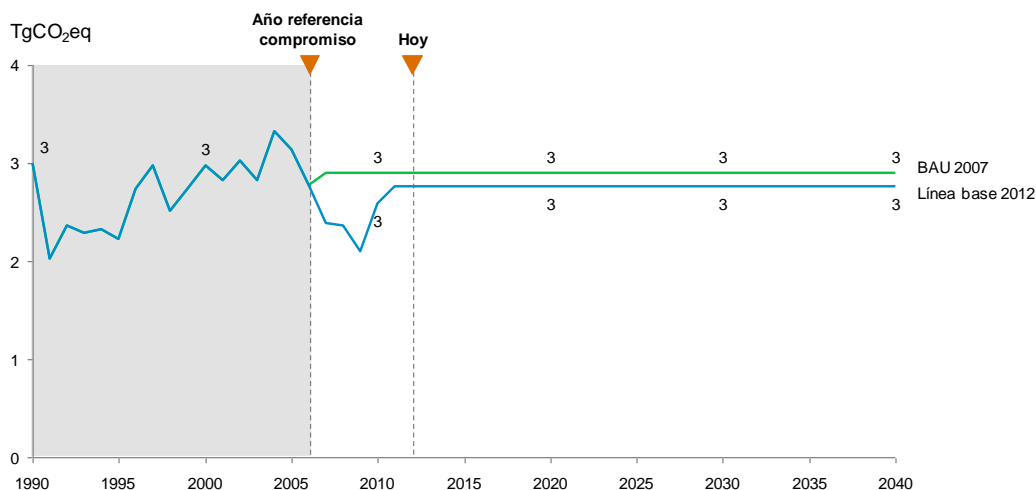
Teniendo en cuenta la baja contribución del sector al total de emisiones y la diversidad de industrias que lo componen, la proyección de emisiones se construye considerando el promedio simple del nivel de emisiones de las distintas líneas de actividad entre 2000 y 2010.

Consideraciones escenario BAU 2007

Como se ha mencionado anteriormente, se ajusta la proyección a la información disponible a principios de 2007. Con ello, la proyección se construye considerando el promedio de emisiones entre 1996 y 2006 y la trayectoria de crecimiento del PIB ajustada.

La figura 29 muestra la proyección de "Otros sectores".

Figura 29: proyección de emisiones de otros sectores



Fuente: Análisis BCG

4.4 Principales implicancias de la proyección de emisiones

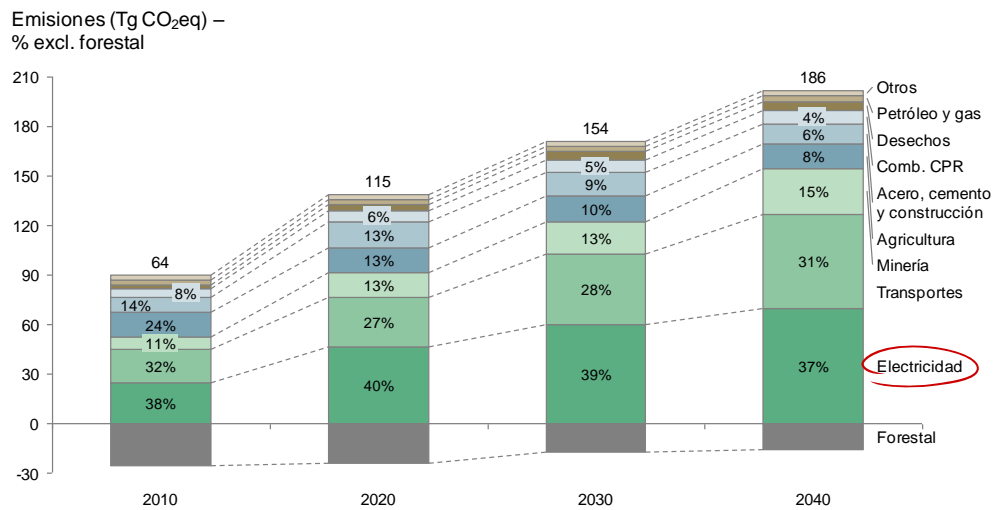
La proyección de emisiones sugiere que en el escenario Línea de Base 2012, las emisiones de GEI en Chile alcanzarán los 114.549 GgCO₂eq en 2020; 153.678 GgCO₂eq en 2030 y

185.954 GgCO₂eq en 2040, lo que supone un crecimiento anualizado promedio del 3,6% desde 2010.

Según se aprecia en la figura 30, Minería y Transportes serán los sectores con mayor aumento de emisiones a 2040. En efecto, el crecimiento en dichos sectores es comparable o superior a la tasa de crecimiento proyectada para el PIB (3,6%, 2010-2040).

Es oportuno señalar la importancia de las capturas en el sector Forestal, para el que se proyecta una caída anualizada de las capturas del 1,5% a medida que las plantaciones alcanzan su nivel de equilibrio a largo plazo.

Figura 30: trayectoria de emisiones según LB2012

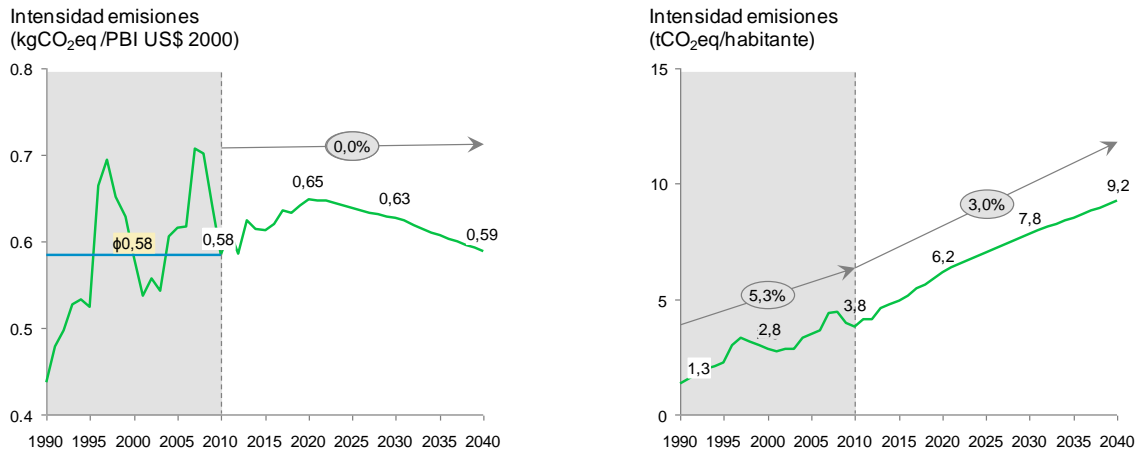


Fuente: Análisis BCG

Las emisiones por unidad de producto se mantendrán prácticamente inalteradas, aumentando a una tasa anualizada de apenas el 0,1% en el horizonte de proyección. Sin embargo, según se aprecia en la figura 31, la intensidad de emisiones per cápita aumentará desde las 3,8 toneladas de CO₂eq hasta las 9,5 toneladas en 2040, es decir, a niveles comparables con la de Holanda o Japón en la actualidad⁴¹.

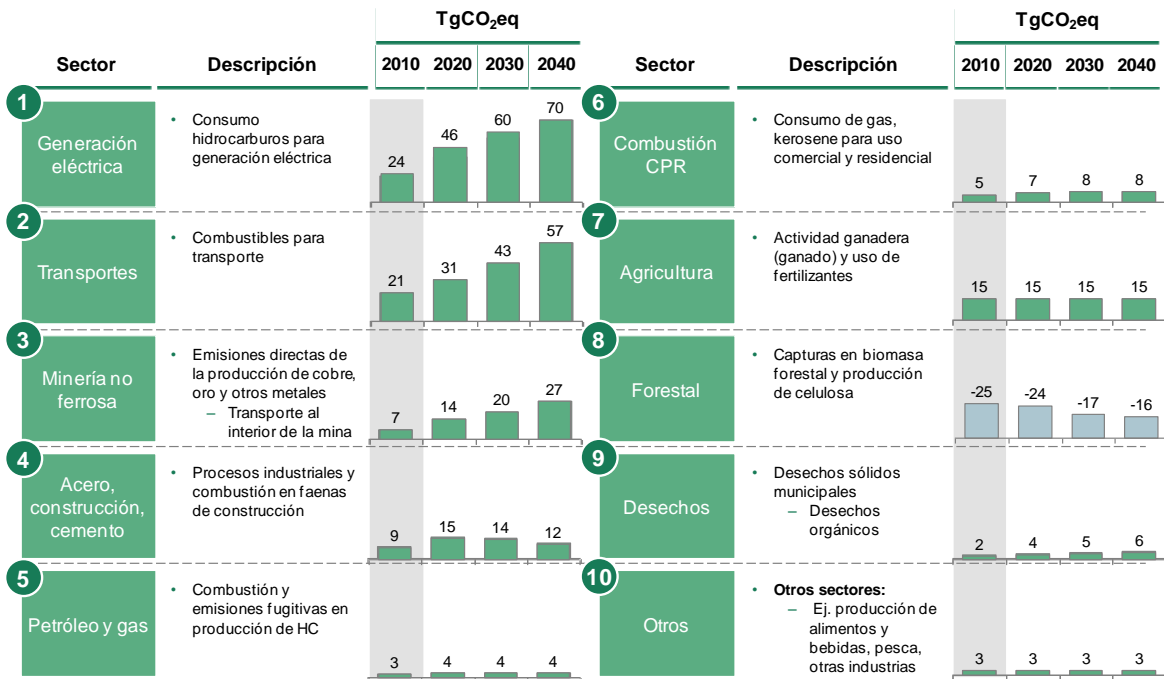
⁴¹ Según datos del Banco Mundial

Figura 31: intensidad de emisiones según la proyección LB2012



Fuente: análisis BCG

Figura 32: proyección de emisiones por sector

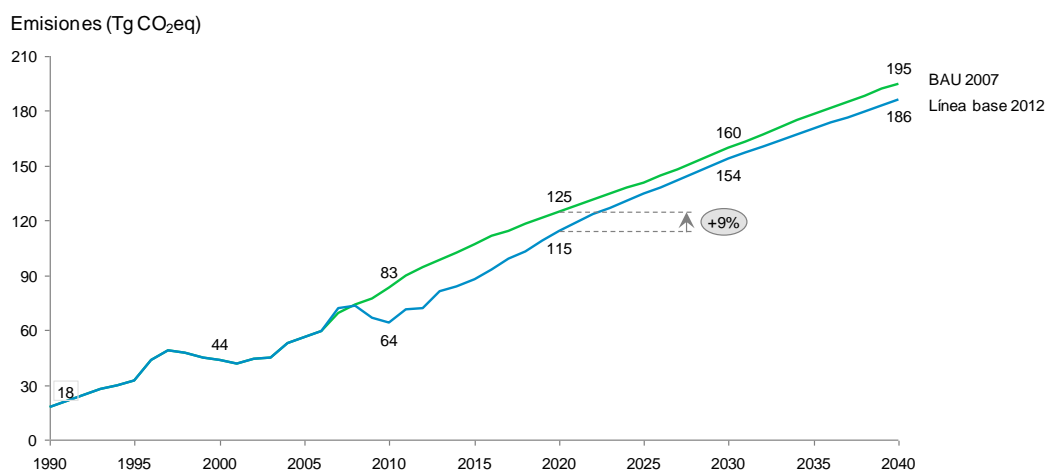


Chile ha suscrito un compromiso voluntario de reducción de sus emisiones de GEI frente a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Este compromiso exige una reducción del 20% respecto a la proyección con el escenario BAU 2007. Para cumplir esta meta, Chile deberá tomar acciones unilaterales, con apoyo internacional y con el uso de nuevos mecanismos de mercado.

De acuerdo con el escenario BAU 2007, en 2020 las emisiones alcanzarían las 125 TgCO₂eq, lo que implica que Chile deberá acreditar medidas de abatimiento por el 20% de este valor, equivalente a 25 TgCO₂eq. Entre 2007 y 2012 ya se han materializado iniciativas de abatimiento (NAMAs) que contribuyen al cumplimiento del compromiso: la Ley de ERNC, el Plan de Forestación y las iniciativas del Acuerdo de Producción Limpia (APL). Se estima que la ley de ERNC, promulgada en 2008, contribuye al abatimiento de 2,5 TgCO₂eq⁴². Por su parte, el Plan de Forestación tiene un impacto anual por 5 TgCO₂eq y las iniciativas del APL contribuyen con 2 TgCO₂eq, según se puede verificar en el registro de NAMAs de la ONU.

Es necesario reconocer como medidas tempranas de mitigación la ley ERNC y las NAMAS ya impulsadas por el Gobierno. Con ello, medido con respecto al escenario Línea de Base 2012, el compromiso nacional de reducción de emisiones exige iniciativas adicionales por aproximadamente 15 TgCO₂eq en 2020.

Figura 33: trayectoria de emisiones según proyección BAU 2007 y Línea de Base 2012



Fuente: análisis BCG

⁴² Contribución medida como la diferencia entre la generación (GWh) con ERNC en los escenarios LB2012 y BAU2007. Se considera el factor de emisión promedio térmico en 2012 (LB2012 0,83 GgCO₂eq/GWh)

5 Construcción de curvas y matrices de abatimiento

Para identificar el potencial de reducción de emisiones de GEI de Chile y sus costos asociados, se construyó la curva y matriz de abatimiento para los años 2020, 2030 y 2040. La curva de abatimiento permite, a través de la identificación, caracterización e integración de iniciativas de mitigación, determinar el potencial de reducción de emisiones disponible para Chile en cada año y los costos en que se debería incurrir para alcanzarlo. Adicionalmente, la matriz de abatimiento incorpora a la curva la dimensión de factibilidad de las iniciativas, permitiendo obtener una visión más real acerca del potencial de abatimiento y su costo para el país.

5.1 Metodología

Este estudio se ha centrado principalmente en analizar las alternativas de mitigación desde una perspectiva agregada y comparable mediante una metodología coherente a través de las diferentes fuentes de emisión. El análisis está orientado a evaluaciones comparativas, y es muy útil para las mismas. En este sentido, cabe destacar que esta herramienta sólo toma la perspectiva de costos privados, que excluye eventuales externalidades y costos de oportunidad distintos a los de la línea de base.

Para construir las curvas y matrices, se sigue una metodología en seis pasos:

1. Se identifican las iniciativas con potencial de implantación en Chile para 2020, 2030 y 2040
2. A partir de la proyección de emisiones (Línea de Base 2012) se construye la base de referencia para cada iniciativa. Es decir, se determinan las emisiones que hubiera habido en cada año en caso de no implantarse ninguna iniciativa, con los datos disponibles hasta 2012. Cada iniciativa cuenta con una base de referencia⁴³ con la cual se compara su potencial de abatimiento
3. Se calcula el potencial de abatimiento para cada iniciativa
4. Se calculan los costos asociados a cada iniciativa
5. Se evalúa cualitativamente la factibilidad de implantación
6. Se construyen las curvas y matrices de abatimiento para 2020, 2030 y 2040 a partir de la integración de todas las iniciativas.

5.1.1 Listado de iniciativas para Chile

Para construir el listado de iniciativas que se deben analizar para Chile, se consideraron aquellas iniciativas disponibles a nivel mundial que tiene sentido aplicar en Chile, según el perfil de emisiones y las características propias del país.

Del total de alrededor de 100 iniciativas posibles, se seleccionaron aquellas que se debían incluir en este estudio considerando:

- La aplicabilidad de la iniciativa a la situación particular de Chile
- La disponibilidad técnica de la iniciativa, o la proyección de un desarrollo suficiente hacia 2020, 2030 o 2040 para su implantación en el país
- Un impacto esperado de la iniciativa (ex - ante) de al menos 100 GgCO₂eq hacia 2020 y no más de US\$200/tCO₂eq de costo de abatimiento
- La disponibilidad de datos a nivel local para la evaluación de las iniciativas.

⁴³ Consistente con la Línea de Base 2012

Debido a las consideraciones anteriores, algunas iniciativas de abatimiento conocidas a nivel mundial no han sido incorporadas en el estudio. Por ejemplo, no se consideró la eficiencia en el uso de combustibles en minería debido a que el impacto de la misma es relativamente bajo y difícil de alcanzar ante el envejecimiento de las minas que incrementará la demanda de combustibles en los próximos años. Entre otras iniciativas evaluadas pero no incorporadas se destaca la conducción eficiente, la minimización de tránsito terrestre, las mejoras aerodinámicas en vehículos interurbanos, la chatarrización de vehículos con antigüedad mayor a 25 años, el uso de combustibles a base de residuos y el calentamiento eficiente de agua. El anexo 6 incluye un listado completo de las iniciativas evaluadas y no adoptadas.

Las iniciativas seleccionadas se muestran en la sección 5.2 y son clasificadas dentro de los siguientes grupos: iniciativas de eficiencia en el uso de energía, aquellas que tienen el objetivo de disminuir el consumo de energía para producir iguales resultados; iniciativas de reducción de factores de emisión de las fuentes de la producción; iniciativas de captura de emisiones e iniciativas de optimización del consumo energético.

5.1.2 Base de referencia de emisiones

Para cada una de las iniciativas seleccionadas se construyó una base de referencia de emisiones específica, es decir, una proyección de las emisiones para cada año de estudio (2020, 2030 y 2040) si no se hubiera implantado la iniciativa. Estos valores se desprenden de los resultados la Línea de Base 2012 obtenida en la sección 4 de proyección de las emisiones, y son coherentes con los mismos. Por ejemplo, la base de referencia para la iniciativa de eficiencia eléctrica en minería corresponde a las emisiones que se hubieran generado a partir del consumo eléctrico de la industria minera en un escenario de tendencia coherente con la Línea de Base 2012, con su correspondiente factor de emisión.

5.1.3 Potencial de abatimiento

El potencial de abatimiento de cada iniciativa se calcula como la diferencia entre las emisiones correspondientes a la base de referencia de la actividad y las emisiones que habría si se implantara la iniciativa. Esto permite identificar el volumen de CO₂eq que se dejará de emitir debido a la implantación de la iniciativa, para cada uno de los años en los cuales se construye la curva y matriz de abatimiento (2020, 2030 y 2040).

Matemáticamente esto se traduce en la siguiente fórmula:

$$\text{Abatimiento} = X - Y$$

Dónde:

X = GgCO₂eq emitidas en el escenario base

Y = GgCO₂eq emitidas en el escenario con la iniciativa

Cabe destacar que, inicialmente, cada iniciativa se analiza independientemente, sin considerar la canibalización entre iniciativas. Es decir, si dos iniciativas diferentes apuntan a reducir las mismas emisiones en una actividad dada, la implantación de una negará parte del potencial de abatimiento de la otra. El efecto de canibalización entre iniciativas

se incorpora en la construcción de la curva de abatimiento, ajustando el potencial de abatimiento de las iniciativas que así lo requieran.

5.1.4 Costo de abatimiento

El costo de abatimiento de cada iniciativa indica el costo unitario de abatimiento y es medido en US\$ / tCO₂eq abatida por año. Esta forma de medir los costos permite contar con una medida homogénea y comparable entre iniciativas. Para construirla, se divide el diferencial del costo anualizado de la iniciativa respecto al costo correspondiente en la línea base, sobre el total de toneladas de CO₂eq abatidas en un año. El costo incluye tanto las inversiones anualizadas requeridas para la implantación de la iniciativa (adicionales al escenario base), como los gastos corrientes o ahorros anuales originados por la misma. Matemáticamente, el costo de abatimiento corresponde a la siguiente fórmula:

$$\text{Costo anualizado de abatimiento por TCO}_{2\text{eq}} = \frac{[\text{Costo total de alternativa de mitigación}] - [\text{Costo total solución de referencia}]}{[\text{Emisiones CO}_{2\text{e}} \text{ de solución de referencia}] - [\text{Emisiones CO}_{2\text{e}} \text{ de alternativa de mitigación}]}$$

En año seleccionado para la matriz

Cada iniciativa contará con un costo de abatimiento para cada uno de los años analizados (2020, 2030 y 2040). El costo puede resultar negativo en los casos en que los ahorros permitidos por la implantación de la iniciativa (por ejemplo, ahorros en el consumo de energía eléctrica) sobrepasen las inversiones anualizadas requeridas para implementar la iniciativa. Por ejemplo, la iniciativa de recambio de refrigeradores por modelos más eficientes posee un ahorro anual en energía eléctrica mayor a la inversión anualizada adicional requerida para comprar un equipo eficiente, por lo que la medida alcanza ahorros netos y, en consecuencia, un costo de abatimiento negativo.

Para aquellas iniciativas cuyo costo debió ser anualizado se utilizó una tasa de descuento de 10% anual. Además para aquellos costos referenciados en pesos chilenos se utilizó como tasa de cambio 500 CH\$/US\$. En los casos en los que no había datos disponibles para Chile, se realizaron inferencias y traspolaciones de estudios anteriores para Chile o globales, garantizando que los resultados fueran coherentes con la experiencia previa de BCG.

Es importante destacar que el costo de abatimiento calculado en este estudio corresponde al costo privado por la implantación de la iniciativa. Es decir, que se considera el diferencial de costo entre la línea base y la iniciativa para un privado, excluyendo otro tipo de costo de oportunidad, externalidad u otra valoración social. En este sentido, no se contemplan costos tales como los beneficios logrados por la reducción de ruido debido a la incorporación acelerada de vehículos eléctricos al parque automotor actual, o los costos de la tierra no productiva en la línea base con potencial forestal no comercial.

5.1.5 Factibilidad

La factibilidad de cada iniciativa se calcula a partir del análisis de factores técnicos, sociales y medioambientales que pueden afectar a la implantación de la iniciativa, para cada uno de los años 2020, 2030 y 2040.

Los factores técnicos consideran la madurez de las tecnologías y la disponibilidad de infraestructura para la implantación de la iniciativa, los factores sociales analizan el grado

de aceptación social y política de las tecnologías y la aceptación/ adopción de la medida por parte de los consumidores, y los factores medioambientales analizan potenciales impactos negativos sobre el medioambiente que pueden disminuir las posibilidades de implantación de las iniciativas.

Cada uno de los factores se evalúa en una escala de factibilidad Alta-Media-Baja y es ponderado equitativamente (valiendo 33% cada uno) para calcular el indicador de factibilidad. Esto significa que iniciativas con un indicador de factibilidad más bajo tendrán una menor probabilidad de ser implantadas.

5.1.6 Curvas y matrices de abatimiento

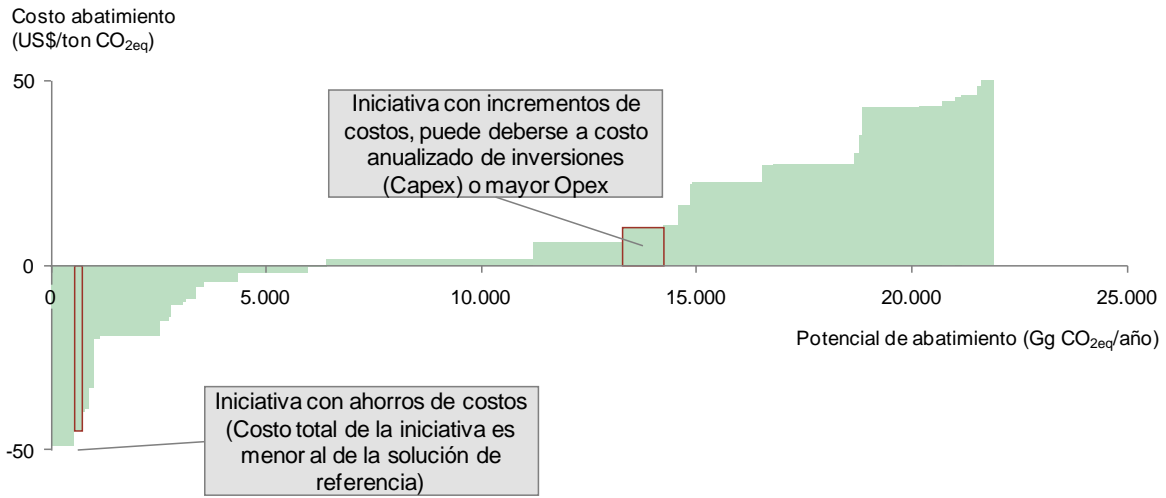
A partir del potencial, costo y factibilidad de cada iniciativa se arman las curvas y matrices de abatimiento para 2020, 2030 y 2040. La curva de abatimiento muestra el rango de reducción de emisiones disponible para Chile para cada uno de los años 2020, 2030 y 2040, con su costo asociado.

Las iniciativas se ordenan según su costo de abatimiento, desde aquellas con menores costos, o ahorros (costos negativos), hasta aquellas con mayores costos. Una vez hecho esto, el potencial de abatimiento de cada iniciativa se ajusta considerando la canibalización entre iniciativas, a partir de los costos de abatimiento y la factibilidad de las iniciativas. Se asume que se implantarán primero las medidas de menor costo y las iniciativas más factibles. Las iniciativas con mayores costos se ajustan después en su potencial de abatimiento en la medida que exista superposición en las emisiones por abatir frente a otras iniciativas de menor costo (canibalización).

Por ejemplo, el potencial de abatimiento independiente de la iniciativa de generación con Biomasa Tier-2 es de 7.272 GgCO₂eq para 2030. Sin embargo, el alto costo de abatimiento de esta iniciativa hace que otras medidas de mitigación en el sector de generación de energía eléctrica con menor costo de abatimiento tengan prioridad. Cada iniciativa de abatimiento del sector de generación de energía eléctrica reemplaza una parte de la generación térmica, hasta que no queda más generación térmica por reemplazar. Es entonces cuando la iniciativa de mayor costo es canibalizada por las más baratas que fueron implantadas anteriormente. Por tanto, el potencial de abatimiento de Biomasa Tier-2 que se incluye en la curva de abatimiento del año 2030 es de 0 GgCO₂eq.

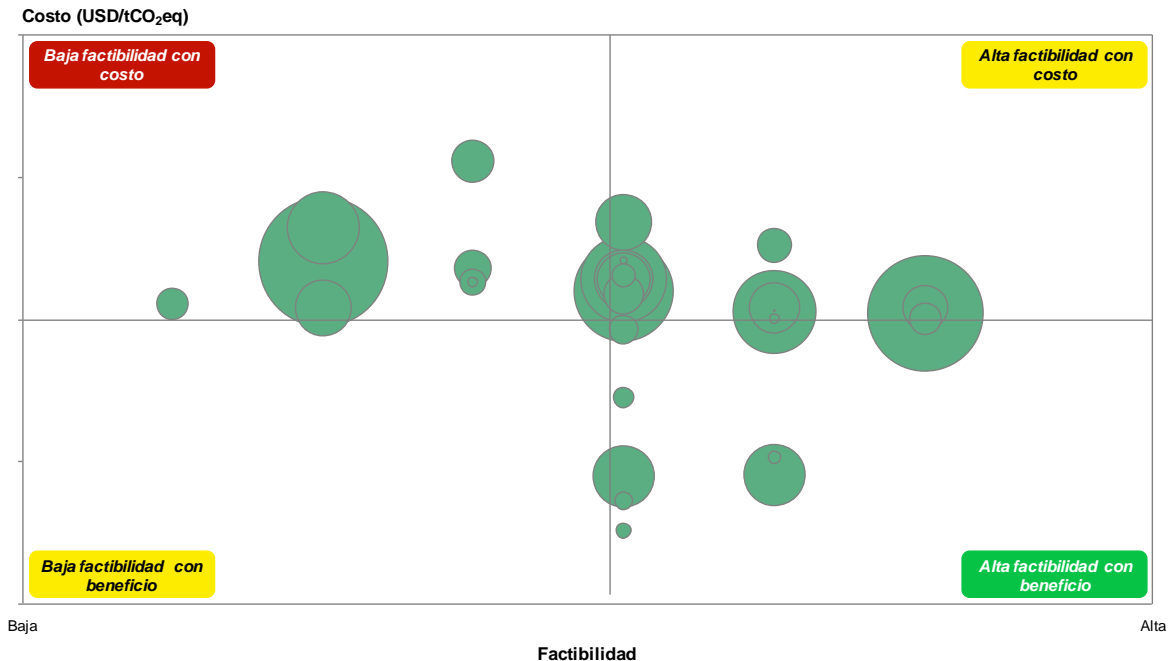
En la curva de abatimiento se consideran las iniciativas analizadas que resultaron en costos de abatimiento menores a US\$200/tCO₂eq. Los resultados de la curva se vuelcan en un gráfico de 2 ejes, donde el eje horizontal representa el abatimiento acumulado de las iniciativas, en GgCO₂eq, mientras que el eje vertical representa el costo de abatimiento de cada iniciativa, en US\$/tCO₂eq correspondiente a cada año. El gráfico se ejemplifica en la figura 34.

