

**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**

AGOSTO DE 2010

ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
1. INTRODUCCIÓN	4
2. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	5
3. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA EN SECTOR ENERGÍA.....	6
3.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	7
3.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN EL SING.....	12
3.3 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN EL SIC.....	15
3.4 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN AYSÉN Y MAGALLANES.....	17
4. IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES DE MITIGACIÓN EN SECTOR ENERGÍA	20
5. SUPUESTOS GENERALES A TODAS LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN	24
5.1 TASA DE DESCUENTO	24
5.2 PRECIOS DE ENERGÉTICOS.....	24
5.3 TASA DE CAMBIO	25
5.4 DEFLACTOR DEL DÓLAR	25
5.5 PODERES CALORÍFICOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	26
5.6 FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂ e	27
5.1 FACTOR DE EMISIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	27
6. SECTOR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	29
6.1 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR ELECTRICIDAD	29
6.2 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR ELECTRICIDAD.....	31
6.3 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA DE SUBSECTOR ELECTRICIDAD	32
6.4 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR PETRÓLEO Y GAS	50
6.5 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR PETRÓLEO Y GAS	51
7. SECTOR INDUSTRIAS	54
7.1 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR COBRE.....	54
7.2 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR COBRE	58
7.3 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA DE SUBSECTOR COBRE	61
7.4 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR SIDERURGIA	63
7.5 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR SIDERURGIA	66
7.6 FICHAS DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS DE SUBSECTOR SIDERURGIA	68
7.7 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR CEMENTO	71
7.8 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR CEMENTO.....	73
7.9 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA DE SUBSECTOR CEMENTO.....	75
7.10 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS TRANSVERSALES	79
7.11 RESUMEN DE MEDIDAS TRANSVERSALES.....	80
7.12 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA TRANSVERSALES.....	81
8. SECTOR TRANSPORTE	86
8.1 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR TERRESTRE	86
8.2 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR TERRESTRE	88
8.3 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA DE SUBSECTOR TERRESTRE	89
9. SECTOR CPR	105
9.1 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS/TECNOLOGÍAS SUBSECTOR RESIDENCIAL.....	105
9.2 RESUMEN DE MEDIDAS SUBSECTOR RESIDENCIAL	108
9.3 FICHAS POR MEDIDA/TECNOLOGÍA DE SUBSECTOR RESIDENCIAL	109
10. RESUMEN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN	131
11. MODELACION LEAP	133
12. RESULTADOS.....	140
13. ANALISIS DE RESULTADOS E INDICADORES	149

13.1 EMISIONES PER CÁPITA	152
13.2 EMISIONES RESPECTO DEL PIB	153
13.3 CONSUMO DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA	154
13.4 CONSUMO DE ELECTRICIDAD RESPECTO DEL PIB (INTENSIDAD ENERGÉTICA).....	155
13.5 EMISIONES POR ENERGÍA GENERADA (FACTOR DE EMISIÓN DE LA RED ELÉCTRICA)	156
14. BORRADOR DE PROPUESTA DE ESTRATEGIA	158
14.1 ACLARACIÓN	158
14.2 ANTECEDENTES.....	158
14.3 MÉTRICAS CONSIDERADAS	159
14.4 METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR LA PROPUESTA DE ESTRATEGIA	161
14.5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	163
14.6 BARRERAS E INTERVENCIONES REQUERIDAS	165
14.7 ESTRATEGIA	168
<i>Estrategias a nivel sectorial</i>	168
<i>Estrategia para medida específicas</i>	172
<i>Estrategias generales</i>	172
14.8 ANÁLISIS CUALITATIVO DE CO-BENEFICIOS	173
<i>Análisis de Medidas</i>	174
14.9 CONCLUSIONES	176
15. ANEXO 1: BIBLIOGRAFÍA	177
16. ANEXO 2: TALLER INTERINSTITUCIONAL DEL SECTOR PÚBLICO	183
16.1 SECTOR ENERGÍA.....	184
16.2 SECTOR MINERÍA	185
16.3 SECTOR INDUSTRIA	186
16.4 SECTOR TRANSPORTE.....	186
16.5 SECTOR COMERCIAL, PÚBLICO Y RESIDENCIAL	187

1. INTRODUCCIÓN

El presente estudio se plantea con la intención de construir escenarios de mitigación en un horizonte de veinte años (2010-2030), según la demanda sectorial de energía y sus opciones de suministro, desarrollados a partir de un escenario de referencia determinado desde el año 2000. Se deben caracterizar tecnologías de conversión energética y otras opciones de mitigación del lado de la demanda, en relación a sus costos y beneficios. Por el lado del suministro, se contempla el estudio de tecnologías de abatimiento, opciones de generación y cambio de combustibles.

Este tipo de análisis ayudará a jerarquizar las opciones tanto del lado de la demanda como del lado del suministro de energía, y permitirá una estimación de su costo-efectividad. El análisis de los sectores de la energía se basa en los supuestos macroeconómicos relativos a la población y la economía del país, las cuáles le dan la forma a la futura demanda de energía. También deberán basarse en el inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI) y sus fuentes de información como el Balance Nacional de Energía, que entregan la información sobre el uso de energía en el año base para todos los sectores.

La manera más popular de análisis y modelación de opciones de mitigación corresponde al uso de análisis a través de enfoques “Bottom-Up” que permiten el estudio de opciones de mitigación que tengan implicancias sectoriales y que permitan realizar análisis de alternativas tecnológicas apropiadas a sectores particulares. Entre aquellos modelos que utilizan este tipo de enfoque, se encuentra el Software LEAP a través del cual es posible organizar un análisis modular asociado a la demanda energética, transformación, extracción de recursos, emisiones de GEI para sectores de energía y también de no-energía en distintas escalas espaciales y de proyección temporal.

Este documento corresponde al Cuarto Informe de Avance en el cual se incluyen los siguientes contenidos:

- información utilizada para el presente estudio,
- Identificación de los potenciales de mitigación en cada sector,
- la categorización de los potenciales de mitigación en cada sector,
- las medidas ó tecnologías que permiten efectuar una mitigación de las emisiones de GEI,
- la información disponible en cada uno de los sectores y en específico de las medidas ó tecnologías identificadas,
- los escenarios de mitigación y un borrador de estrategia de implementación,
- los resultados del Software LEAP.

2. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

Se realizó una minuciosa búsqueda de información para lograr la evaluación de cada una de las medidas presentadas en este estudio. Se consultaron diversas fuentes para la identificación de medidas de mitigación y los impactos ambientales, costos, técnicas y barreras de implementación asociados.

En paralelo a la revisión bibliográfica, se recurrió a un panel de expertos que apoyaron en la formulación de las medidas. Los expertos y los temas en los que apoyaron se presentan a continuación:

Tabla 1: Expertos

Tema	Experto
Electricidad	Hugh Rudnick
	David Watts
Nuclear y CCS	Julio Vergara
Energía Mareomotriz	Rodrigo Cienfuegos
Energía en Industria	Juan de Dios Rivera
Energía en CPR	Waldo Bustamante
Biocombustibles	César Saez
Transporte - Modal	Luis Rizzi
Transporte - Tecnología	Francisco Godoy

En el Anexo 1, es posible apreciar en detalle todas las fuentes consultadas. Algunas presentan un enfoque más general, como la eficiencia energética y cambio climático, donde es posible encontrar información transversal a todos los sectores económicos y otras, datos más específicos de un determinado sector.

Además se hace una diferenciación entre estudios de base que aportan mayores antecedentes sobre opciones de mitigación, y otros documentos de apoyo que dan guía y ayuda a un nivel menos específico. Finalmente se presentan algunas bases de datos que adicionalmente serán consultadas, ya que también son de ayuda y soporte a la elaboración del estudio.

3. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA EN SECTOR ENERGÍA

La definición de un determinado escenario de referencia es fundamental para realizar un análisis de mitigación ya que a partir de este es posible cuantificar la reducción de emisiones que tiene lugar mediante la implementación de las diferentes opciones de mitigación en cada uno de los diversos sectores de análisis del estudio.

En la primera reunión de trabajo desarrollada con CNE-CONAMA se solicitó para este estudio, específicamente para la demanda de electricidad y el subsector Electricidad, trabajar con escenarios de referencia. Esto inicialmente se puede ver como una ventaja, sin embargo le da complejidad a la identificación y evaluación de las medidas de mitigación ya que estas se levantan a partir de diferentes estudios, que asumen un determinado uso BAU y por lo tanto la proyección del consumo de los subsectores incorpora ciertas tendencias de eficiencia o mejoras tecnológicas en la industria que son difíciles de cuantificar cuando no se dispone de un levantamiento de los usos finales de energía.

Específicamente, se trabajó con dos escenarios para la proyección del suministro de electricidad y un escenario para la proyección de consumo energético de los diferentes combustibles en los subsectores.

Por el lado del suministro, el subsector Electricidad propone para el Sistema Interconectado Central y del Norte Grande (SIC y SING) dos escenarios de referencia, Azul y Negro, que consideran un nivel de demanda proyectado en el tiempo y cada uno de estos con un parque generador específico siguiendo la información proporcionada por CNE. Para los sistemas de Aysén y Magallanes, se utilizó la información del estudio realizado, para CNE, por POCH Ambiental (2009) que considera las “Proyecciones de los Estudios de valorización, expansión y tarificación de Sistemas Medianos”. El abastecimiento de esta demanda, se proyecta mediante un parque generador desarrollado a partir del plan de obras contenido en dichos informes.

Por el lado del consumo, el escenario de referencia se define del estudio “Proyección de la evolución de emisiones de GEI en el sector Energía”, elaborado por POCH Ambiental para la Comisión Nacional de Energía, en el cual se realiza una proyección del nivel de consumo de energía de cada actividad, obtenido a partir de un modelo econométrico que incorpora datos históricos de consumo de combustibles informados en el Balance Nacional de Energía de la CNE, niveles de producción de cada sector informados por los actores más relevantes e influyentes de cada actividad, e indicadores socio-económicos (PIB, Población) relacionados a partir de fuentes estadísticas como el Banco Central, Fondo Monetario Internacional, Instituto Nacional de Estadísticas, entre otros.

Para este modelo se considerará un escenario de crecimiento del PIB de acuerdo a lo utilizado en el “Estudio Economía Regional de Cambio Climático en Sudamérica” para el caso de Chile, realizado por CCG-UC para CEPAL. Hasta el año 2025 se realiza una

proyección usando como base las siguientes tasas de crecimiento, tomadas del estudio realizado, para CNE, por POCH Ambiental (2009):

Año 2008: Crecimiento de un 3,2%.

Año 2009: Crecimiento esperado de 0%.

Año 2010: Crecimiento esperado de 3%.

Años 2011 hasta 2015: Proyección de crecimiento de 5% anual.

Años 2016 hasta 2025: Proyección de crecimiento de 4% anual.

Años 2026 hasta 2030: Extensión de la proyección de crecimiento de 4% anual.

Es importante aclarar que esta proyección no corresponde a valores oficiales, ya que el Ministerio de Hacienda no publica proyecciones del PIB en estos horizontes de tiempo, sin embargo el PIB utilizado fue consultado al Ministerio de Hacienda y fue validado para los objetivos del estudio.

3.1 Proyecciones de demanda de Electricidad

Para el Sistema Interconectado Central y del Norte Grande (SIC y SING) se trabajó dos escenarios de referencia, Azul y Negro, cuyas consideraciones son descritas a continuación.

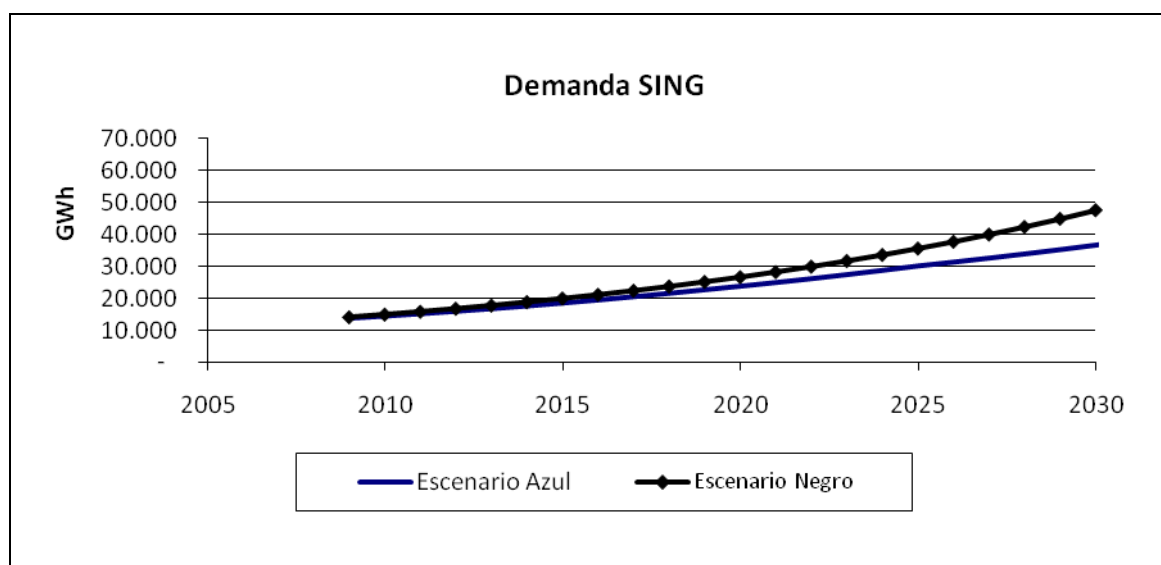
De acuerdo a la información entregada por CNE, entre 2009 y 2019 la demanda de escenario azul sigue el patrón eficiente del informe de precio nudo de octubre 2009, que incluye una eficiencia de un 20% en el incremento de energía 2008-2020.

A partir del 2020 la demanda del escenario azul sigue el patrón del estudio de proyección de demanda energética de largo plazo MAED de PROGEA.

La demanda del escenario negro, no considera la eficiencia del 20% del incremento de energía 2008 y 2020, y mantiene este patrón en todo el horizonte de estudio.

En la Figura 1 se presenta la proyección de la demanda de ambos escenarios para el SING.

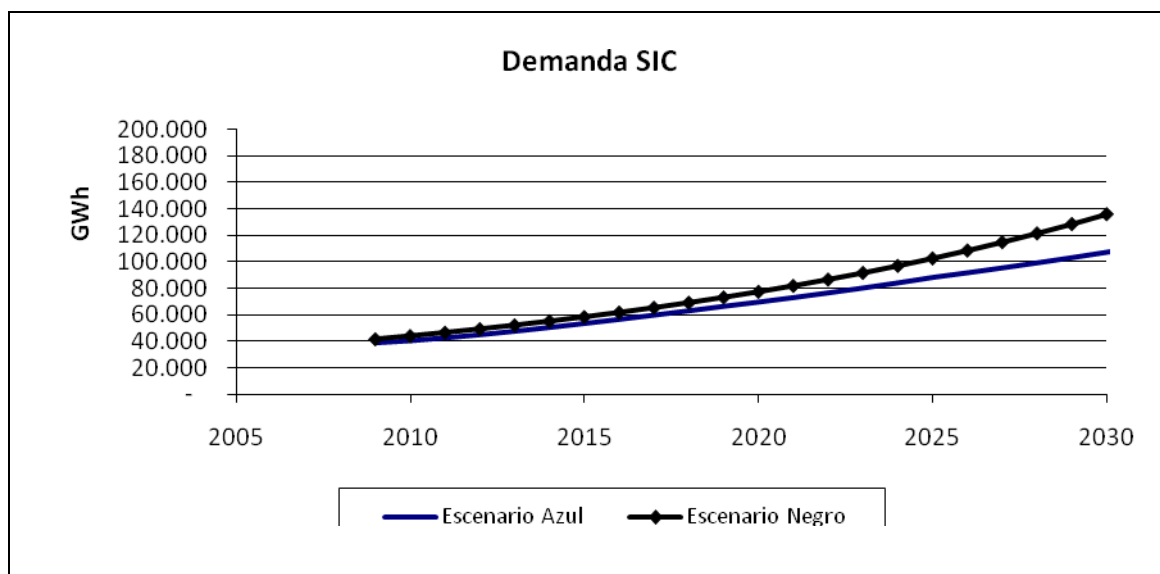
Figura 1: Proyección de demanda del SING por CNE



En la figura anterior, el escenario negro muestra una demanda de electricidad de 47.471 GWh al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una demanda de electricidad de 36.687 GWh al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 2.666 GWh.