Figura 34: ejemplo de curva de abatimiento



La matriz de abatimiento, por su parte, incorpora la variable de factibilidad de las iniciativas, lo cual permite tener una visión más realista del conjunto de iniciativas que será factible implementar para 2020, 2030 y 2040. El abatimiento y el costo de cada iniciativa corresponden a los mismos valores de la curva de abatimiento. La matriz de abatimiento identifica en su eje horizontal la factibilidad de las iniciativas, en su eje vertical los costos de abatimiento y como tamaño de las burbujas el valor medio del volumen potencial de abatimiento, ajustado por la canibalización entre iniciativas. Esto se ejemplifica en la figura 35.

Figura 35: ejemplo de matriz de abatimiento



Dada la incertidumbre existente en la evaluación de las tecnologías correspondientes a las iniciativas, se realizó un análisis de sensibilidad para poder apreciar el efecto de diferentes posibles escenarios en detalle, que puede verse al final de este capítulo, en la sección 5.4.

Por último, cabe destacar que el presente estudio no incorpora exhaustivamente todas las iniciativas de mitigación disponibles para Chile en 2020, 2030 y/o 2040, si bien constituye una base apropiada para un debate general sobre el tamaño total de la oportunidad para Chile y los costos a los que se podría enfrentar para cumplir sus compromisos. Asimismo, esta metodología permite realizar una comparación entre iniciativas de mitigación y entre sectores de la economía, que facilitaría la priorización inicial de las iniciativas que se deben implementar.

5.2 Iniciativas de abatimiento de GEI

Las iniciativas de abatimiento de emisiones de GEI fueron clasificadas en cuatro categorías:

1. Iniciativas de eficiencia en el uso de energía, que buscan disminuir los consumos eléctricos y de combustibles para obtener el mismo resultado. De este modo, al consumirse menos energía se reducen las emisiones. Por ejemplo, al reemplazar las lámparas incandescentes en los hogares por lámparas de bajo consumo, se reduce el consumo eléctrico aún obteniendo la misma intensidad de iluminación
2. Iniciativas de minimización de factores de emisión que tienen como objetivo reemplazar fuentes de la producción por aquellos con un menor factor de emisión. Por ejemplo, la iniciativa de reemplazo de generación eléctrica a carbón por generación a GNL permite generar la misma cantidad de energía eléctrica con un menor nivel de emisiones asociado, dado que el factor de emisión del GNL por MWh es menor que el del carbón
3. Iniciativas de captura de emisiones cuyo objetivo es capturar CO₂eq del medio ambiente o procesos industriales, y almacenarlo. Estas medidas resultan de gran atractivo para Chile, por su alta disponibilidad de tierras forestales, respecto a otros países
4. Iniciativas de optimización de consumo que implican reducir las actividades que generan emisiones. Por ejemplo, el reemplazo del transporte en vehículos particulares por transporte en bicicleta disminuye la utilización de vehículos de combustión y sus correspondientes emisiones.

Asimismo, las iniciativas seleccionadas para el caso chileno corresponden a los principales sectores económicos emisores de GEI del país, enunciados en la sección 4 de proyección de emisiones. A partir de esta información, se pueden clasificar las iniciativas de abatimiento según su categoría y el sector emisor al que pertenecen. Esta clasificación puede verse en la figura 36. El anexo 7 y a los modelos elaborados incluyen un mayor detalle al respecto.

Figura 36: iniciativas de abatimiento según categoría y sector emisor

	Eficiencia en el uso de energía	Factores de emisión	Captura de emisiones	Optimización del consumo
Generación y consumo eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Iluminación residencial eficiente • Electrodomésticos eficientes • Refrigeradores eficientes • Eficiencia eléctrica en minería • Reemplazo molino SAG por HPGR 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomasa • Reemplazo carbón por GNL • Eólica • Geotermia • Minihidro • Biogás • Solar FV • Solar Térmica • Hidroeléctrica 1 • Hidroeléctrica 2 • Hidro Mediana • Nuclear • Mareomotriz • Cogeneración en industria 	<ul style="list-style-type: none"> • Carbon capture and storage (CCS) 	
Transporte terrestre	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte de carga en ferrocarril 	<ul style="list-style-type: none"> • Biodiesel transporte terrestre • Vehículos híbridos • Vehículos eléctricos 		<ul style="list-style-type: none"> • Minimizar tránsito terrestre con km de Metro
Industria minera		<ul style="list-style-type: none"> • Biodiesel en minería 		
Combustión residencial				<ul style="list-style-type: none"> • Aislación térmica de viviendas
Sector agrícola y ganadero		<ul style="list-style-type: none"> • Cambio dieta ganado • Vacuna metanogénica 		<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo o mejora fertilizantes
Sector forestal			<ul style="list-style-type: none"> • Forestación Zona Sur • Forestación Zona Centro • Raleo y poda • Recuperación de suelos degradados • Forestación Zona Norte 	

5.2.1 Eficiencia en el uso de energía

Las iniciativas de eficiencia en el uso de energía abarcan medidas que disminuyen el consumo eléctrico o el consumo de combustibles. Se analizaron 6 iniciativas en este grupo, 3 de las cuales buscan disminuir el consumo eléctrico residencial, 2 disminuir el consumo eléctrico en la industria minera, y 1 disminuir el consumo de combustibles en el transporte de carga terrestre. El resumen de los resultados obtenidos puede verse en la figura 37 y la descripción detallada del análisis realizado para cada iniciativa se encuentra en el anexo 7.

Figura 37: resumen de iniciativas de eficiencia en el uso de energía⁴⁴

Iniciativa	Potencial de abatimiento (GgCO ₂ e/q)			Costo de abatimiento (US\$)			Factibilidad 2020			Factibilidad 2030			Factibilidad 2040		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	T	S	A	T	S	A	T	S	A
Iluminación residencial eficiente	1.022	1.107	1.154	-166	-172	-170	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Electrodomésticos eficientes	315	1.001	1.855	-12	-51	-62	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Refrigeradores residenciales eficientes	166	415	678	-84	-93	-91	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Eficiencia eléct. minería	1.089	1.958	2.646	-167	-168	-165	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Reemplazo molino SAG por HPCR	68	218	380	-146	-138	-135	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Transporte de carga en ferrocarril	129	129	129	-192	-192	-192	●	●	●	●	●	●	●	●	●

5.2.2 Factores de emisión

Las iniciativas de reducción de factores de emisión proponen reemplazar las fuentes de la producción por aquellas con menores factores de emisión. Se analizaron 20⁴⁵ iniciativas en este grupo, 14 de las cuales corresponden al sector de generación eléctrica (generación eléctrica con menores emisiones por MWh), tres al sector de transporte terrestre, una a la industria minera y dos al sector agrícola. Las iniciativas consideradas se muestran resumidas en la figura 40 y se detallan en el anexo 7. Dado que se trata de las iniciativas más sensibles, para el análisis del costo de las mismas se consideraron los costos nivelados de generación eléctrica que se pueden ver a continuación, y se compararon con el costo de generación a carbón y GNL:

Costos nivelados de generación eléctrica (LCOE⁴⁶)

La figura 38 resume los costos nivelados de generación eléctrica en US\$/MWh considerados para las iniciativas del sector eléctrico. El LCOE es uno de los indicadores principales de la industria para comparar costos de generación de energía eléctrica en distintas plantas. El LCOE representa el precio de la energía eléctrica para el cual una determinada planta generadora presenta una tasa interna de retorno específica (la tasa de retorno utilizada en este estudio es del 10% anual). La fuente principal para los LCOE corresponde al estudio de Bloomberg⁴⁷, que determina proyecciones de LCOE para Chile en el año 2020 para todas las tecnologías de generación. En aquellos casos donde la variabilidad potencial es alta, complementamos los valores de esta fuente con fuentes alternativas y con la experiencia de BCG.

⁴⁴ La factibilidad se analiza en función de parámetros Técnicos (T), Sociales (S) y Ambientales (A)

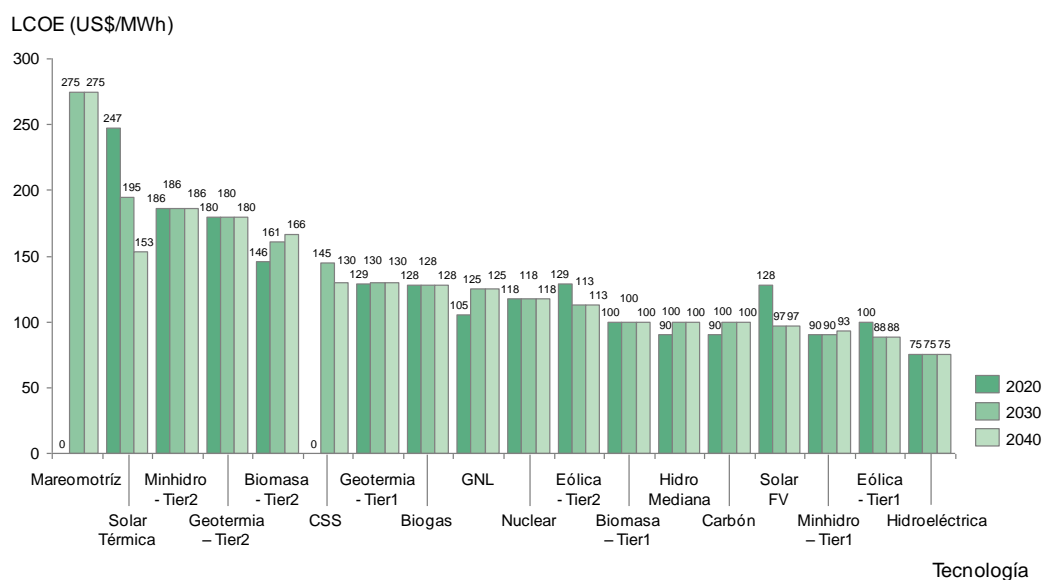
⁴⁵ Se consideraron 20 iniciativas independientes, 4 de las cuales fueron subdivididas en 2 tiers para reflejar diferentes costos y grados de factibilidad

⁴⁶ En inglés, Levelized Cost of Energy

⁴⁷ Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2011 – "Chile Levelised Cost of Energy"

Se opta por el uso de la fuente previamente citada porque se da prioridad a contar con una referencia coherente para todas las iniciativas consideradas y ésta en particular desarrolla los cálculos específicos para el caso de Chile. Es necesario destacar que algunas tecnologías se encuentran aún en etapa de desarrollo, por lo que hay una variabilidad significativa en la proyección de costos que hace que sea prematuro considerar los números del informe de Bloomberg como definitivos. Un ejemplo de esto es la generación de energía solar fotovoltaica, en donde el rango de costo estimado es muy variable según los supuestos que se consideren. Para esta tecnología Bloomberg estima el *LCOE* medio en Chile en US\$128/MWh, mientras que la EIA⁴⁸ indica que puede variar en un rango de US\$118/MWh a US\$224/MWh. Ante esta disparidad de valores se opta por realizar el análisis basándose en los valores informados por BNEF, dado que otras fuentes (incluyendo la EIA) realizan los estudios para otros países y con otros horizontes temporales. Para incorporar el efecto de esta variabilidad se desarrollan más adelante escenarios de sensibilidad sobre las variables principales.

Figura 38: proyección de costos anualizados de generación (*LCOE*)



Fuente: Bloomberg, EIA, ATSE, Galetovic et al., Experiencia de proyectos BCG

En el caso de las tecnologías térmicas (carbón y GNL), se verifica que estos costos nivelados de generación son coherentes con las proyecciones de costo de combustible entregadas por la CNE (Informe de Proyección de Precio de Nudo Abril 2012) en el horizonte 2012-2022⁴⁹, que se muestran en la figura 39. Para los años siguientes se proyecta según la tendencia implícita y los valores sugeridos por Bloomberg.

⁴⁸ US Energy and Information Administration, 2013, *Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013*

⁴⁹ El costo de generación se calcula para una planta nueva de generación con carbón de 350 MW considerando poder calorífico de 33.400 KJ/Kg y rendimiento del 35%. Se estiman costos de inversión de 2,5 US\$/MW, costos fijos totales de ~10 Mn US\$ anuales, costos variables de 38 US\$/MWh y un factor de planta de 76%. La tasa de descuento contemplada es 10%

Figura 39: proyección de costos de carbón y GNL según CNE

Carbón		GNL		
CNE	Carbón Térmico (7000 kcal/kg) (US\$/Ton)	CNE	US\$/MBtu (SIC)	US\$/MBtu SING
2012	90,1	2012	17,22	4,59
2013	99,3	2013	7,63	7,51
2014	105,2	2014	8,07	7,95
2015	100,5	2015	8,39	8,27
2016	97,8	2016	8,69	8,57
2017	99,6	2017	9,02	8,90
2018	102	2018	9,38	9,26
2019	104,1	2019	9,74	9,62
2020	104,6	2020	10,11	9,99
2021	106,4	2021	10,46	10,34
2022	108,1	2022	10,81	10,69

Potencial de abatimiento:

Se calcula el potencial de abatimiento como la diferencia entre las emisiones generadas por las iniciativas y aquellas que habrían existido, de generarse la misma cantidad de energía con otra tecnología. Existen dos teorías respecto a qué tipo de generación de base es la que se desplaza ante la incorporación de las iniciativas de abatimiento a la matriz de generación: desplazamiento termoeléctrico o desplazamiento de mix hidro-térmico

En el presente estudio se considera que las iniciativas de factores de emisión desplazan en su totalidad, tanto en el SING como en el SIC, la energía generada en centrales termoeléctricas a carbón. Esto se basa en tres puntos. En primer lugar, se parte de la base de que siendo el objetivo del diseño e implantación de estas iniciativas la reducción de emisiones, se tomarán las medidas necesarias en la implantación de las iniciativas para que esto así suceda. En segundo lugar, se considera que el efecto que tiene la incorporación de nueva capacidad de generación sobre la potencia de base hidro-térmica instalada en el SIC es desplazar generación térmica dado que la generación hidroeléctrica tiene prioridad de despacho en la orden de mérito. Por último, si bien se trabaja sobre el supuesto de que las iniciativas también podrán desplazar centrales térmicas que se vayan a construir en el futuro, no se considera probable que eviten, en cambio, la construcción de nuevas centrales de generación hidroeléctrica.

Una segunda teoría argumenta que la tecnología desplazada no es únicamente generación térmica a carbón, sino que se desplaza el mix representativo de la potencia de base hidro-térmica. Si bien esta teoría se aplicaría únicamente para el SIC y se considera un escenario poco probable, se realiza una sensibilización de los resultados sobre este supuesto.

Figura 40: resumen de iniciativas de factores de emisión⁵⁰

Iniciativa	Potencial de abatimiento (GgCO ₂ e/q)			Costo de abatimiento (US\$)			Factibilidad 2020			Factibilidad 2030			Factibilidad 2040		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	T	S	A	T	S	A	T	S	A
Biomasa - Tier1	996	636	636	11	-	-	●	●	○	●	●	○	●	●	○
Biomasa - Tier2	3.636	7.272	19.395	52	53	67	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Carbón por GNL	3.560	7.373	9.940	28	47	47	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Eólica - Tier2	564	1.335	1.022	52	24	24	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Eólica - Tier1	762	0	0	22	NA	NA	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Geotermia - Tier1	2.750	0	0	41	NA	NA	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Geotermia - Tier2	1.913	2.681	423	95	85	85	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Minihidro - Tier1	431	331	1.391	0	-11	-7	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Minihidro - Tier2	1.160	1.657	1.657	101	91	91	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Biogas	1.306	1.828	2.612	40	30	30	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Solar FV	1.119	2.612	3.731	40	-3	-3	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Solar Térmica	746	1.741	2.487	166	100	56	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Hidroeléctrica 1	0	15.961	15.961	NA	-26	-26	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Hidroeléctrica 2	0	6.117	6.117	NA	-26	-26	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Hidro Mediana	0	4.535	4.535	NA	-	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Nuclear	0	14.925	14.925	NA	19	19	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Mareomotriz	0	232	232	NA	185	185	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Cogeneración	230	1.583	2.095	45	22	21	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Biodiesel transp. terrestre	273	428	644	37	37	37	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Vehículo híbrido	N/A	627	1.469	N/A	147	96	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Vehículo eléctrico	N/A	321	1.054	N/A	192	132	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Biodiesel en minería	59	118	209	37	37	37	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Cambio dieta ganado	473	474	475	77	77	77	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Vacuna metanogénica	411	412	413	15	10	10	○	○	○	○	○	○	○	○	○

● Alta ○ Media ○ Baja

5.2.3 Captura de emisiones

Las iniciativas de captura de emisiones buscan disminuir los GEI en el ambiente, mediante su captura y almacenamiento. Este tipo de medidas pueden darse a partir de la forestación o a partir de métodos industriales de captura de los GEI generados en las actividades productivas, como el *Carbon Capture and Storage (CCS)*. En el presente estudio se analizan 5 iniciativas de captura de emisiones por medio de la forestación y una iniciativa de CCS aplicada al sector de generación eléctrica. El resumen de los resultados obtenidos puede verse en la figura 41. La descripción detallada del análisis realizado para cada iniciativa se encuentra en el anexo 7.

Figura 41: resumen de iniciativas de captura de emisiones⁵¹

Iniciativa	Potencial de abatimiento (GgCO ₂ e/q)			Costo de abatimiento (US\$)			Factibilidad 2020			Factibilidad 2030			Factibilidad 2040		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	T	S	A	T	S	A	T	S	A
CSS	0	1.420	1.420	NA	48	32	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Forestación Norte	3	5	5	20	20	20	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Forestación Centro	1.745	2.618	2.618	10	10	10	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Forestación Sur	4.030	6.045	6.045	7	7	7	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Recuperación suelos degradados	34	34	34	61	61	61	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Raleo y poda bosque nativo	1.240	2.256	3.509	11	12	12	○	○	○	○	○	○	○	○	○

● Alta ○ Media ○ Baja

⁵⁰ La factibilidad se analiza en función de parámetros Técnicos (T), Sociales (S) y Ambientales (A)

⁵¹ Ver nota 51

5.2.4 Optimización del consumo

Las iniciativas de optimización del consumo, por su parte, tienen como objetivo disminuir el consumo de fuentes generadoras de emisiones. Dentro de esta categoría de iniciativas, se identificaron 2 que se pueden llevar a cabo, una para el sector de combustión residencial y otra para el sector agrícola. El resumen de los resultados obtenidos puede verse en la figura 42. La descripción detallada del análisis realizado para cada iniciativa se encuentra en el anexo 7.

Figura 42: resumen de iniciativas de optimización del consumo

Iniciativa	Potencial de abatimiento (GgCO ₂ eq)			Costo de abatimiento (US\$)			Factibilidad 2020			Factibilidad 2030			Factibilidad 2040		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	T	S	A	T	S	A	T	S	A
Aislamiento térmico viviendas	113	227	289	-224	-212	-207	●	◐	●	●	◐	●	●	◐	●
Reemplazo o mejora fertilizantes	633	633	633	25	25	25	◐	●	●	◐	●	●	●	●	●

● Alta ◐ Media ◑ Baja

5.3 Curvas y matrices de abatimiento para Chile 2020, 2030 y 2040

Con la metodología enunciada se llegó a construir las curvas y matrices de abatimiento ilustradas a continuación, que consideran tres dimensiones: potencial de abatimiento, costo y factibilidad. El detalle de cada iniciativa se puede encontrar en el anexo 7.

5.3.1 Curvas y matrices de abatimiento para Chile 2020

Según podemos deducir de las figuras 43 y 44, en 2020 cumplir el compromiso asumido por Chile representaría un costo marginal de entre 28 y 52 US\$/tCO₂ según se interprete finalmente este monto absoluto. Esto requeriría la inclusión de la mayor parte de las iniciativas consideradas, como son las tecnologías ERNC de generación eléctrica que, en muchos casos, aún no son tecnologías maduras. En términos de abatimiento, el sector forestal y la generación eléctrica son los que más aportan en relación con su participación en las emisiones netas del país. Cabe resaltar que si bien las iniciativas de eficiencia aportan menos del 20% del cumplimiento del compromiso, su costo relativo negativo hace que sean las primeras en ser impulsadas para reducir el costo medio del compromiso. Por último, si analizamos la factibilidad en 2020 vemos que aproximadamente un tercio del potencial requiere una gestión activa de esta dimensión, lo cual eleva el desafío para el país.

Figura 43: curva de abatimiento 2020

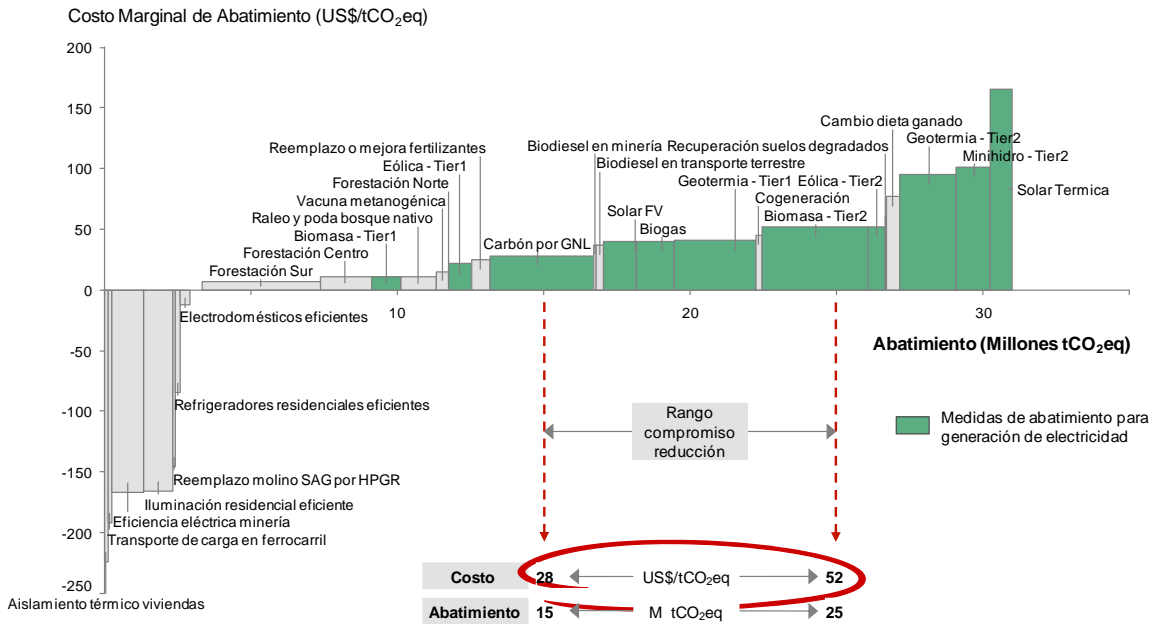
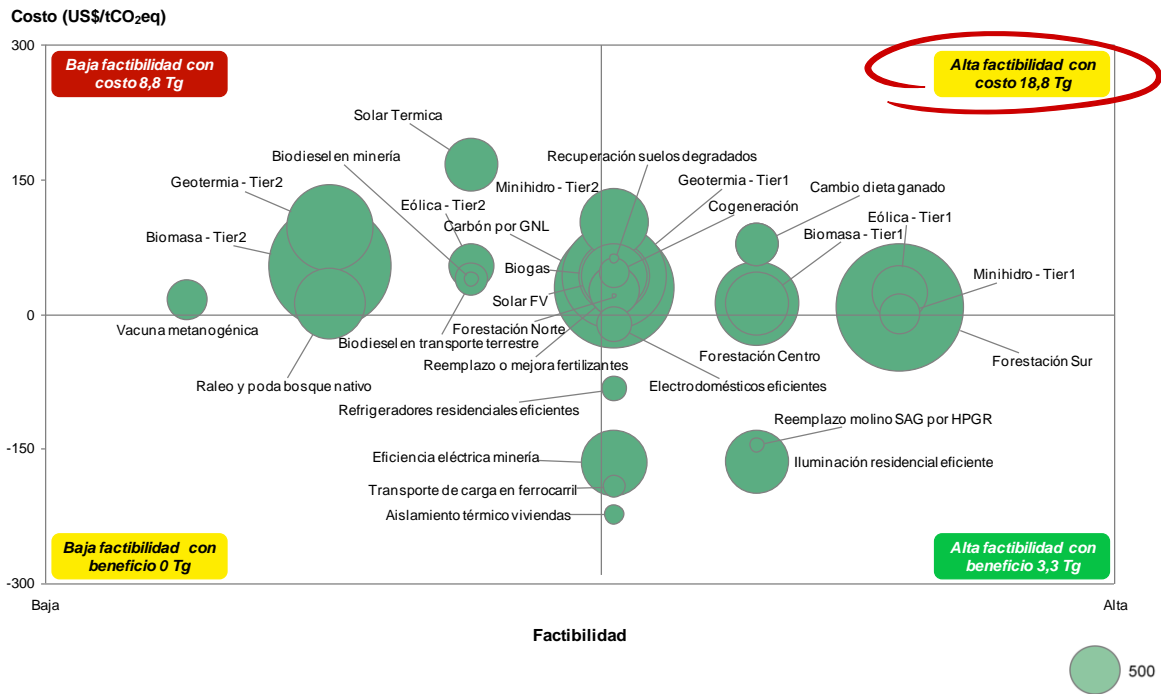


Figura 44: matriz de abatimiento 2020



5.3.2 Curvas y matrices de abatimiento para Chile 2030 y 2040

Las figuras 45, 46, 47 y 48 muestran las curvas y matrices de abatimiento para 2030 y 2040. Del análisis de estas curvas, podemos deducir que el escenario que se plantea para 2020 cambia considerablemente debido a que, para 2030, Chile puede aprovechar plenamente sus ventajas comparativas de abatimiento. En este sentido y, a diferencia de lo que ocurre

en el año 2020, cabe destacar el potencial de abatimiento de la generación de energía hidroeléctrica. Como se puede observar en la figura 45, se evidencia un potencial a costo marginal negativo de hasta 30 millones de toneladas de CO₂ en 2030. Si asumiéramos que el compromiso adoptado por Chile de reducción de emisiones fuera de 20% para el año 2030, el costo marginal de abatimiento para cumplir este compromiso hipotético podría reducirse prácticamente a ~US\$0/tCO₂. Por último, si analizamos la factibilidad, se observa que la mayor factibilidad a bajo costo está comprometida. Los proyectos hidroeléctricos mencionados anteriormente están siendo muy discutidos y la gestión de su factibilidad sería decisiva para cambiar el panorama de abatimiento planteado para el año 2030.