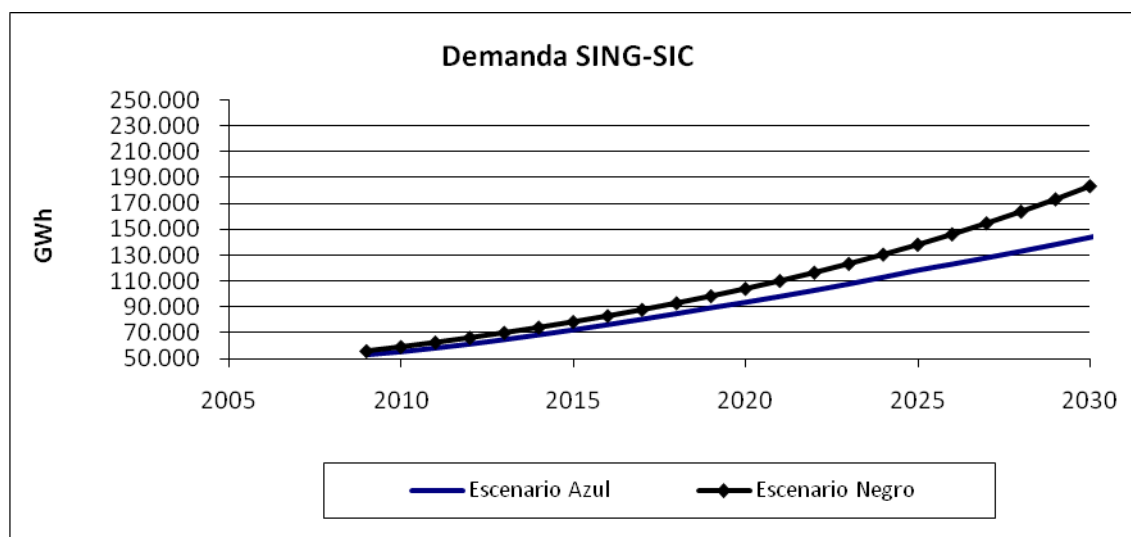
La Figura 2 presenta la proyección de la demanda de ambos escenarios para el SIC.

Figura 2: Proyección de demanda del SIC por CNE

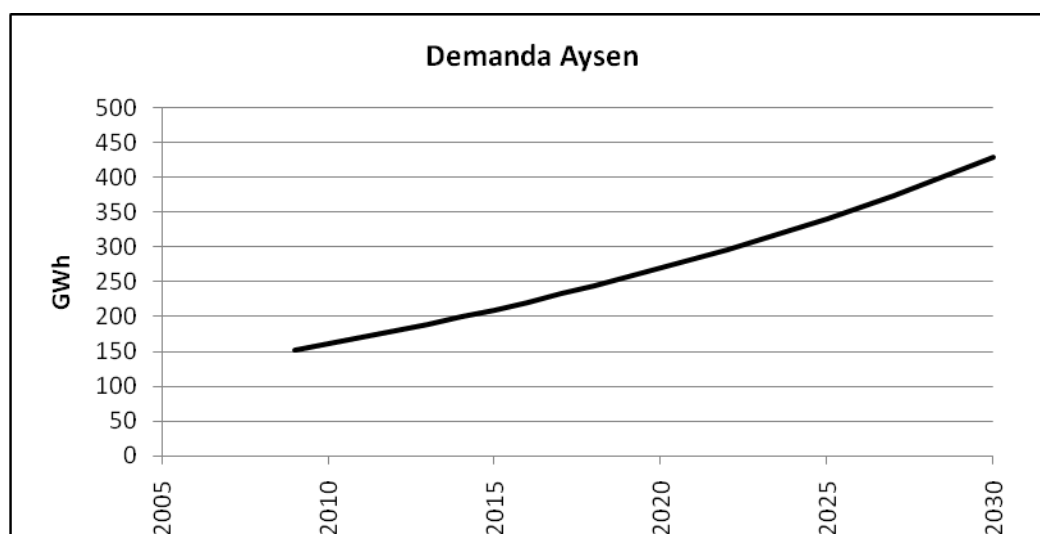
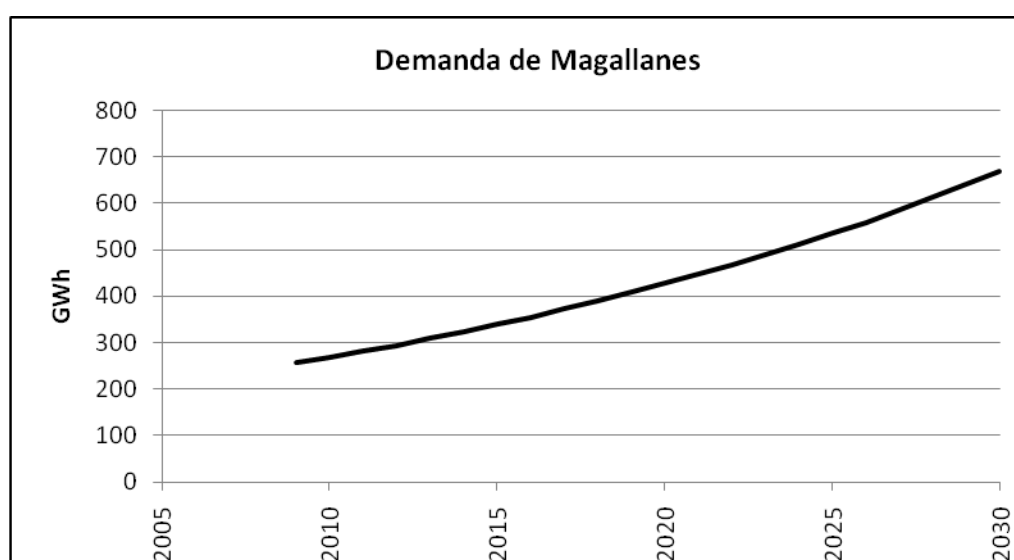


En la figura anterior, el escenario negro muestra una demanda de electricidad de 136.164 GWh al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una demanda de electricidad de 107.585 GWh al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 7.615 GWh. En la Figura 3 se presenta la demanda agregada de ambos sistemas.

Figura 3: Proyección de demanda del SING y SIC agregado por CNE



La Figuras 4 y 5 presentan la demanda de los Sistemas menores de Aysen y Magallanes, en total ambos sistemas muestran una demanda de 607 GWh al 2020 llegando a una demanda de 1.099 GWh al 2030 manteniendo una participación menor dada la ubicación geográfica de ambos sistemas.

Figura 4: Proyección de demanda de Aysén**Figura 5: Proyección de demanda de Magallanes**

Dado que las configuraciones actuales y proyectadas de los parques generadores del SIC y del SING son disímiles, es que se hace necesario realizar un análisis por Sistema Eléctrico. Las proyecciones de consumo eléctrico de cada sector y subsector, se calcularon a partir de las proyecciones de demanda de electricidad para cada sistema eléctrico (SING, SIC, Aysén y Magallanes), por lo que es necesario entonces conocer la participación porcentual de cada subsector en estos sistemas.

La información de consumo eléctrico disponible en el Balance Nacional de Energía (BNE) solo permite analizar el comportamiento de los subsectores a nivel de consumo eléctrico total nacional, como se aprecia en la Tabla 2, esta presenta los datos de los años 2004 al 2008, y el promedio de este periodo. Dado que no existe actualmente

información oficial disponible que entregue este consumo desagregado por Sistema, se realizó una asignación para cada subsector que considero la ubicación geográfica de las actividades asociadas, estimando la participación porcentual de cada subsector en cada uno de los sistemas eléctricos.

Tabla 2: Participación Porcentual de Demanda Eléctrica a nivel Nacional, BNE 2004-2008

Sector	Subsector	Participación porcentual (%)					2004-2008
		2004	2005	2006	2007	2008	
Centros de Transformación	Gas y Coke	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.01%
	Petróleo y Gas	1.0%	1.2%	1.1%	1.1%	1.2%	1.12%
	Carbon y Leña	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.01%
	Gas y Metanol	0.3%	0.5%	0.3%	0.2%	0.1%	0.28%
Industrias	Cobre	33.0%	32.4%	31.5%	31.8%	33.0%	32.33%
	Salitre	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.7%	0.80%
	Hierro	0.8%	0.7%	0.8%	0.8%	0.9%	0.79%
	Celulosa	8.5%	8.9%	9.7%	9.9%	9.9%	9.41%
	Siderurgia	1.2%	1.2%	1.1%	1.3%	1.1%	1.18%
	Petroquímica	1.3%	1.3%	1.2%	0.9%	1.0%	1.14%
	Cemento	1.0%	1.0%	1.2%	1.1%	1.1%	1.08%
	Azúcar	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.18%
	Pesca	0.3%	0.3%	0.4%	0.5%	0.3%	0.34%
	Ind y Min Varias	20.5%	19.4%	20.0%	19.8%	19.5%	19.85%
CPR	Residencial	16.5%	16.9%	16.6%	16.6%	16.2%	16.55%
	Pub y Com	14.0%	14.5%	14.5%	14.3%	14.1%	14.29%
Transporte	Terrestre	0.3%	0.4%	0.5%	0.7%	0.7%	0.51%
	Aéreo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.00%
	Marítimo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.00%
	Ferrovial	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.13%
TOTAL		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

De la Tabla anterior es posible apreciar que los Subsectores Cobre, Industrias y Minas Varias, Residencial y Público y Comercial son los que tienen mayor participación en la demanda de electricidad llegando a un 83% del consumo a nivel nacional. La Tabla 3 presenta la fuente de información que fue utilizada para distribuir los consumos sectoriales por sistema.

Tabla 3: Información utilizada para asignación de consumo eléctrico por Sistema

Sector	SubSector	Supuesto	Referencia
Centros de Trans	Gas y Coke	Ubicación geografica de la actividad	CAP www.cap.cl
	Pet y Gas	Participacion % de la produccion según ubicación geografica de la actividad	ENAP www.enap.cl
	Carbon y Leña	Participacion % de la produccion según ubicación geografica de la actividad	CNE (2009), "Proyeccion de la evolucion de los GEI en el sector Energia en Chile"
	Gas y Met	Ubicación geografica de la actividad	ENAP www.enap.cl
Industrias	Cobre	Participacion % de los consumos electricos según sistema	Cochilco (2009), "Consumo de energia y emisiones de GEI de la mineria del cobre en Chile"
	Salitre	Ubicación geografica de la actividad	SQM www.sqm.cl
	Hierro	Ubicación geografica de la actividad	CMP www.cmp.cl
	Papel y Cel	Ubicación geografica de la actividad	INFOR www.infor.cl (series y estadísticas) CMPC www.cmpc.cl y ARAUCO www.arauco.cl
	Siderurgia	Ubicación geografica de la actividad	CAP www.cap.cl
	Petroquímica	Ubicación geografica de la actividad	CNE (2009), "Proyeccion de la evolucion de los GEI en el sector Energia en Chile"
	Cemento	Participacion % de la cap instalada según ubicación geografica de la actividad	Lafarge, Biobio y Polpaico "Memorias anuales"
	Azucar	Ubicación geografica de la actividad	IANSA www.empresasiansa.cl
	Pesca	Participacion % de la actividad de produccion en regiones	SERNAPESCA www.sernapesca.cl (Anuarios Estadísticos)
	Ind y Min Varias	Participacion % del consumo electricidad de actividad sectorial	INE (2008), "Energia Electrica - Informe Anual"
CPR	Residencial Com y Pub	Participacion % de la poblacion por regiones	INE (2008), "Poblacion y sociedad, aspectos Demograficos"
Transportes	Terrestre	Participacion % de la poblacion por regiones	INE (2008), "Poblacion y sociedad, aspectos Demograficos"
	Maritimo	Participacion % de la poblacion por regiones	INE (2008), "Poblacion y sociedad, aspectos Demograficos"
	Aereo	Participacion % de la poblacion por regiones	INE (2008), "Poblacion y sociedad, aspectos Demograficos"
	Ferrovial	Ubicación geografica de la actividad	EFE (www.efc.cl)

Es importante destacar la complejidad que implica distribuir los consumos sectoriales por Sistema eléctrico, ya que la asignación dada debe ser tal que la demanda eléctrica total por Sistema se mantenga y que cada Subsector mantenga su participación a nivel nacional. Considerando lo anterior, en la Tabla 4 se presentan la asignación por escenario para el año 2009, para los años siguientes del periodo de estudio se realizaron algunos ajustes con el fin de asegurar que la asignación refleje completamente las proyecciones de demanda de cada sistema eléctrico.

Tabla 4: Asignación de consumo eléctrico por Sistema para cada Escenario

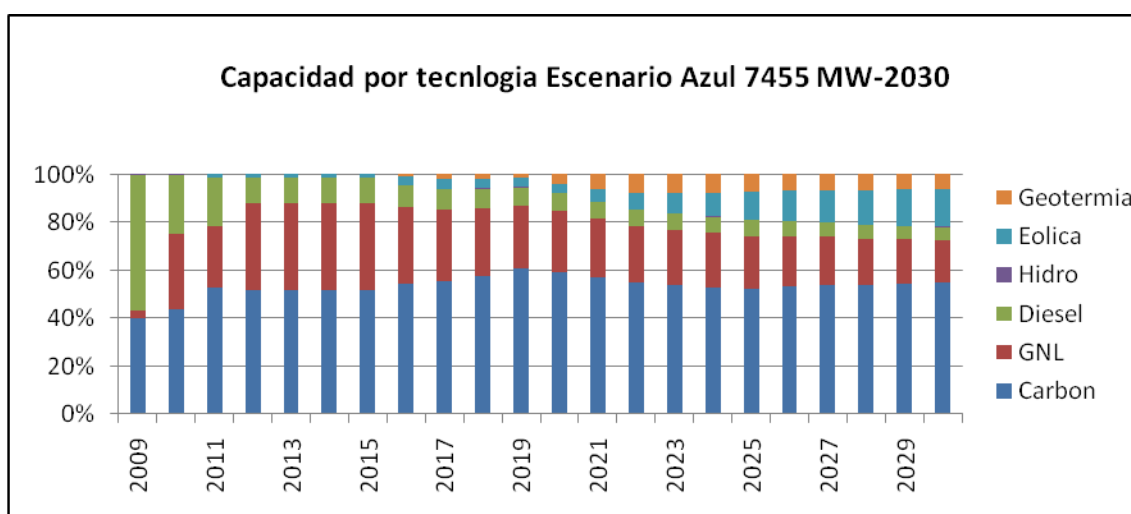
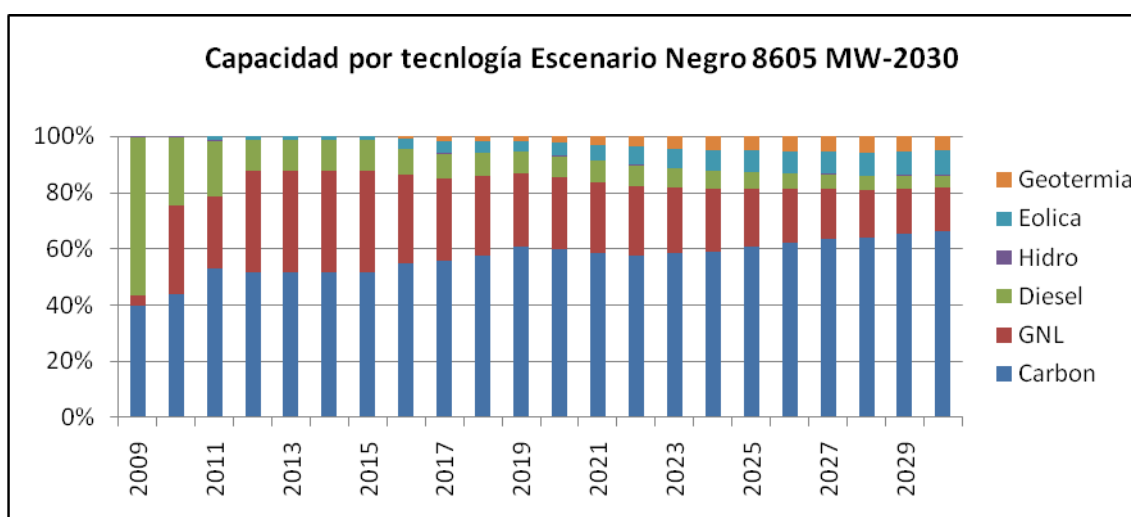
Sector	Subsector	%	% Asignacion Esc Azul				% Asignacion Esc Negro			
			SIC	SING	Aysen	Magallanes	SIC	SING	Aysen	Magallanes
Centros de Transformación	Gas y Coke	0.010%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Petroleo y Gas	1.125%	98.0%	0.0%	0.0%	2.0%	98.0%	0.0%	0.0%	2.0%
	Carbon y Leña	0.009%	5.0%	0.0%	0.0%	95.0%	5.0%	0.0%	0.0%	95.0%
	Gas y Metanol	0.283%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrias	Cobre	32.331%	39.0%	61.0%	0.0%	0.0%	39.0%	61.0%	0.0%	0.0%
	Salitre	0.796%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%
	Hierro	0.787%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Celulosa	9.409%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Siderurgia	1.178%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Petroquímica	1.140%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Cemento	1.079%	90.0%	10.0%	0.0%	0.0%	90.0%	10.0%	0.0%	0.0%
	Azucar	0.177%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Pesca	0.342%	70.0%	29.0%	0.5%	0.5%	70.0%	29.0%	0.5%	0.5%
CPR	Ind y Min Varias	19.851%	83.0%	16.9%	0.0%	0.0%	88.1%	11.9%	0.0%	0.0%
	Residencial	16.553%	92.0%	5.7%	0.9%	1.4%	92.1%	5.7%	0.9%	1.4%
Transportes	Pub y Com	14.286%	92.0%	5.7%	0.9%	1.4%	92.1%	5.7%	0.9%	1.4%
	Terrestre	0.512%	89.0%	10.0%	0.5%	0.5%	89.0%	10.0%	0.5%	0.5%
	Aereo	0.000%								
	Maritimo	0.000%								
Transportes	Ferrovial	0.131%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Si bien es posible que los porcentajes de asignación no reflejen completamente la participación real de todo los subsectores, se tuvo como prioridad aquellos que más participación tienen a nivel nacional teniendo en cuenta que el Subsector Industrias y Minas Varias es un gran conjunto de actividades que no posee información detallada. Esta asignación por Subsector se hace necesaria ya que las medidas de mitigación asociadas a Eficiencia energética en el consumo eléctrico toman mayor o menor relevancia según el sistema que este abasteciendo esa demanda.

3.2 Capacidad instalada y generación en el SING

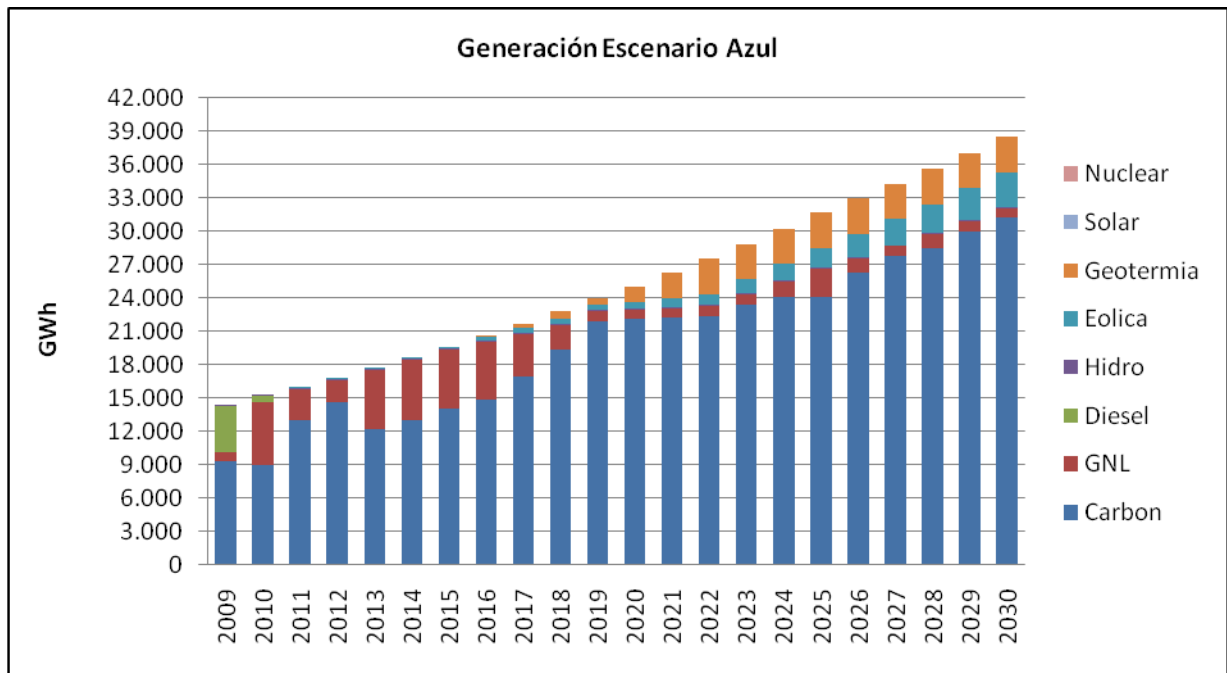
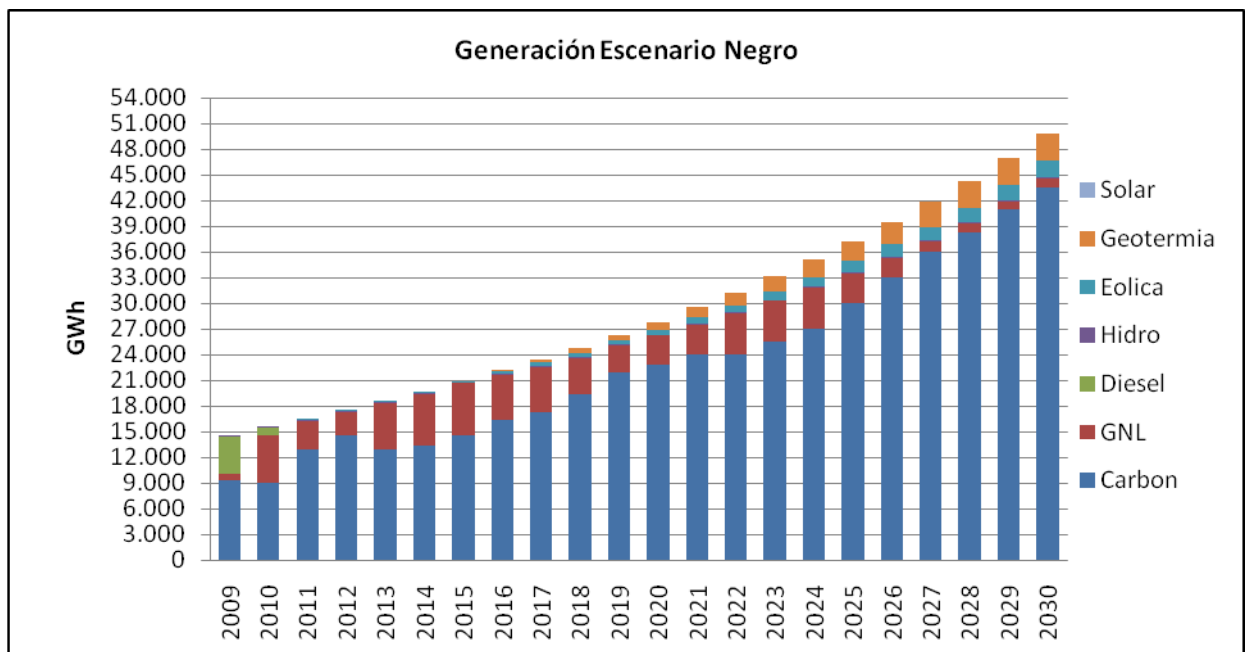
Como se indico anteriormente, se trabajo con dos escenarios referencia, Azul y Negro, los cuales además de tener un nivel de demanda diferente, tienen una configuración del parque distinta. Esto debido a restricciones asociadas a la participación de las tecnologías de Energías renovables no convencionales en cada uno de ellos, los que a su vez se ve reflejado en la participación de Carbón en cada escenario. En el escenario Negro se impuso como restricción un techo de 20% del catastro de ERNC y en el escenario azul se impuso como restricción un techo de 80% del catastro de ERNC.

Las Figuras 6 y 7 presentan la configuración del parque generador para cada uno de los escenarios, el escenario negro muestra una capacidad instalada de 8.605 MW al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una capacidad instalada de 7.455 MW al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 90 MW, siendo la misma capacidad instalada para el periodo 2009 al 2019.

Figura 6: Capacidad instalada en SING escenario azul (Fuente: CNE)**Figura 7: Capacidad instalada en SING escenario negro (Fuente: CNE)**

Respecto a la participación de cada una de las tecnologías, el escenario negro tiene un 66% de carbón y un 14% de ERNC de capacidad instalada al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra un 55% de carbón y un 22% de ERNC de capacidad instalada al 2030. En ambos escenarios la Eólica es la de mayor participación dentro de la ERNC con un 9 % y un 16% de la capacidad instalada al 2030 para los escenarios negro y azul respectivamente. La potencia instalada de GNL y Diesel es la misma para ambos escenarios durante todo el periodo.

Las Figuras 8 y 9 presentan la generación para ambos escenarios, el escenario negro muestra una generación a partir de carbón de 43.506 GWh al 2030 (87% del total), por otro lado, en el escenario azul hay una generación a partir de carbón de 36.687 GWh al 2030 (81% del total). La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 742 GWh, siendo la generación del escenario negro mayor.

Figura 8: Generación eléctrica escenario azul en el SING (Fuente: CNE)**Figura 9: Generación eléctrica escenario negro en el SING (Fuente: CNE)**

Respecto a la generación a partir de ERNC, el escenario negro muestra una generación de 5.214 GWh al 2030, que equivale al 10% del total de este escenario, por otro lado, en el escenario azul hay una generación de 6.396 al 2030, que equivale al 17% del total de este escenario. La participación de ERNC al año 2020 es de un 8% y un 6% en el escenario azul y negro respectivamente, con una diferencia de 435 GWh, siendo la generación del escenario azul mayor.

3.3 Capacidad instalada y generación en el SIC

Para el SIC se mantienen los dos escenarios referencia, Azul y Negro, los cuales además de tener un nivel de demanda diferente, tienen una configuración del parque distinta. Esto debido a restricciones asociadas a la participación de las tecnologías de Energías renovables no convencionales en cada uno de ellos, los que a su vez se ve reflejado en la participación de Carbón en cada escenario. En el escenario Negro se impuso como restricción un techo de 20% del catastro de ERNC y en el escenario azul se impuso como restricción un techo de 80% del catastro de ERNC.

Las Figuras 10 y 11 presentan la configuración del parque generador para cada uno de los escenarios, el escenario azul muestra una capacidad instalada de 25.266 MW al 2030, por otro lado, el escenario negro muestra una capacidad instalada de 28.555 MW al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 430 MW adicionales en el escenario azul debido a la mayor participación de las ERNC, esta tendencia de mayor capacidad instalada en el escenario azul se mantiene durante el periodo 2009-2022.

Figura 10: Capacidad instalada en SIC escenario azul (Fuente: CNE)

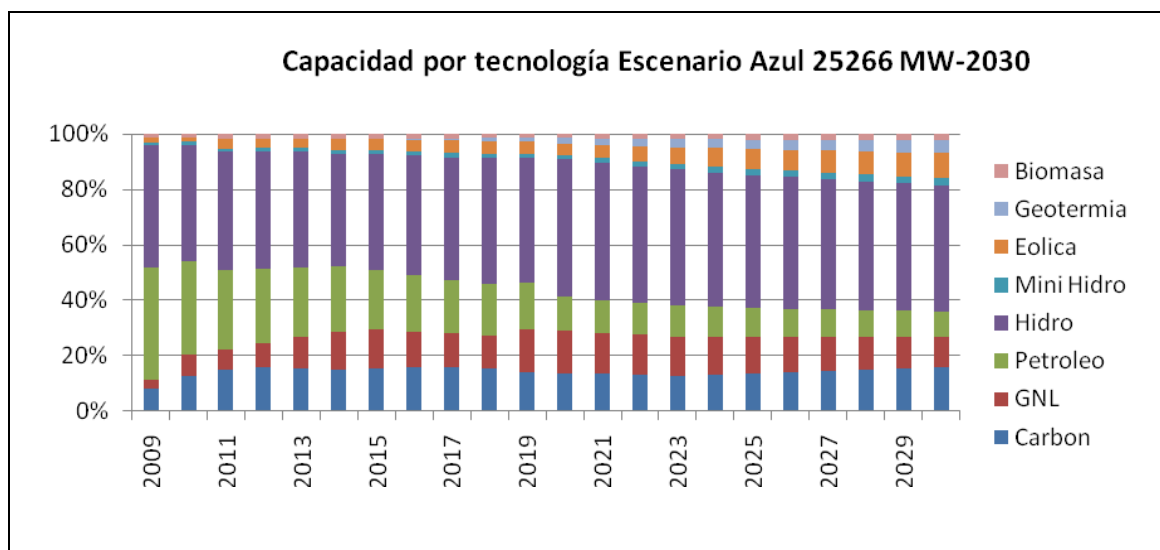
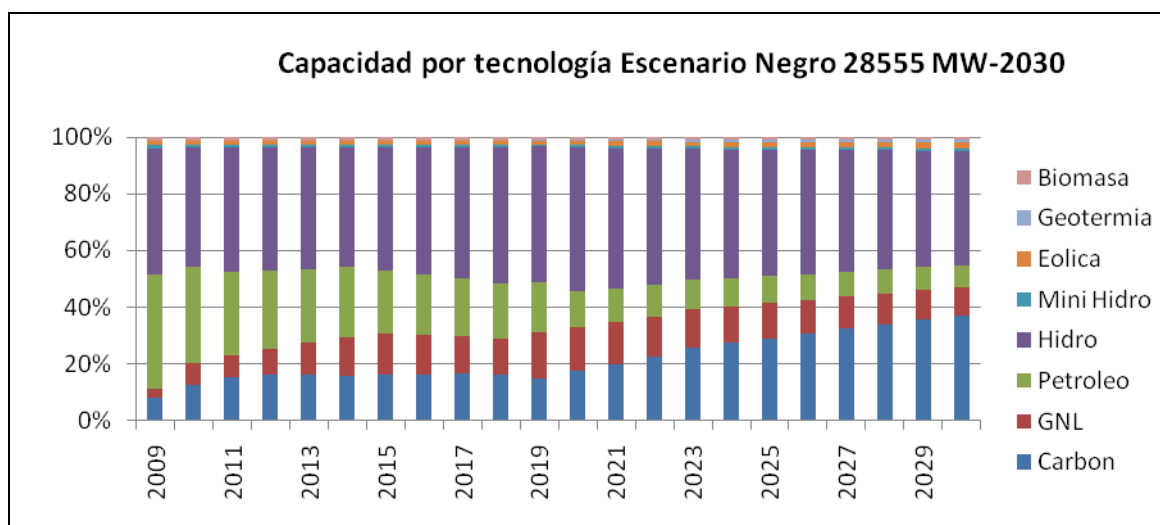


Figura 11: Capacidad instalada en SIC escenario negro (Fuente: CNE)

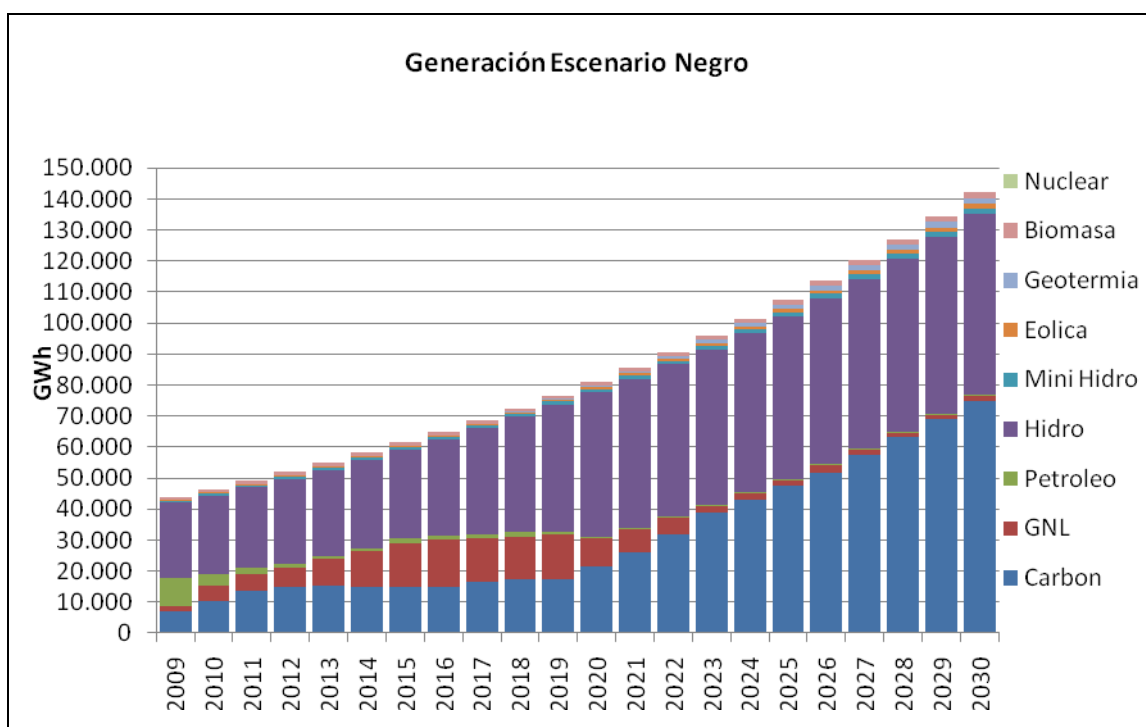


Las Figuras 12 y 13 presentan la generación para ambos escenarios, el escenario negro muestra una generación a partir de carbón de 74.847 GWh al 2030 (53% del total), por otro lado, en el escenario azul hay una generación a partir de carbón de 27.320 GWh al 2030 (24% del total). La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 5.958 GWh, siendo la generación del escenario negro mayor.

Generación Escenario Azul

The chart displays the projected electricity generation in GWh for each year from 2009 to 2030. The total generation grows from approximately 40,000 GWh in 2009 to over 110,000 GWh in 2030. The composition of the generation mix changes significantly, with a major increase in hydroelectric power and a decline in fossil fuel-based generation.