Figura 45: curva de abatimiento 2030

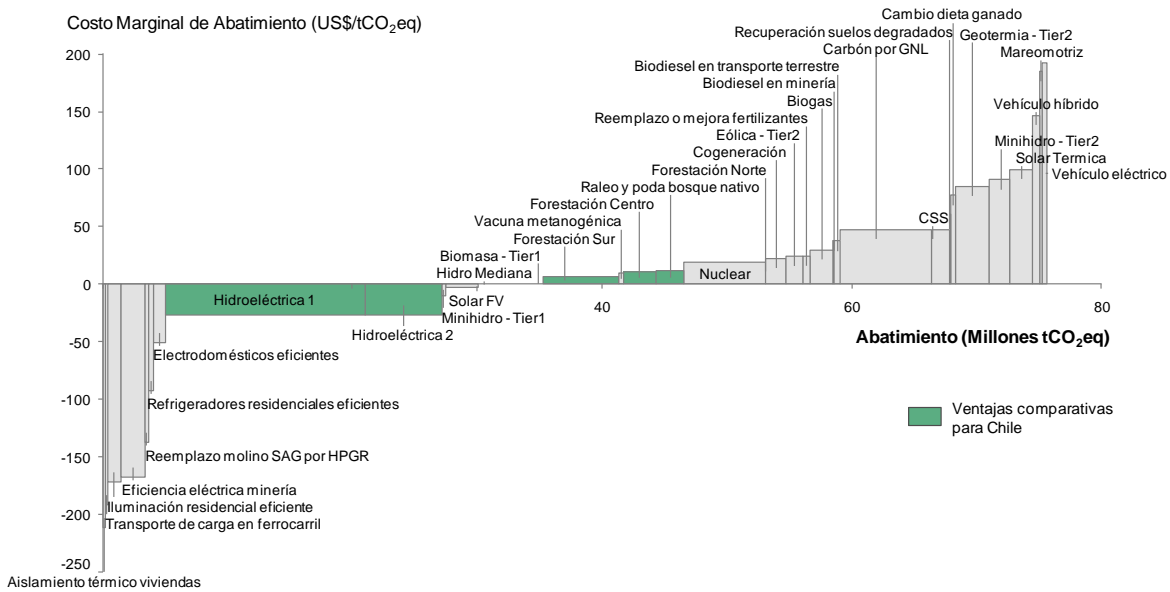


Figura 46: matriz de factibilidad 2030

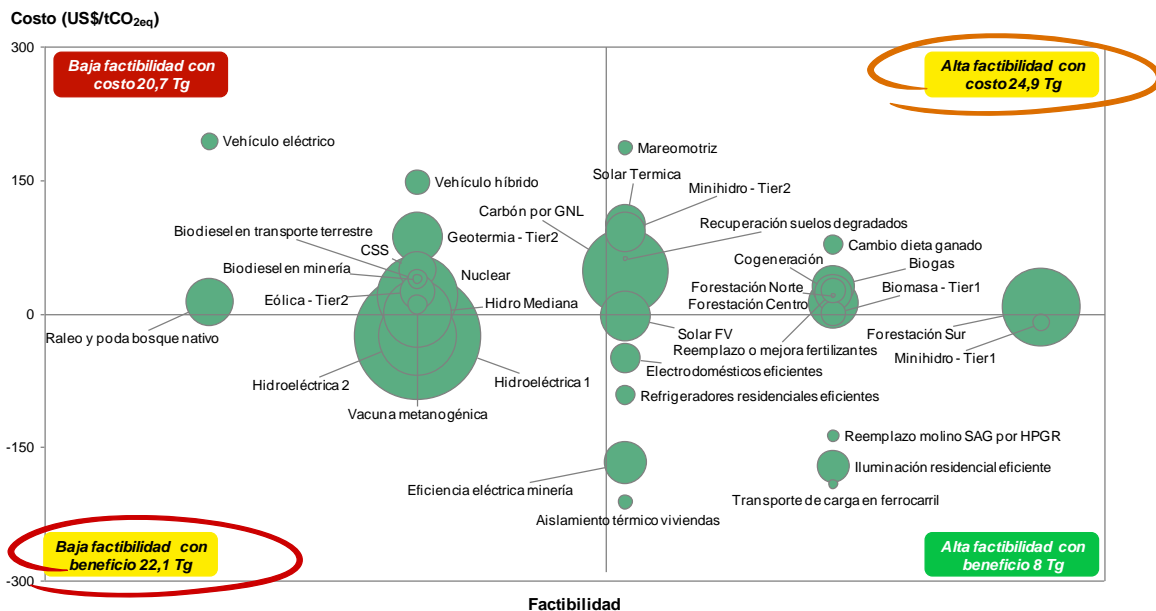


Figura 47: curva de factibilidad 2040

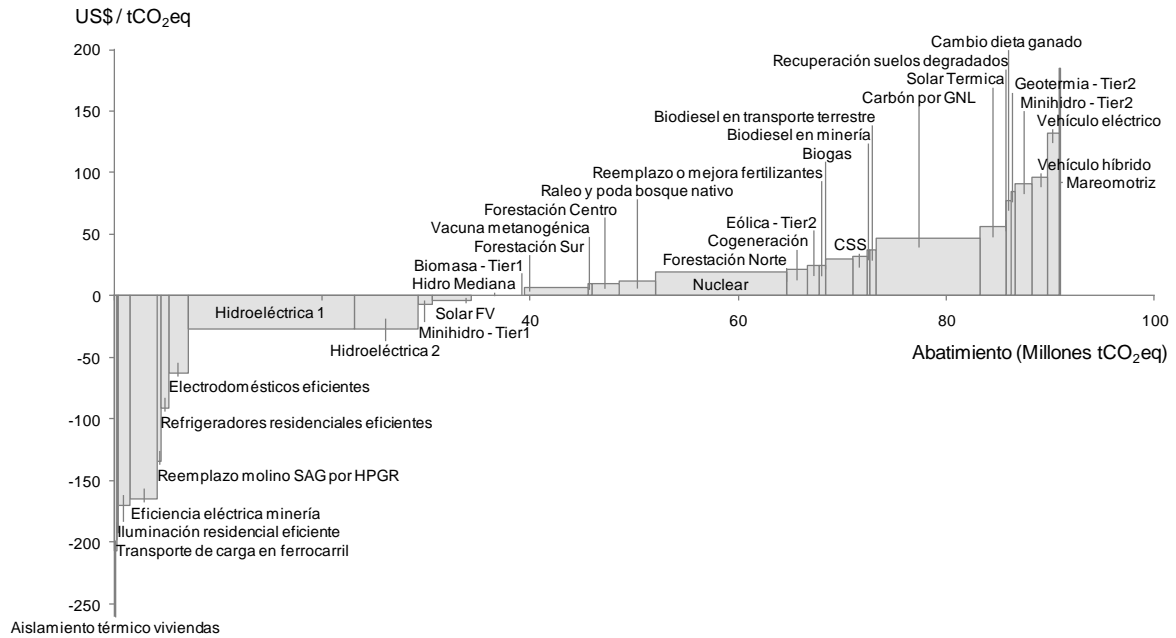
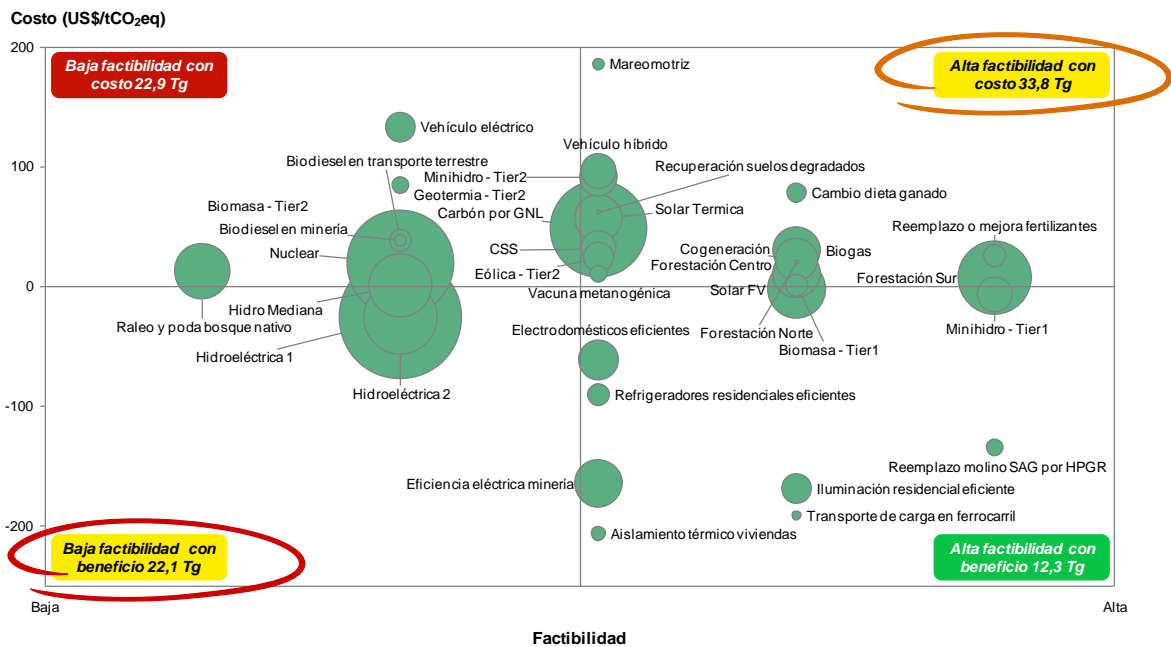


Figura 48: matriz de factibilidad 2040



5.4 Análisis de sensibilidades

Dada la alta incertidumbre de proyecciones a los plazos considerados y los diferentes escenarios que se pueden dar en la implantación de las medidas de mitigación se consideró necesario sensibilizar los resultados obtenidos. El primer análisis de sensibilidad obedece a ciertas condiciones futuras que podrían cambiar en 2020 y que marcarían los rangos posibles tanto de abatimiento como de costo marginal para el cumplimiento del compromiso. El segundo análisis se presenta en cambio para ilustrar cómo podría modificarse el abatimiento y el costo si, en lugar de considerarse que las iniciativas en generación eléctrica reemplazan generación carbón, se considerara que estas reemplazan el mix hidro-térmico de generación de base.

5.4.1 Sensibilidad a escenario de costos

Se sensibilizan aquellas variables cuyos cambios pueden ocasionar alteraciones significativas sobre la curva de abatimiento. Para ello, se ajusta la capacidad de abatimiento en las iniciativas con potenciales altos, ya que cambios en estas variables podrían producir desplazamientos laterales de la curva, alterando el costo final. Se incluye en este grupo, por ejemplo, a las iniciativas forestales, generación eólica, eficiencia energética en minería e iluminación residencial eficiente.

Por otra parte, se considera relevante una sensibilización sobre el costo marginal de aquellas iniciativas que, si bien no poseen un potencial de abatimiento tan elevado, pueden alterar el costo máximo de la política por encontrarse en zonas de la curva cercanas al punto de corte para asegurar el cumplimiento del compromiso (~25.000 tCO₂ eq para 2020). Para ello, se sensibiliza el costo relativo de las iniciativas sobre factores de emisión mediante el ajuste del costo de generación con carbón (un menor costo de generación con carbón produce un encarecimiento relativo de las iniciativas que buscan reemplazarlo). Además, se considera una sensibilización especial para el *LCOE* de la iniciativa de generación Solar FV, dada la discrepancia sobre posibles costos que presenta la bibliografía existente.⁵²

Considerando un escenario pesimista (de costos altos) y un escenario optimista (de costos bajos) se construyó una sensibilidad para el cumplimiento del compromiso al 2020. Cada escenario considera los supuestos presentados en la figura 49, donde el escenario esperado corresponde a los resultados presentados anteriormente.

⁵² Para mayor detalle, ver la descripción de dicha iniciativa en el anexo

Figura 49: escenarios de costos considerados

Supuestos para principales Drivers		Escenario optimista	Escenario esperado	Escenario pesimista
LCOE Carbón (US\$ / MWh)		100	90	80
Potencial abatimiento: GNL por nueva generación a carbón		75%	50%	25%
LCOE Solar FV (US\$ / MWh)		94	128	143
Potencial abatimiento Eólica Tier 2 (tCO ₂ eq)		1.128	564	282
Potencial abatimiento forestal (tCO ₂ eq)		7.000	5.800	4.500
Adopción natural de ampollitas eficientes (% del total a 2020)		40%	50%	60%
Eficiencia energética en minería (% anual)		0,8%	0,66%	0,5%
Costo abatimiento del 20%				
Rangos de costo	Costo marginal	41	52	106
	Costo medio	-3	8	26

La construcción de curvas de abatimiento a partir de las iniciativas modificadas siguiendo estos supuestos permite contar con un rango de valores para el potencial de abatimiento para Chile (figuras 50 y 51). Como resultado de este análisis se estima que el costo marginal para el escenario optimista sería de US\$41/tCO₂, para el escenario esperado sería de US\$52/tCO₂ y para el escenario pesimista alcanzaría los US\$106/tCO₂. Los costos medios serían de US\$-3/tCO₂, US\$8/tCO₂ y US\$26/tCO₂ para cada escenario respectivamente.

Figura 50: el escenario optimista llevaría a costos de abatimiento en un rango de 10-41 US\$/tCO₂eq

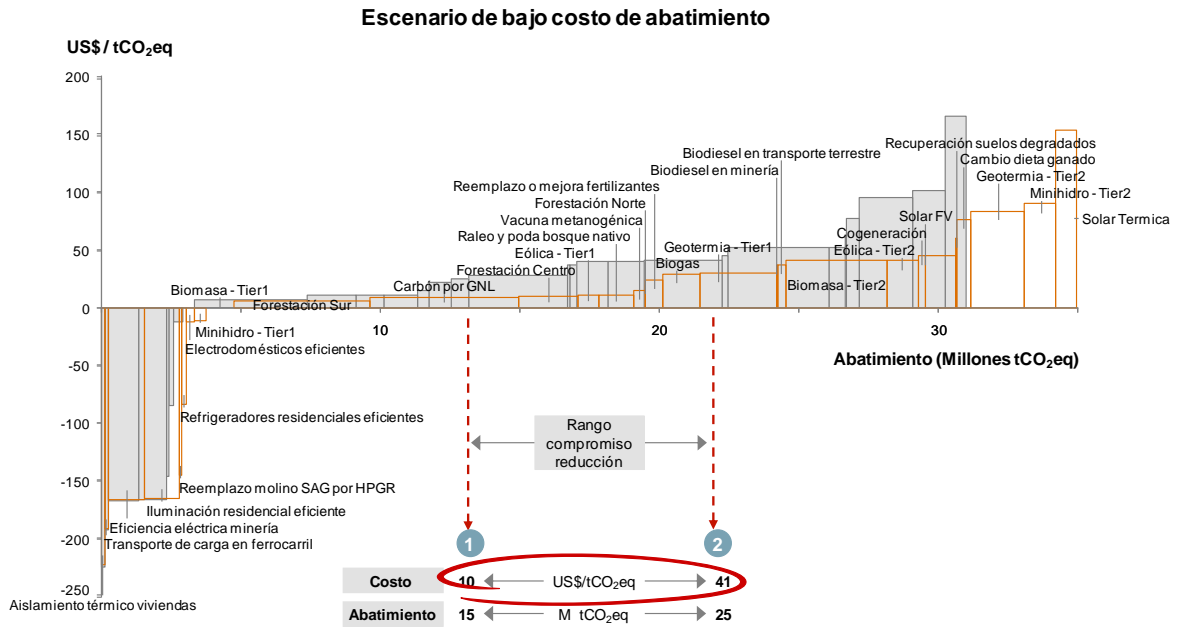
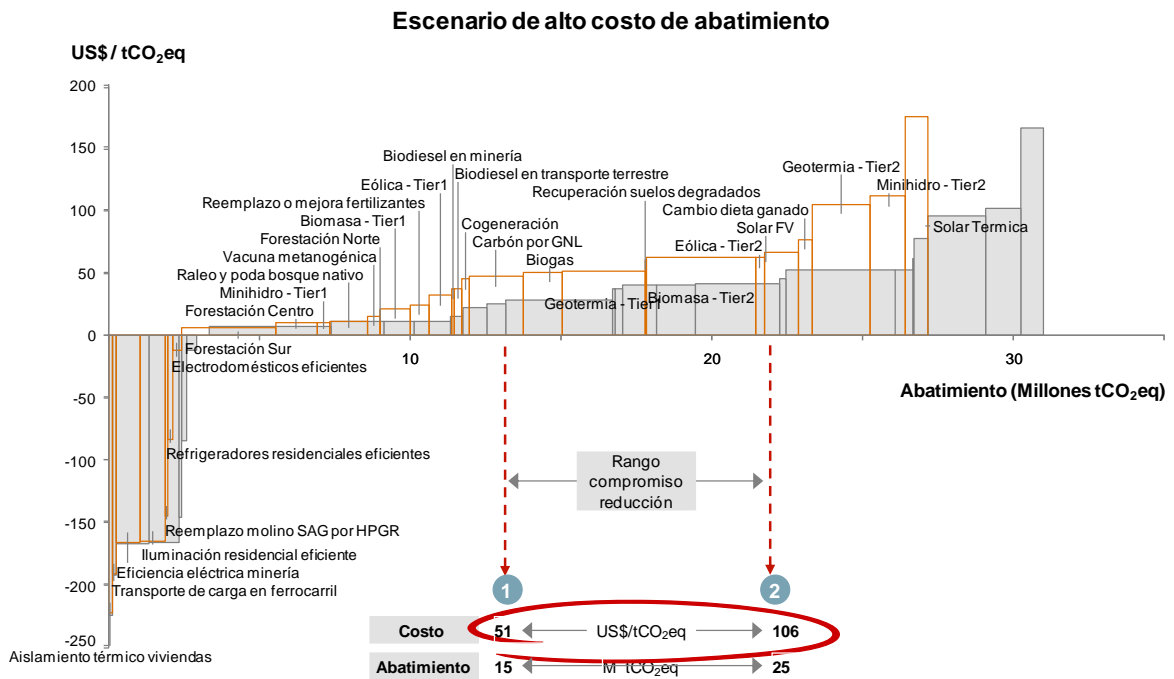


Figura 51: el escenario pesimista llevaría a costos de abatimiento en un rango de 51-106 US\$/tCO₂eq



5.4.2 Sensibilidad a iniciativas del sector de generación eléctrica

En este análisis se busca sensibilizar en 2020 el precio marginal de abatimiento modificando el supuesto principal con el que se construyen las iniciativas presentadas anteriormente. Este supuesto corresponde al reemplazo de generación con carbón por tecnologías limpias. Sin embargo, en función de cómo se planteen las políticas de abatimiento, existe el argumento de que la generación que se podría reemplazar no sería necesariamente la térmica sino el mix de generación base⁵³. Bajo esta teoría, cuando se incorpore la energía de las iniciativas, se desplazará la generación combinada de las tecnologías de base de manera proporcional a su participación en la matriz. Se estudia este efecto asumiendo como mix base de generación al compuesto por generación con carbón (62%), hidro embalse (22%) y gas natural (16%), de acuerdo con las proyecciones consideradas en el capítulo anterior. Esto permite definir un nuevo factor de reemplazo, que representa la emisión de CO₂eq media por GWh generado, ponderada por la composición de la potencia de base. La figura 52 resume los supuestos y resultados de este análisis. De esto se puede concluir que si las iniciativas reemplazan finalmente el mix de base, el costo marginal de abatimiento podría casi triplicarse.

Figura 52: sensibilidad a iniciativas del sector de generación eléctrica

	Reemplazo carbón	Reemplazo mix de base
Factor de reemplazo (GgCO ₂ /GWh)	0,95	0,66
Costo marginal (US\$/ton CO ₂ eq)	52	148
Costo medio (US\$/ton CO ₂ eq)	8	23

⁵³ Galetovic, et al " El costo diferencial de las alternativas de generación en el SIC", 2012, trabajo encargado por la Cámara Chilena de la Construcción

6 Conclusiones del proyecto

Cumplir con el compromiso de reducción de emisiones en 2020 podría tener un alto costo para la economía de Chile, que se encuentra aún en desarrollo. El costo anualizado total de implantar iniciativas⁵⁴ que permitan abatir los 25 millones de toneladas de CO₂ del compromiso asumido por Chile para el año 2020 alcanzaría entre US\$200 MM y US\$650 MM, que representa entre el 0,1% y el 0,4% del PIB del año correspondiente. Sin embargo una mirada a más largo plazo (2030) y un esfuerzo por garantizar la factibilidad de iniciativas forestales y de generación hidroeléctrica podrían equilibrar las aspiraciones de desarrollo sostenible, competitividad y crecimiento; todo ello en un contexto global encaminado hacia una reorganización de los esfuerzos globales de mitigación en un nuevo escenario de recuperación económica.

Chile en la actualidad cuenta con un perfil razonable de emisiones y representa sólo el 0,2% de las emisiones globales de GEI, mientras que los principales países emisores de GEI no suscriben, e incluso abandonan, compromisos globales de reducción de emisiones. China, EEUU e India, responsables de alrededor del 50% de las emisiones mundiales, siguen sin adoptar compromisos multilaterales y a ellos se han sumado Rusia y Japón, quienes suscribieron en algún momento el protocolo de Kioto pero no suscribieron la ampliación hasta 2020 recientemente acordada, y Canadá que abandonó por completo el protocolo.

En noviembre de 2012 se celebró en Doha la más reciente Conferencia sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas, donde se ratificó la tendencia antes observada y donde, además, ningún país con desarrollo similar a Chile ha adquirido nuevos compromisos para este periodo. Si bien el tema no pierde relevancia en el debate mundial, se ha extendido la incertidumbre y no se espera un primer intento de reorganizar los esfuerzos multilaterales hasta 2015 (conclusiones COP18, CPM8). En este sentido Chile puede también replantearse sus objetivos sin renunciar a su compromiso de desarrollo limpio y buscando un balance que asegure la competitividad y el crecimiento.

Una opción es adoptar políticas similares a las que están planteando China e India, donde los objetivos se definen en función de la evolución del PIB.

El nivel de emisiones de GEI de Chile está en línea con su nivel de desarrollo y no se identifican desafíos estructurales. La intensidad de emisiones por unidad de PIB está en línea con el promedio mundial y el país está en el último cuartil de la OCDE en emisiones per cápita. En términos de la intensidad de carbono de la matriz energética también podemos evidenciar que el mix térmico del país es similar al de países comparables.

Si tenemos en cuenta todo lo anterior no tendría sentido que las medidas de mitigación a corto plazo afecten a la competitividad y las ambiciones de crecimiento de Chile. Ambas dimensiones se encuentran hoy amenazadas por costos energéticos altos, con precios entre los menos competitivos de los países de la OCDE. Esto es relevante por la importancia del precio de la energía en las estructuras de costo de las principales industrias chilenas. Se estima que un incremento de 10% en el precio de la energía impacta negativamente en la tasa de crecimiento en el orden de los 0,7 puntos porcentuales⁵⁵, por lo que cumplir el

⁵⁴ Basado en el costo medio de los escenarios esperado y pesimista de 8 US\$/tCO₂eq y 26 US\$/tCO₂eq.

⁵⁵ Carlos J. García 2012 – "Impacto del Costo de la Energía Eléctrica en la Economía Chilena: Una Perspectiva Macroeconómica"

compromiso 20/20 podría costarle a Chile alrededor de un 2,8%⁵⁶ de crecimiento anual de forzarse la entrada de generación con tecnologías más caras.

Un costo marginal de abatimiento por encima de los US\$50/tCO₂ es muy elevado considerando que en el ETS europeo el precio del carbono, está por debajo de los US\$10/tCO₂ debido a la caída del nivel de actividad de la economía tras la crisis del 2008, y nunca superó siquiera los US\$30/tCO₂ desde la implantación de su segunda fase (2008).

Dado lo anterior, las iniciativas de mitigación deberían centrarse en la eficiencia energética, eficiencia de emisiones y la forestación, lo cual evitaría un impacto negativo sobre el crecimiento del país. En este último punto, existen alrededor de 2MM de ha. plantables en Chile, de las cuales 0,8 M no tienen un uso alternativo comercial y podrían mitigar unos seis millones de toneladas CO₂eq en 2020.

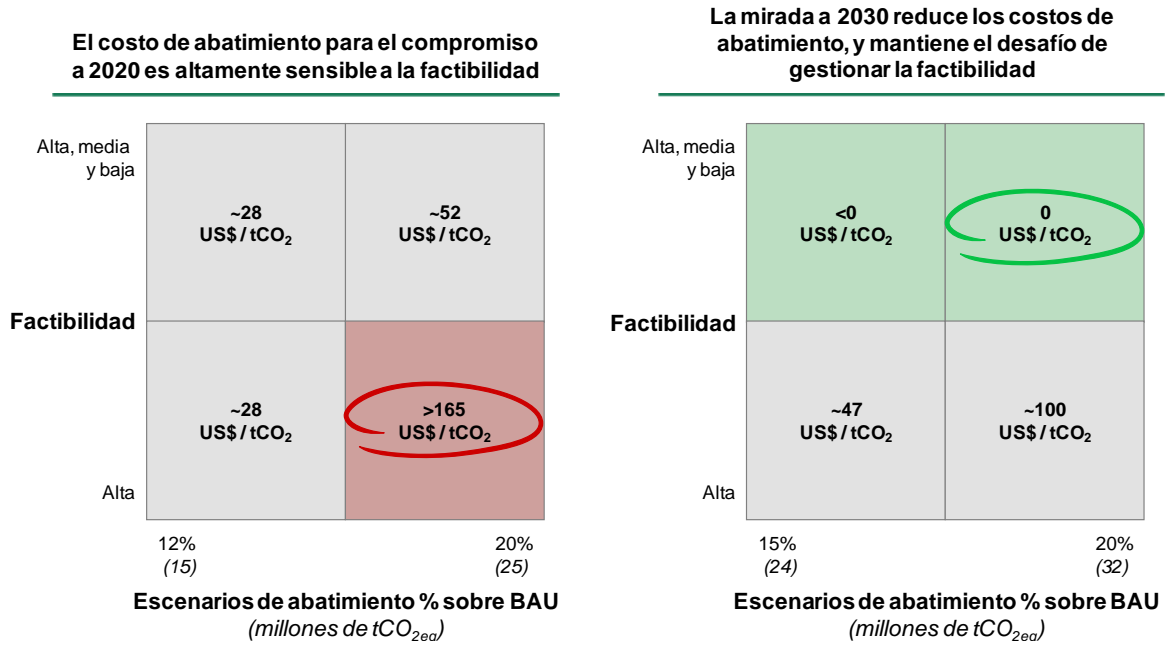
Desde el punto de vista del sector eléctrico la generación de energía hidroeléctrica es la opción más atractiva de mitigación para Chile, tanto por potencial como por costo. Las iniciativas de abatimiento en este rubro podrían mitigar alrededor de 26 Tg CO₂eq en 2030.