Año	Carbon	GNL	Petroleo	Hidro	Mini Hidro	Eolica	Geotermia	Biomasa	Nuclear	Total
2009	8,000	2,000	5,000	15,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	34,000
2010	10,000	2,000	4,000	16,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	36,000
2011	13,000	2,000	3,000	17,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	39,000
2012	14,000	2,000	2,000	18,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	41,000
2013	15,000	2,000	1,000	19,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	43,000
2014	15,000	2,000	1,000	20,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	45,000
2015	15,000	2,000	1,000	21,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	47,000
2016	15,000	2,000	1,000	22,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	49,000
2017	16,000	2,000	1,000	23,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	51,000
2018	17,000	2,000	1,000	24,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	53,000
2019	17,000	2,000	1,000	25,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	55,000
2020	17,000	2,000	1,000	26,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	57,000
2021	17,000	2,000	1,000	27,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	59,000
2022	17,000	2,000	1,000	28,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	61,000
2023	17,000	2,000	1,000	29,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	63,000
2024	17,000	2,000	1,000	30,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	65,000
2025	17,000	2,000	1,000	31,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	67,000
2026	17,000	2,000	1,000	32,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	69,000
2027	17,000	2,000	1,000	33,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	71,000
2028	17,000	2,000	1,000	34,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	73,000
2029	17,000	2,000	1,000	35,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	75,000
2030	17,000	2,000	1,000	36,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0	77,000

Figura 13: Generación eléctrica escenario negro en el SIC (Fuente: CNE)

Respecto a la generación a partir de ERNC, el escenario negro muestra una generación de 6.910 GWh al 2030, que equivale al 5% del total de este escenario, por otro lado, en el escenario azul hay una generación de 22.787 GWh al 2030, que equivale a 20% del total de este escenario. La participación de ERNC al año 2020 es de un 11% y un 4 %, en el escenario azul y negro respectivamente, con una diferencia de 4.873 GWh, siendo la generación del escenario azul mayor.

Para ambos escenarios la generación a partir de Hidro (no ERNC) es de 46.803 MWh al año 2020 y de 58.202 MWh al año 2030, esto equivale en el caso del escenario azul al 64% y 52% de la participación total en los años citados y en el escenario negro al 58% y 41% de la participación total en los años citados.

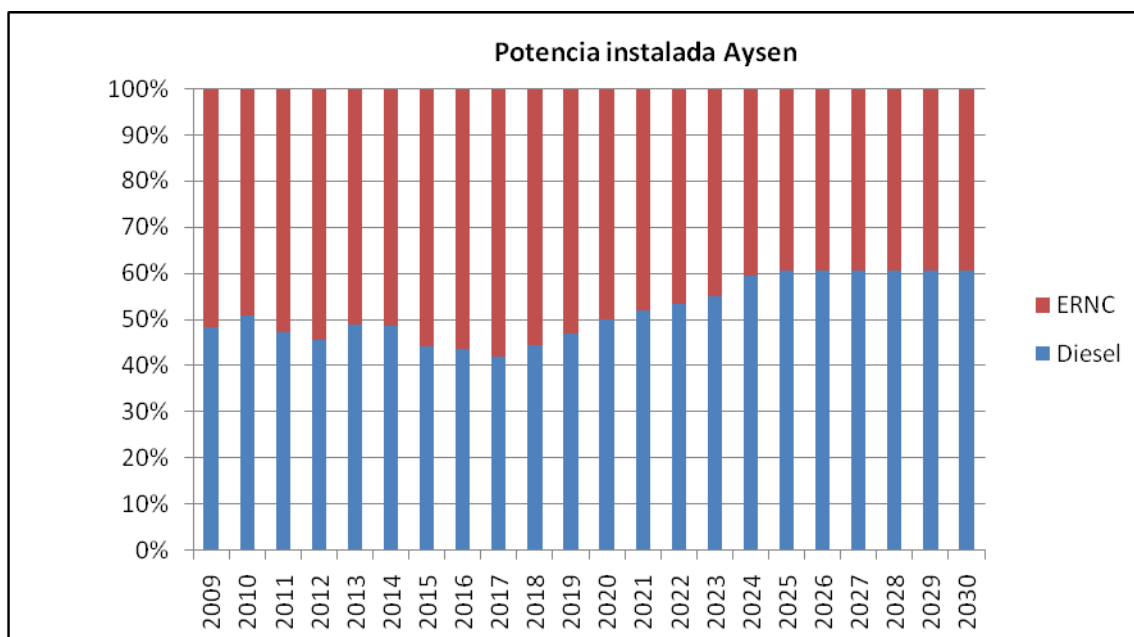
3.4 Capacidad instalada y generación en Aysén y Magallanes

El sector Generación de electricidad propone como escenario basado las “Proyecciones de los Estudios de valorización, expansión y tarificación de Sistemas Medianos” para los sistemas de Aysén y Magallanes. Adicionalmente el abastecimiento de esta demanda, se proyecta mediante un parque generador desarrollado a partir del plan de obras contenido en dichos informes.

A partir del año 2020 y hasta el 2030, la proyección de la demanda se basa en la tasa de crecimiento observada en la proyección de la CNE del último año, la cual se mantiene fija para determinar la demanda futura y completar el horizonte de tiempo.

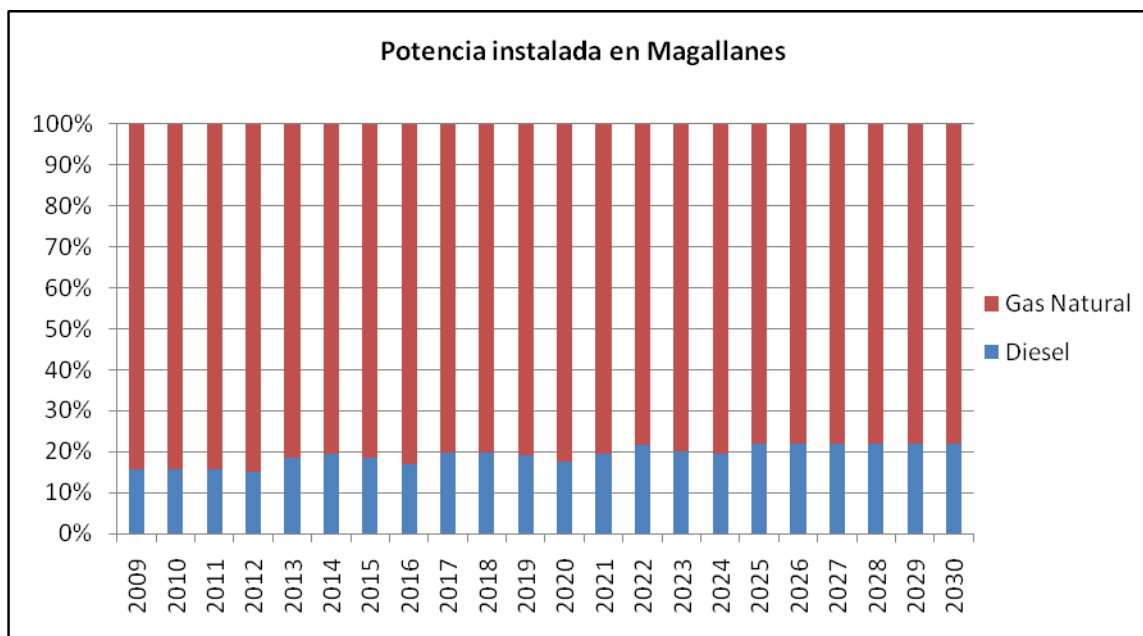
En esta sección se muestra la evolución de la potencia instalada en cada uno de los sistemas eléctricos, Aysén y Magallanes, solo se muestran para un escenario ya que en los otros no presentan variaciones.

Figura 14: Potencia Instalada Aysén



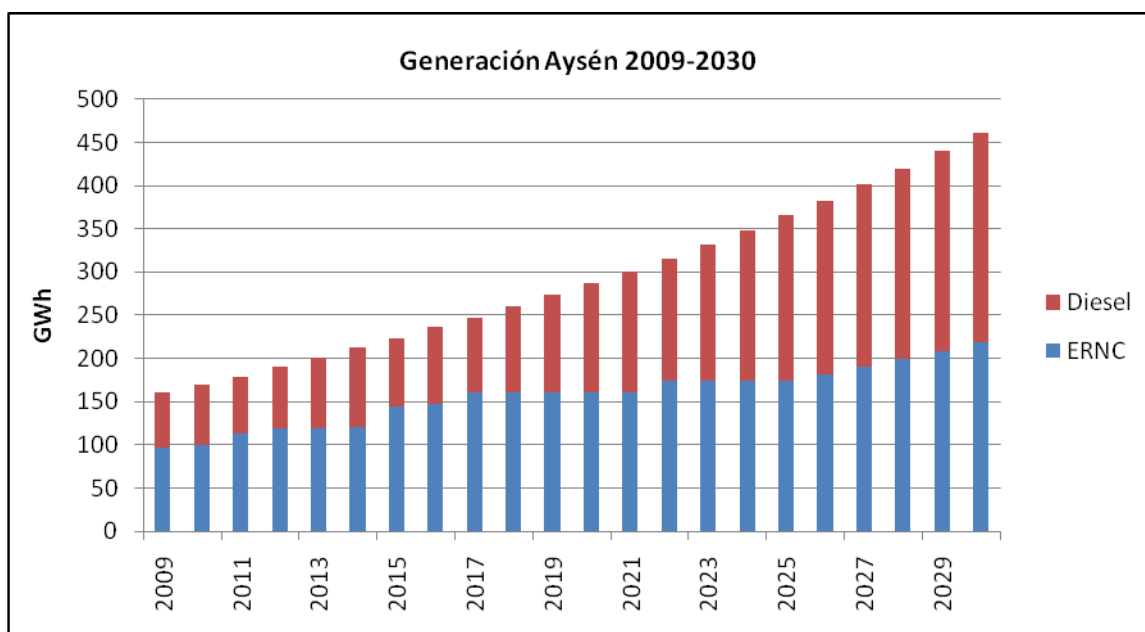
Fuente: Poch Ambiental

Figura 15: Potencia Instalada Magallanes

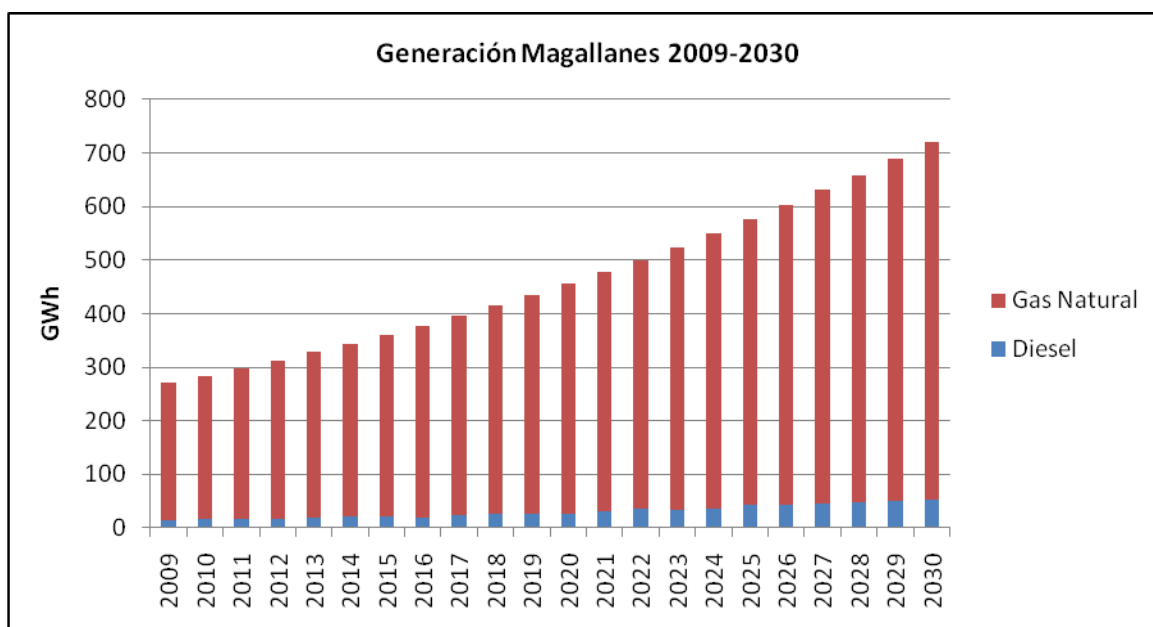


Fuente: Poch Ambiental

A continuación se presentan los resultados del consumo energético y la evolución de la matriz para cada escenario.

Figura 16: Generación Sistema Aysén

Fuente: Poch Ambiental

Figura 17: Generación Sistema Magallanes

Fuente: Poch Ambiental

En ambos sistemas no se observa un cambio en las fuentes de energía, si bien podrían en el futuro incorporarse otras opciones tecnológicas en estas zonas, dado el peso relativo que tienen en el total nacional no fueron abordados en mayor detalle.

4. IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES DE MITIGACIÓN EN SECTOR ENERGÍA

Las emisiones que se informan en los inventarios nacionales incluyen seis secciones establecidas por el IPCC, a saber: energía, procesos industriales, uso de solventes, agricultura, cambio de uso del suelo y forestal, y residuos. El presente estudio solamente considera análisis de opciones de mitigación de la sección **energía**. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 1996) establece que la sección energía considera todas las emisiones de gases de efecto invernadero producto de la combustión y emisiones fugitivas asociadas con la explotación de minas de carbón, y con la producción, traslado y operación de refinación de petróleo y gas natural.

En Chile, el inventario de la sección energía se cuantifica a partir del Balance Nacional de Energía de la CNE y el Inventario de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile de la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco).

Las emisiones de la sección energía consideran, conforme a lo establecido en el Balance Nacional de Energía de la CNE, cuatro sectores:

- Centros de Transformación
- Industria
- Transporte
- Comercial, público, residencial

A su vez, cada sector contiene subsectores, conforme a lo establecido en el Balance Nacional de Energía de la CNE:

- Centros de Transformación: electricidad, gas y coque, petróleo y gas, carbón y leña, gas y metanol.
- Industria: cobre, salitre, hierro, celulosa, siderurgia, petroquímica, cemento, azúcar, industrias varias, minas varias, y pesca.
- Transporte: aéreo, ferroviario, marítimo, y terrestre.
- Comercial, público, residencial: residencial, y comercial-público.

Para mayor detalle en la cuantificación de las emisiones de GEI en cada subsector se sugiere dirigirse al Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Conama, 2008).

Conforme a lo establecido, **el potencial de mitigación** de gases de efecto invernadero de la sección energía del inventario **se identifica en aquellos subsectores que tienen un mayor aporte relativo en términos de emisión de gases de efecto invernadero, así como de consumo de energía**, respecto del total de la sección. En la Tabla 1 se muestra la participación en emisiones de GEI y consumo de energía de cada uno de los subsectores.

Tabla 5: Participación de emisiones y consumo energía de la sección energía del inventario para el año 2006 (Conama, 2008)

Sectores/subsectores		Emisiones ¹	Consumo energía	Peso (%)		
		(tCO ₂ e)	(Tcal)	Emisiones	Energía	Combinado
Centros de Transformación	Electricidad	16,506,030	59,741	26.3%	19.6%	22.9%
	Gas y Coque	1,024,310	1,579	1.6%	0.5%	1.1%
	Petróleo y Gas	2,894,090	12,601	4.6%	4.1%	4.4%
	Carbón y Leña	2,000	11	0.003%	0.004%	0.003%
	Gas y Metanol	365,210	1,867	0.6%	0.6%	0.6%
Industrias	Cobre	3,510,610	26,228	5.6%	8.6%	7.1%
	Salitre	246,210	1,370	0.4%	0.4%	0.4%
	Hierro	238,420	1,006	0.4%	0.3%	0.4%
	Celulosa	869,650	16,616	1.4%	5.4%	3.4%
	Siderurgia	1,514,140	4,286	2.4%	1.4%	1.9%
	Petroquímica	28,000	649	0.04%	0.2%	0.1%
	Cemento	840,780	2,897	1.3%	0.9%	1.1%
	Azúcar	321,630	968	0.5%	0.3%	0.4%
	Ind Varias	4,325,631	27,247	6.9%	8.9%	7.9%
	Min Varias	1,336,083	5,701	2.1%	1.9%	2.0%
	Pesca	315,360	1,252	0.5%	0.4%	0.5%
Transporte	Aéreo	2,088,810	7,353	3.3%	2.4%	2.9%
	Ferroviario	57,000	258	0.1%	0.1%	0.1%
	Marítimo	5,583,170	18,416	8.9%	6.0%	7.5%
	Terrestre	15,749,640	55,499	25.1%	18.2%	21.6%
CPR	Residencial	4,037,140	50,060	6.4%	16.4%	11.4%
	Com y Pub	898,410	9,973	1.4%	3.3%	2.3%
TOTAL		62,752,324	305,578	100.0%	100.0%	100.0%

Los sectores con mayor aporte relativo de emisiones y consumo de energía se destacan en la siguiente tabla:

¹ Las emisiones de CO₂ equivalente excluyen las emisiones producto de la combustión de leña.