Si observamos la figura 53, en 2020 el costo de cumplir el compromiso resulta positivo y si no se gestiona la factibilidad (cuadrantes inferiores) podría triplicarse. Hacia 2030 en cambio, podría alcanzarse un 20% de abatimiento a un costo marginal prácticamente nulo si se garantiza la factibilidad de proyectos hídricos eficientes. En este sentido este estudio concluye que una mirada más a largo plazo y un esfuerzo por garantizar la factibilidad de medidas clave como la generación hidroeléctrica puede resultar en menores costos de abatimiento y favorecer así el desarrollo sostenible de Chile⁵⁷, en lugar de comprometer el crecimiento del país incorporando anticipadamente iniciativas de abatimiento más costosas.

⁵⁶ Asume que el costo de abatimiento de US\$52/tCO₂eq (aprox. US\$50/MWh) se traslada al costo marginal de generación (térmica a carbón). Esto representa cerca de un 43% de incremento en el precio de la energía eléctrica del país, promediando el valor anual de 120US\$/MWh en el año 2020, según lo indicado en Bloomberg New Energy Finance (BNEF) "Chile Levelized Cost of Energy", 2011

⁵⁷ Cabe aclarar que un desarrollo sustentable también requiere de generación termoeléctrica eficiente

Figura 53: una mirada a largo plazo permitiría un abatimiento de emisiones más competitivo y con menor impacto sobre el crecimiento económico⁵⁸



⁵⁸ Escenarios de abatimiento calculados como % sobre Línea de Base 2012 para el año correspondiente

7 Apéndices

7.1 Glosario

AFOLU: "Agriculture, Forestry and Other Land Uses", uso de suelos para agricultura, forestación y otros fines

BAU: "Business As Usual"

CCS: "Carbon Capture and Storage", captura y almacenamiento de carbono

ERNCC: Energía Renovable No Convencional

GEI: Gases de Efecto Invernadero

Gg: Giga gramo

GNL: Gas Natural Licuado

GWh: Giga Watt hora (unidad de medida de generación de energía)

IPCC: Panel internacional para el cambio climático

LCOE: Costo nivelado de energía

LULUCF: "Land use, land use change and forestry", uso de suelo, cambio de uso de suelo y forestación

MWh: Mega Watt hora (unidad de medida de generación de energía)

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

PIB: Producto Interno Bruto

SIC: Sistema Interconectado Centro

SING: Sistema Interconectado de Norte Grande

tCO₂eq: tonelada equivalente de CO₂

Tg: Tera gramo; 1 Tg = 1.000 Gg

Tier: Nivel de detalle o complejidad

TWh: Tera Watt hora (unidad de medida de generación de energía)

UNFCCC: Convención de cambio climático de las Naciones Unidas

7.2 Anexos

7.2.1 Anexo 1: Factores de emisión y datos de actividad

Factores de emisión y datos de actividad para el sector Energía. Emisiones medidas por la fuente de combustión

	Combustible	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)		Combustible	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)
	Petróleo crudo	Petróleo Diesel	Miles m ³		2,68	Carbón	Carbón
Petróleos combustibles		Miles de ton.	3,21	Coke	Miles de ton.		2,93
Gasolina		Miles m ³	2,24	Alquitrán	Miles m ³		0,003
Kerosene		Miles m ³	2,55	Gas altos hornos	Miles de ton.		0,15
Gas Licuado			2,87	Gas corriente	Millones m ³		0,67
Gasolina Aviación		Miles m ³	2,21	Gas natural	Millones m ³	1,97	
Kerosene aviación		Miles m ³	2,54	Metanol	Miles de ton.	1,57	
Nafta		Miles m ³	2,33				
Gas de refinería		Miles m ³	2,68				
					Gas Natural		

Fuente Datos: Balance nacional de energía
Fuente Factores: IPCC Tier 1
Gases emitidos: CO₂, CH₄ y N₂O

Nota: Emisiones por combustión son en promedio (en unidades CO₂eq) 99,6% CO₂, 0,3% N₂O y 0,1% CH₄
Fuente: IPCC, BNE, Ministerio de Energía

Factores de emisión y datos de actividad para el sector Energía. Emisiones fugitivas medidas

	Combustible	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)		Combustible	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)
Sólidos	Minería subterránea	toneladas	0,28	Gas natural	Producción	Tera Calorías	6,9 E ⁻³
	Minería rajo	toneladas	0,018		Transporte	Tera Calorías	3,4 E ⁻³
Petróleo	Producción	Tera Calorías	0,2 E ⁻³		Refinación	Tera Calorías	0,2 E ⁻³
	Transporte	Tera Calorías	0,1 E ⁻³		Almacenamiento	Tera Calorías	0,015
	Refinación	Tera Calorías	0,1 E ⁻³				
	Almacenamiento	Tera Calorías	0,01 E ⁻³				
Ventilación & flaring	Petróleo	Tera Calorías	5,6 E ⁻³	Fuente Datos: Balance nacional de energía Fuente Factores: IPCC Tier 1 Gases emitidos: CH ₄			
	Gas	Tera Calorías	9,3 E ⁻³				

Fuente: IPCC, BNE, Ministerio de Energía

Fuentes de datos y factores de emisión implícitos para el sector Procesos industriales

	Actividad	Fuente input	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)	Gas emitido
Industria Mineral	Cemento	ICH	Miles ton.	0,5200	CO ₂
	Cal	MMA / APLA	Ton	0,0008	CO ₂
	Vidrio	MMA / APLA	Ton	0,0002	CO ₂
	Soda cáustica	Aduana	Ton	0,0004	CO ₂
Industria Química	Ácido Nítrico	MMA / APLA / SOFOFA	Ton	0,0006	N ₂ O
	Metanol	USGS / MMA / APLA	Ton	0,0000	CO ₂
	Etanol	MMA	Ton	0,0011	CO ₂ , CH ₄
Industria metálica	Acero	Worls Steel Assoc.	Miles ton.	1,4600	CO ₂
	Plomo	USGS	Ton	0,0005	CO ₂
	Zinc	USGS	Ton	0,0017	CO ₂

Fuente Factores: IPCC Tier 1

Nota: Todos los factores son IPCC Tier 1
Fuente: IPCC

Fuentes de datos y factores de emisión implícitos para el sector Agricultura, silvicultura y uso de suelos; y residuos

	Actividad	Fuente input	Unidad input	Factor implícito Emisión (Input/ ton CO ₂ eq)	Gas emitido
Fermentación entérica	Bovino Lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,00156	CH ₄
	Bovino no lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,00093	CH ₄
	Ovino	ODEPA / FAO	cabezas	0,000168	CH ₄
	Porcino	ODEPA	cabezas	3,15E-05	CH ₄
Manejo de estiércol	Bovino Lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,000313	CH ₄ , N ₂ O
	Bovino no lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,000533	CH ₄ , N ₂ O
	Ovino	ODEPA / FAO	cabezas	0,000121	CH ₄ , N ₂ O
	Porcino	ODEPA	cabezas	9,89E-05	CH ₄ , N ₂ O
	Avícola	ODEPA	miles de cabezas	7,48E-06	CH ₄ , N ₂ O
Fuentes agrícolas agregadas	Cultivos de Arroz	ODEPA	ha.	0,004914	CH ₄
	1. N Fertilizers	FAO	ton. N	0,01023	N ₂ O
	Cultivos Fijadores de nitrógeno	ODEPA	ha.	0,002436	N ₂ O
	Bovino Lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,000532	N ₂ O
	Bovino no lechero	ODEPA / FAO	cabezas	0,000586	N ₂ O
	Ovino	ODEPA / FAO	cabezas	0,000172	N ₂ O
	Porcino	ODEPA	cabezas	3,25E-05	N ₂ O
	Avícola	ODEPA	miles de cabezas	6,09E-06	N ₂ O
	Encalado	INFOR	ton. N	0,00013	CO ₂
	Aplicación Urea	FAO	ton. N	0,000733	CO ₂
Uso de suelos	Captura forestal	INFOR	ha.	-0,01496	CO ₂
	Cosecha industrial	INFOR/INIA	miles m3	1,4256	CO ₂
	Cosecha Leña	INFOR/INIA	miles m3	1,255426	CO ₂ , CH ₄
	Incendios / perturbaciones	INFOR/INIA	ha.	0,296489	CO ₂ , CH ₄
	Cultivos bianuales	INFOR	miles ha.	-0,00917	CO ₂
Residuos	Residuos sólidos	INE/ IPCC/ MMA	miles habitantes	0,145923	CH ₄

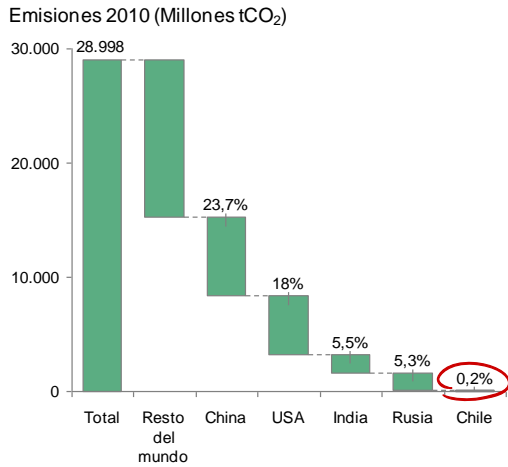
Estiércol como fertilizante

Nota: Todos los factores son IPCC Tier 1
Fuente: IPCC

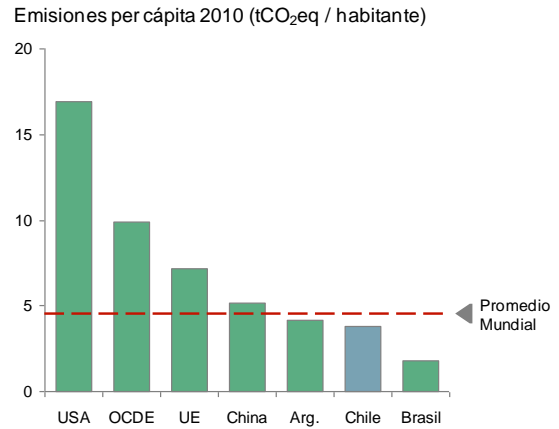
7.2.2 Anexo 2: Participación de Chile en las emisiones globales

Las emisiones de Chile representan menos del 0,2% de las emisiones totales del planeta

Las emisiones totales chilenas son muy poco relevantes...



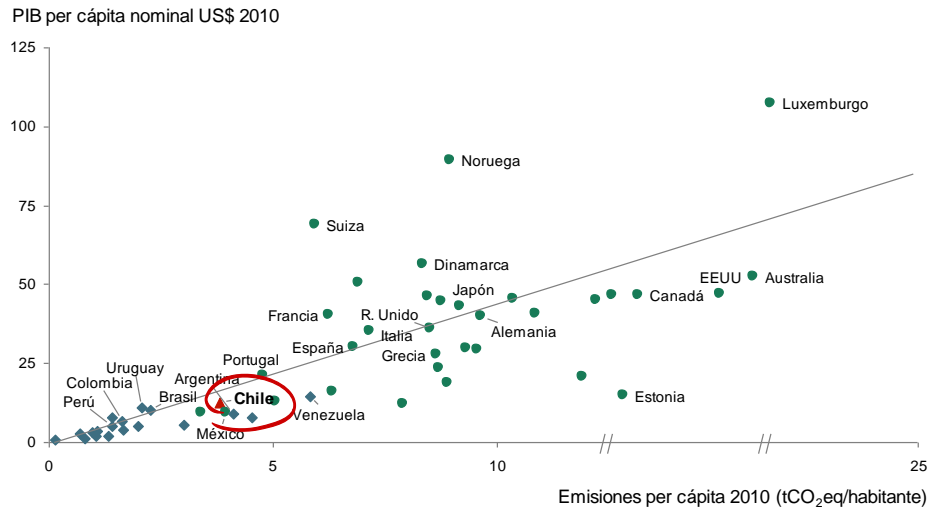
... y las emisiones per cápita levemente menores al promedio mundial



Fuente: International Energy Agency (IEA); Análisis BCG

7.2.3 Anexo 3: Comparación mundial de las emisiones de emisiones de Chile

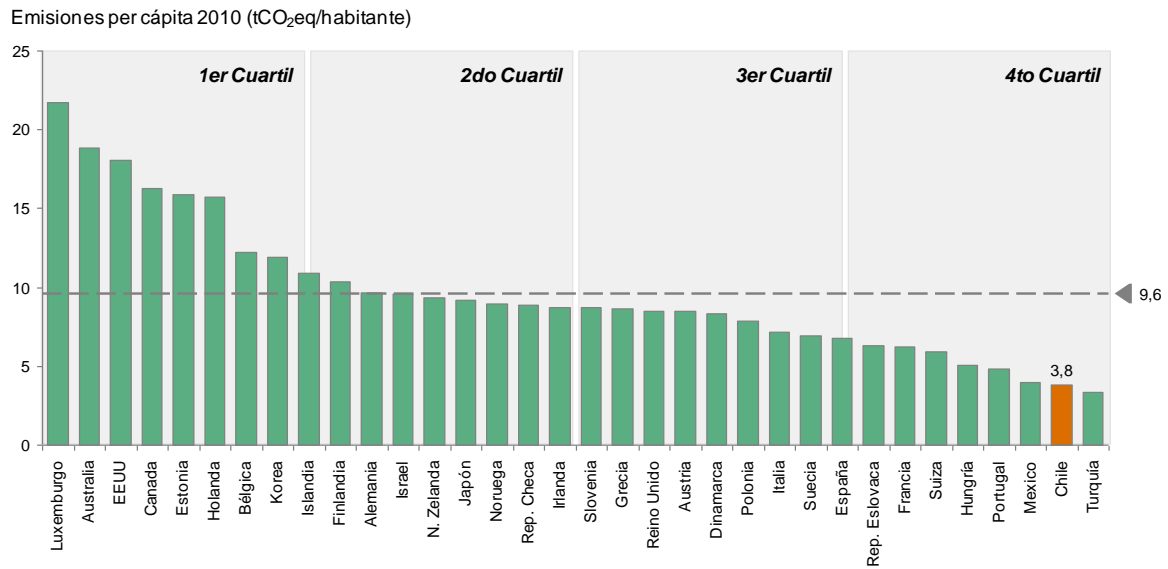
Emisiones de CO₂ per cápita en función de PIB per cápita nominal



Fuente: Banco Mundial, EIA, Análisis BCG.

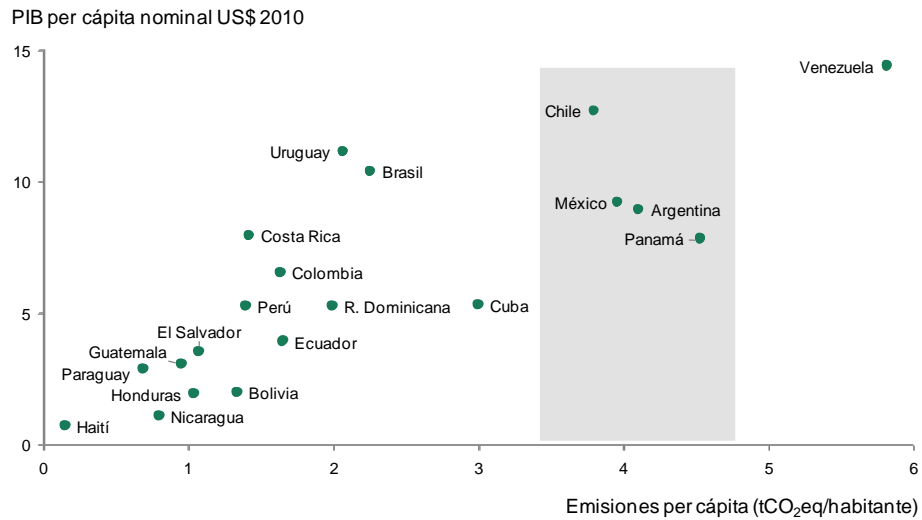
7.2.4 Anexo 4: Emisiones en países de la OCDE

Emisiones de CO₂eq de los países de la OCDE per cápita 2010 (tm)



7.2.5 Anexo 5: Emisiones en Latinoamérica

Emisiones de CO₂ per cápita en función de PIB per cápita nominal en países latinoamericanos



Fuente: International Energy Agency (IEA); Análisis BCG

7.2.6 Anexo 6: Detalle de iniciativas de abatimiento evaluadas y no consideradas

Eficiencia eléctrica en acero
Eficiencia eléctrica en cemento
Eficiencia energética acero (ej. motores nuevos eficientes)
Eficiencia energética industria del cemento (ej. motores nuevos eficientes)
Emisiones por proceso industrial en cemento
Emisiones por proceso industrial en acero
Uso de Somatotrofina Bovina (bST)
Reducción o limitación del número de animales
Mejora en prácticas de tenencia de ganado
Reemplazo de fertilizantes en praderas
Rotación de cultivos
Uso de inhibidores de ureasa
Reducción de cortas ilegales
Reemplazo de praderas fertilizadas con nitrógeno por maíz ensilado
Optimización del uso de fertilizantes
Calentamiento eficiente del agua
Uso de aireadores para reducir el consumo de agua
Reciclaje de basura
Digestión anaeróbica
Utilización de combustibles a base de residuos
Generación eléctrica en obras de riego
Reducción de pérdidas en transmisión de energía
Cogeneración en minería
Cogeneración en industria del papel y celulosa
Captura de emisiones por procesamiento de carbonato de calcio
Sistemas de autoabastecimiento energético a partir de Energías Renovables (ER)
en industrias e infraestructura pública
Emisiones fugitivas en gas natural
Mejoras aerodinámicas en camiones interurbanos
Chatarrización de vehículos con antigüedad mayor a 25 años
Conducción eficiente (camiones, buses y vehículos particulares)
Actualización normativa en transporte carga por carretera
Transporte de carga: mejora en gestión de flotas, planificación de la carga
Minimización del tránsito terrestre

7.2.7 Anexo 7: Descripción detallada de las iniciativas propuestas

Las descripciones que se muestran a continuación constituyen un resumen breve de las iniciativas consideradas. Para obtener información adicional respecto a los valores utilizados y las fuentes de referencia se debe acudir al modelo elaborado y entregado adjunto a este trabajo.

Sección 1: Iniciativas de eficiencia en el uso de la energía

Iniciativa: Iluminación residencial eficiente

Descripción: La iniciativa propone realizar una sustitución acelerada de las lámparas incandescentes de los hogares por lámparas de bajo consumo, dado que las lámparas de bajo consumo requieren una menor cantidad de energía eléctrica para generar la misma iluminación que las lámparas incandescentes.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.022 GgCO₂eq en 2020, 1.107 GgCO₂eq en 2030 y 1.154 GgCO₂eq en 2040. Estos valores se obtuvieron a partir de la proyección del consumo eléctrico de los hogares para iluminación en el escenario de línea de base y de la iniciativa. A partir de la proyección de consumo eléctrico para Chile en 2012 y los porcentajes del consumo residencial para iluminación, se proyectó un crecimiento del consumo eléctrico para iluminación en línea con el crecimiento del total de hogares⁵⁹. Los valores obtenidos para el consumo eléctrico residencial para iluminación son 3.432 GWh en 2020, 3.624 GWh en 2030 y 3.720 GWh en 2040. Como base de referencia de emisiones se considera que una proporción de ~50% de los hogares incorporaría lámparas de bajo consumo aún sin la iniciativa, y que éstas ahorran un 80% de energía eléctrica⁶⁰.

Finalmente, la iniciativa asume que solamente se venderán lámparas de bajo consumo (medida que ya se ha aplicado con éxito en otros países), por lo que el 100% de los hogares habrá reemplazado sus lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo para 2020. El consumo eléctrico residencial para iluminación del escenario con la iniciativa resulta entonces en 686 GWh para 2020, 725 GWh para 2030 y 744 GWh para 2040. La diferencia entre los consumos eléctricos respecto a la base de referencia se multiplica luego por el factor de emisión del promedio térmico para 2020, 2030 y 2040, asumiendo que la iniciativa reduce consumo de electricidad generada por carbón, GNL o diésel. Los factores son 0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-166/tCO₂eq para 2020, US\$-172/tCO₂eq para 2030 y US\$-170/tCO₂eq para 2040. El costo de la iniciativa cuenta con dos componentes principales. La primera resulta de los ahorros que se obtienen al consumir menos energía eléctrica, asumiendo un precio de US\$112/MWh para 2020 y US\$120/MWh para 2030 y 2040⁶¹. La segunda resulta del diferencial de costo anualizado entre una lámpara incandescente y una de bajo consumo. Para identificar este diferencial de costo, se realizaron los siguientes cálculos y supuestos: cada lámpara se utiliza 4 horas diarias, una lámpara incandescente dura 1.000 horas y una de bajo consumo 8.000 horas. Cabe destacar que si bien no existe evidencia empírica en Chile sobre la duración media de las lámparas de bajo consumo, el valor considerado se encuentra dentro del rango informado por los fabricantes de las mismas (ver informe de GE en bibliografía). Los precios de referencia de www.sodimac.cl de noviembre 2012 para una lámpara incandescente de 60W y una de bajo consumo de 12W se anualizan, según la duración de cada lámpara. Luego, se estima el total de lámparas que se van a sustituir y, con el diferencial de costos por lámpara, se obtiene una

⁵⁹ Este valor surge de la proyección de habitantes realizada en la sección 4 del presente documento.

⁶⁰ Marcelo Padilla, noviembre de 2012 - "Estrategia para la iluminación eficiente", División eficiencia energética, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile.

⁶¹ Precios estimados para el SIC, sistema que abastece de energía eléctrica a la mayor proporción de hogares.

estimación del monto total requerido para la sustitución de lámparas. Dada la mayor duración de las lámparas de bajo consumo, su costo anualizado resulta menor que el de las lámparas incandescentes, lo cual permite un ahorro en las inversiones anuales para su sustitución. Los valores obtenidos como ahorros por sustitución de lámparas incandescentes por aquellas de bajo consumo son ~ US\$238 M para 2020, ~ US\$267 M para 2030 y ~ US\$274 M para 2040. A partir de los ahorros por menor consumo eléctrico y los ahorros por el diferencial de los costos anualizados se obtiene un ahorro total, que se divide por las tCO₂eq abatidas por año, para estimar los costos de abatimiento finales.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que es una tecnología suficientemente probada y utilizada. La factibilidad social resulta ser media, debido a que se requiere una ley para implantarla. La iniciativa requiere que los consumidores cambien su comportamiento en el momento de elegir entre una lámpara incandescente, más barata, y una lámpara de bajo consumo, con mayores costos por lámpara. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo eléctrico generado a base térmica.

Bibliografía:

- Aprendamos a ahorrar. Guía práctica de la buena energía. Gobierno de Chile, 2008
- Chile levelized cost of energy. Bloomberg, Abril 2011
- Estudio de mercado de eficiencia energética en Chile. Gobierno de Chile, 2010
- Guía de reemplazo para lámparas incandescentes. Phillips, 2011
- Manual de etiquetado energético. Guía para las empresas. Gobierno de Chile
- Precios 25/11/2012: www.sodimac.cl
- General Electric. Energy Smart Lamps Data Sheet
- Estrategia para la iluminación eficiente. División eficiencia energética, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile – noviembre de 2012

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Electrodomésticos eficientes

Descripción: La iniciativa propone una incorporación acelerada de electrodomésticos eficientes en los hogares para reducir el consumo eléctrico. Se trata de reemplazar un equipo en el momento de su sustitución natural, al cumplir su vida útil, por uno de mayor eficiencia (se reemplazan los equipos con promedio de eficiencia C/D por equipos A).

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 315 GgCO₂eq en 2020, 1.001 GgCO₂eq en 2030 y 1.855 GgCO₂eq en 2040. Estos valores se obtuvieron a partir de la proyección de consumo eléctrico de los hogares destinado a electrodomésticos (sin incluir refrigeradores). Se estimó que el consumo eléctrico por electrodomésticos crece al mismo ritmo que el consumo total del país, dado que cuanto mayor sea PIB mayor cantidad de electrodomésticos pueden tener los hogares y, por ende, su consumo eléctrico crece a un ritmo mayor que el de la población. De manera similar al cálculo realizado para la iniciativa de iluminación residencial eficiente, se estimó un consumo eléctrico base (7.470 GWh en 2020, 10.026 GWh en 2030 y 11.685 GWh en 2040) que se ajustó asumiendo que el 20% de los hogares, al momento de recambiar los electrodomésticos, elegirá un equipo eficiente aún sin la iniciativa. Asumiendo, además, una duración promedio de 15 años para el promedio de los electrodomésticos de un hogar⁶², y que los equipos eficientes ahorran un 37% de energía eléctrica⁶³, el consumo eléctrico sin la iniciativa sería de 7.156 GWh en 2020, 9.111 GWh en 2030 y 10.042 GWh en 2040. El consumo eléctrico del escenario con la iniciativa se calcula asumiendo que el 50% de los hogares, en lugar del 20%, sustituirá su electrodoméstico por uno más eficiente, por lo que los consumos resultan ser 6.733 GWh en 2020, 7.801 GWh en 2030 y 7.649 GWh en 2040. La diferencia entre los consumos eléctricos se multiplica luego por el factor de emisión del promedio térmico para 2020, 2030 y 2040, asumiendo que la iniciativa reduce consumo de electricidad generada por carbón, GNL o diésel. Los factores son 0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-12/tCO₂eq para 2020, US\$-51/tCO₂eq para 2030 y US\$-62/tCO₂eq para 2040. El costo de la iniciativa cuenta con dos principales componentes. El primero resulta de los ahorros que se obtienen al consumir menos energía eléctrica, asumiendo un precio de US\$112/MWh para 2020 y US\$120/MWh para 2030 y 2040 para el SIC. El segundo resulta del diferencial de costo anualizado entre un índice de equipos eficiente y uno de equipos menos eficientes. A partir de un índice de electrodomésticos se estimó en US\$195 el costo anualizado de todos los electrodomésticos con baja eficiencia que sustituye un hogar, mientras que los costos adicionales de equipos eficientes son cercanos al 32%. Los datos se obtuvieron a partir de los precios de electrodomésticos de noviembre 2012 de www.paris.cl y <http://www.falabella.com/falabella-cl>. Como el índice representa el ~6,7% del valor de los electrodomésticos anualizados, todos los años cada hogar sustituiría el equivalente a US\$195 de media. A partir de este dato se estima que la iniciativa requiere que los hogares incurran en ~US\$44 M adicionales en 2020, ~US\$106 M en 2030 y ~US\$171 M en 2040. A partir de los ahorros por menor consumo eléctrico y los ahorros por el diferencial de los costos anualizados, se obtiene un ahorro total que se divide por las tCO₂eq abatidas por año, para estimar los costos de abatimiento finales.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que es una tecnología madura y conocida. La factibilidad social resulta ser baja, debido a que se requiere una ley para que los hogares compren electrodomésticos más eficientes, más caros que los menos eficientes. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo eléctrico generado a base térmica.

Bibliografía:

⁶² Estimación conservadora que permite asumir recambio del ~6,7% de los equipos por año.

⁶³ Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo respecto del etiquetado energético. Diferencia promedio entre equipos de eficiencia C y A. Varios electrodomésticos, 2010.

- Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía. Informe final. Para Comisión Nacional del Medio Ambiente. POCH Ambiental y Centro de Cambio Global UC. Agosto 2010
- Aprendamos a ahorrar. Guía práctica de la buena energía. Gobierno de Chile, 2008
- Chile leveled cost of energy. Bloomberg, Abril 2011
- Estudio de mercado de eficiencia energética en Chile. Gobierno de Chile, 2010
- Precios 25/11/2012: www.sodimac.cl
- Precios 25/11/2012: <http://www.falabella.com/falabella-cl>
- Reglamento delegado (UE) N° 1059/2010, 1061/2010 y 1062/2010, de la comisión. Diario Oficial de la Unión Europea. Septiembre 2010

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Refrigeradores eficientes

Descripción: La iniciativa propone la incorporación acelerada de refrigeradores eficientes en los hogares, dado que tienen un menor consumo eléctrico. Se trata de reemplazar un equipo en el momento de su sustitución natural, al cumplir su vida útil, por uno de mayor eficiencia (se reemplazan los equipos con promedio de eficiencia C/D por equipos A).

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 166 GgCO₂eq en 2020, 415 GgCO₂eq en 2030 y 678 GgCO₂eq en 2040. Estos valores se obtuvieron a partir de la proyección de consumo eléctrico de los hogares destinado a refrigeradores. Se estimó que el consumo eléctrico por electrodomésticos crece al mismo ritmo que la población. De manera similar al cálculo realizado para la iniciativa de iluminación residencial eficiente, se estimó un consumo eléctrico base (3.938 GWh en 2020, 4.158 GWh en 2030 y 4.269 GWh en 2040) que se ajustó asumiendo que el 20% de los hogares, a la hora de sustituir el refrigerador, elegirá un equipo eficiente aún sin la iniciativa. Asumiendo, además, una duración promedio de 15 años para los refrigeradores (estimación conservadora que permite asumir recambio del ~6,7% de los refrigeradores por año), y que los equipos eficientes ahorran un 37% de energía eléctrica, el consumo eléctrico sin la iniciativa sería de 3.773 GWh en 2020, 3.779 GWh a 2030 y 3.669 GWh en 2040. El consumo eléctrico del escenario con la iniciativa se calcula asumiendo que el 50% de los hogares que sustituirá su refrigerador lo hará por uno más eficiente, por lo que los valores resultan ser 3.549 GWh en 2020, 3.235 GWh a 2030 y 2.795 GWh en 2040. La diferencia entre los consumos eléctricos se multiplica luego por el factor de emisión del promedio térmico para 2020, 2030 y 2040, asumiendo que la iniciativa reduce el consumo de electricidad generada por carbón, GNL o diésel. Los factores son 0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-84/tCO₂eq para 2020, US\$-93/tCO₂eq para 2030 y US\$-91/tCO₂eq para 2040. El costo de la iniciativa cuenta con dos principales componentes. El primero resulta de los ahorros que se obtienen al consumir menos energía eléctrica, asumiendo un precio de US\$112/MWh para 2020 y US\$120/MWh para 2030 y 2040 para el SIC. El segundo resulta del diferencial de costo anualizado entre un refrigerador eficiente y uno menos eficiente. El costo anualizado de un refrigerador con baja eficiencia se estimó en US\$44, mientras que el costo adicional de un refrigerador eficiente es cercano al 32%. Los datos se obtuvieron a partir de los precios de electrodomésticos de noviembre 2012 de www.paris.cl y <http://www.falabella.com/falabella-cl>. Los refrigeradores sustituidos se calculan a partir del total de hogares en Chile. A partir de este dato se estima que la iniciativa requiere que los hogares incurran en ~US\$11 M adicionales en 2020, ~US\$27 M en 2030 y ~US\$43 M en 2040. A partir de los ahorros por menor consumo eléctrico y los ahorros por el diferencial de los costos anualizados, se obtiene un ahorro total, que se divide por las tCO₂eq abatidas por año, para estimar los costos de abatimiento finales.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que es una tecnología madura y conocida. La factibilidad social resulta ser baja, debido a que se requiere una ley para que los hogares compren refrigeradores más eficientes, que son más caros que los menos eficientes. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo eléctrico generado a base térmica.

Bibliografía:

- Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía. Informe final. Para Comisión Nacional del Medio Ambiente. POCH Ambiental y Centro de Cambio Global UC. Agosto 2010
- Aprendamos a ahorrar. Guía práctica de la buena energía. Gobierno de Chile, 2008
- Chile levelized cost of energy. Bloomberg, Abril 2011
- Estudio de mercado de eficiencia energética en Chile. Gobierno de Chile, 2010
- Precios 25/11/2012: www.sodimac.cl
- Precios 25/11/2012: <http://www.falabella.com/falabella-cl>
- Reglamento delegado (UE) N° 1060/2010 de la comisión. Diario Oficial de la Unión Europea. Septiembre 2010

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Eficiencia eléctrica en minería

Descripción: La medida propone la implantación de medidas de gestión que afectan a la industria minera para alcanzar ahorros en el consumo de energía eléctrica. Los ahorros se estiman en un 0,66% anual durante los primeros 7 años y 0,25% anual durante los siguientes 5 años.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.089 GgCO₂eq en 2020, 1.958 GgCO₂eq en 2030 y 2.646 GgCO₂eq en 2040. Estos valores se obtuvieron a partir de entrevistas con especialistas de la industria. En este estudio, se proyecta el consumo eléctrico bajo el supuesto de un escenario de eficiencia energética para después ajustar estos valores a un escenario sin eficiencia energética para construir el BAU. Los consumos obtenidos son de 36.344 GWh en 2020 (SIC: 16.987 y SING: 19.357), 48.996 GWh en 2030 (SIC: 22.901 y SING: 26.095) y 65.210 GWh en 2040 (SIC: 30.480 y SING: 34.731). La iniciativa supone un ahorro del 0,66% anual entre 2014 y 2019 y del 0,25% anual entre 2020 y 2024. Los consumos eléctricos para la iniciativa son entonces de 34.881 GWh en 2020 (SIC: 16.303 y SING: 18.577), 46.433 GWh en 2030 (SIC: 21.703 y SING: 24.730) y 61.798 GWh en 2040 (SIC: 28.885 y SING: 32.914). La diferencia entre los consumos eléctricos se multiplica a continuación por el factor de emisión del promedio térmico para 2020, 2030 y 2040, asumiendo que la iniciativa reduce el consumo de electricidad generada por carbón, GNL o diésel. Los factores son 0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-167/tCO₂eq para 2020, US\$-168/tCO₂eq para 2030 y US\$-165/tCO₂eq para 2040. Los costos corresponden únicamente a los ahorros alcanzados por un menor consumo eléctrico, donde los valores de la energía eléctrica son de US\$112/MWh en el SIC y US\$135/MWh en el SING para 2020 y US\$120/MWh en el SIC y US\$135/MWh en el SING para 2030 y 2040. No se incluyen los costos de gestión para que las compañías alcancen estos ahorros. A partir de entrevistas con expertos en el sector minero se llegó a la conclusión de que la industria minera tiene aún potencial de ahorro en el consumo de energía eléctrica principalmente a partir de medidas de gestión, que tendrían bajos costos relativos a los ahorros que pueden alcanzarse.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja, dado que se requiere la implantación de programas de gestión en la industria y la coordinación entre compañías mineras. Asimismo, es necesario lograr un cambio cultural en las faenas, para realizar las actividades diarias de una manera más eficiente. La factibilidad social resulta ser alta, dado que no se esperan reacciones negativas de la sociedad hacia esta iniciativa. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo eléctrico.

Bibliografía:

- Actualización de información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas de la minería del cobre al año 2011. COCHILCO, Noviembre 2012
- Actualización del estudio prospectivo al año 2020 del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre. COCHILCO, Diciembre 2011
- Chile levelized cost of energy. Bloomberg, Abril 2011
- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la minería del cobre. COCHILCO, Agosto 2011
- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en la minería del cobre, 2001 – 2011. Encuesta realizada a la industria. COCHILCO, Mayo 2012
- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas de la minería del cobre de Chile. Año 2009. COCHILCO, Octubre 2010
- Demanda energética nacional de largo plazo. Modelo de proyección. Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, 2009
- Emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre de Chile. 2001 – 2007. COCHILCO, 2008
- Entrevista CODELCO. Diciembre 2012

- Entrevista Anglo. Mayo 2012
- Entrevista AMSA. Mayo 2012
- Entrevista Collahuasi. Mayo 2012
- Entrevista Mesa Minera de Eficiencia Energética. Diciembre 2012
- Estudio prospectivo de emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre en Chile. COCHILCO, 2009

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Reemplazo de molino SAG por HPGR en minería

Descripción: La iniciativa propone el reemplazo de molinos SAG por molinos HPGR, con un menor consumo eléctrico para procesar la misma cantidad de material. El reemplazo se realizaría en un porcentaje de los proyectos Greenfield, tanto actuales como futuros.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 68 GgCO₂eq en 2020, 218 GgCO₂eq en 2030 y 380 GgCO₂eq en 2040 y propone reducir las emisiones a partir de una disminución en el consumo eléctrico. Se estima que el ~11% del consumo eléctrico en minería corresponde a la molienda, con consumos del escenario base de 3.817 GWh en 2020, 4.678 GWh en 2030 y 6.226 GWh en 2040. Estos consumos podrían reducirse al reemplazar molinos SAG por molinos HPGR en ~25%⁶⁴. Los supuestos asumidos son que los molinos se reemplazarán en el 67% de los proyectos Greenfield que actualmente estén en Pre-Factibilidad o Factibilidad para 2020, y el 50% de todos los proyectos Greenfield para 2030 y 2040 (proyectos que aún no se conocen). Cabe destacar que para estimar el total de producción que provendría de proyectos Greenfield para 2030 y 2040, se asumió que la producción actual se extenderá en el tiempo a partir de expansiones Brownfield, y que el resto de la producción proyectada para cada año provendrá de proyectos Greenfield. Este supuesto resulta conservador en términos de potencial de abatimiento de la iniciativa, dado que supone que el total de la producción actual se mantendrá a partir de proyectos Brownfield. A partir de esto, se estima la participación de los proyectos Greenfield en la producción total y, a partir del porcentaje de molinos SAG que se van a sustituir por HPGR, se estima el consumo eléctrico de la iniciativa. Los consumos obtenidos son de 3.725 GWh en 2020, 4.329 GWh en 2030 y 5.736 GWh en 2040. La diferencia entre los consumos eléctricos se multiplica luego por el factor de emisión del promedio térmico para 2020, 2030 y 2040, asumiendo que la iniciativa reduce el consumo de electricidad generada por carbón, GNL o diésel. Los factores son 0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-146/tCO₂eq para 2020, US\$-138/tCO₂eq para 2030 y US\$-135/tCO₂eq para 2040. El costo de la iniciativa cuenta con dos principales componentes. El primero resulta de los ahorros que se obtienen al consumir menos energía eléctrica, donde los valores de la energía eléctrica son de US\$112/MWh en el SIC y US\$135/MWh en el SING para 2020 y US\$120/MWh en el SIC y US\$135/MWh en el SING para 2030 y 2040⁶⁵. El segundo corresponde a la inversión anualizada adicional que se requiere para implementar un molino HPGR respecto de un molino SAG. La inversión anualizada adicional es de ~US\$623.000 por molino (referencia de 125 ktpd)⁶⁶. El total de molinos que se reemplazarían sería dos en 2020, 10 en 2030 y 18 en 2040.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020 y 2030, y alta para 2040. La factibilidad técnica es media para 2020 y 2030 y alta para 2040, dado que la tecnología HPGR es más nueva en el mercado y requiere un diseño de planta distinto respecto de una planta diseñada con molino SAG. La factibilidad social resulta ser alta, dado que no se esperan reacciones negativas de la sociedad hacia esta iniciativa. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo eléctrico.

Bibliografía:

- Actualización de información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas de la minería del cobre al año 2011. COCHILCO, Noviembre 2012
- Actualización del estudio prospectivo al año 2020 del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre. COCHILCO, Diciembre 2011
- Chile leveled cost of energy. Bloomberg, Abril 2011

⁶⁴ De acuerdo a información del sector minero. Ejemplo: Expansión Andina 244 de Codelco

⁶⁵ Los valores se promedian, por no contar con una distribución exacta de dónde estarán ubicados los proyectos

⁶⁶ Según entrevistas con expertos del sector minero

- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la minería del cobre. COCHILCO, Agosto 2011
- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en la minería del cobre, 2001 – 2011. Encuesta realizada a la industria. COCHILCO, Mayo 2012
- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas de la minería del cobre de Chile. Año 2009. COCHILCO, Octubre 2010
- Entrevista CODELCO. Diciembre 2012
- Entrevista expertos en minería. 2012
- Indicadores energéticos en el sector minero. Proenergía
- http://www.codelco.com/expansion-andina-244/prontus_codelco/

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Transporte de carga en ferrocarril

Descripción: La iniciativa propone construir kilómetros adicionales de ferrocarril para reemplazar el transporte de carga realizado en camiones. El ferrocarril consume menos combustible por TN-km transportada, por lo que un aumento en su participación en el transporte total permitiría reducir las emisiones por combustión.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 129 GgCO₂eq en 2020, 2030 y 2040. Se consideraron las iniciativas con VAN positivo presentadas en el trabajo "Análisis de costos y competitividad de modos de transporte terrestre de carga interurbana", preparado por Steer Davies Gleave para SECTRA Chile. Las iniciativas permiten expandir la utilización de las vías férreas actuales y traspasar las TN-km transportadas actualmente por camiones al ferrocarril. De esta forma se lograría sumar un total de ~3.261 M TN-km al transporte ferroviario. Como se ha mencionado anteriormente, el transporte por ferrocarril permite reducir el consumo de combustible, ya que consume 0,0019 l diésel / TN-km transportada, mientras que los camiones requieren 0,0042 l diésel / TN-km transportada. El factor de emisión del diésel es de 2,68 tCO₂eq/m³. Con esto, se ahorrarían ~ 42M de litros de diésel, y se disminuirían las emisiones en 129 GgCO₂eq. El análisis es conservador, dado que se asume que la capacidad de transporte de las vías adicionales construidas se mantiene constante a través de los años, aún con el crecimiento de la economía esperado hasta 2040. Otro supuesto importante es que la ejecución de los proyectos empezaría con la suficiente antelación para que todos los proyectos estén disponibles en 2020.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-192/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo total se compone de dos partes. Por un lado, los ahorros monetarios por la reducción de utilización de combustible, que alcanzan los ~US\$35 M⁶⁷, y por otro, las inversiones anualizadas requeridas para la ejecución de los proyectos, que ascienden a ~US\$10 M. Estas inversiones corresponden a 13 de los proyectos enunciados en el estudio⁶⁸ mencionado, anualizadas a una tasa del 10% anual. Cabe destacar que la iniciativa permite obtener ahorros, dado que consiste en construir km adicionales a las vías existentes o rehabilitar las vías actualmente en mal estado.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, y alta para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja para 2020 y media para 2030 y 2040, dado que se requiere la construcción de una gran cantidad de kilómetros adicionales a las vías férreas a lo largo del país. La factibilidad social resulta ser alta, dado que es esperable que exista una aceptación de los habitantes debido a la reducción del tránsito en las carreteras que permitiría una medida de este tipo. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales debido al menor consumo de combustibles.

⁶⁷ Los costos estimados son de 0,03 US\$/TN-km para transporte en ferrocarril y 0,04 US\$/TN-km para transporte en camión

⁶⁸ Los proyectos son: (1) Doble vía estación Prat-Pampa, (2) Conexión férrea mina Radomiro Tomic, (3) Terminal intermodal de contenedores en San Antonio y Santiago, (4) Terminal intermodal en Teno, (5) Ramal Rancagua Lo Miranda, (6) Cambio estándar y rieles ramal san Pedro-Ventanas, (7) Construcción ramal Polpaico- Las Tórtolas, (8) Rehabilitación sector Llay Lay Los Andes y Los Andes Saladillo, (9) Desvíos de carga CELCO 1, (10) Desvíos de carga CELCO 2, (11) Desvío de carga Putagán, (12) Desvíos de carga cementos BUFALO y (13) Rehabilitación ramal Cohigue Nacimiento

Bibliografía:

- Parque de vehículos en circulación, por tipo, según región. 2011. INE, 2011
- Análisis de costos y competitividad de modos de transporte terrestre de carga interurbana. Preparado por Steer Davies Gleave para SECTRA Chile. Julio 2011
- Análisis transporte ferroviario de carga. Informe Ejecutivo. Libra Ingenieros Consultora, 2011
- Investigación en Transporte en Chile: Áreas de investigación y capacidades Informe de estado del arte. Gobierno de Chile, 2009

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Sección 2: Iniciativas de factores emisión

Iniciativa: Generación eléctrica a biomasa *Tier 1*

Descripción: La iniciativa propone instalar 325 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. El término *Tier 1* se refiere al potencial de esta tecnología con menor costo y mayor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 996 GgCO₂eq en 2020 y 636 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 90% y que la línea base ya incorpora generación de biomasa *Tier 1* por 1.510 GWh en 2020 y 1.890 GWh en 2030 y 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Estos potenciales resultan comparables a los sugeridos en Galeovic et al (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$10,6/tCO₂eq para 2020 y US\$0/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040, mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$100/MWh para 2020, 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta ya que es una tecnología madura y la materia prima está disponible. La factibilidad social también es alta porque estas centrales se encontrarían en lugares menos poblados con lo que se espera una menor resistencia social y la creación de más fuentes de empleo en estas zonas. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues el proceso de autorización es riguroso, debido al control de material particulado, y genera retrasos en la ejecución.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica a biomasa Tier 2

Descripción: La iniciativa propone instalar 3.249 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume instalar el 15% de esta capacidad (487 MW), en 2030 alcanzar el 50% (1.625) y en 2040 el 100%. El término *Tier 2* se refiere al potencial de esta tecnología con mayor coste y menor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 3.636 GgCO₂eq en 2020, 7.272 GgCO₂eq en 2030 y 19.395 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 90% y que la línea base no cuenta con generación de biomasa *Tier 2*. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Estos potenciales resultan comparables a los sugeridos en Galeovic et al (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$52/tCO₂eq para 2020, US\$53/tCO₂eq para 2030 y US\$67/tCO₂eq para 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$146/MWh, US\$161/MWh y US\$166/MWh para 2020, 2030 y 2040 respectivamente.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja ya que se requieren altos volúmenes de materia prima de lugares remotos. La factibilidad social es media porque se requerirían muchas centrales. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues el proceso de autorización es riguroso, debido al control de material particulado, y genera muchos retrasos.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia en proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Reemplazo de generación eléctrica a carbón por GNL

Descripción: La iniciativa propone el reemplazo del 50% de la generación de proyectos a carbón a partir de 2013 que no se encuentran aún en construcción. La generación reemplazada respecto a la línea base es de 16,2 TWh para 2020, 24 TWh para 2030 y 31,8 TWh para 2040.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 3.560 GgCO₂eq en 2020, 7.373 GgCO₂eq en 2030 y 9.940 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de emisión de la línea base de 964 tCO₂ por GWh y que la tecnología de reemplazo tiene un factor de emisión de 547 tCO₂/GWh. Este potencial es coherente con un reemplazo del 50% de la nueva capacidad instalada de carbón a partir de 2014 por unidades a gas natural.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$28,4/tCO₂eq para 2020, US\$47,3/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$105/MWh para 2020 y US\$125/MWh para 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media ya que se requiere infraestructura para asegurar la provisión de GNL. La factibilidad social es alta por incorporarse una tecnología más limpia. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues se requiere la aprobación de infraestructura logística.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica eólica Tier 1

Descripción: La iniciativa propone instalar 1.300 MW en 2020 para reemplazar parte de la generación a carbón. El término *Tier 1* se refiere al potencial de esta tecnología con menor costo y mayor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 762 GgCO₂eq en 2020, y de 0 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta de 25-30% y que la línea base ya incorpora generación eólica *Tier 1* por 2.199 GWh en 2020 y 3.005 GWh en 2030 y 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial es comparable al de las unidades de menor costo en Galeovic et al (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$22/tCO₂eq para 2020. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$110/MWh para este mismo año. Esto incluye el costo de backup por US\$10/MWh dada la alta volatilidad del viento.

Factibilidad: La medida posee factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, ya que se consideran zonas de alto potencial eólico y fácil acceso. La factibilidad social es alta por incorporarse una tecnología más limpia. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues se requiere la aprobación de infraestructura logística.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica eólica Tier 2

Descripción: La iniciativa propone instalar 1.700 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume instalar el 20% de esta capacidad (340 MW), en 2030 alcanzar el 70% (1.190 MW) y en 2040 el 100%. El término *Tier 2* se refiere al potencial de esta tecnología con mayor coste y menor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 564 GgCO₂eq en 2020, 1.335 GgCO₂eq en 2030 y 1.022 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 20% y que la línea base ya incorpora generación eólica *Tier 2* por 0 MWh en 2020, 674 GWh en 2030 y 1.899 GWh en 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial es comparable al de las unidades de costo medio y alto en Galeovic et al (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$51,9/tCO₂eq para 2020 y US\$24,2/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$139/MWh para 2020 y US\$123/MWh para 2030 y 2040 respectivamente.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media para 2020 y 2030 porque la iniciativa considera zonas de menor potencial eólico respecto al *Tier 1* y porque además se asumen dificultades con la transmisión. Para 2040 la factibilidad técnica pasa a ser alta pues se asume una mejora tecnológica. La factibilidad social también es media pues se trata de centrales de mayor tamaño y mayor población aledaña que las consideradas en el *Tier 1*. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues se requiere la autorización de la infraestructura logística (líneas de transmisión) además de los impactos sobre la avifauna y la contaminación visual y acústica.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica geotérmica Tier 1

Descripción: La iniciativa propone instalar 850 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume instalar el 70% de esta capacidad (595 MW) y alcanzar el 100% para 2030 y 2040. El término *Tier 1* se refiere al potencial de esta tecnología con menor costo y mayor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 2.750 GgCO₂eq en 2020, y de 0 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 85% y que la línea base ya incorpora generación geotérmica *Tier 1* por 1.524 GWh en 2020 y 6.329 GWh en 2030 y 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial es coherente con el potencial identificado por CCG-UC.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$41,2/tCO₂eq para 2020. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$129/MWh para este mismo año.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020 y 2030, y alta para 2040. La factibilidad técnica es media para 2020 y 2030 ya que la tecnología sigue en desarrollo; para 2040 se espera que la factibilidad técnica sea alta asumiendo que la tecnología llegue a su madurez para entonces. La factibilidad social por otro lado es alta para los tres periodos, considerando el bajo *footprint* asociado a esta tecnología. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres periodos debido al impacto de la fase de exploración en acuíferos.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potential contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica geotérmica Tier 2

Descripción: La iniciativa propone instalar 650 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume instalar el 30% de esta capacidad (272 MW), en 2030 el 70% (455 MW) y en 2040 el 100%. El término *Tier 2* se refiere al potencial de esta tecnología con mayor coste y menor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.913 GgCO₂eq en 2020, de 2.681 GgCO₂eq en 2030 y de 423 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 85% y que la línea base ya incorpora generación geotérmica *Tier 2* por 0 MWh en 2020, 556 GWh en 2030 y 4.393 GWh en 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$95,1/tCO₂eq para 2020 y US\$84,5/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/tCO₂eq para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$180/MWh para 2020, 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja. La factibilidad técnica es baja para 2020 y media para 2030 y 2040 ya que la tecnología sigue en desarrollo y este *Tier 2* asume la explotación en zonas remotas donde se tiene mayor incertidumbre geológica. La factibilidad social por otro lado es media, ya que se trata de zonas con mayor sensibilidad. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres periodos debido al impacto de la fase de exploración en acuíferos.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica minihidro Tier 1

Descripción: La iniciativa propone instalar 710 MW para reemplazar parte de la generación a carbón, correspondientes al potencial minihidro Tier 1 identificado en Galetovic, Alexander et al 2012. En 2020 y 2030 se asume contar con el 70% de esta capacidad (497 MW), en 2040 alcanzar el 100%. El término Tier 1 se refiere al potencial de esta tecnología con menor costo y mayor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 431 GgCO₂eq en 2020, 331 GgCO₂eq en 2030 y 1.391 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 60% y que la línea base ya incorpora generación minihidro Tier 1 por 2.157 GWh en 2020 y 2.262 GWh en 2030 y 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial es coherente con las unidades de costo medio y bajo en Galetovic et al. (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$0/tCO₂eq para 2020, US\$-10,6/tCO₂eq para 2030 y US\$-7,4/tCO₂eq para 2040. La línea base asume el LCOE de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un LCOE de US\$90/MWh para 2020 y 2030, y US\$93/MWh para 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta ya que se trata de una tecnología madura y en zonas de fácil acceso. La factibilidad social también es alta pues se trata de centrales en zonas con bajo impacto. Por último, la factibilidad medioambiental es alta, pues las zonas consideradas no tendrían mayores problemas de aprobación.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia en proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica minihidro Tier 2

Descripción: La iniciativa propone instalar 333 MW para reemplazar parte de la generación a carbón, correspondientes al potencial minihidro Tier 2 más Tier 3 identificado en Galetovic, Alexander et al. 2012. En 2020 se asume contar con el 70% de esta capacidad (233 MW) y para 2030 y 2040 alcanzar el 100%. El término Tier 2 se refiere al potencial de esta tecnología con mayor coste y menor factibilidad.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.160 GgCO₂eq en 2020 y 1.657 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 60% y que la línea base no incorpora generación minihidro Tier 2 en los tres periodos. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. El potencial a largo plazo es coherente con lo sugerido en Galetovic et al. (2012).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$101,4/tCO₂eq para 2020 y US\$90,9/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el LCOE de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un LCOE de US\$186/MWh para 2020, 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media ya que se si bien se trata de una tecnología madura se consideran zonas de difícil acceso. La factibilidad social es alta pues se trata de centrales en zonas con bajo impacto. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues las zonas consideradas tendrían mayores requerimientos de aprobación, especialmente debido a las líneas de transmisión.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica a biogás

Descripción: La iniciativa propone instalar 350 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume instalar el 50% de esta capacidad (175 MW), en 2030 alcanzar el 70% (245 MW) y en 2040 el 100%.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.306 GgCO₂eq en 2020, 1.828 GgCO₂eq en 2030 y 2.612 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta de 90% y que la línea base no incorpora generación a biogás. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$40,1/tCO₂eq para 2020, US\$29,6/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$128/MWh para 2020, 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020 y alta para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media para 2020 porque si bien es una tecnología madura se requiere infraestructura para la recolección de residuos orgánicos; para 2030 y 2040 se espera que la factibilidad técnica pase a ser alta. La factibilidad social es alta para los tres periodos porque se trata de aprovechamiento de residuos. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres años, pues el manejo de residuos está asociado a mayores controles.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica solar fotovoltaica

Descripción: La iniciativa propone instalar 1.500 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume alcanzar el 30% de esta capacidad (450 MW), en 2030 el 70% (1.050 MW) y en 2040 el 100%.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.119 GgCO₂eq en 2020, 2.612 GgCO₂eq en 2030 y 3.731 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 30% y que la línea base no incorpora generación solar fotovoltaica. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial es algo menor al sugerido por Progea, que considera 2.000 MW, y superior al indicado en Galetovic et al. (1.051MW en el SIC) y CCG-UC y PRIEN-UTFSM. Esta tecnología ha reducido significativamente sus costos en años recientes, con lo cual se ha revisado continuamente al alza su potencial.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$40,1/tCO₂eq para 2020, y US\$-3,4/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$128/MWh para 2020 y US\$97/MWh para 2030 y 2040. Estos valores se desprenden del informe de Bloomberg, que realiza un análisis del costo de aplicación de la tecnología en Chile.