Tabla 6: Subsectores con mayor aporte relativo de emisiones y consumo de energía

Sectores/subsectores		Emisiones ²	Consumo energía	Peso (%)		
		(tCO ₂ e)	(Tcal)	Emisiones	Energía	Combinado
Centros de Transformación	Electricidad	16,506,030	59,741	26.3%	19.6%	22.9%
	Gas y Coque	1,024,310	1,579	1.6%	0.5%	1.1%
	Petróleo y Gas	2,894,090	12,601	4.6%	4.1%	4.4%
	Carbón y Leña	2,000	11	0.003%	0.004%	0.003%
	Gas y Metanol	365,210	1,867	0.6%	0.6%	0.6%
Industrias	Cobre	3,510,610	26,228	5.6%	8.6%	7.1%
	Salitre	246,210	1,370	0.4%	0.4%	0.4%
	Hierro	238,420	1,006	0.4%	0.3%	0.4%
	Celulosa	869,650	16,616	1.4%	5.4%	3.4%
	Siderurgia	1,514,140	4,286	2.4%	1.4%	1.9%
	Petroquímica	28,000	649	0.04%	0.2%	0.1%
	Cemento	840,780	2,897	1.3%	0.9%	1.1%
	Azúcar	321,630	968	0.5%	0.3%	0.4%
	Ind. Varias	4,325,631	27,247	6.9%	8.9%	7.9%
	Min. Varias	1,336,083	5,701	2.1%	1.9%	2.0%
	Pesca	315,360	1,252	0.5%	0.4%	0.5%
Transporte	Aéreo	2,088,810	7,353	3.3%	2.4%	2.9%
	Ferroviario	57,000	258	0.1%	0.1%	0.1%
	Marítimo	5,583,170	18,416	8.9%	6.0%	7.5%
	Terrestre	15,749,640	55,499	25.1%	18.2%	21.6%
CPR	Residencial	4,037,140	50,060	6.4%	16.4%	11.4%
	Com. y Pub.	898,410	9,973	1.4%	3.3%	2.3%
TOTAL		62,752,324	305,578	100.0%	100.0%	100.0%

Realizando un análisis preliminar de la tabla previa, es posible mencionar:

- El subsector **Celulosa** no será considerado debido a que la principal medida de mitigación aplicable es la cogeneración, actividad que ya es una práctica común en las empresas del rubro. En esta misma línea, se observa que en el subsector celulosa el consumo de energía es mucho mayor al aporte de emisiones de GEI (que en general es similar al consumo energético en todos los subsectores), situación que se explicaría debido al uso actual de biomasa (considerado carbono neutral) para cogeneración. Así, se propone el descarte del subsector Celulosa.
- El subsector **Cemento** no representa un aporte relativo significativo, sin embargo corresponde a un sector industrial activo en uso de combustibles alternativos e incorporación de medidas de eficiencia energética. Además, aún existen brechas tecnológicas en las empresas de cemento operando en el país. Por otro lado, el sector cemento puede servir de ejemplo de implementación

² Las emisiones de CO₂ equivalente excluyen las emisiones producto de la combustión de leña.

de medidas de mitigación para otros sectores industriales. Por tanto, se propone incluir como subsector a analizar.

- La información disponible en el Balance Nacional de Energía para la preparación del inventario de los subsectores **Aéreo y Marítimo** no permite una desagregación entre las emisiones nacionales e internacionales (emisiones bunker). Por este motivo, la Comisión Nacional de Medio Ambiente licitó recientemente un estudio que permite que las emisiones bunker se presenten desagregadas para que éstas no sean contabilizadas en el inventario nacional. Por tanto, dado que no se tiene conocimiento de cuánto contribuyen las emisiones nacionales al total de cada subsector, se excluyen del presente análisis dichos subsectores.

Entonces, los subsectores sujetos de análisis en el presente estudio son:

- Centros de Transformación: electricidad, petróleo y gas.
- Industrias: cobre, siderurgia, cemento, industria y minas varias.
- Transporte: terrestre.
- Comercial, público y residencial: residencial.

Los subsectores seleccionados representan, tanto en emisiones como en consumo de energía, un 80% del total de la sección energía del inventario nacional de emisiones de GEI de Chile al año 2006. El siguiente cuadro resumen presenta el detalle de los subsectores en los cuales se analizarán medidas de mitigación de GEI.

Tabla 7: Subsectores incluidos en el análisis del presente estudio

Sectores/subsectores		Emisiones ³	Consumo energía	Peso (%)		
		(tCO ₂ e)	(Tcal)	Emisiones	Energía	Combinado
Centros de Transformación	Electricidad	16,506,030	59,741	26.3%	22.7%	24.5%
	Petróleo y Gas	2,894,090	12,601	4.6%	3.6%	4.1%
Industrias	Cobre	3,510,610	26,228	5.6%	4.3%	5.0%
	Siderurgia	1,514,140	4,286	2.4%	1.9%	2.1%
	Cemento	840,780	2,897	1.3%	1.0%	1.2%
	Ind. Varias	4,325,631	27,247	6.9%	7.1%	7.0%
	Min. Varias	1,336,083	5,701	2.1%	1.6%	1.9%
Transporte	Terrestre	15,749,640	55,499	25.1%	19.4%	22.2%
CPR	Residencial	4,037,140	50,060	6.4%	19.1%	12.7%
SUMA		50,714,144	244,260	80,8%	80,7%	80,8%

La etapa siguiente de categorización, identificación e información de las medidas ó tecnologías específicas de mitigación de cada subsector se presentan a continuación en capítulos separados por subsector.

³ Las emisiones de CO₂ equivalente excluyen las emisiones producto de la combustión de leña.

5. SUPUESTOS GENERALES A TODAS LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Los supuestos generales considerados para las medidas de mitigación son:

5.1 Tasa de Descuento

Para la presente evaluación se utilizó una tasa de descuento de 6% de acuerdo a lo recomendado por MIDEPLAN en el documento “VII. Precios Sociales para la Evaluación Social”.

5.2 Precios de Energéticos

Además, se utilizaron precios combustibles para la evaluación. Esto quiere decir que no se consideraron ni los impuestos ni las transferencias. El precio social de los combustibles se determinó ajustando los valores históricos de estos con el precio del petróleo. En la siguiente tabla se muestra el precio proyectado del petróleo entregado por CNE:

Tabla 8: Proyección Precio de Petróleo

Año	USD/BBL
2010	64.8
2011	65.6
2012	72.0
2013	73.2
2014	74.3
2015	75.1
2016	76.2
2017	77.7
2018	79.2
2019	80.9
2020	82.6
2021	84.5
2022	86.5
2023	88.4
2024	90.3
2025	92.1
2026	93.3
2027	94.6
2028	95.9
2029	97.2
2030	98.5

Fuente: Información proporcionada por CNE.

El ajuste realizado corresponde a una regresión lineal de la forma $P_{comb}(USD/m^3) = a + b \cdot P_{Petroleo}(USD/Bbl)$. Los valores para las constantes de la regresión se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9: Ajuste Lineal Precio Combustibles vs. Precio Petróleo

Combustible	R ²	a	b
Diesel	0.98	31.017	7.7262
Gasolina	0.97	54.917	7.0907
GLP	0.93	94.921	3.465
Kerosene	0.98	40.303	7.7045
Gas Natural	0.75	0.3423	0.0066

Fuente: Elaboración Propia

Se supuso que el precio social, es equivalente al precio de paridad de importación (PPI) sin considerar los derechos de aduana, equivalentes al 6% del PPI para GLP y 6.5% para los demás combustibles⁴, ni margen de comercialización⁵.

Para el caso de la leña, se consideró para el sector de generación eléctrica el precio disponible en los Informes de Precio Nudo, que entregan un valor de 7 (USD/m3st). Para el sector residencial, se consideró un valor de 50 (USD/m3st) constante en el tiempo.

Para el precio de la electricidad, se supuso un promedio del valor de la energía base y la energía adicional de invierno del Área 1A, utilizando la tarifa BT1 para el sector Residencial y la tarifa AT4 para el sector Industrial⁶ correspondiente a la tarifa de Noviembre 2009 publicada por la CNE la cual se mantuvo constante durante todo el periodo de evaluación.

5.3 Tasa de Cambio

Se supuso una tasa de cambio del dólar de 500 CLP/dólar.

5.4 Deflactor del Dólar

Para aquellos valores (inversión, costos OyM, costos variables, precios combustibles, etc) cuyo valor estaba expresado en USD de otro año, se utilizó el deflactor del dólar presentado en la siguiente tabla para ajustar los valores a USD del año 2008:

⁴ Derecho de Aduana para GLP y el resto de los combustibles fueron obtenidos a partir de Geospower Energy. "Estructura de precios de los combustibles en Chile." Consultado Enero 2010, from <http://www.geospower.com/pubs/gpe-comb.pdf>.

⁵ Margen de comercialización fue calculado según datos históricos disponibles en <http://www.cne.cl>

⁶ 122.9 (CLP/kWh) para Sector Residencial y 65.3 (CLP/kWh) para el Sector Industrial. Tarifas Noviembre 2009.

Tabla 10: Deflactor del Dólar

Año	Deflactor Dólar
1990	1.496
1991	1.446
1992	1.413
1993	1.381
1994	1.353
1995	1.326
1996	1.301
1997	1.280
1998	1.266
1999	1.247
2000	1.221
2001	1.192
2002	1.172
2003	1.147
2004	1.115
2005	1.080
2006	1.047
2007	1.020
2008	1.000

Fuente: International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2008

5.5 Poderes caloríficos de los combustibles

Los valores de poder calorífico considerados corresponden a aquellos disponibles en el Balance de Energía del 2008, presentados en la tabla a continuación:

Tabla 11: Poder Calorífico de Energéticos

Combustible	Unidad	Poder Calorífico
Petr. Crudo Nacional	KCal/Kg	10,963
Petr. Crudo Importado	KCal/Kg	10,860
Petr. Combustible 5	KCal/Kg	10,500
Petr. Combustible Ifo 180	KCal/Kg	10,500
Petr. Combustible 6	KCal/Kg	10,500
Nafta	KCal/Kg	11,500
Gas Licuado	KCal/Kg	12,100
Gasolina Automóviles	KCal/Kg	11,200
Gasolina Aviación	KCal/Kg	11,400
Kerosene Aviación	KCal/Kg	11,100
Kerosene	KCal/Kg	11,100
Diesel	KCal/Kg	10,900
Gas Natural Procesado	KCal/m3	9,341
Leña	KCal/Kg	3,500
Carbón	KCal/Kg	7,000
Coque	KCal/Kg	7,000
Biogás	KCal/m3	4,000
Gas De Refinería	KCal/m3	4,260
Electricidad	KCal/kWh	860

Fuente: Balance de Energía de la CNE (2009)

5.6 Factores de Emisión de CO₂e

Los factores de emisión utilizados son aquellos recomendados por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático, presentados en la siguiente tabla:

Tabla 12: Factor de Emisión de GEI Energéticos

Combustible	FE tCO ₂ e/TJ
Alquitrán	80.26
Carbón Subbituminoso	93.35
Carbón Bituminoso	93.35
Coke	93.35
Gas Alto Horno	240.22
Gas Corriente	98.42
Gas Licuado	63.15
Gas Natural	55.96
Gas Refinería	66.8
Gasolina	69
Gasolina Aviación	69
Kerosene	71.54
Kerosene Aviación	71.18
Lena	106.21
Metanol	73
Nafta	73
Petróleo Diesel	73.72
Petróleo N5	76.99
Petróleo N6	76.99
Uranio enriquecido	0

Fuente: IPCC (2006)

5.1 Factor de Emisión de los Sistemas Eléctricos

Los supuestos considerados para el cálculo de los factores de emisión de los sistemas SIC y SING son:

En ambos sistemas eléctricos se consideran solo tres fuentes de combustible fósil a partir de las cuales las centrales generadoras son capaces de producir electricidad: carbón, gas natural y diesel. En cada sistema eléctrico se identifica un grupo de centrales generadoras correspondiente a cada uno de estos combustibles fósiles, las cuales en promedio operan con una determinada eficiencia que permite determinar el consumo total del correspondiente combustible dependiendo de la cantidad de electricidad que generan. Finalmente, el factor de emisión de cada combustible permite cuantificar las emisiones totales de la red eléctrica, según la siguiente fórmula:

$$FE_{red} = \frac{\sum_i \frac{Gen_i}{\eta_i} \cdot FE_i}{\sum_i Gen_i}$$

Donde:

Gen_i : Electricidad generada por la planta i (MWh)

η_i : Eficiencia de la planta i (%)

FE_i : Factor de emisión del combustible utilizado por la planta i (tCO_2/MWh)

Los parámetros utilizados para cada combustible en cada uno de los sistemas son los siguientes:

Tabla 13: Parámetros combustibles

Combustible	FE (tCO_2/MWh)	η	
		SING	SIC
Carbon	0.322	35%	30%
Gas Natural	0.195	45%	45%
Diesel	0.261	30%	30%

A partir de estos datos fue posible obtener el valor del factor de emisión de la red para cada sistema eléctrico en cada uno de los años del horizonte de tiempo del estudio.

Tabla 14: Factor de Emisión Sistemas Eléctricos – Escenarios Azul y Negro (tCO_2e/GWh)

Año	Azul			Negro		
	SING	SIC	SING+SIC	SING	SIC	SING+SIC
2010	821	279	421	822	320	446
2011	946	304	472	932	334	484
2012	985	303	480	964	337	495
2013	870	308	454	878	334	471
2014	878	309	456	867	335	470
2015	889	313	461	878	343	479
2016	881	301	450	894	332	475
2017	916	290	450	889	325	469
2018	956	280	453	913	320	471
2019	997	259	448	946	298	464
2020	963	214	405	933	298	460
2021	923	213	394	925	322	476
2022	887	212	384	891	352	490
2023	885	212	384	889	386	515
2024	873	217	385	886	403	527
2025	850	223	383	907	418	544
2026	874	226	392	924	432	559
2027	882	230	396	938	450	576
2028	875	234	397	938	466	588
2029	881	237	402	946	480	601
2030	882	241	405	948	493	611
Promedio	900	261	425	921	400	533

Fuente: Estimación Propia en base a información proporcionada por CNE

6. SECTOR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

6.1 Identificación de medidas/tecnologías subsector electricidad

El subsector generación de electricidad representa el sector de mayor relevancia para la reducción de emisiones GEI ya que contabilizando un peso combinado entre las emisiones de GEI directas y el consumo de energía posee un 24.5% de participación.

Por lo mismo, en el análisis de las medidas de mitigación del presente subsector se deben tomar en cuenta todas las medidas potencialmente factibles de implementar en Chile durante el periodo de evaluación considerado.

Según información de la CNE para el año 2008, la distribución de la capacidad instalada de generación según tipo de central es la siguiente.

Tabla 15: Distribución de capacidad de generación eléctrica instalada 2008.

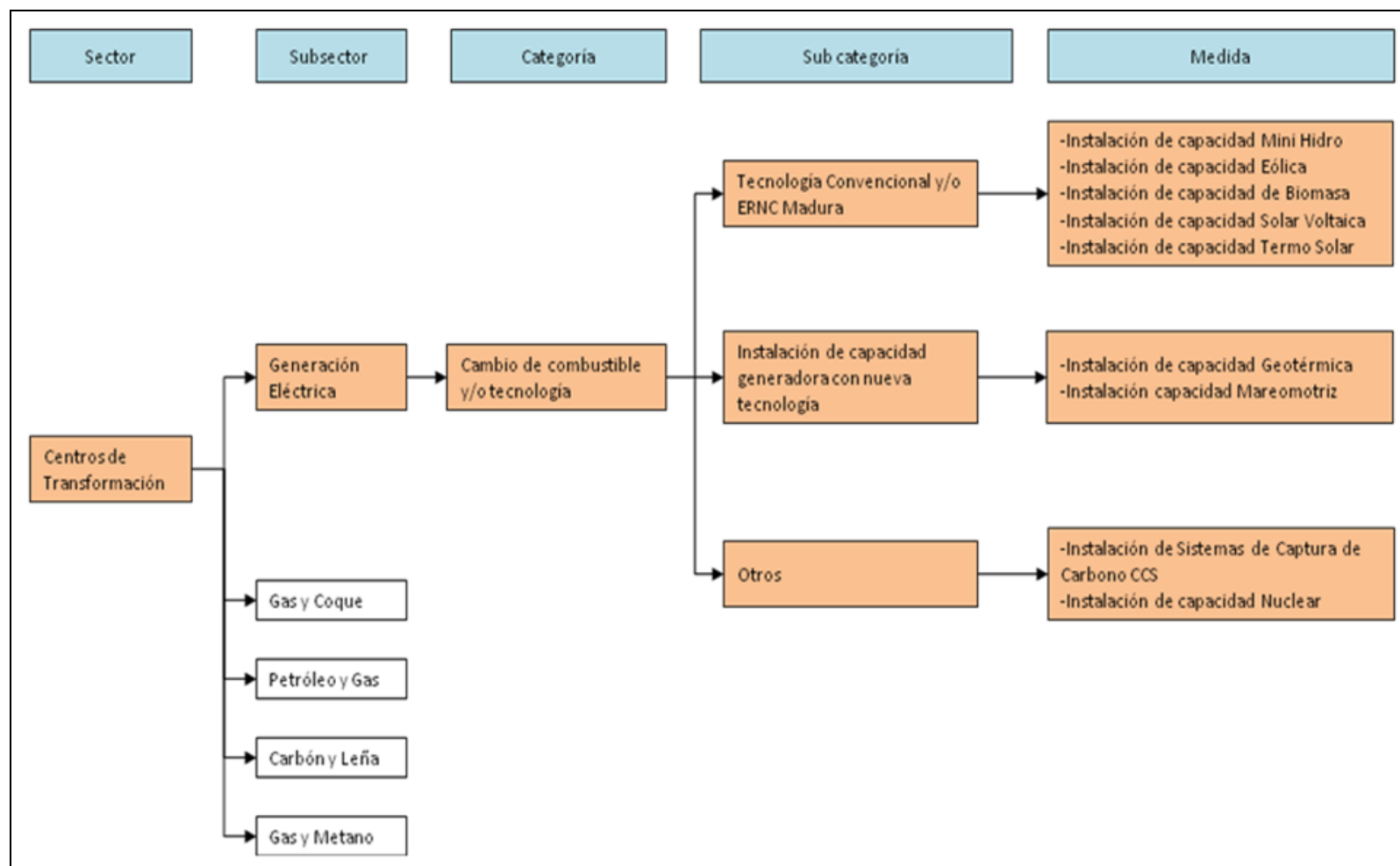
Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada SIC	Potencia Bruta Instalada SING	Situación País
Eólica	0.2%	0%	0.2%
Hidráulica	52.3%	0.4%	38%
Termoeléctrica	47.5%	99.6%	62%

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Al mirar la situación y dada la importancia que posee este subsector en las emisiones de GEI, la posibilidad de instalar una mayor capacidad de ERNC se plantea como una buena oportunidad para reducir sustancialmente las emisiones. Mayor relevancia tiene la instalación de éstas en el SING debido a la alta participación de termoeléctricas en dicho sistema. Según los escenarios de referencia proyectados por CNE, tanto el azul como el negro contemplan una importante participación de termoeléctricas en términos de capacidad instalada para el año 2030 siendo de un 45% para el escenario azul y de 62% para el negro a nivel país.

Dentro de las termoeléctricas, la expansión de la generación eléctrica para los escenarios negro y azul durante el periodo de evaluación se realiza principalmente en base a centrales que utilizan carbón como combustible. Por lo mismo, como supuesto general, las medidas de mitigación evaluadas consideran el reemplazo de capacidad generada a partir de centrales a carbón.

Figura 18: Categorización medidas subsector electricidad



6.2 Resumen de medidas subsector electricidad

Tabla 16: Consolidado de medidas/tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas para el subsector electricidad

Nº	Subsector	Actividad	Categoría	Tecnología/Medida	Descripción
1	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad Mini Hidráulica	Reemplazo de capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de mini hidráulicas.
2	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad Solar Voltaica	Reemplazo de capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar fotovoltaica.
3	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad Termo Solar	Reemplazo de capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar térmica.
4	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad de Biomasa	Reemplazo de capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de centrales a biomasa.
5	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad de energía Geotérmica	Reemplazo capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía geotérmica.
6	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad de energía Mareomotriz	Reemplazo capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía mareomotriz.
7	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de Sistemas de Captura de Carbono (CCS)	Instalación de Sistemas de Captura de Carbono en centrales térmicas en base a carbón.
8	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad de energía Eólica	Instalación de capacidad eólica adicional a la contemplada según escenarios de evaluación desplazando centrales térmicas a carbón.
9	Electricidad	Operación y vida útil	Cambio de combustible y/o tecnología	Instalación de capacidad de energía Nuclear.	Entrada de capacidad nuclear desplazando centrales térmicas a carbón.

6.3 Fichas por medida/tecnología de subsector electricidad

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad Mini Hidráulica																																																					
Sector	Energía																																																					
Subsector	Generación Eléctrica																																																					
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																					
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																					
Descripción	Uno de los mayores potenciales renovables se encuentran dentro de las centrales mini hidráulica de pasada. Sin embargo, dentro del rango de potencia que constituyen estas centrales, la CNE solo estima una capacidad instalada al año 2019 de 175.3 MW con un crecimiento de 44 MW con respecto al año 2009. La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de mini hidráulicas.																																																					
Potencial de penetración	Se ha considerado la penetración a contar del año 2010 con una unidad de 20MW. Para la expansión de la medida se utilizó una interpolación lineal entre el 2010 y el 2030 y se ajusto esa interpolación a bloques múltiples de 20 MW llegando a 638 MW al año 2030 para el escenario negro y 200 MW para el escenario azul.																																																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología Mini Hidráulica por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones para el año 2030. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Negro</th><th>Azul</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>638</td><td>200</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>3.5</td><td>1.1</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Negro	Azul	Capacidad Instalada	MWh	638	200	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	3.5	1.1																																						
Parámetro	Unidad	Negro	Azul																																																			
Capacidad Instalada	MWh	638	200																																																			
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	3.5	1.1																																																			
Información de costos	Parámetros económicos de la tecnología Mini Hidráulica en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Mini Hidráulica</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>2,200</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>5</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>50</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>68</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>28.5</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-38.9</td><td>-38.9</td><td>-38.9</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-65.7</td><td>-94.8</td><td>-123.9</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.1</td></tr><tr><td>Negro</td><td>1.9</td><td>2.7</td><td>3.5</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Mini Hidráulica	Carbón	Inversión	USD/kW	2,200	2,300	Costos Variables	USD/MWh	5	37.9	Vida útil	Años	50	30	Factor de Planta	%	68	82	CTeP	USD/MWh	28.5	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-38.9	-38.9	-38.9	Negro	-65.7	-94.8	-123.9	Reducciones	tCO2e	Azul	1.1	1.1	1.1	Negro	1.9	2.7	3.5
Parámetro	Unidad	Mini Hidráulica	Carbón																																																			
Inversión	USD/kW	2,200	2,300																																																			
Costos Variables	USD/MWh	5	37.9																																																			
Vida útil	Años	50	30																																																			
Factor de Planta	%	68	82																																																			
CTeP	USD/MWh	28.5	61.1																																																			
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																	
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-38.9	-38.9	-38.9																																																	
		Negro	-65.7	-94.8	-123.9																																																	
Reducciones	tCO2e	Azul	1.1	1.1	1.1																																																	
		Negro	1.9	2.7	3.5																																																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología mini hidráulica: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 20MW. - Factor de planta: 68% - Costo de inversión tecnología: 2,200 USD/kW - Vida Útil: 50 años.																																																					
Estado del Arte Internacional	Los sistemas micro y mini hidráulicos, especialmente del tipo de pasada, están presentes en muchas áreas rurales de países en desarrollo. Sin embargo, sus costos de generación																																																					

	son demasiado altos para algunas comunidades por lo que requieren de algún tipo de ayuda privada o fiscal para poder utilizar este tipo de energía. (IPCC 2007b) En la EU, los países con mayor capacidad instalada son Italia, Francia, España y Alemania, aunque existe un alto potencial en países del Este como Rumania, República Checa y Polonia (San Bruno, Fried et al. 2008). Por su parte, en latinoamérica, Ecuador, Colombia y Ecuador cuentan con instalaciones de capacidad mini hidráulica.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina. 3. CNE (2008). Fijación de precios de nudo octubre 2008 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Informe Técnico Definitivo. 4. CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 5. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 6. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 7. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 8. San Bruno, G., L. Fried, et al. (2008). "Focus on Small Hydro." <u>Renewable Energy Focus</u> 9(6): 54-57. 9. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 10. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 11. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad Solar Fotovoltaica																																																						
Sector	Energía																																																						
Subsector	Generación Eléctrica																																																						
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																						
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																						
Descripción	Debido a los altos costos de inversión y a la falta de madurez de la energía solar fotovoltaica, no se espera una alta penetración de esta tecnología en el sistema. A pesar de lo último, Chile posee un alto potencial del recurso solar por lo que la medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar fotovoltaica.																																																						
Potencial de penetración	Se ha considerado la penetración de centrales fotovoltaicas a contar del 2010 en módulos de 2 MW. Dado que esta tecnología posee menos desarrollo que las otras, se estimó una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica a manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Así, se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiples a 2 MW considerando 70 MW al año 2030, tanto para el escenario azul como el negro, para el sistema del Norte Grande. En el SIC no hay instalación de Capacidad Solar Fotovoltaica																																																						
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación Solar Voltaica de embalse por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>2030</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>70</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>0.2</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	2030	Capacidad Instalada	MWh	70	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.2																																									
Parámetro	Unidad	2030																																																					
Capacidad Instalada	MWh	70																																																					
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.2																																																					
Información de costos	Parámetros económicos tecnología solar fotovoltaica en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Solar FV</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>4,500</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>4.5</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>20</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>30</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>153.8</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-</td><td>4.9</td><td>17</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>4.9</td><td>17</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>-</td><td>0.06</td><td>0.2</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>0.06</td><td>0.2</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	Solar FV	Carbón	Inversión	USD/kW	4,500	2,300	Costos Variables	USD/MWh	4.5	37.9	Vida útil	Años	20	30	Factor de Planta	%	30	82	CTeP	USD/MWh	153.8	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	4.9	17	Negro	-	4.9	17	Reducciones	tCO2e	Azul	-	0.06	0.2	Negro	-	0.06	0.2
Parámetro	Unidad	Solar FV	Carbón																																																				
Inversión	USD/kW	4,500	2,300																																																				
Costos Variables	USD/MWh	4.5	37.9																																																				
Vida útil	Años	20	30																																																				
Factor de Planta	%	30	82																																																				
CTeP	USD/MWh	153.8	61.1																																																				
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																		
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	4.9	17																																																		
		Negro	-	4.9	17																																																		
Reducciones	tCO2e	Azul	-	0.06	0.2																																																		
		Negro	-	0.06	0.2																																																		
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología solar voltaica: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 2MW. - Factor de planta: 30% - Costo de inversión tecnología: 4,500 USD/kW - Vida Útil: 20 años.																																																						
Estado del Arte	La fabricación de módulos fotovoltaicos aumentó un 130% entre 2003 y 2005 para																																																						

Internacional	satisfacer la demanda mundial. Japón se mantiene como líder del mercado produciendo más de la mitad de estos. En Latinoamérica, Ecuador, Colombia y Brasil ya poseen una pequeña capacidad instalada.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina. 3. CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 4. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 5. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 6. IEA (2008) World Energy Outlook. 7. NREL (2009). "Data Report." 8. PROGEA(UCHILE) (2008) Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción. 9. UCHILE (2009) Aporte potencial de Energías Renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz Eléctrica 2008 - 2025. 53-58. 10. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 11. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 12. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 13. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy. 14. Watts, D. , Kipreos, N, (2009) Solar Power in Chile: Potential, Costs and Capacity Factor Estimates. Working Paper (Submission to the Journal of Energy Engineering) 15. Watts, D. , Kipreos, N, (2009) The Role of Solar Power in the Curving Down of Greenhouse Gas Emissions in Chile, Working Paper

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad Termo Solar																																																						
Sector	Energía																																																						
Subsector	Generación Eléctrica																																																						
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																						
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																						
Descripción	Debido a los altos costos de inversión y a la falta de madurez de la energía termo solar, no se espera una alta penetración de esta tecnología en el sistema. A pesar de lo último, Chile posee un alto potencial del recurso solar por lo que la medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar térmica.																																																						
Potencial de penetración	Se ha considerado la penetración de centrales termo solares a contar del 2010 en módulos de 20 MW. Se ajustó la interpolación logarítmica, para así modelar la resistencia inicial de penetración debido a que esta tecnología posee menos desarrollo que las otras evaluadas, considerando 40 MW al año 2030 para ambos escenarios de referencia, azul y negro.																																																						
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación Termo Solar de embalse por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>2030</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>40</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>0.1</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	2030	Capacidad Instalada	MWh	40	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.1																																									
Parámetro	Unidad	2030																																																					
Capacidad Instalada	MWh	40																																																					
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.1																																																					
Información de costos	Parámetros económicos tecnología termo solar en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Solar TH</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>4,525</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>4.5</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>25</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>29</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>143.8</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-</td><td>-</td><td>8.4</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>-</td><td>8.4</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>-</td><td>-</td><td>0.1</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>-</td><td>0.1</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	Solar TH	Carbón	Inversión	USD/kW	4,525	2,300	Costos Variables	USD/MWh	4.5	37.9	Vida útil	Años	25	30	Factor de Planta	%	29	82	CTeP	USD/MWh	143.8	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-	8.4	Negro	-	-	8.4	Reducciones	tCO2e	Azul	-	-	0.1	Negro	-	-	0.1
Parámetro	Unidad	Solar TH	Carbón																																																				
Inversión	USD/kW	4,525	2,300																																																				
Costos Variables	USD/MWh	4.5	37.9																																																				
Vida útil	Años	25	30																																																				
Factor de Planta	%	29	82																																																				
CTeP	USD/MWh	143.8	61.1																																																				
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																		
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-	8.4																																																		
		Negro	-	-	8.4																																																		
Reducciones	tCO2e	Azul	-	-	0.1																																																		
		Negro	-	-	0.1																																																		
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología termo solar: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 20MW. - Factor de planta: 29% - Costo de inversión tecnología: 4,525 USD/kWh (año 2010); 1,900 USD/kWh (año 2030) - Vida Útil: 25 años.																																																						
Estado del Arte Internacional	Existe una gran capacidad instalada en California, EEUU, mientras se desarrollan proyectos en 11 países, entre los cuales está España e Israel. Además, el Banco																																																						

	Africano de Desarrollo ha financiado plantas en Marruecos y en el desierto Mojave, en EEUU. En latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a capacidad ya instalada de energía Termo Solar.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina. 3. DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book. 4. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 5. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 6. IEA (2008) World Energy Outlook. 7. NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization. 8. UCHILE (2009) Aporte potencial de Energías Renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz Eléctrica 2008 - 2025. 53-58. 9. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 10. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 11. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy. 12. Watts, D. , Kipreos, N, (2009) Solar Power in Chile: Potential, Costs and Capacity Factor Estimates. Working Paper (Submission to the Journal of Energy Engineering) 13. Watts, D. , Kipreos, N, (2009) The Role of Solar Power in the Curving Down of Greenhouse Gas Emissions in Chile, Working Paper.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad de Biomasa																																																					
Sector	Energía																																																					
Subsector	Generación Eléctrica																																																					
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																					
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																					
Descripción	Hoy en día, la biomasa representa una fuente de energía para muchos clientes autoprodutores del sistema. Las aplicaciones de esta energía son variadas y los potenciales de penetración no pueden ser sub estimados. Por el hecho de que la biomasa represente un sumidero de carbono y por lo tanto las emisiones netas de esta tecnología sean reducidas dentro de su ciclo de vida es de importancia analizar los parámetros más relevantes de la tecnología. Se evaluó la penetración de la tecnología de biomasa a través de la sub-tecnología BIGCC. La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de centrales a biomasa.																																																					
Potencial de penetración	Se ha considerado la entrada de centrales de biomasa a contar del año 2010 con una unidad de penetración de 30 MW. Para la expansión de la medida se utilizo una interpolación lineal entre el 2015 y el 2030 y se ajusto dicha interpolación a bloques múltiplos de 30 MW con 400 MW y 90 MW al año 2030, para los escenarios negro y azul respectivamente																																																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación eléctrica a partir de Biomasa por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Azul</th><th>Negro</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>400</td><td>90</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>2.8</td><td>0.6</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Azul	Negro	Capacidad Instalada	MWh	400	90	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	2.8	0.6																																						
Parámetro	Unidad	Azul	Negro																																																			
Capacidad Instalada	MWh	400	90																																																			
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	2.8	0.6																																																			
Información de costos	Parámetros económicos tecnología biomasa en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Biomasa</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>1,800</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>15.3</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>30</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>87</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>32.3</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-19.8</td><td>-19.8</td><td>-19.8</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-40</td><td>-64.2</td><td>-88.3</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>0.6</td><td>0.6</td><td>0.6</td></tr><tr><td>Negro</td><td>1.3</td><td>2.1</td><td>2.8</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Biomasa	Carbón	Inversión	USD/kW	1,800	2,300	Costos Variables	USD/MWh	15.3	37.9	Vida útil	Años	30	30	Factor de Planta	%	87	82	CTeP	USD/MWh	32.3	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-19.8	-19.8	-19.8	Negro	-40	-64.2	-88.3	Reducciones	tCO2e	Azul	0.6	0.6	0.6	Negro	1.3	2.1	2.8
Parámetro	Unidad	Biomasa	Carbón																																																			
Inversión	USD/kW	1,800	2,300																																																			
Costos Variables	USD/MWh	15.3	37.9																																																			
Vida útil	Años	30	30																																																			
Factor de Planta	%	87	82																																																			
CTeP	USD/MWh	32.3	61.1																																																			
Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030																																																	
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-19.8	-19.8	-19.8																																																	
		Negro	-40	-64.2	-88.3																																																	
Reducciones	tCO2e	Azul	0.6	0.6	0.6																																																	
		Negro	1.3	2.1	2.8																																																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología biomasa: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 30MW. - Factor de planta: 87%																																																					