Cabe aclarar que el costo de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica para el año 2020 es aún muy incierto y se ve afectado por factores actuales del mercado. Hoy en día la industria cuenta con sobrecapacidad productiva de paneles solares. Esto ha resultado en el intento de productores chinos de penetrar en los mercados de Norteamérica y Europa con precios muy bajos, repercutiendo en demandas de "dumping" que resultaron en la imposición de aranceles adicionales sobre los productos chinos importados. Aún cuando la tecnología solar fotovoltaica puede todavía reducir costos por mejoras tecnológicas y de producción, en este escenario de sobrecapacidad se hace difícil estimar costos futuros sobre la base de los precios actuales de componentes. Como referencia, existen informes, como el de la EIA, que indican costos más altos de *LCOE* para la generación de energía eléctrica solar fotovoltaica. Como estos estudios se basan en otros países y contemplan diferentes plazos de incorporación este estudio prioriza favorecer el uso de una fuente única para los *LCOEs* (Bloomberg).

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2020 y 2030, y alta para 2040. La factibilidad técnica es media para 2020 y 2030 porque es una tecnología aún en desarrollo; para 2040 se espera que la factibilidad técnica pase a ser alta. La factibilidad social es alta para los tres periodos porque la iniciativa tiene un *footprint* limitado. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres años, pues se requiere autorización tanto para los parques como para las obras de transmisión.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)

- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica solar térmica

Descripción: La iniciativa propone instalar 1.000 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. A 2020 se asume instalar el 30% de esta capacidad (300 MW), en 2030 alcanzar el 70% (700 MW) y en 2040 el 100%.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 746 GgCO₂eq en 2020, 1.741 GgCO₂eq en 2030 y 2.487 GgCO₂eq en 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 30% y que la línea base no incorpora generación solar térmica. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial está en línea con la capacidad sugerida por Progea (1.000 MW) y por encima de lo indicado para el SIC por Galetovic et al. (500 MW).

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$165,6/tCO₂eq para 2020, US\$99,9/tCO₂eq para 2030 y US\$55,8/tCO₂eq para 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$247/MWh, US\$195/MWh y US\$153/MWh para 2020, 2030 y 2040 respectivamente.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2020 y media para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja para 2020 porque es una tecnología que requiere más desarrollo; para 2030 y 2040 se espera que la factibilidad técnica pase a ser media. La factibilidad social es alta para los tres periodos porque la iniciativa tiene un *footprint* limitado. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres años, pues se requiere autorización tanto para los parques como para las obras de transmisión.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Hidroeléctrica 1

Descripción: La iniciativa propone instalar 2.750 MW⁶⁹ para reemplazar parte de la generación a carbón. Se asume su operación para los periodos de 2030 y 2040.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 0 GgCO₂eq en 2020 y 15.961 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta de 70% y que la línea base no incorpora este proyecto. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-26,4/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$75/MWh para 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta para ambos periodos porque es una tecnología madura y es un proyecto con el diseño avanzado. La factibilidad social es baja para los dos periodos porque la iniciativa ha generado rechazo por parte de varios sectores de la población. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los dos años, pues se tienen múltiples retrasos en los trámites de autorización.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁶⁹ La iniciativa considera una capacidad similar a la del proyecto Hidro Aysén

Iniciativa: Hidroeléctrica 2

Descripción: La iniciativa propone instalar 1.054⁷⁰ MW para reemplazar parte de la generación a carbón. Se asume su operación para los periodos de 2030 y 2040.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 0 GgCO₂eq en 2020 y 6.117 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 70% y que la línea base no incorpora este proyecto. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-26,4/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$75/MWh para 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta para ambos periodo porque es una tecnología madura. La factibilidad social es baja para los dos periodos porque la iniciativa ha generado rechazo por varios sectores de la población. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los dos años, pues se espera que tenga retrasos y observaciones similares al proyecto anterior.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos (<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷⁰ La iniciativa considera una capacidad similar a la del proyecto de Energía Austral

Iniciativa: Generación Hidroeléctrica de escala mediana

Descripción: El escenario base contempla la incorporación de una importante capacidad de generación hidroeléctrica, alcanzando una generación adicional sobre la del año 2011 de 25.000 GWh para el año 2040. Si bien según Galetovic et al., el país cuenta con un potencial hidroeléctrico adicional de ~80.000 GWh (según surge del análisis de derechos de agua otorgados y que pagan patente), algunos de los posibles proyectos no se encuentran definidos por lo que no se puede asegurar su capacidad y/o factibilidad. Por ello, el presente estudio sólo considera proyectos que posean cierto grado de entidad; es decir, que se encuentren definidos y existan estudios que sugieren que la capacidad de generación propuesta puede ser alcanzada. Un número importante de estas iniciativas ha sido incorporado en el plan de obras considerado para la elaboración de la Línea de Base 2012. La presente iniciativa propone la construcción adicional de centrales de escala mediana por un total de 986 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. Este total corresponde a proyectos en regiones RM, VI y X con capacidad de entre 40 MW y 400 MW, que tienen cierto grado de definición aunque no han llegado a una instancia de presentación de Estudio de Impacto Ambiental (incluyendo los proyectos "El Portón", Espolón" y "Maihue", entre otros). Se espera alcanzar el 100% de esta capacidad para el año 2030.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 4.791 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta ponderado por región de 55% y que estos proyectos no están incluidos en la expansión de la matriz de generación asumida en la proyección de LB2012. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. No se contempla en la iniciativa las emisiones ocasionadas por la construcción de las plantas.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$0/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$100/MWh para 2030 y 2040. Si bien bibliografía especializada considera menores costos para generación hidroeléctrica en las regiones involucradas, se decide estimar un costo equivalente al de la generación térmica. Esto se desprende del hecho de que estos proyectos se encuentran en una etapa muy temprana de definición y no muestran el mismo grado de certeza que aquellos incluidos en el plan de obras. Esto puede obedecer a que estas centrales demandarían mayores inversiones en líneas de transmisión por encontrarse más alejados de los centros urbanos, que el desarrollo técnico es más complejo y/o que su aprobación ambiental es más difícil. Todos estos factores impulsan al alza el costo de la iniciativa, por lo que se decide considerarlo similar al de la generación termoeléctrica, asumiendo que si los costos fueran menores, los proyectos estarían progresando al ritmo de sus pares.

Factibilidad: La medida posee factibilidad media para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media, ya que se trata de una tecnología que demandaría mayor inversión y desarrollo por su complejidad y lejanía a centros urbanos. La factibilidad social es media debido a que, si bien puede haber resistencia en el futuro, esto sólo sucederá cuando los proyectos tengan mayor definición y se trata de centrales en zonas con bajo impacto. Por último, la factibilidad medioambiental es también media, pues las zonas consideradas podrían tener problemas de aprobación ante la resistencia de grupos medioambientales.

Sensibilidad: Teniendo en cuenta el potencial de derechos de agua, variaciones en esta iniciativa podrían tener un impacto importante en los escenarios considerados, haciendo necesario un análisis de sensibilidad de costo de abatimiento para los años 2030 y 2040.

Para ello se consideran tres escenarios adicionales: uno favorable, en el que se instala el doble de capacidad (~2.000 MW), uno pesimista en el que sólo se instala un 50% de la capacidad considerada (~500 MW) y uno más agresivo, en el que se instala toda la capacidad potencial. Sin embargo, dado el impacto relativamente bajo de la iniciativa, el costo marginal de abatimiento no se modifica en los diferentes escenarios y se ubicaría en ~US\$0/tCO₂eq para 2030 y 2040, con costos medios de US\$-41/tCO₂eq para ambos años.

Bibliografía:

- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- Galetovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- Galetovic et al. - El costo diferencial de las alternativas de generación en el SIC (2012)
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica nuclear

Descripción: La iniciativa propone instalar 2.000 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. A 2020 se asume que no se instala nada de la capacidad potencial y que para 2030 y 2040 se instala el 100%.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 14.925 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta de 90% y que la línea base no incorpora la generación nuclear. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. El potencial corresponde a dos centrales de 1.000 MW cada una, en línea por lo sugerido por POCH-CCG.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$19/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040, mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$118/MWh para 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta para ambos periodos porque es una tecnología madura. La factibilidad social es baja para estos periodos porque existe una tendencia global contraria a la construcción de este tipo de centrales. Por último, la factibilidad medioambiental es media para los tres años, pues se requiere crear normativa ad-hoc.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Generación eléctrica mareomotriz

Descripción: La iniciativa propone instalar 100 MW para reemplazar parte de la generación a carbón. En 2020 se asume que no se instala nada de la capacidad potencial y que para 2030 y 2040 se instala el 100%.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 232 GgCO₂eq en 2030 y 2040. Este potencial de abatimiento se alcanza asumiendo un factor de planta del 28% y que la línea base no incorpora generación mareomotriz. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera que la tecnología de reemplazo no genera emisiones de GEI. Este potencial está en línea con la instalación de una central experimental de acuerdo con POCH-CCG-UC, y por debajo de lo sugerido en Progea.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$184,9/tCO₂eq para 2030 y 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040, mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$275/MWh para 2030 y 2040.

Factibilidad: La medida posee factibilidad baja para 2030 y para 2040. La factibilidad técnica es baja porque es una tecnología que requiere aún más desarrollo. La factibilidad social es alta para los dos periodos porque la iniciativa tiene un *footprint* limitado. Por último, la factibilidad medioambiental es alta para los periodos considerados, dado el bajo impacto de esta tecnología.

Bibliografía

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- Bloomberg – Chile Levelised cost of energy (2011)
- CNE – Informe de Precio de Nudo Abril 2012 (SIC /SING)
- CNE – Estudio de Interconexión SIC-SING
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Galeovic et al. - Are renewable quotas effective to reduce CO₂ emissions? (2012)
- ACERA - Potencial ERNC 2020
- PRIEN /UTFSM (2008) – Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025
- CentralEnergía - Lista de proyectos
(<http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Cogeneración en la industria

Descripción: La iniciativa propone la instalación de sistemas de cogeneración en establecimientos industriales para producir electricidad aprovechando el calor que es generado en sus procesos. Asimismo, se asume que la energía eléctrica que no sea consumida por la industria podrá ser vendida al Sistema Interconectado.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 230 GgCO₂eq en 2020, 1.583 GgCO₂eq en 2030 y 2.095 GgCO₂eq en 2040. Se asume que la iniciativa reemplazará generación a base térmica por cogeneración. Se debe identificar el potencial de cogeneración a nivel nacional y la capacidad instalada estimada en 2020, 2030 y 2040, para identificar cuántos GWh se podrían producir mediante cogeneración. La capacidad instalada a 2008 es de 3.098 GWh según el estudio de **POCH**. Se asume que los equipos de cogeneración tienen una duración de 20 años, por lo que cada año saldría de operación un 5% de la capacidad instalada actualmente. Por ende, la capacidad instalada en 2020 proyectada será de 1.239 GWh, mientras que para 2030 y 2040 no quedaría en funcionamiento ningún equipo de los actualmente instalados. Por otro lado, el potencial de cogeneración se estima que crecería junto al PIB, por lo que alcanzaría los 9.080 GWh en 2020, 12.600 GWh en 2030 y 16.230 GWh en 2040. Asimismo, se asumió una adopción del 20% para 2020 y 30% para 2030 y 2040, en línea con la literatura existente. De este modo, la cogeneración reemplazaría la generación térmica de 577 GWh en 2020, 3.780 GWh en 2030 y 4.869 GWh en 2040. El factor de emisión de la cogeneración es 0,35 GgCO₂eq/GWh y reemplaza los factores de generación eléctrica del promedio térmico (0,74 GgCO₂eq/GWh para 2020, 0,76 GgCO₂eq/GWh para 2030 y 0,78 GgCO₂eq/GWh para 2040). La iniciativa no considera la cogeneración en la industria de celulosa, dado que la industria utiliza la cogeneración como práctica habitual.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$45/tCO₂eq para 2020, US\$22/tCO₂eq para 2030 y US\$21/tCO₂eq para 2040. El costo proviene del diferencial de los *LCOE* de carbón⁷¹ (US\$90/MWh en 2020 y US\$100/MWh en 2030 y 2040) y de cogeneración (US\$108/MWh en 2020 y US\$109/MWh en 2030 y 2040).

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020 y alta para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja para 2020 y media para 2030 y 2040, dado que se requiere que las compañías instalen en sus plantas los equipos de cogeneración, lo cual puede requerir cambios en el *layout* de sus plantas. De 2030 en adelante, la instalación de los equipos de cogeneración podría realizarse en nuevas plantas, por lo que se facilitaría su implantación. La factibilidad social resulta ser alta, dado que no se esperan reacciones negativas de la sociedad hacia esta iniciativa. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, debido a que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por la menor generación eléctrica a base térmica.

Bibliografía:

- Estimación preliminar del potencial de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica al abastecimiento del sistema interconectado central. Informe final preliminar. Programa de estudios e investigaciones en energía. Instituto de Asuntos Públicos Universidad de Chile. Junio 2008
- Fijación de precios de nudo Octubre 2012 SING. CNE. Octubre 2012
- La cogeneración en Chile. Proyecto TECH4CDM. 2008

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷¹ Como indicador del costo de generación térmica

Iniciativa: Biodiesel para transporte terrestre

Descripción: La iniciativa propone el reemplazo del 10% del diésel utilizado para transporte terrestre (privado, público y de carga), por biodiesel en una concentración del 15% (B15). Se asume B15, dado que es una de las mayores concentraciones de biodiesel que permitiría implementarse sin realizar cambios a los vehículos.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 273 GgCO₂eq en 2020, 428 GgCO₂eq en 2030 y 644 GgCO₂eq en 2040. El abatimiento se calculó a partir de los m³ de diésel que serían reemplazados por biocombustible. A partir de los modelos de proyección analizados en la sección 4 del presente estudio, se estimó que el consumo de diésel será de ~ 6,8 M m³ en 2020, ~10,6 M m³ en 2030 y 16,0 M m³ en 2040 para el escenario base. A partir de los consumos y del factor de emisión del diésel (2,68 tCO₂eq/m³) se estimaron las emisiones del escenario base: 18.225 GgCO₂eq en 2020, 28.518 GgCO₂eq en 2030 y 42.920 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa propone que el 10% del diésel consumido sea reemplazado por biodiesel B15. El porcentaje de combustible producido a base de materia orgánica no contabiliza emisiones, dado que la materia orgánica capturó el CO₂ del ambiente que luego liberará en la combustión. Es por ello por lo que el B15 emite 15% menos de GEI que el diésel. A partir de esto, las emisiones para el escenario de la iniciativa resultan ser de 17.951 GgCO₂eq en 2020, 28.090 GgCO₂eq en 2030 y 42.276 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$37/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo corresponde al diferencial de costos estimado del biodiesel respecto del diésel, que resulta ser de ~US\$15/m³. Este valor se obtuvo a partir de los costos de biodiesel 100% estimados por el EIA y los costos de diésel presentados por la CNE.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media, dado que el desarrollo de los biocombustibles en Chile se encuentra aún en una fase inicial. Durante los primeros años de implantación, Chile debería importar el biocombustible. La factibilidad social resulta ser media, dado que se requiere que los consumidores estén dispuestos a incurrir en costos mayores para utilizar el biodiesel. Finalmente, la factibilidad medioambiental es media, dado que existe actualmente un debate acerca de la efectividad del biodiesel en la reducción de las emisiones. Aún no se ha definido si el ciclo de vida del biodiesel (la producción de los granos y oleaginosas) genera más emisiones que las que se dejan de emitir por el menor consumo de diésel.

Bibliografía:

- La economía del cambio climático en Chile. CEPAL y Gobierno de Chile, 2009
- Página web: <http://datos.bancomundial.org/indicador/EP.PMP.DESL.CD> . Noviembre 2012
- Página web: <http://www.internationaltransportforum.org/pub/pdf/08ghg.pdf> . Noviembre 2012

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Vehículos híbridos

Descripción: La iniciativa propone la incorporación acelerada de vehículos híbridos y vehículos híbridos plug-in, que tienen un menor factor de emisión por km recorrido respecto de los autos de combustión convencionales.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 627 GgCO₂eq en 2030 y 1.469 GgCO₂eq en 2040. Dados los avances en la implantación de esta medida en otros países, por ejemplo países europeos, se considera que la iniciativa no estará lo suficientemente madura para implantarse antes de 2020 en Chile. Para el escenario base se estimaron las emisiones por transporte terrestre a partir del total de vehículos, una utilización promedio de 20.000 km vehículo/año y una mejora anual del 1% en la eficiencia de los vehículos de combustión, comenzando en 2010 con un factor de emisión de 225 g CO₂eq/km. A partir de esto, se estimaron las emisiones del escenario base. Asimismo, se ajustaron estas proyecciones considerando que existirá cierta tasa de adopción de vehículos híbridos aún sin la implantación de la iniciativa. Se asumió una adopción similar a la adopción existente en Europa, si bien retrasada en 10 años. Las tasas son entonces del 14% de las ventas en 2030 y 17% de las ventas en 2040 para el auto híbrido. Dado el bajo porcentaje de ventas de vehículos híbridos plug-in en Europa, se asume que en el escenario base no habrá ventas de este tipo de vehículos. El total de vehículos híbridos alcanzaría 0,3 M en 2030 y 1,0 M en 2040. Según la experiencia de BCG en el tema de autos híbridos y eléctricos, se estima que un auto híbrido emite 10-15% menos que un vehículo de combustión (ICE) y un auto híbrido plug-in emite 25-30% menos. A partir de estos supuestos se obtuvo una estimación de las emisiones del escenario de línea base de 30.837 GgCO₂eq en 2030 y 43.684 GgCO₂eq en 2040. Por otro lado, el escenario con la iniciativa asume una adopción acelerada de vehículos híbridos e híbridos plug-in, alcanzando un ~50% de las ventas en 2030 y 2040 por parte de los primeros y un 2% de las ventas en 2030 y 2040 por parte de los segundos. El total de vehículos híbridos⁷² alcanzaría 1,2 M en 2030 y 3,2 M en 2040. A partir de esto, es posible estimar las emisiones, que resultan en 30.199 GgCO₂eq en 2030 y 42.215 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$147/tCO₂eq para 2030 y US\$96/tCO₂eq para 2040. Los costos se estimaron a partir del diferencial del *Total Cost of Ownership* (TCO) anualizado de un vehículo híbrido / híbrido plug-in respecto de un vehículo de combustión (ambos a base gasolina). Se espera que el diferencial de costos disminuya con el tiempo, debido a los menores costos de las baterías de los vehículos híbridos. Los diferenciales de TCO considerados para vehículos híbridos son de US\$106 en 2030 y US\$64 en 2040 y para vehículos híbridos plug-in US\$80 en 2030 y US\$60 en 2040.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media para 2030, dado que la tecnología aún está en desarrollo, y existen posibilidades de que se desarrolle más lentamente de lo esperado. Sin embargo, la factibilidad técnica para 2040 se considera alta, debido a que se cuenta con suficiente espacio temporal para desarrollar la tecnología. La factibilidad social resulta ser baja, dado que se requiere que los consumidores estén dispuestos a adoptar la utilización de estos vehículos, incurriendo en costos mayores (según la Secretaría de Transporte, el gobierno no entregaría subsidios para los particulares que compren estos vehículos) y teniendo una menor variedad de modelos para elegir. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la medida reduce las emisiones por una disminución en el consumo de combustible.

⁷² Incluye vehículos híbridos e híbridos plug-in.

Bibliografía:

- 2011 Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting: Methodology Paper for Emission Factors Department for Environment, Food and Rural Affairs, Agosto 2011
- Parque de vehículos en circulación, por tipo, según región. 2011. INE, 2011
- Secretaría de Planificación de Transporte de Chile
- The Comeback of the Electric Car? How Real, How Soon, and What Must Happen Next. BCG perspectives: Michael Book, Marcus Groll, Xavier Mosquet, Dimitrios Rizoulis, and Georg Sticher. Enero 2009

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Vehículos eléctricos

Descripción: La iniciativa propone la incorporación acelerada de vehículos eléctricos, que tienen un menor factor de emisión por km recorrido respecto de los autos de combustión convencionales.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 321 GgCO₂eq en 2030 y 1.054 GgCO₂eq en 2040. Al igual que para la iniciativa de vehículos híbridos, dados los avances en la implantación de esta medida en otros países, por ejemplo países europeos, se considera que la tecnología no estará lo suficientemente madura para implementarse antes de 2020 en Chile. Para el escenario base se estimaron las emisiones por transporte terrestre a partir del total de vehículos, una utilización promedio de 20.000 km vehículo/año y una mejora anual del 1% en la eficiencia de los vehículos de combustión, comenzando en 2010 con un factor de emisión de 225 g CO₂eq/km. A partir de esto, se estimaron las emisiones del escenario base. Se asume que en este escenario las ventas de vehículos eléctricos serán cercanas a cero. Según la experiencia de BCG en el tópico de autos híbridos y eléctricos, se estima que un auto eléctrico emite 55-60% menos que un vehículo de combustión (ICE). A partir de estos supuestos se obtuvo una estimación de las emisiones del escenario de línea base, de 31.035 GgCO₂eq en 2030 y 44.268 GgCO₂eq en 2040. El escenario con la iniciativa asume una adopción acelerada de vehículos eléctricos, alcanzando un 6% de las ventas en 2030 y ~12% en 2040. El total de vehículos de combustión que son reemplazados por vehículos eléctricos alcanzaría 143.000 en 2030 y 512.000 en 2040. A partir de esto, es posible estimar las emisiones del escenario con adopción acelerada, resultando en 30.714 GgCO₂eq en 2030 y 43.214 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$192/tCO₂eq para 2030 y US\$132/tCO₂eq para 2040. Los costos se estimaron a partir del diferencial del *Total Cost of Ownership* (TCO) anualizado de un vehículo eléctrico respecto de un vehículo de combustión. El TCO estimado para el vehículo de combustión se conforma de un promedio ponderado⁷³ del TCO de vehículo de combustión a gasolina (79%) y el TCO de un vehículo de combustión a diésel (21%), debido a que no se puede definir ex - ante a qué tipo de vehículo reemplazarán los eléctricos. Se espera que el diferencial de costos disminuya con el tiempo, debido a costos decrecientes de las baterías de los vehículos eléctricos. El TCO adicional del vehículo eléctrico resulta entonces de US\$500 en 2030 y US\$340 en 2040.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad baja para 2030 y media para 2040. La factibilidad técnica es baja para 2030 y media para 2040, dado que la tecnología aún está en desarrollo, y aún existen problemas en la autonomía y velocidad de carga de los vehículos. La factibilidad social resulta ser baja, dado que se requiere que los consumidores estén dispuestos a contar con una menor variedad de modelos para elegir e incurrir en costos mayores, principalmente por los costos de la infraestructura de carga y porque el gobierno no dará subsidios a los particulares que compren estos vehículos⁷⁴. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la medida reduce las emisiones por una disminución en el consumo de combustible.

⁷³ El promedio se pondera según la participación de los vehículos a gasolina y diésel en el mercado chileno, actualmente del 79% y 21% respectivamente.

⁷⁴ Fuente: Entrevista con Secretaría de Transporte.

Bibliografía:

- 2011 Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting: Methodology Paper for Emission Factors Department for Environment, Food and Rural Affairs, Agosto 2011
- Parque de vehículos en circulación, por tipo, según región. 2011. INE, 2011
- Secretaría de Planificación de Transporte de Chile
- The Comeback of the Electric Car? How Real, How Soon, and What Must Happen Next. BCG perspectives: Michael Book, Marcus Groll, Xavier Mosquet, Dimitrios Rizoulis, and Georg Sticher. Enero 2009

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Utilización de biodiesel en minería

Descripción: La iniciativa propone el reemplazo de un porcentaje del diésel utilizado en los rajos, por biodiesel en una concentración del 15% (B15). Se define B15, dado que es una de las mayores concentraciones de biodiesel que permitiría implantarse sin realizar cambios a los vehículos.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 59 GgCO₂eq en 2020, 118 GgCO₂eq en 2030 y 209 GgCO₂eq en 2040. El abatimiento se calculó a partir de los m³ de diésel que serían reemplazados por biocombustibles. El estudio de COCHILCO, "Consumo de energía y emisiones de GEI en la minería del cobre, 2001 – 2011" indica un consumo de ~1,14 M m³ de diésel en las minas rajo y minas subterráneas. Se estima que este consumo crecerá al 2,9% anual, según el estudio "Demanda energética nacional de largo plazo", preparado por la Comisión Nacional de Energía. Los consumos de diésel proyectados son, entonces, de 1,5 M m³ en 2020, 2,0 M m³ en 2030 y 2,6 M m³ en 2040. A partir de los consumos y del factor de emisión del diésel (2,68 tCO₂eq/m³) se estimaron las emisiones del escenario base: 3.983 GgCO₂eq en 2020, 5.242 GgCO₂eq en 2030 y 6.976 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa propone que el 10% del diésel consumido sea reemplazado por biodiesel B15 en 2020, el 15% en 2030 y el 20% en 2040. El porcentaje de combustible producido a base de materia orgánica no contabiliza emisiones, dado que la materia orgánica capturó el CO₂ del ambiente que luego liberará en la combustión. Es por ello por lo que el B15 emite 15% menos de GEI que el diésel. A partir de esto, las emisiones para el escenario de la iniciativa resultan 3.879 GgCO₂eq en 2020, 5.124 GgCO₂eq en 2030 y 6.767 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$37/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo corresponde al diferencial de costos estimado del biodiesel respecto del diésel, que resulta ser de ~US\$15/m³. Este valor se obtuvo a partir de los costos de biodiesel 100% estimados por el EIA y los costos de diésel presentados por la CNE.

Factibilidad: Al igual que la medida de biodiesel en transporte terrestre, esta medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media, dado que el desarrollo de los biocombustibles en Chile se encuentra aún en una fase inicial. Durante los primeros años de implantación, Chile debería importar los biocombustibles. La factibilidad social resulta ser media, dado que se requiere que las compañías estén dispuestas a incurrir en costos mayores para utilizar el biodiesel, o que el gobierno imponga una ley de cuotas de biodiesel. Finalmente, la factibilidad medioambiental es media, dado que, como se ha mencionado anteriormente, existe un debate acerca de la efectividad del biodiesel en la reducción de las emisiones, debido a los GEI emitidos durante su producción.