	• Costo de inversión tecnología: 1,800 USD/kW • Vida Útil: 30 años.
Estado del Arte Internacional	Según IPCC (2007b), dos tercios de la energía primaria generada a través de la biomasa es consumida por países en desarrollo para uso residencial. El uso de biomasa para cogeneración y calefacción está en aumento a nivel mundial. Los países líderes en la producción de electricidad por biomasa son EEUU, Alemania y Brasil, además de la UE, todos los cuales han experimentado un gran crecimiento en la última década (Demirbas, Balat et al. 2009).
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 "Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile". 2. CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 3. DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book. 4. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 5. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 6. IEA (2008) World Energy Outlook. 7. NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization. 8. WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment 9. Demirbas, M. F., M. Balat, et al. (2009). "Potential contribution of biomass to the sustainable energy development." <u>Energy Conversion & Management</u> 50(7): 1746-1760. 10. Watts, D., Jara, D. (2009), "Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero", Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 11. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 12. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector", Submission to Energy Policy.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad de energía Geotérmica																																																					
Sector	Energía																																																					
Subsector	Generación Eléctrica																																																					
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																					
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																					
Descripción	El potencial en energía geotérmica en Chile, dada su naturaleza sísmica y la presencia de volcanes en el país hacen pensar que en un futuro el sistema pueda mostrar expansión en este tipo de tecnología. En la actualidad está lejos de ser competitiva. La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía geotérmica.																																																					
Potencial de penetración	Se ha considerado la entrada de centrales geotérmicas a contar del año 2015 con una unidad de penetración de 30 MW. Dado que la tecnología posee un menor desarrollo, se estimó una expansión de la medida utilizando una expansión logarítmica a manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 30, considerando 1188 MW y 320 MW al año 2030, para los escenarios negro y azul respectivamente, en el SIC. Para el caso del SING, existe entrada de centrales geotérmicas, pero salen el año 2027.																																																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación eléctrica Geotérmica por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Negro</th><th>Azul</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>1188</td><td>320</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>8</td><td>2.2</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Negro	Azul	Capacidad Instalada	MWh	1188	320	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	8	2.2																																						
Parámetro	Unidad	Negro	Azul																																																			
Capacidad Instalada	MWh	1188	320																																																			
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	8	2.2																																																			
Información de costos	Parámetros económicos tecnología geotérmica en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Geotérmica</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>3,550</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>2</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>40</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>84</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>33.9</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-64.1</td><td>-48.1</td><td>-64.1</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-133.9</td><td>-186</td><td>-238.1</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>2,4</td><td>1,6</td><td>2,2</td></tr><tr><td>Negro</td><td>4,9</td><td>6,4</td><td>8</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Geotérmica	Carbón	Inversión	USD/kW	3,550	2,300	Costos Variables	USD/MWh	2	37.9	Vida útil	Años	40	30	Factor de Planta	%	84	82	CTeP	USD/MWh	33.9	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-64.1	-48.1	-64.1	Negro	-133.9	-186	-238.1	Reducciones	tCO2e	Azul	2,4	1,6	2,2	Negro	4,9	6,4	8
Parámetro	Unidad	Geotérmica	Carbón																																																			
Inversión	USD/kW	3,550	2,300																																																			
Costos Variables	USD/MWh	2	37.9																																																			
Vida útil	Años	40	30																																																			
Factor de Planta	%	84	82																																																			
CTeP	USD/MWh	33.9	61.1																																																			
Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030																																																	
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-64.1	-48.1	-64.1																																																	
		Negro	-133.9	-186	-238.1																																																	
Reducciones	tCO2e	Azul	2,4	1,6	2,2																																																	
		Negro	4,9	6,4	8																																																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología geotérmica: 0.0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 30MW. - Factor de planta: 84% - Costo de inversión tecnología: 3,550 USD/kW - Vida Útil: 40 años.																																																					
Estado del Arte Internacional	Según IPCC (2007b), el uso de bombas que extraen el calor del suelo para calefaccionar edificios está aumentando. Además, se están desarrollando tecnologías que mejoran el																																																					

	proceso de conversión a energía, lo que aumentaría su uso. En la UE, Italia, Islandia, Rusia y Turkía son los países con la mayor cantidad de capacidad instalada (Antics and Sanner 2007). Por otro lado, Australia ha realizado importantes inversiones dado su gran potencial geotérmico (Goldstein, Hill et al. 2009). Con respecto a Latinoamérica, solo Colombia hace referencia en su plan de expansión de energía eléctrica a la generación de electricidad con capacidad geotérmica.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 "Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile". 2. Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina. 3. CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 4. CNE (2009a). Fijacion de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo. 3. DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book. 4. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 5. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 6. IEA (2008) World Energy Outlook. 7. NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization. 8. NREL (2009). "Data Report." 9. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 10. Watts, D., Jara, D. (2009), "Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero", Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 11. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 12. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector", Submission to Energy Policy.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad de energía Mareomotriz																																																										
Sector	Energía																																																										
Subsector	Generación Eléctrica																																																										
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																										
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																										
Descripción	De las tecnologías renovables no convencional, la tecnología mareomotriz es la menos desarrollada a nivel mundial. Las aproximaciones a la generación con esta tecnología son meramente experimentales hasta la fecha. Por lo mismo, la penetración de esta medida es baja y recién se estima para el año 2026. La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía mareomotriz.																																																										
Potencial de penetración	Debido al poco desarrollo de la tecnología se considera una entrada inicial de 50 MW al año 2026 y otros 50 MW al año 2028.																																																										
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación eléctrica Mareomotriz por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>2030</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>100</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>0.23</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	2030	Capacidad Instalada	MWh	100	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.23																																													
Parámetro	Unidad	2030																																																									
Capacidad Instalada	MWh	100																																																									
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	0.23																																																									
Información de costos	Parámetros económicos tecnología mareomotriz en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Mareomotriz</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>8,274</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costo de O&M</td><td>USD/kW</td><td>204</td><td>-</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>17.5</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>20</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>28</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>394.8</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-</td><td>-</td><td>81.8</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>-</td><td>81.8</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>-</td><td>-</td><td>0.2</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>-</td><td>0.2</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	Mareomotriz	Carbón	Inversión	USD/kW	8,274	2,300	Costo de O&M	USD/kW	204	-	Costos Variables	USD/MWh	17.5	37.9	Vida útil	Años	20	30	Factor de Planta	%	28	82	CTeP	USD/MWh	394.8	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-	81.8	Negro	-	-	81.8	Reducciones	tCO2e	Azul	-	-	0.2	Negro	-	-	0.2
Parámetro	Unidad	Mareomotriz	Carbón																																																								
Inversión	USD/kW	8,274	2,300																																																								
Costo de O&M	USD/kW	204	-																																																								
Costos Variables	USD/MWh	17.5	37.9																																																								
Vida útil	Años	20	30																																																								
Factor de Planta	%	28	82																																																								
CTeP	USD/MWh	394.8	61.1																																																								
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																						
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-	81.8																																																						
		Negro	-	-	81.8																																																						
Reducciones	tCO2e	Azul	-	-	0.2																																																						
		Negro	-	-	0.2																																																						
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología mareomotriz: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 100MW. - Factor de planta: 28% - Costo de inversión tecnología: 8,274 USD/kWh (año 2010); 3,750 USD/kWh (año 2030) - Vida Útil: 20 años.																																																										
Estado del Arte Internacional	Según IPCC (2007b), estas tecnologías se encuentran en una etapa aún temprana de desarrollo. Además, deben tomarse en cuenta los posibles impactos que las turbinas puedan ocasionar en el ecosistema costero y marino, por lo que se necesita la																																																										

	aprobación sostenida de la sociedad y del gobierno para que las nuevas tecnologías entren al mercado. Según Entec UK Limited (2009), el Reino Unido espera lograr contar con una gran capacidad instalada para 2020. Con respecto a Latinoamérica no se ha encontrado información relativa a la instalación de capacidad mareomotriz.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book. 3. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 4. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 5. Entec UK Limited (2009). Marine Renewable Energy, BWEA. 6. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 7. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 8. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 9. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de Sistemas de Captura de Carbono (CCS)																																																						
Sector	Energía																																																						
Subsector	Generación Eléctrica																																																						
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																						
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																						
Descripción	La captura y almacenamiento de carbono no representa una tecnología de generación en sí, sino más bien una tecnología adicional a la generación convencional con carbono orientada a reducir las emisiones de carbono que la tecnología carbonera emite. Por lo tanto interesa solo establecer el costo de inversión de la tecnología y los costos variables de la misma, ya que el resto de los parámetros desentenderán de la tecnología carbonera sobre la cual se aplique el sistema CCS. Esta tecnología no existe actualmente en el sistema y no se espera que penetre en el antes del año 2020 (IEA 2008).																																																						
Potencial de penetración	Se ha considerado que a contar del año 2020 todas las plantas de generación en base a carbón utilizan tecnología CCS.																																																						
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión para esta tecnología de 0.108 tCO2e/MWh. El potencial de mitigación al año 2030 corresponde a 68 y 15.8 MtCO2e/año, para los escenarios negro y azul respectivamente.																																																						
Información de costos	Parámetros económicos tecnología CCS en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>CCS</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>3,050 (*)</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>42.5</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>20</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>85</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>78.2</td><td>61.1</td></tr></table> *Corresponde a 2300 USD/kW planta carbón + 750 USD/kW sistema CCS Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-</td><td>50.8</td><td>305</td></tr><tr><td>Negro</td><td>76.2</td><td>635.4</td><td>1,347.1</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>-</td><td>2,5</td><td>15,8</td></tr><tr><td>Negro</td><td>3,7</td><td>31,6</td><td>68</td></tr></table>					Parámetro	Unidad	CCS	Carbón	Inversión	USD/kW	3,050 (*)	2,300	Costos Variables	USD/MWh	42.5	37.9	Vida útil	Años	20	30	Factor de Planta	%	85	82	CTeP	USD/MWh	78.2	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	50.8	305	Negro	76.2	635.4	1,347.1	Reducciones	tCO2e	Azul	-	2,5	15,8	Negro	3,7	31,6	68
Parámetro	Unidad	CCS	Carbón																																																				
Inversión	USD/kW	3,050 (*)	2,300																																																				
Costos Variables	USD/MWh	42.5	37.9																																																				
Vida útil	Años	20	30																																																				
Factor de Planta	%	85	82																																																				
CTeP	USD/MWh	78.2	61.1																																																				
Parámetro	Unidad	Esc. Ref	2020	2025	2030																																																		
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	50.8	305																																																		
		Negro	76.2	635.4	1,347.1																																																		
Reducciones	tCO2e	Azul	-	2,5	15,8																																																		
		Negro	3,7	31,6	68																																																		
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología CCS: 0.108 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 300MW. - Factor de planta: 85% - Costo de inversión tecnología: 3,050 USD/kWh (año 2010); 2,900 USD/kWh (año 2030) - Vida Útil: 20 años.																																																						
Estado del Arte Internacional	La tecnología de almacenamiento de Carbono en el océano está aún en fase de investigación. Aquella de almacenamiento geológico es la más madura de este tipo, sin embargo algunos estudios predicen un uso no significativo hasta 2050. (IPCC 2007b).																																																						
Referencias bibliográficas	- IEA (2008) Energy Technology Perspective. - IEA (2008) World Energy Outlook. - IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. - Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile.																																																						

	5. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 6. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy.
--	--

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad de energía Eólica																																																					
Sector	Energía																																																					
Subsector	Generación Eléctrica																																																					
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																					
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																					
Descripción	Según lo establecido en el plan de obras recomendado y el plan de obras en construcción presentados en el informe de precio nudo de la CNE (CNE 2009), la energía eólica se presenta como la alternativa más confiable para suministrar la energía proveniente de fuentes renovables que la ley N°20.257. La entrada de capacidad eólica adicional a la contemplada (según escenarios) desplazará centrales térmicas a carbón.																																																					
Potencial de penetración	Se comienza la expansión el año 2010 con 70 MW (20 en el SIC y 50 en el SING). Para la expansión, se utiliza una evolución lineal mediante una interpolación y luego se ajusta la interpolación con escalones anuales con valores múltiplos de 60 MW, hasta alcanzar el máximo esperado de 2700 MW y 560 MW el año 2030 para los escenarios negro y azul respectivamente.																																																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación eléctrica Eólica por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Negro</th><th>Azul</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MW</td><td>2700</td><td>560</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>6.8</td><td>1.4</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Negro	Azul	Capacidad Instalada	MW	2700	560	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	6.8	1.4																																						
Parámetro	Unidad	Negro	Azul																																																			
Capacidad Instalada	MW	2700	560																																																			
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	6.8	1.4																																																			
Información de costos	Parámetros económicos tecnología Eólica en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Eólica</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>1,800</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>7.7</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>20</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>30</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>67.4</td><td>63.8</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>9.2</td><td>9.2</td><td>9.2</td></tr><tr><td>Negro</td><td>17.2</td><td>31.2</td><td>44.5</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>1,4</td><td>1,4</td><td>1,4</td></tr><tr><td>Negro</td><td>2,5</td><td>4,7</td><td>6,8</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Eólica	Carbón	Inversión	USD/kW	1,800	2,300	Costos Variables	USD/MWh	7.7	37.9	Vida útil	Años	20	30	Factor de Planta	%	30	82	CTeP	USD/MWh	67.4	63.8	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	9.2	9.2	9.2	Negro	17.2	31.2	44.5	Reducciones	tCO2e	Azul	1,4	1,4	1,4	Negro	2,5	4,7	6,8
Parámetro	Unidad	Eólica	Carbón																																																			
Inversión	USD/kW	1,800	2,300																																																			
Costos Variables	USD/MWh	7.7	37.9																																																			
Vida útil	Años	20	30																																																			
Factor de Planta	%	30	82																																																			
CTeP	USD/MWh	67.4	63.8																																																			
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																	
Costos Totales	MUSD/año	Azul	9.2	9.2	9.2																																																	
		Negro	17.2	31.2	44.5																																																	
Reducciones	tCO2e	Azul	1,4	1,4	1,4																																																	
		Negro	2,5	4,7	6,8																																																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología Eólica: 0.0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 60MW. - Factor de planta: 30% - Costo de inversión tecnología: 1,800 USD/kW - Vida Útil: 20 años.																																																					
Estado del Arte Internacional	La capacidad instalada mundial ha aumentado 25 veces entre 1991 y 2005, donde se encuentra a Dinamarca como la nación que posee la generación eléctrica per cápita por energía eólica más alta del mundo. Por otro lado, las mayores inversiones en el tema han																																																					

	sido realizadas por Europa, Japón, China, EEUU e India aunque se espera un rápido crecimiento en la inversión de países en desarrollo como México y Brasil, además de China e India. También Argentina, Colombia y Uruguay poseen dentro de sus planes estratégicos la inclusión de capacidad eólica en su matriz energética.
Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina. 3. CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo. 4. CNE (2009a). Fijación de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo. 5. DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book. 6. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 7. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 8. IEA (2008) World Energy Outlook. 9. NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization. 10. UCHILE (2008) Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025. 11. WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment. 12. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 13. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 14. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy 15. Watts, D., Jara, D. (2009), El Estado de la Energía Eólica en Chile, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 16. Watts, D., Jara, D. (2009), Statistical Analysis of Wind Energy in Chile, Submission to Renewable Energy. 17. Watts, D., Valdes, M (2009), Wind Energy in Chile: Status and future prospects, Submission to Journal of Energy Engineering. 18. Watts, D., (2009), The Role of Wind Energy in the Curving Down of Greenhouse Gas Emissions in Chile, Working Paper.