Bibliografía:

- Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en la minería del cobre, 2001 – 2011. Encuesta realizada a la industria. COCHILCO, Mayo 2012
- La economía del cambio climático en Chile. CEPAL y Gobierno de Chile, 2009
- Página web: <http://datos.bancomundial.org/indicador/EP.PMP.DESL.CD>
- Precios de gasolina y diésel según Worldbank in US\$ para 2010, ajustados por la proyección del precio del crudo de CNE a 2012

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Cambio de la dieta de ganado bovino

Descripción: La iniciativa propone realizar cambios en la dieta del ganado o utilizar suplementos en su dieta para aumentar el aprovechamiento de la energía consumida por los animales y reducir la emisión de metano de la fermentación entérica.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 473 GgCO₂eq en 2020, 474 GgCO₂eq en 2030 y 475 GgCO₂eq en 2040. Las emisiones del ganado lechero y no lechero del escenario base se obtienen a partir del total de cabezas de ganado de cada tipo, ponderado por su factor de emisión por fermentación entérica. Los factores de emisión son de 1,6 tCO₂eq/ cabeza de ganado lechero y 0,9 tCO₂eq por cabeza de ganado no lechero. Las existencias de ganado se proyectaron según los modelos presentados en la sección 4. Los resultados obtenidos son: (1) 534.974 cabezas de ganado lechero en 2020, 540.237 en 2030 y 545.500 en 2040 y (2) 3.520.661 cabezas de ganado no lechero en 2020, 2030 y 2040. Las emisiones del escenario de línea base resultan, en consecuencia, de 4.110 GgCO₂eq en 2020, 4.118 GgCO₂eq en 2030 y 4.126 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa permitiría reducir, en su máximo potencial, un ~23% las emisiones por cabeza de ganado. Esto se alcanzaría a partir de la incorporación de Ionóforos o de la mejora de forrajes con Lotus. Se asume una adopción de la iniciativa por parte de las grandes empresas de ganado, que representan ~50% del total de cabezas de ganado existente. Las emisiones del escenario con la iniciativa resultan de 3.637 GgCO₂eq en 2020, 3.645 GgCO₂eq en 2030 y 3.652 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$77/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. Este costo se obtuvo del estudio “Análisis GEI sector Silvoagropecuario 2010” que calcula el costo de tratamiento con Ionóforos en ~US\$18 por cabeza de ganado tratado por año⁷⁵.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que es una tecnología conocida. La factibilidad social resulta ser media, dado que se requiere que las empresas y/o ganaderos sean capacitados e incurran en los costos adicionales para cambiar la dieta del ganado. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menores emisiones por fermentación entérica.

Bibliografía:

- Potential Management practices and technologies to reduce nitrous oxide, methane and carbon dioxide emissions from New Zealand agriculture – Clark, Klein & Newton 2001. Preparado para el Ministerio de Agricultura y Silvicultura de Nueva Zelanda
- Análisis GEI sector Silvoagropecuario 2010, Centro de Cambio Global de la Universidad Católica

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷⁵ Costo estimado de 9.000 CH\$ por año por cabeza de ganado. Estimación tipo de cambio: 500 CH\$/US\$.

Iniciativa: Vacuna metanogénica

Descripción: La iniciativa propone la aplicación de una vacuna que permitiría reducir la emisión de metano en la fermentación entérica al inhibir la producción de ciertas bacterias en el estomago de los animales. Si bien esta vacuna se encuentra todavía en desarrollo se estima su comercialización para antes del año 2020.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 411 GgCO₂eq en 2020, 412 GgCO₂eq en 2030 y 413 GgCO₂eq en 2040. Las emisiones del escenario de línea base se estimaron de la misma manera que en la iniciativa de cambio de la dieta de ganado bovino. Se asume que la iniciativa permite reducir hasta un 20% de las emisiones por fermentación entérica y que la iniciativa es adoptada por parte de las grandes empresas de ganado, que representan el 50% de las cabezas de ganado existentes. Las emisiones del escenario con la iniciativa resultan, entonces, de 3.699 GgCO₂eq en 2020, 3.706 GgCO₂eq en 2030 y 3.714 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$15/tCO₂eq para 2020, US\$10/tCO₂eq para 2030 y 2040. Este costo se estimó a partir de los costos de implantación de la iniciativa en Brasil, Estados Unidos, Australia y Nueva Zelanda. Asimismo, estos valores se asocian con un costo por vacuna de ~US\$8 en 2020 y ~US\$5 en 2030 y 2040, inferidos a partir de la realización de *benchmarks* con los mencionados países.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad baja para 2020 y media para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja en 2020, dado que los avances alcanzados en el desarrollo de la vacuna permitirían comercializarla sólo después de 2020. La factibilidad técnica es media para 2030 y 2040, dado que es actualmente una tecnología en desarrollo⁷⁶. La factibilidad social se estima media, debido a que el uso de tratamientos para animales utilizados para consumo de carne o leche es cada vez menos aceptado por los consumidores. Finalmente, la factibilidad medioambiental es baja para 2020 y media para 2030 y 2040, dado que la vacuna debe aún ser aprobada por diversas regulaciones del país.

Bibliografía:

- Global mitigation of non-CO₂ greenhouse gases, Chapter V – Agencia de protección ambiental del gobierno de los Estados Unidos (EPA) 2012
- Potential Management practices and technologies to reduce nitrous oxide, methane and carbon dioxide emissions from New Zealand agriculture – Clark, Klein & Newton 2001. Preparado para el Ministerio de Agricultura y Silvicultura de Nueva Zelanda
- Análisis GEI sector Silvoagropecuario 2010, Centro de Cambio Global de la Universidad Católica

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷⁶ Actualmente se encuentra en la última fase de desarrollo.

Sección 3: Iniciativas de Captura de Emisiones

Iniciativa: Captura de Carbono (Carbon Capture and Storage, CCS)

Descripción: La iniciativa propone el reemplazo de unidades tradicionales de generación a carbón por una planta piloto con captura y secuestro de carbono. Se considera la instalación de una unidad con capacidad equivalente a 1.500 GWh.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.420 GgCO₂eq para 2030 y 2040. El factor de emisión de la línea base es 964 tCO₂ por GWh y se considera el secuestro total de las emisiones por parte de la planta.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$47,5/tCO₂eq para 2030 y US\$31,7/tCO₂eq para 2040. La línea base asume el *LCOE* de generación a carbón en US\$90/MWh para 2020 y US\$100/MWh para 2030 y 2040; mientras que la iniciativa está asociada a un *LCOE* de US\$145/MWh, y US\$130/MWh para 2030 y 2040 respectivamente.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad baja para 2030 y media para 2040. La factibilidad técnica es baja en 2030 y mejora hacia 2040 dado que se trata de una tecnología aún en desarrollo. La factibilidad social es alta ya que, asumiendo que todas las demás variables permanecen constantes, la iniciativa propone el cambio por una tecnología más limpia. Por último, la factibilidad medioambiental es media, pues rige todavía cierta incertidumbre respecto de la capacidad de captura efectiva, lo que dificulta el desarrollo normativo.

Bibliografía:

- ATSE - Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies (2011)
- EIA - Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook (2012)
- POCH CCG-UC – Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía (2010)
- CCG-UC - Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros (2012)
- Campos, B. (PROGEA) – Análisis estocástico del costo de una cartera eficiente de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de objetivos de reducción en Chile (2011)
- Experiencia proyectos BCG

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Forestación Zona Sur

Descripción: La iniciativa propone forestar 400.000 ha. de la Zona Sur que no poseen fines comerciales, manteniendo el mix de vegetación local. Estos terrenos corresponden a dos tercios de la superficie chilena plantable sin fines comerciales en 15 años. La Zona Sur comprende las regiones VIII, IX, X, XI, XII y XIV.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 4.030 GgCO₂eq en 2020, 6.045 GgCO₂eq en 2030 y 6.045 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa consiste en ampliar la superficie forestal, por lo que en el escenario de línea base no hay emisiones ni capturas de GEI. La iniciativa propone incrementar la superficie plantada en 266.600 ha. en 2020, 400.000 ha. en 2030 y 400.000 ha. en 2040. Tanto el porcentaje de ha. plantadas como el porcentaje de ha. por región corresponden a los datos de forestación para el año 2010 publicados por el INFOR⁷⁷. El factor promedio ponderado de captura es de ~0,015 GgCO₂eq/ha.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$6,6/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo se obtuvo a partir de la inversión anualizada necesaria para plantar cada ha. adicional. Los rangos de costos por plantar 1 ha., según la tabla de costos 2012 publicada por la CONAF, son de 457.000 – 807.000 CH\$ para especies nativas y de 640.000 – 937.000 CH\$ para especies exóticas. El valor promedio ponderado asumido para la iniciativa es de 470.000 CH\$, que corresponde a ~US\$940/ha. Asumiendo que cada árbol joven tiene una vida promedio de 30 años, y descontando los pagos a una tasa del 10%, se estima que la inversión anualizada es de ~US\$100/ha. No se han considerado tierras con potencial para otro fin productivo por lo que no se tuvo en cuenta tampoco el valor de la tierra.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que el suelo es apto para la forestación y existe experiencia técnica sobre la zona. La factibilidad social es alta, debido a que la región está acostumbrada a las actividades forestales. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta porque la iniciativa tiene un efecto positivo sobre suelos y una captura de GEI.

Bibliografía:

- IPCC
- Tabla de costos de forestación 2012, CONAF
- Superficie forestada y reforestada 2010, INFOR
- Presentación de Hans Groose "Futuro del sector forestal" 2010, INFOR
- Entrevista con experto forestal

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷⁷ www.infor.cl

Iniciativa: Forestación Zona Centro

Descripción: La iniciativa propone forestar 200.000 ha. de los terrenos de la Zona Centro que no poseen fines comerciales, manteniendo el mix de vegetación local. Estos terrenos corresponden a un tercio de la superficie chilena plantable sin fines comerciales en 15 años. La Zona Centro comprende las regiones IV, V, VI, VII.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.745 GgCO₂eq en 2020, 2.618 GgCO₂eq en 2030 y 2.618 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa consiste en ampliar la superficie forestal, por lo que en el escenario de línea base no hay emisiones ni capturas de GEI. La iniciativa propone incrementar la superficie plantada en 133.300 ha. en 2020, 200.000 ha. en 2030 y 200.000 ha. en 2040. Tanto el porcentaje de ha. plantadas como el porcentaje de ha. por región corresponden a los datos de forestación para el año 2010 publicadas por el INFOR²⁴. El factor promedio ponderado de captura es de ~0,013 GgCO₂eq/ha.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$10,4/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo se obtuvo a partir de la inversión anualizada necesaria para plantar cada ha. adicional. Los rangos de costos por plantar 1 ha., según la tabla de costos 2012 publicada por la CONAF, son de 457.000 – 581.000 CH\$ para especies nativas y de 576.000 – 748.000 CH\$ para especies exóticas. El valor promedio ponderado asumido para la iniciativa es de 581.000 CH\$, que corresponde a ~US\$1.163/ha. Asumiendo que cada árbol joven tiene una vida promedio de 30 años, y descontando los pagos a una tasa del 10%, se estima que la inversión anualizada es de ~US\$137/ha. No se han considerado tierras con potencial para otro fin productivo por lo que no se tuvo en cuenta tampoco el valor de la tierra; tampoco se consideró la Región Metropolitana.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad alta para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que el suelo es apto para la forestación y existe experiencia técnica sobre la zona. La factibilidad social es media, debido a que las propiedades son fragmentadas en la región, y la población no está acostumbrada a las actividades forestales. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta porque la iniciativa tiene un efecto positivo sobre suelos y una captura de GEI.

Bibliografía:

- IPCC
- Tabla de costos de forestación 2012, CONAF
- Superficie forestada y reforestada 2010, INFOR
- Presentación de Hans Groose "Futuro del sector forestal" 2010, INFOR,
- Entrevista con experto

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Forestación Zona Norte

Descripción: La iniciativa propone forestar los terrenos de la Zona Norte que no poseen fines comerciales, manteniendo el mix de vegetación local. Estos terrenos corresponden al 0,1% de la superficie chilena plantable sin fines comerciales en 15 años. La Zona Norte comprende las regiones I, II, III y XV.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 3 GgCO₂eq en 2020, 5 GgCO₂eq en 2030 y 5 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa consiste en ampliar la superficie forestal, por lo que en el escenario de línea base no hay emisiones ni capturas de GEI. La iniciativa propone incrementar la superficie plantada en 305 ha. en 2020, 457 ha. en 2030 y 457 ha. en 2040. Tanto el porcentaje de ha. plantadas como el porcentaje de ha. por región corresponden a los datos de forestación para el año 2010 publicadas por el INFOR²⁴. El factor promedio ponderado de captura es de ~0,01 GgCO₂eq/ha.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$19,8/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo se obtuvo a partir de la inversión anualizada necesaria para plantar cada ha. adicional. El costo promedio por plantar 1 ha., según la tabla de costos 2012 publicada por la CONAF, es de 748.000 CH\$ – 937.000 CH\$ para especies nativas y de 581.000 CH\$ para especies exóticas. El valor promedio asumido para la iniciativa es de 886.000 CH\$ que corresponde a ~US\$1.775/ha. Asumiendo que cada árbol joven tiene una vida promedio de 30 años, y descontando los pagos a una tasa del 10%, se estima que la inversión anualizada es de ~US\$209/ha. No se han considerado tierras con potencial para otro fin productivo por lo que no se tuvo en cuenta tampoco el valor de la tierra.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja, dado que el suelo de la zona es bajo en nutrientes. La factibilidad social es alta, ya que, si bien la población de la región no está acostumbrada a las actividades forestales, sí estaría dispuesta a que se realicen. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta porque la iniciativa tiene un efecto positivo sobre suelos y una captura de GEI.

Bibliografía:

- IPCC
- Tabla de costos de forestación 2012, CONAF
- Superficie forestada y reforestada 2010, INFOR
- Presentación de Hans Groose "Futuro del sector forestal" 2010, INFOR,
- Entrevista con experto

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Raleo y poda de bosque nativo

Descripción: La iniciativa propone realizar actividades de raleo y poda de bosque nativo, para permitir que la forestación crezca más rápidamente. Actualmente existen 7,5 M ha. de bosque nativo con potencial de ser gestionado.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 1.240 GgCO₂eq en 2020, 2.256 GgCO₂eq en 2030 y 3.509 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa plantea la captura de CO₂ del medio ambiente, por lo que las emisiones del escenario de línea base se consideran nulas⁷⁸. Se estima un potencial de ha. manejadas⁷⁹ de ~620.000 ha. en 2020, 1.128.000 ha. en 2030 y 1.754.000 ha. en 2040. El factor promedio de captura es de ~0,02 GgCO₂eq/ha.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$11/tCO₂eq para 2020, y US\$12/tCO₂eq para 2030 y 2040. Se asume que el costo por raleo y poda es de 86.311 CH\$/ ha., según la tabla de costos 2012 de la CONAF. Asumiendo un tipo de cambio de 500 CH\$/US\$, el costo es de US\$173/ha.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad baja para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es media, dado que si bien existe conocimiento técnico para realizar la iniciativa y los suelos son aptos para realizarla, la ejecución puede ser compleja debido a la topografía y fragmentación de los terrenos. La factibilidad social es baja, debido a que la población puede percibir estas prácticas como agresivas frente a los bosques nativos. Finalmente, la factibilidad medioambiental es media, ya que aunque implica una perturbación de los bosques nativos, la iniciativa tiene un efecto positivo sobre suelos y la captura de GEI.

Bibliografía:

- IPCC
- Tabla de costos de forestación 2012, CONAF
- Superficie forestada y reforestada 2010, INFOR
- Presentación de Hans Groose "Futuro del sector forestal" 2010, INFOR,
- Entrevista con experto

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁷⁸ Sin implantar la iniciativa, no hay captura adicional de CO₂.

⁷⁹ Descontando las ha. cosechadas por año.

Iniciativa: Recuperación de suelos degradados

Descripción: La iniciativa propone la recuperación de suelos que sufrieron erosión o fueron afectados por algún otro evento natural. La iniciativa estaría comprendida entre la ampliación de la ley de fomento a la forestación y la recuperación de suelos degradados.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 34 GgCO₂eq en 2020, 2030 y 2040. La iniciativa plantea la captura de CO₂ del medio ambiente, por lo que las emisiones del escenario de línea base se consideran nulas. Se estima un potencial de ha. recuperadas de 103.000 para 2020, 2030 y 2040, en base al estudio "Análisis de opciones futuras de mitigación de GEI para Chile asociadas a programas de fomento en el sector silvoagropecuario". Asimismo, el factor de captura por la recuperación de suelos sería de 0,33 tCO₂eq/ha.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$61/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. Estos costos se obtienen en base al estudio citado anteriormente, que estima un costo de abatimiento de 30.500 CH\$/tCO₂eq. El tipo de cambio se asume en 500 CH\$/US\$.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja, dado que se requiere un alto grado de cuidados y seguimiento para lograr la recuperación de los suelos. La factibilidad social es alta, debido a que la recuperación de suelos tiene externalidades positivas, como son la reducción de deslizamientos. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, porque la iniciativa tiene un efecto positivo sobre suelos y una captura de GEI.

Bibliografía:

- Análisis GEI sector Silvoagropecuario 2010, UCC de la U. Católica

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Sección 4: Iniciativas de optimización del consumo

Iniciativa: Minimizar el tránsito terrestre con km de metro

Descripción: La iniciativa propone fomentar la utilización del transporte público y así reducir el transporte terrestre por medio de vehículos particulares, reduciendo las emisiones en esta categoría. La presente iniciativa no fue incorporada a la curva de abatimiento, dado que los costos estimados resultaron mayores a US\$300/tCO₂eq. Estos altos costos se deben principalmente a las altas inversiones necesarias para extender las líneas de metro y la baja reducción en el transporte terrestre que la iniciativa podría impulsar.

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

Iniciativa: Aislación térmica de viviendas

Descripción: La iniciativa propone la construcción de nuevas viviendas con medidas de mejora en la aislación térmica, para reducir el consumo de combustible para calefacción. Se mejoraría la aislación de muros, pisos, cielos y ventanas.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 113 GgCO₂eq en 2020, 227 GgCO₂eq en 2030 y 289 GgCO₂eq en 2040. A partir de las proyecciones de emisiones presentadas en la sección 4, se estimaron las emisiones por combustión residencial, donde el 57% de éstas corresponde al consumo de combustibles para calefacción. Las emisiones residenciales totales del escenario de línea base ascienden a 6.416 GgCO₂eq en 2020, 7.154 GgCO₂eq en 2030 y 7.540 GgCO₂eq en 2040. La iniciativa propone que las nuevas viviendas sean construidas con estándares mayores de aislación térmica, para reducir los consumos de combustibles para calefacción en un ~50%. A partir del crecimiento de la población se proyectó el crecimiento del total de viviendas. Se estima que en 2020 habrá un 6% de hogares nuevos, en 2030 un 11% y en 2040 un 13%. Estos hogares consumirán, por ende, 50% menos de combustibles para calefacción. Las emisiones del escenario con la iniciativa resultan entonces de 6.303 GgCO₂eq en 2020, 6.927 GgCO₂eq en 2030 y 7.251 GgCO₂eq en 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$-224/tCO₂eq para 2020, US\$-212/tCO₂eq para 2030 y US\$-207/tCO₂eq para 2040. El costo posee dos componentes. Por un lado, el ahorro por el menor consumo de combustibles, estimados en ~US\$400 por año por hogar, según el estudio de **POCH**, y por otro, la inversión anualizada adicional que debe realizarse por hogar para aumentar la aislación. Siguiendo nuevamente el estudio de **POCH**, se construyó un hogar con características promedio y se calculó la inversión requerida por la iniciativa. Una casa promedio tiene 67m² de superficie construida, 13m² de ventanas y 67m de muros. Las inversiones promedio para aislación son: pisos US\$470/m², cielos US\$100/m², muros US\$1.070 /m, ventanas US\$720 /m²⁸⁰, por lo que la inversión por hogar es de US\$2.300. El costo anualizado, descontado a una tasa del 10% anual sería de US\$320.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020, 2030 y 2040. La factibilidad técnica es alta, dado que es una tecnología conocida y madura. La factibilidad social resulta ser baja, dado que la medida encarece los costos de construcción y se requeriría una ley para implantarla en todas las viviendas nuevas. Finalmente, la factibilidad medioambiental es alta, dado que la iniciativa sólo trae beneficios medioambientales por menor consumo de combustibles.

Bibliografía:

- Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía. Informe final. Para Comisión Nacional del Medio Ambiente. POCH Ambiental y Centro de Cambio Global UC. Agosto 2010
- Estimación del potencial de ahorro de energía, mediante mejoramientos eficiencia energética de los distintos sectores. PRIEN, 2008
- Estudio de mercado de eficiencia energética en Chile. Gobierno de Chile, 2010
- Reacondicionamiento térmico de viviendas en uso. Gobierno de Chile, Enero 2010

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁸⁰ Los valores presentados en el estudio de **POCH** se incrementaron en un ~25%, por considerar que habrá hogares que requerirán un costo mayor de aislamiento, debido a su ubicación geográfica.

Iniciativa: Reemplazo o mejora de fertilizantes

Descripción: La iniciativa propone la utilización de inhibidores de nitrógeno y urasea o fertilizantes de entrega lenta y estabilizada, que permiten utilizar menos volumen de nitrógeno para obtener la misma productividad. Con esto, se reduce el nitrógeno emitido como óxido nitroso en las plantaciones.

Potencial de abatimiento: La iniciativa cuenta con un potencial de abatimiento de 633 GgCO₂eq en 2020, 2030 y 2040. El consumo de fertilizantes en Chile en el escenario base se estima que se mantendrá estable, en 412.511 TN N de fertilizantes. El factor de emisión es de ~0,01 GgCO₂eq/TN de óxido nitroso. Por ende, las emisiones resultan ser de 4.220 GgCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. La iniciativa asume que un 75% de los fertilizantes consumidos actualmente podrían ser reemplazados por los fertilizantes que propone la iniciativa. Al ser más eficientes, se puede reducir el consumo de fertilizantes en un 20%⁸¹. Las emisiones del escenario con la iniciativa son de 3.587 GgCO₂eq en 2020, 2030 y 2040.

Costo de abatimiento: El costo de abatimiento es de US\$25/tCO₂eq para 2020, 2030 y 2040. El costo de abatimiento se compone de los ahorros en fertilizante común (por consumir 20% menos) y los costos adicionales de los fertilizantes mejorados. El costo estimado del fertilizante común es de ~US\$252 /TN y el costo del fertilizante mejorado de 2,5 veces más. Cabe destacar que actualmente los fertilizantes mejorados tienen un costo 5 veces mayor al de los fertilizantes comunes, pero se estima que se alcanzarán aprendizajes hasta 2020 que preverán reducir esta brecha.

Factibilidad: La medida posee una factibilidad media para 2020 y alta para 2030 y 2040. La factibilidad técnica es baja para 2020, dado que se necesita un mayor desarrollo en la producción de los fertilizantes mejorados y una reducción de sus costos. Se estima que la factibilidad técnica será mayor conforme pasen los años, por lo que se asume una factibilidad técnica media en 2030 y alta en 2040. La factibilidad social es alta, dado que la iniciativa podría ser adoptada por los agricultores, en caso de que los sobrecostos sean cubiertos por el gobierno. La factibilidad medioambiental es alta, ya que la iniciativa reduce las emisiones de GEI por menor consumo de fertilizantes.

Bibliografía:

- International Fertilizer Association (IFA)
- Food and Agriculture Organization (FAO) Naciones Unidas
- Slow controlled release fertilizers, an option for enhancing nutrient efficiency in agriculture - M. Trenkel 2010

Para mayor información véase la viñeta correspondiente en el modelo de iniciativas elaborado por BCG.

⁸¹ No se considera la disminución en la volatilidad del nitrógeno, porque estudios al respecto aún no han resultado concluyentes.

7.2.8 Anexo 8: Potenciales energéticos considerados

Tipo de Energía	Disponible 2012 (MW)	Incorporado en BAU (MW)	Incorporado en Iniciativas (MW)	Total Considerado (MW)
Hidráulica Pasada Media	2.284	3.272	200	5.756
Minhidro	0	479	612	1.091
Hidráulica Embalse	3.749	941	4.590	9.280
Biomasa	394	40	3.010	3.444
BioGas	12	0	350	362
Geotermia	0	1.440	60	1.500
Eólica	296	2.700	615	3.611
Solar FV	0	0	1.500	1.500
Solar Térmica	0	0	1.000	1.000
Mareomotriz	0	0	100	100

7.2.9 Anexo 9: Modelos elaborados

Este trabajo se acompaña de modelos elaborados por BCG para el estudio de emisiones de GEI en Chile. Se realizan tres modelos diferentes, uno para cada parte del trabajo: inventario de emisiones, proyección de emisiones y evaluación de iniciativas.

A continuación se presentan las consideraciones más relevantes de cada modelo en particular. El modelo de inventario incluye un índice, resumen de los factores de conversión para modelar el efecto de GEI como CO₂ y el detalle de los valores de emisiones asignados a cada sector y sus respectivas actividades para todos los gases considerados.

En el caso de las proyecciones de GEI, los modelos detallan las proyecciones de PIB y población para cada línea de tendencia. A continuación se muestran los valores obtenidos para cada sector industrial.

Por último, el modelo de iniciativas resume las iniciativas consideradas, los factores de emisión y el costo y potencial de abatimiento de las mismas. Para mayor información véase los modelos correspondientes.

Figura 1: información incluida en el modelo de inventario de emisiones

SHEET

[General Parameters](#)
[Overall summary](#)
[Disaggregated summary](#)
[CO2eq Summary ENERGY \(E\)](#)
[CO2eq Summary INDUSTRIAL PROCESSES & SOLVENTS \(IND. PROC.\)](#)
[CO2eq Summary AGRICULTURE, FORESTRY, LAND USE & WASTE \(AF&W\)](#)
[Summary ENERGY](#)
[Summary INDUSTRIAL PROCESSES & SOLVENTS](#)
[Summary AGRICULTURE, FORESTRY, LAND USE & WASTE](#)
INPUT - ENERGY
[Emission and Conversion Factors - ENERGY](#)
[Emissions CO2 - ENERGY](#)
[Emissions CH4 - ENERGY](#)
[Emissions N2O - ENERGY](#)
[Emissions NOx - ENERGY](#)
[Emissions CO - ENERGY](#)
[Emissions NMVOC - ENERGY](#)
[Emissions SO2 - ENERGY](#)
INPUT - IND. PROC.
[Emission and Conversion Factors - IND. PROC.](#)
[Emissions CO2 - IND. PROC.](#)
[Emissions CH4 - IND. PROC.](#)
[Emissions N2O - IND. PROC.](#)
[Emissions NOx - IND. PROC.](#)
[Emissions CO - IND. PROC.](#)
[Emissions NMVOC - IND. PROC.](#)
[Emissions SO2 - IND. PROC.](#)
[Emissions HFC - IND. PROC.](#)
[Emissions PFC - IND. PROC.](#)
[Emissions SF6 - IND. PROC.](#)
INPUT - AF&W
[Emission and Conversion Factors - AF&W](#)
[Emissions CO2 - AF&W](#)
[Emissions CH4 - AF&W](#)
[Emissions N2O - AF&W](#)
[Emissions NOx - AF&W](#)
[Emissions CO - AF&W](#)
[Emissions NMVOC - AF&W](#)
[Emissions SO2 - AF&W](#)

DETAIL

General Parameters of the model
 1990 - 2010 TOTAL CO2eq EMISSIONS - 4 MAJOR CATEGORIES & GASES
 1990 - 2010 TOTAL EMISSIONS BY GAS IN CO2eq FOR MAIN SUBCATEGORIES
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg CO2eq
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg CO2eq
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg CO2eq
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF EACH GAS
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF EACH GAS
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF EACH GAS
 1990 - 2010 ACTIVITY DATA
Factors to calculate Emissions from Input Data
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO2 - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CH4 - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF N2O - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NOx - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NMVOC - ENERGY
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF SO2 - ENERGY
 1990 - 2010 ACTIVITY DATA
Factors to calculate Emissions from Input Data
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO2 - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CH4 - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF N2O - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NOx - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NMVOC - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF SO2 - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF HFC - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF PFC - IND. PROC.
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF SF6 - IND. PROC.
 1990 - 2010 ACTIVITY DATA
Factors to calculate Emissions from Input Data
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO2 - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CH4 - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF N2O - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NOx - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF CO - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF NMVOC - AF&W
 1990 - 2010 EMISSIONS IN Gg OF SO2 - AF&W

Figura 2: resumen de inventario

Greenhouse gas source and sink categories	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	CO2 equivalent (Gg)											CO2 equivalent (Gg)									
1. Energy	31.528	32.001	34.097	36.457	37.436	40.478	47.966	52.433	52.772	55.549	52.704	50.432	51.215	52.527	57.267	58.196	59.249	68.782	69.399	67.334	67.985
2. Industrial Processes	2.515	2.720	3.363	3.706	3.710	3.894	4.314	4.439	4.548	4.345	4.841	4.770	4.873	5.256	5.810	5.905	6.126	6.084	6.038	5.204	4.802
3.1. Agriculture	11.890	11.926	12.267	12.713	12.973	13.256	13.165	13.360	13.493	13.787	13.738	13.522	13.627	13.255	14.106	13.421	13.636	14.143	14.883	14.497	15.443
3.2. Land Use, Land-Use Change and Forestry	- 29.172	-26.726	-26.337	-26.292	-25.645	-26.544	-23.174	-22.994	-25.212	-30.209	-29.491	-28.863	-27.428	-28.202	-26.299	-23.495	-21.693	-19.575	-19.284	-22.906	-26.447
4. Waste	938	970	1.003	1.043	1.082	1.122	1.519	1.575	1.690	1.747	1.818	1.862	1.982	2.041	2.090	2.159	2.239	2.364	2.415	2.455	2.494
5. Other	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	17.699	20.892	24.394	27.628	29.557	32.206	43.790	48.813	47.291	45.219	43.611	41.723	44.269	44.876	52.974	56.187	59.557	71.798	73.452	66.583	64.278

Greenhouse gas emissions	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	CO2 equivalent (Gg)											CO2 equivalent (Gg)									
CO2	980	3.601	6.643	9.354	10.871	13.067	23.350	27.172	25.632	23.943	22.006	19.943	21.964	23.411	30.610	33.984	37.075	48.718	49.556	42.733	39.252
CH4	9.460	10.015	10.228	10.430	10.704	10.893	12.194	13.306	13.307	12.668	12.990	13.303	13.684	13.168	13.198	13.640	13.595	13.593	13.661	14.018	14.441
N2O	7.259	7.276	7.523	7.844	7.982	8.246	8.246	8.288	8.304	8.585	8.591	8.453	8.591	8.244	9.066	8.487	8.765	9.350	10.083	9.665	10.400
HFCs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	4	4	4	3	4	4	4	4
PFCs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SF6	-	-	-	-	-	-	-	48	48	24	24	24	24	48	96	72	120	132	146	162	180
Total	17.699	20.892	24.394	27.628	29.557	32.206	43.790	48.813	47.291	45.219	43.611	41.723	44.269	44.876	52.974	56.187	59.557	71.798	73.452	66.583	64.278

Figura 3: resumen de proyección BAU 2007

Datos reales

Emisiones (GgCO2eq)		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
National emissions	Total	17.690	20.884	24.386	27.620	29.543	32.192	43.774	48.749	47.225	45.177	43.568	41.677	44.212	44.799	52.847	56.081	59.404	69.477	73.832	77.297	83.444
	Energía	31.526	32.000	34.096	36.456	37.435	40.477	47.964	52.431	52.771	55.548	52.704	50.431	51.214	52.526	57.268	58.195	59.248	68.853	72.845	76.029	81.750
	Procesos Industriales	2.515	2.720	3.363	3.706	3.710	3.893	4.313	4.390	4.500	4.321	4.817	4.745	4.840	5.203	5.709	5.828	6.003	5.664	5.858	6.018	6.204
	AFOLU	-17.289	-14.806	-14.076	-13.585	-12.683	-13.300	-10.022	-9.648	-11.736	-16.438	-15.771	-15.361	-13.825	-14.970	-12.220	-10.101	-8.086	-7.515	-7.455	-7.443	-7.317
	Residuos	938	970	1.003	1.043	1.082	1.122	1.519	1.575	1.690	1.747	1.818	1.862	1.982	2.041	2.090	2.159	2.239	2.476	2.583	2.694	2.807
Sector breakdown	Total	17.690	20.884	24.386	27.620	29.543	32.192	43.774	48.749	47.225	45.177	43.568	41.677	44.212	44.799	52.847	56.081	59.404	69.477	73.832	77.297	83.444
	Electricidad	5.424	5.644	5.627	6.449	6.326	7.274	10.647	12.562	14.708	17.462	13.558	11.357	11.816	13.463	16.303	16.462	16.687	23.623	25.873	27.468	31.372
	Transportes	8.904	9.481	10.238	11.151	12.329	13.524	14.797	15.432	16.122	16.352	16.951	15.669	16.185	16.246	16.952	18.274	18.144	19.401	20.251	21.129	22.037
	Minería	2.154	2.851	3.050	3.115	3.168	3.238	4.052	4.964	4.637	4.746	5.229	5.119	5.329	5.092	5.452	5.693	6.119	6.635	7.045	7.246	7.672
	Acero, cemento y construcción	7.977	7.841	9.107	10.212	9.779	10.969	12.613	13.655	12.112	11.305	11.177	12.114	10.873	11.782	11.788	11.528	12.523	12.396	12.914	13.427	13.932
	Petróleo y gas	2.833	2.959	2.995	2.693	2.759	2.656	2.811	2.526	3.027	2.969	2.961	3.433	4.146	3.890	4.374	4.383	4.195	3.520	3.520	3.520	3.520
	Comb. CPR	3.302	3.454	3.553	3.805	3.950	4.001	4.110	4.220	3.613	3.933	4.096	4.142	3.999	3.771	4.140	3.933	4.004	5.221	5.344	5.468	5.592
	Agricultura	11.884	11.920	12.260	12.707	12.962	13.244	13.151	13.345	13.476	13.770	13.720	13.502	13.603	13.232	14.079	13.393	13.607	13.539	13.551	13.504	13.629
	Forestal	-28.721	-26.255	-25.806	-25.846	-25.141	-26.055	-22.661	-22.502	-24.667	-29.857	-28.913	-28.342	-26.741	-27.545	-25.658	-22.884	-20.892	-20.229	-20.145	-20.054	-20.013
	Desechos	938	970	1.003	1.043	1.082	1.122	1.519	1.575	1.690	1.747	1.818	1.862	1.982	2.041	2.090	2.159	2.239	2.476	2.583	2.694	2.807
	Otros	2.995	2.020	2.357	2.292	2.330	2.219	2.734	2.972	2.508	2.750	2.972	2.822	3.020	2.828	3.327	3.141	2.777	2.896	2.896	2.896	2.896

Datos estimados

		Emisiones (GgCO ₂ eq)																													
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
National emissions	Total	89.575	94.165	98.216	102.423	106.741	111.528	114.332	117.935	121.523	125.092	128.312	131.485	134.620	137.726	140.812	144.536	148.238	151.928	155.618	159.540	163.319	167.187	171.070	174.830	178.422	181.811	185.166	188.527	191.894	195.077
	Total	87.417	91.620	95.323	99.171	103.138	107.587	110.062	113.347	116.627	119.902	122.846	125.755	128.637	131.500	134.350	137.851	141.334	144.809	148.284	151.992	155.565	159.224	162.898	166.446	169.824	173.085	176.340	179.601	182.871	185.957
	Energía	6.406	6.603	6.760	6.921	7.070	7.207	7.331	7.441	7.537	7.618	7.683	7.733	7.770	7.794	7.808	7.813	7.810	7.801	7.786	7.768	7.746	7.722	7.696	7.668	7.639	7.609	7.578	7.548	7.517	7.488
	Procesos Industriales	-7.198	-7.127	-7.053	-6.977	-6.899	-6.819	-6.736	-6.651	-6.564	-6.474	-6.382	-6.288	-6.191	-6.091	-5.988	-5.882	-5.773	-5.662	-5.547	-5.428	-5.306	-5.181	-5.052	-4.920	-4.783	-4.724	-4.691	-4.659	-4.627	-4.597
	AFOLU	2.951	3.068	3.186	3.308	3.432	3.553	3.676	3.799	3.923	4.047	4.166	4.285	4.404	4.523	4.642	4.755	4.868	4.981	5.094	5.208	5.315	5.422	5.529	5.636	5.742	5.841	5.939	6.037	6.133	6.229
Sector breakdown	Total	89.575	94.165	98.216	102.423	106.741	111.528	114.332	117.935	121.523	125.092	128.312	131.485	134.620	137.726	140.812	144.536	148.238	151.928	155.618	159.540	163.319	167.187	171.070	174.830	178.422	181.811	185.166	188.527	191.894	195.077
	Electricidad	35.031	37.209	39.027	40.911	42.887	45.323	45.760	46.981	48.176	49.345	50.471	51.569	52.640	53.689	54.716	56.390	58.027	59.631	61.207	62.984	64.599	66.261	67.897	69.365	70.618	71.767	72.878	73.952	74.987	75.791
	Transportes	22.984	23.951	24.936	25.963	27.015	28.093	29.196	30.324	31.475	32.649	33.845	35.063	36.304	37.568	38.858	40.175	41.519	42.894	44.299	45.737	47.209	48.714	50.254	51.829	53.439	55.083	56.762	58.475	60.222	62.004
	Minería	8.201	8.819	9.295	9.800	10.333	10.897	11.493	12.124	12.792	13.498	13.944	14.404	14.879	15.370	15.877	16.401	16.942	17.502	18.079	18.676	19.292	19.929	20.586	21.266	21.967	22.692	23.441	24.215	25.014	25.839
	Acero, cemento y construcción	14.457	14.940	15.367	15.807	16.207	16.566	16.881	17.149	17.365	17.526	17.631	17.680	17.678	17.628	17.535	17.404	17.240	17.045	16.825	16.582	16.318	16.036	15.737	15.423	15.094	14.750	14.394	14.026	13.648	13.260
	Petróleo y gas	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520
	Comb. CPR	5.770	5.891	6.009	6.130	6.249	6.360	6.470	6.577	6.683	6.786	6.878	6.969	7.056	7.141	7.224	7.296	7.366	7.434	7.501	7.566	7.619	7.671	7.721	7.770	7.817	7.852	7.885	7.917	7.946	7.974
	Agricultura	13.632	13.634	13.637	13.639	13.642	13.644	13.647	13.650	13.652	13.655	13.657	13.660	13.662	13.665	13.667	13.670	13.672	13.675	13.677	13.680	13.682	13.685	13.687	13.690	13.692	13.695	13.697	13.700	13.702	13.705
	Forestal	-19.865	-19.763	-19.658	-19.549	-19.438	-19.323	-19.205	-19.083	-18.957	-18.828	-18.695	-18.558	-18.418	-18.273	-18.123	-17.970	-17.811	-17.648	-17.480	-17.307	-17.129	-16.946	-16.757	-16.562	-16.362	-16.284	-16.246	-16.209	-16.174	-16.139
	Desechos	2.951	3.068	3.186	3.308	3.432	3.553	3.676	3.799	3.923	4.047	4.166	4.285	4.404	4.523	4.642	4.755	4.868	4.981	5.094	5.208	5.315	5.422	5.529	5.636	5.742	5.841	5.939	6.037	6.133	6.229
	Otros	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896	2.896

Figura 4: resumen de proyección línea base 2012

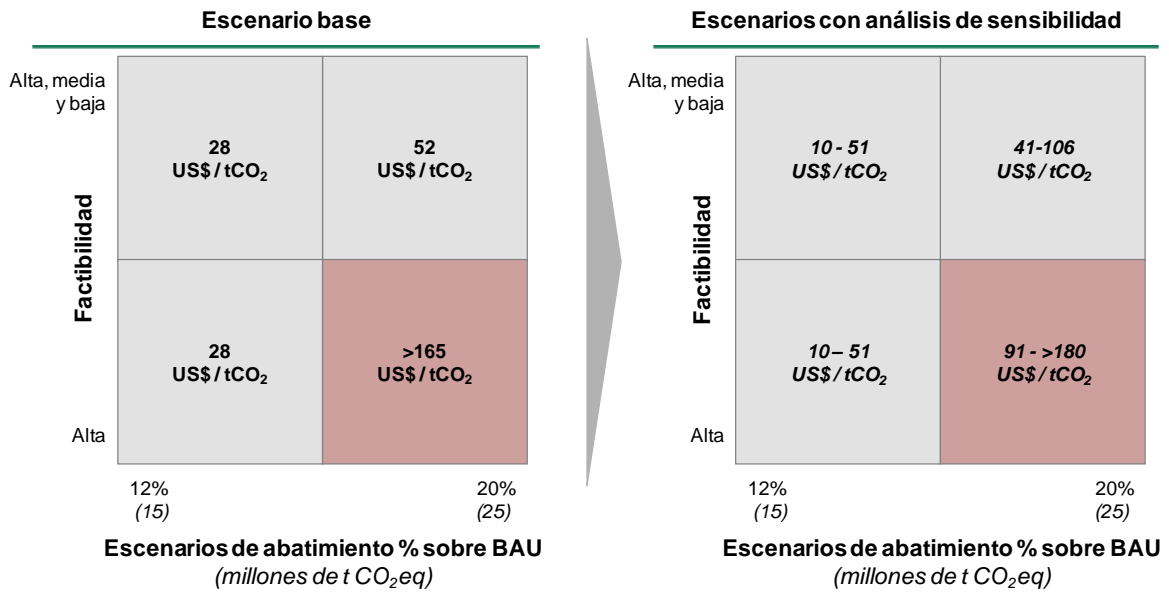
Datos reales

Emisiones (GgCO2eq)		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
National emissions	Total	17.690	20.884	24.386	27.620	29.543	32.192	43.774	48.749	47.225	45.177	43.568	41.677	44.212	44.799	52.847	56.081	59.404	71.628	73.266	66.410	64.092
	Energía	31.526	32.000	34.096	36.456	37.435	40.477	47.964	52.431	52.771	55.548	52.704	50.431	51.214	52.526	57.268	58.195	59.248	68.781	69.399	67.333	67.985
	Procesos Industriales	2.515	2.720	3.363	3.706	3.710	3.893	4.313	4.390	4.500	4.321	4.817	4.745	4.840	5.203	5.709	5.828	6.003	5.946	5.885	5.036	4.617
	AFOLU	-17.289	-14.806	-14.076	-13.585	-12.683	-13.300	-10.022	-9.648	-11.736	-16.438	-15.771	-15.361	-13.825	-14.970	-12.220	-10.101	-8.086	-5.462	-4.432	-8.414	-11.004
	Residuos	938	970	1.003	1.043	1.082	1.122	1.519	1.575	1.690	1.747	1.818	1.862	1.982	2.041	2.090	2.159	2.239	2.364	2.415	2.455	2.494
Sector breakdown	Total	17.690	20.884	24.386	27.620	29.543	32.192	43.774	48.796	47.273	45.201	43.591	41.701	44.243	44.852	52.948	56.158	59.527	71.765	73.417	66.577	64.277
	Electricidad	5.424	5.644	5.627	6.449	6.326	7.274	10.647	12.562	14.708	17.462	13.558	11.357	11.816	13.463	16.303	16.462	16.687	24.108	24.706	23.074	24.378
	Transportes	8.904	9.481	10.238	11.151	12.329	13.524	14.797	15.432	16.122	16.352	16.951	15.669	16.185	16.246	16.952	18.274	18.144	19.569	20.278	20.504	20.565
	Minería	2.154	2.851	3.050	3.115	3.168	3.238	4.052	4.964	4.637	4.746	5.229	5.119	5.329	5.092	5.452	5.693	6.119	6.198	6.323	6.772	7.374
	Acero, cemento y construcción	7.977	7.841	9.107	10.212	9.779	10.969	12.613	13.655	12.112	11.305	11.177	12.114	10.873	11.782	11.788	11.528	12.523	13.512	13.189	10.815	8.808
	Petróleo y gas	2.833	2.959	2.995	2.693	2.759	2.656	2.811	2.526	3.027	2.969	2.961	3.433	4.146	3.890	4.374	4.383	4.195	3.602	3.171	3.534	2.707
	Comb. CPR	3.302	3.454	3.553	3.805	3.950	4.001	4.110	4.220	3.613	3.933	4.096	4.142	3.999	3.771	4.140	3.933	4.004	4.393	4.489	4.629	5.184
	Agricultura	11.884	11.920	12.260	12.707	12.962	13.244	13.151	13.345	13.476	13.770	13.720	13.502	13.603	13.232	14.079	13.393	13.607	14.113	14.851	14.492	15.443
	Forestal	-28.721	-26.255	-25.806	-25.846	-25.141	-26.055	-22.661	-22.502	-24.667	-29.857	-28.913	-28.342	-26.741	-27.545	-25.658	-22.884	-20.892	-18.616	-18.515	-21.968	-25.450
	Desechos	938	970	1.003	1.043	1.082	1.122	1.519	1.575	1.690	1.747	1.818	1.862	1.982	2.041	2.090	2.159	2.239	2.364	2.415	2.455	2.494
	Otros	2.995	2.020	2.357	2.292	2.330	2.219	2.734	3.020	2.555	2.774	2.996	2.846	3.051	2.880	3.427	3.217	2.900	2.523	2.510	2.269	2.773

Datos estimados

		Emisiones (GgCO ₂ eq)																													
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
National emissions	Total	71.536	71.800	81.260	84.024	87.733	92.838	99.337	103.110	108.883	114.549	118.658	123.165	126.962	130.758	134.564	138.341	142.093	145.893	149.752	153.678	157.233	160.418	163.628	166.864	170.127	173.363	176.553	179.664	182.797	185.954
	Total	75.785	75.783	84.625	86.917	90.119	94.726	100.659	103.893	109.058	114.165	117.689	121.592	124.760	127.899	131.019	134.079	137.076	140.079	143.094	146.127	149.132	152.153	155.198	158.268	161.365	164.439	167.508	170.559	173.634	176.735
	Energía	5.977	5.953	6.235	6.369	6.511	6.620	6.768	6.861	6.991	7.040	7.086	7.116	7.133	7.137	7.129	7.113	7.088	7.056	7.018	6.976	6.929	6.880	6.827	6.772	6.714	6.655	6.594	6.533	6.470	6.407
	Procesos Industriales	-12.829	-12.643	-12.435	-12.204	-11.949	-11.668	-11.360	-11.023	-10.655	-10.256	-9.823	-9.354	-8.848	-8.302	-7.713	-7.080	-6.401	-5.672	-4.892	-4.056	-3.556	-3.437	-3.315	-3.189	-3.060	-2.927	-2.833	-2.797	-2.762	-2.728
	AFOLU	2.603	2.707	2.834	2.943	3.052	3.160	3.269	3.379	3.489	3.599	3.706	3.812	3.917	4.023	4.129	4.229	4.330	4.430	4.531	4.632	4.727	4.822	4.918	5.013	5.108	5.196	5.283	5.370	5.455	5.540
Sector breakdown	Total	71.536	71.800	81.260	84.024	87.733	92.838	99.337	103.110	108.883	114.549	118.658	123.165	126.962	130.758	134.564	138.341	142.093	145.893	149.752	153.678	157.233	160.418	163.628	166.864	170.127	173.363	176.553	179.664	182.797	185.954
	Electricidad	26.122	24.925	31.478	32.029	33.201	36.011	39.420	40.646	43.025	46.232	47.993	50.131	51.528	52.887	54.211	55.467	56.637	57.784	58.912	60.023	61.085	62.129	63.156	64.165	65.157	66.093	67.008	67.903	68.776	69.628
	Transportes	21.489	22.380	23.432	24.383	25.356	26.353	27.372	28.413	29.475	30.557	31.658	32.779	33.919	35.079	36.262	37.469	38.699	39.956	41.240	42.551	43.892	45.262	46.662	48.092	49.551	51.040	52.558	54.104	55.679	57.282
	Minería	7.315	8.223	8.810	9.199	9.897	10.347	11.578	12.257	13.774	14.351	14.824	15.313	15.819	16.341	16.880	17.437	18.012	18.607	19.221	19.855	20.510	21.187	21.886	22.608	23.355	24.125	24.921	25.744	26.593	27.471
	Acero, cemento y construcción	13.528	12.739	13.478	13.848	14.184	14.485	14.748	14.971	15.149	15.281	15.365	15.403	15.396	15.349	15.267	15.152	15.008	14.840	14.649	14.439	14.213	13.971	13.714	13.444	13.162	12.868	12.563	12.248	11.924	11.593
	Petróleo y gas	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672	3.672
	Comb. CPR	5.841	5.964	6.115	6.237	6.358	6.472	6.583	6.692	6.800	6.905	6.999	7.091	7.180	7.267	7.351	7.424	7.495	7.565	7.632	7.699	7.753	7.806	7.857	7.906	7.954	7.990	8.024	8.056	8.086	8.114
	Agricultura	15.444	15.445	15.447	15.448	15.449	15.451	15.452	15.453	15.454	15.456	15.457	15.458	15.459	15.461	15.462	15.463	15.464	15.466	15.467	15.468	15.470	15.471	15.472	15.473	15.475	15.476	15.477	15.478	15.480	15.481
	Forestal	-27.236	-27.012	-26.764	-26.492	-26.194	-25.869	-25.515	-25.130	-24.712	-24.261	-23.774	-23.249	-22.685	-22.078	-21.427	-20.729	-19.982	-19.183	-18.329	-17.418	-16.845	-16.658	-16.466	-16.267	-16.063	-15.853	-15.711	-15.668	-15.626	-15.585
	Desechos	2.603	2.707	2.834	2.943	3.052	3.160	3.269	3.379	3.489	3.599	3.706	3.812	3.917	4.023	4.129	4.229	4.330	4.430	4.531	4.632	4.727	4.822	4.918	5.013	5.108	5.196	5.283	5.370	5.455	5.540
	Otros	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757

7.2.10 Sensibilidad de costos para el año 2020



Costo de abatimiento para compromiso a 2020 es altamente sensible a factibilidad

7.3 Referencias y bibliografía

Agurto, Renato et al 2013 (UAH – Synex) – *"Impacto macroeconómico del retraso en las inversiones de generación eléctrica en Chile"*, informe elaborado en conjunto por SYNEX Consultores y la Universidad Alberto Hurtado, Chile

Australian Academy of Technological Sciences and Engineering (ATSE) 2011 – *"Levelised Cost of Electricity for a Range of New Power Generating Technologies"*

Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2011 – *"Chile Levelised Cost of Energy"*, disponible en http://docs.nrdc.org/energy/ene_11052401.asp

Boeing Company 2011 – *"Current market Outlook 2012-2031"* disponible en <http://www.boeing.com/commercial/cmo>

Bond, TC et al 2013 - *"Bounding the role of black carbon in the climate system: A scientific assessment"*, Estudio preparado por la American Geophysical Union

Campos Rubillo, Bruno 2011 – *"Análisis Estocástico del Costo de una Cartera Eficiente de Medidas de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Cumplimiento de Objetivos de Reducción en Chile"*

Centro de Cambio Global, Universidad Católica de Chile 2011 – *"Análisis de opciones futuras de mitigación de GEI para Chile asociadas a programas de fomento en el sector silvoagropecuario"*

Clark, Harry et al 2001 – *"Potential management practices and technologies to reduce nitrous oxide, methane and carbon dioxide emissions from New Zealand agriculture"*

Comisión Chilena del Cobre (COHCILCO), Ministerio de Minería de Chile 2006 - *"Inversión en la Minería Chilena del Cobre y del Oro Proyección del periodo 2006 – 2010"*

Comisión Chilena del Cobre (COHCILCO), Ministerio de Minería de Chile 2009 - *"Estudio prospectivo de emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre en Chile"*

Comisión Chilena del Cobre (COHCILCO), Ministerio de Minería de Chile 2012 - *"Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en la minería del cobre, 2001-2011"*

Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile – *Anuario Estadístico e Información de generación y tarificación de energía*, disponible en http://antiguo.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/Balances_Energ.html#

Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile 2008 – *"Aprendamos a ahorrar. Guía práctica de la buena energía"*

Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile 2012 – *"Análisis técnico y económico de una interconexión SING-SIC"* Informe elaborado por SYNEX con el apoyo de Mercados Energéticos Consultores S.A.

Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile Abril 2012 – *"Fijación de precios de nudo abril 2012 – Sistema Interconectado Central"*

Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile Abril 2012 – *"Fijación de precios de nudo abril 2012 – Sistema Interconectado del Norte Grande"*

Comisión Nacional de medioambiente 2008 – *"Diseño de un modelo de proyección de demanda energética global nacional a largo plazo"*. Informe elaborado por el Programa de Gestión y Economía Ambiental de la Universidad Católica de Chile (PROGEA)

Comisión Nacional de medioambiente 2010 – *"Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía"*. Informe elaborado por el Centro de Cambio Global de la Universidad Católica de Chile y POCH Ambiental

CONICYT, Ministerio de Educación de Chile 2009 – *"Investigación en Transporte en Chile: Áreas de investigación y capacidades Informe de estado del arte"*

Galetovic, Alexander et al 2012 – *"Are Renewable Quotas Effective to Reduce CO₂ Emissions?"*

García, Carlos J 2012 - *"Impacto del Costo de la Energía Eléctrica en la Economía Chilena: Una Perspectiva Macroeconómica"*

Gobierno de Chile 2010 – *"Estudio de mercado de eficiencia energética en Chile"* Informe elaborado por AETS y Econoler

Gobierno de Chile 2010 – *"Manual de etiquetado energético. Guía para las empresas"*

Department for Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), UK 2011- *"Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting: Methodology Paper for Emission Factors Department for Environment, Food and Rural Affairs"*

Instituto Forestal, Ministerio de Agricultura de Chile 2010 – *"Futuro del sector forestal: breve reseña histórica y potencial a desarrollar"*

Instituto Nacional de Estadísticas de Chile 2011 – *"Parque de vehículos en circulación"*, anuario disponible en http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/estadisticas_economicas/transporte_y_comunicaciones/parquevehiculos.php

Instituto Nacional de Estadísticas de Chile - *Sistema de Demografía y Estadísticas Vitales*, disponible en <http://palma.ine.cl/demografia/menu/genera/Indice.aspx>

IPCC 2006 – *"Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories"*

Johansson, Asa et al 2012 - *"Looking to 2060: Long-term global growth prospects"*, OECD Economic Policy Papers N° 03

Ministerio de Hacienda de Chile – *"Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros"*, informe elaborado por el Centro de Cambio Global de la Universidad Católica de Chile

Ministerio Nacional de Energía de Chile 2011 – *Balance Energético* disponible en http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Balances_Energ.html

National Petroleum News Octubre 2011 – *"2011Market facts: A year in review"*

OCDE 2008 – *"Environmental Data Compendium 2006-2008 – Waste"*

Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile 2008 – *"Non-conventional renewable energies and energy efficiency potencial contribution to the Chilean electric matrix 2008-2025"*

Subsecretaría de Transporte, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones de Chile 2011 - *"Análisis de costos y competitividad de modos de transporte terrestre de carga interurbana"*. Informe preparado por Steer Davies Gleave

Subsecretaría de Transporte, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones de Chile 2011 - *"Análisis transporte ferroviario de carga"*. Informe preparado por Libra Ingenieros Consultores

The Boston Consulting Group 2009 – *"The Comeback of the Electric Car? How Real, How Soon and What Must Happen Next"*. Published on January 2009 in BCG Perspectives.

US Energy Information Administration 2012 – *"Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook"*