Nombre de Medida/Tecnología	Instalación de capacidad de energía Nuclear.																																																					
Sector	Energía																																																					
Subsector	Generación Eléctrica																																																					
Proceso o actividad	Operación y vida útil																																																					
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																					
Descripción	Si bien la energía nuclear, debido a sus requerimientos tecnológicos, económicos, de capital humano especializado y de institucionalidad y legislación, no se proyecta ser instalada antes del año 2025, es de interés estudiar su efecto en un modelo de planificación energética. La entrada de capacidad nuclear desplazará centrales térmicas a carbón.																																																					
Potencial de penetración	Debido a los requerimientos de desarrollo político legislativo, regulatorio, tecnológico y científico que la energía nuclear requiere para su instalación se plantean 2000 MW y 1000 MW al año 2030, para los escenarios negro y azul respectivamente.																																																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación eléctrica Nuclear por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón desplazada. Datos agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Negro</th><th>Azul</th></tr><tr><td>Capacidad Instalada</td><td>MWh</td><td>2000</td><td>1000</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones</td><td>MtCO2e/año</td><td>14.5</td><td>7.3</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Negro	Azul	Capacidad Instalada	MWh	2000	1000	Reducción de emisiones	MtCO2e/año	14.5	7.3																																						
Parámetro	Unidad	Negro	Azul																																																			
Capacidad Instalada	MWh	2000	1000																																																			
Reducción de emisiones	MtCO2e/año	14.5	7.3																																																			
Información de costos	Parámetros económicos tecnología Nuclear en comparación con una central térmica en base a carbón. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Nuclear</th><th>Carbón</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>USD/kW</td><td>3,500</td><td>2,300</td></tr><tr><td>Costos Variables</td><td>USD/MWh</td><td>20</td><td>37.9</td></tr><tr><td>Vida útil</td><td>Años</td><td>40</td><td>30</td></tr><tr><td>Factor de Planta</td><td>%</td><td>85</td><td>82</td></tr><tr><td>CTeP</td><td>USD/MWh</td><td>51.2</td><td>61.1</td></tr></table> Resultados agregados de costo de tecnología. <table><tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td rowspan="2">Costos Totales</td><td rowspan="2">MUSD/año</td><td>Azul</td><td>-</td><td>-78.1</td><td>-78.1</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>-78.1</td><td>-156.2</td></tr><tr><td rowspan="2">Reducciones</td><td rowspan="2">tCO2e</td><td>Azul</td><td>-</td><td>7,3</td><td>7,3</td></tr><tr><td>Negro</td><td>-</td><td>7,3</td><td>14,5</td></tr></table>				Parámetro	Unidad	Nuclear	Carbón	Inversión	USD/kW	3,500	2,300	Costos Variables	USD/MWh	20	37.9	Vida útil	Años	40	30	Factor de Planta	%	85	82	CTeP	USD/MWh	51.2	61.1	Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030	Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-78.1	-78.1	Negro	-	-78.1	-156.2	Reducciones	tCO2e	Azul	-	7,3	7,3	Negro	-	7,3	14,5
Parámetro	Unidad	Nuclear	Carbón																																																			
Inversión	USD/kW	3,500	2,300																																																			
Costos Variables	USD/MWh	20	37.9																																																			
Vida útil	Años	40	30																																																			
Factor de Planta	%	85	82																																																			
CTeP	USD/MWh	51.2	61.1																																																			
Parámetro	Unidad	Esc. Ref.	2020	2025	2030																																																	
Costos Totales	MUSD/año	Azul	-	-78.1	-78.1																																																	
		Negro	-	-78.1	-156.2																																																	
Reducciones	tCO2e	Azul	-	7,3	7,3																																																	
		Negro	-	7,3	14,5																																																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor de emisión tecnología Nuclear: 0 tCO2e/MWh. - Módulos de instalación de capacidad: 1000MW. - Factor de planta: 85% - Costo de inversión tecnología: 3,500 USD/kW - Vida Útil: 40 años.																																																					
Estado del Arte Internacional	Según IPCC (2007b), existe una fuerte tendencia a aumentar la capacidad generada por energía nuclear en países de oriente como Japón, China e India. Incluso, China ha ratificado un acuerdo con Australia para asegurar el suministro de miles de toneladas de uranio. En latinoamerica Brasil y Argentina son los únicos países de la región que poseen capacidad instalada de energía nuclear.																																																					

Referencias bibliográficas	1. Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile”. 2. IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity. 3. IEA (2008) Energy Technology Perspective. 4. WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assesment 5. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report. 6. Watts, D., Jara, D. (2009), “Estudio de Costos y Parámetros Técnicos de las Tecnologías de Generación Eléctrica y su Rol en el Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero”, Informe Preliminar, Grupo Energía, PUC-Chile. 7. Watts, D. (2009), Potencial y Costo de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Eléctrico Chileno, Working Paper, Grupo Energía, PUC-Chile. 8. Watts, D. (2009), Greenhouse Gas Emission Abatement in the Chilean Electricity Sector”, Submission to Energy Policy.
-----------------------------------	---

6.4 Identificación de medidas/tecnologías subsector petróleo y gas

Dado el horizonte que cubre el estudio, el escenario de referencia sobre la cual se incluirán las opciones de mitigación, debe definirse a partir de una proyección de consumos hecha con información histórica. Para estimar las emisiones del sector petróleo y gas natural, se utilizan datos históricos de consumo aparente de energía informado en el BNE, datos que luego se proyectaron referenciados al crecimiento promedio del PIB (3% el 2010, 5% del 2011-2015 y 4% del 2016-2030), teniendo en cuenta los límites máximos de refinación de ENAP de 36.000 m³/día hasta el año 2015. Adicionalmente de acuerdo a información provista por CNE, se espera que partir del 2016, se implementen proyectos de ampliación de la capacidad que permitirían la refinación de 51.000 m³/día.

Adicionalmente, las emisiones fugitivas de la industria del petróleo y gas (Metano, CH₄) fueron estimadas en base al consumo energético utilizado para la producción nacional de ambos combustibles.

La recopilación de medidas de mitigación para el subsector Petróleo y Gas incorporó información referencial de una serie de tecnologías consideradas como las mejores prácticas disponibles para la reducción de GEI en la industria del Petróleo y Gas internacional. La clasificación utilizada y las medidas identificadas, se basan principalmente en documentos del Programa Oil & Gas Star Program (EPA) y el estudio nacional mexicano Low-Carbon Development for Mexico (MEDEC, 2009).

A continuación se presenta un resumen de las principales tecnologías/medidas levantadas de la revisión bibliográfica internacional, con el objetivo de validar su aplicabilidad y potencial de implementación a escala nacional. Adicionalmente el documento pretende levantar información de indicadores (eficiencia energética, reducción de fugas), producción y costos por tecnología ajustados a la realidad nacional.

6.5 Resumen de medidas subsector petróleo y gas

Industria	Tecnología/Medida	Fuente de Referencia	Descripción
Petróleo & Gas	Instalación de unidades de recuperación de vapor (VRU) en tanques de almacenamiento de petróleo	1. Oil and Natural Gas Best Practices to Reduce Methane Emissions. US EPA Gas Star Program 2. Low-Carbon Development for Mexico. MEDEC 2009	Los tanques se usan para mantener el petróleo por cortos períodos de tiempo a fin de estabilizar el flujo entre los pozos y los gaseoductos o instalaciones de transporte por carro tanque. Durante el almacenamiento, se produce evaporación de los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo, entre ellos metano y otros compuestos orgánicos volátiles (VOC), quedando retenidos en el espacio entre el líquido y el techo fijo del tanque. A medida que fluctúa el nivel de líquido en el tanque, estos vapores a menudo son liberados a la atmósfera. Una manera de evitar las emisiones de estos gases y obtener un ahorro económico importante es instalar unidades de recuperación de vapores en los tanques de almacenamiento de petróleo. Las unidades de recuperación de vapores son sistemas relativamente simples que pueden capturar aproximadamente 95 por ciento de los vapores con elevado poder calorífico (Btu) para venta o uso in situ como combustible.
Gas	Reemplazo de sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos.	1. Oil and Natural Gas Best Practices to Reduce Methane Emissions. US EPA Gas Star Program 2. Low-Carbon Development for Mexico. MEDEC 2009	Los compresores centrífugos son ampliamente usados en la producción y transmisión de gas natural. Los sellos en los ejes rotativos evitan que el gas natural a alta presión se escape de la envoltura cilíndrica del compresor. Tradicionalmente, estos sellos usan aceite a alta presión como barrera contra el escape del gas. El reemplazo de estos sellos "húmedos" (aceite) por sellos secos reduce importantemente los costos de operación y las emisiones de metano. La mayoría de esas emisiones ocurren cuando al aceite circulante se le quita el gas que absorbe en la cara del sello de alta presión. Los sellos secos, los cuales usan gas a alta presión para sellar el compresor, emiten menos metano (hasta a 6 scfm), tienen requisitos más bajos de energía, mejoran la eficiencia operativa y el rendimiento del compresor y la tubería, mejoran la confiabilidad del compresor y necesitan mucho menos mantenimiento.
Gas	Reducción de emisiones de metano de los sistemas de empaquetadura del vástago de compresores	1. Oil and Natural Gas Best Practices to Reduce Methane Emissions. US EPA Gas Star Program	Las fugas desde los sistemas de empaquetaduras de los compresores contribuyen con más de 43.8 Bcf de metano a la atmósfera por año, lo que representa una de las más grandes fuentes de emisiones en las estaciones de compresores de gas natural. Todos los sistemas de empaquetaduras tienen fugas bajo condiciones normales, la cantidad depende de la presión del cilindro, los accesorios y la alineación de las piezas de la empaquetadura, y la cantidad de desgaste de los anillos y el eje del vástago. Un sistema nuevo de empaquetadura, correctamente alineado y ajustado, puede perder aproximadamente 11 a 12 pies cúbicos estándar por hora (scfh). Sin embargo, conforme el sistema envejece, la tasa de fugas aumentará por el desgaste de los anillos de la empaquetadura y el vástago del pistón.
Gas	Forro compuesto para reparación de defectos de tubería que no impliquen fugas	1. Oil and Natural Gas Best Practices to Reduce Methane Emissions. US EPA Gas Star Program	El forro compuesto es una tecnología de reparación de tuberías que es permanente y económica, adecuada para los defectos que no impliquen fugas tales como picaduras, abolladuras, estrías y corrosión externa. El forrado compuesto puede llevarse a cabo en tuberías que están en operación sin tener que retirarlas de servicio. Esta técnica de reparación es rápida y generalmente menos costosa que otras opciones, y restaura permanentemente la capacidad de contención de la presión de la tubería cuando se instala correctamente. El forro compuesto puede servir como alternativa a las prácticas tradicionales de reparación de tuberías como el reemplazo de la tubería o la instalación de mangas divididas de acero de envoltura completa. En comparación con estas prácticas tradicionales, las reparaciones con forro compuesto generalmente son más económicas, requieren menos tiempo y una mano de obra menos intensa. En el caso del reemplazo de una tubería, la reparación del forro compuesto tiene ventajas adicionales ya que evita las interrupciones de servicio al cliente y elimina las emisiones de metano asociadas con la ventilación de las tuberías dañadas.
Petróleo	Eficiencia energética en las refinerías de petróleo	1. Low-Carbon Development for Mexico. MEDEC 2009	Reducción de combustible y consumos eléctricos en las refinerías de petróleo.

Con el objeto de validar las medidas del subsector “Petróleo y Gas” se propuso sostener reuniones con profesionales de ENAP relacionados con las temáticas de interés. A solicitud de ENAP, la reunión fue requerida formalmente a través de un oficio remitido por CONAMA en donde se explicaban los lineamientos generales del estudio y se solicitaba una reunión con el Gerente de Refinería Aconcagua y el Jefe Departamento Gestión Medioambiental y Aseguramiento de Calidad. En este contexto, la reunión se desarrolló en las dependencias de ENAP Refinería Aconcagua con fecha 11 de Marzo de 2009, y contó con la presencia de las Jefaturas de Medioambiente y Energía. Pese a que por problemas de fuerza mayor durante la reunión (alarma de Tsunami) el objetivo de validar las medidas no se cumplió, se destacan los siguientes comentarios:

- ✓ La empresa no cuenta con una política ni metas de reducción de gases de efecto invernadero. Si bien se sabe que con la implementación de ciertas medidas de eficiencia energética se logran reducciones de GEI, este no es el fin último de la empresa.
- ✓ Debido a la característica estatal de la empresa, la implementación de medidas de eficiencia energética considera importantes barreras, entre las que destacan: bajo incentivo a la innovación, los proyectos de eficiencia energética compiten generalmente con proyectos más rentables dentro del sector por lo que presentan un bajo porcentaje de desarrollo, falta de recursos monetarios para implementar proyectos de eficiencia energética en la empresas estatales, imposibilidad de desarrollar de manera autónoma las iniciativas (no pueden establecer contacto directo con desarrolladores de proyecto).
- ✓ Como consecuencia del terremoto (febrero 2010), un alto porcentaje de las instalaciones de ENAP resultaron gravemente dañadas (Refinería Bío-Bío, presenta daños casi totales). Ante esta situación la eventual implementación de proyectos de innovación pasan a formar parte de iniciativas secundarias de poca probabilidad de desarrollo en el mediano-corto plazo dada la necesidad de la empresa de reconstruir sus plantas.

El material bibliográfico e información levantada en la fase inicial corresponde a medidas que aplican en un contexto internacional, específicamente a la industria de Petróleo y Gas en EEUU (US EPA Gas Star Program), las que adicionalmente no presentan un nivel de información adecuado que permita la evaluación de la medida al grado solicitado por el mandante, asociado principalmente a falta de información de costos e indicadores específicos de producción. Debido a esto y a la escasa información pública sobre medidas de reducción de GEI, aplicables al subsector Petróleo y Gas en un contexto nacional, aparece la necesidad de validar lo expuesto en bibliografía internacional con los actores principales que conforman el subsector (ENAP), acción fundamental para una proyección adecuada de los potenciales de reducción de GEI en esta industria. El evidente estado de contingencia en que se encuentra ENAP como consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010 y la reasignación de recursos para financiar las actividades de reconstrucción en sus instalaciones, condicionó una postergación de gran parte de las actividades internas relacionadas con eficiencia energética y la modificación de los indicadores de producción históricos por un intervalo de tiempo incierto. En este contexto y debido a la ausencia de información

específica de potenciales de reducción de GEI aplicables al subsector nacional, ENAP manifestó que el escenario actual no permite validar las medidas identificadas por el estudio, razón por la cual no se desarrollarán estimaciones sobre potenciales de reducción de GEI dentro de este subsector.

7. SECTOR INDUSTRIAS

Una vez identificados los subsectores más intensivos en emisiones de GEI, es necesario analizar el consumo energético de las distintas actividades que lo conforman, para lo cual se realiza una breve identificación de los procesos de cada subsector y una categorización de las medidas/tecnologías asociadas. Cabe consignar que las medidas incluidas en el presente documento son señaladas en la literatura internacional y nacional como las opciones de mitigación de GEI más relevantes en los procesos intensivos en emisión identificados por subsector. La identificación de los procesos más emisores de gases de efecto invernadero se realizó para **cobre, siderurgia y cemento**.

Los subsectores de **industrias y minas varias** no pueden ser analizados de forma particular debido a que en el Balance Nacional de Energía no se especifican las industrias que conforman el subsector. Para ello se identificaron medidas transversales de mitigación aplicables al sector industrial.

7.1 Identificación de medidas/tecnologías subsector cobre

De acuerdo a la información publicada por Cochilco, la producción de cobre en Chile incluye los siguientes tipos de mina, minerales procesados y productos.

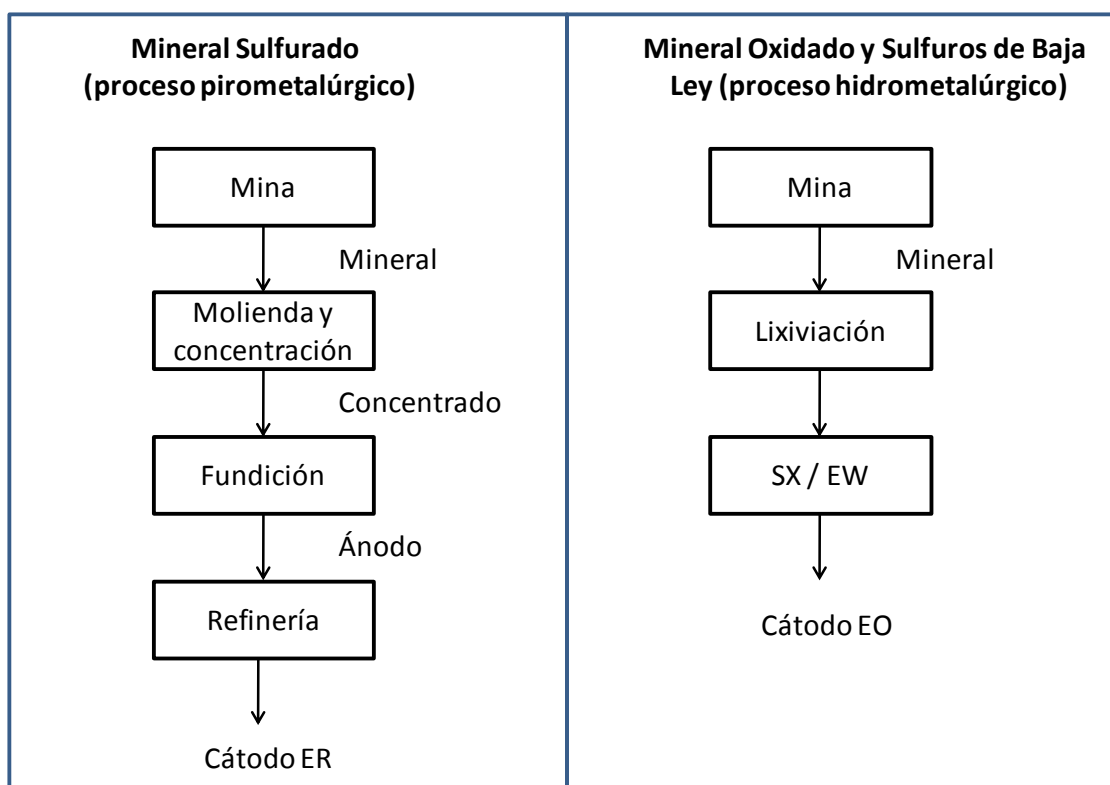
Tabla 17: Tipos de mina, mineral, proceso y productos

Tipo de Mina	Mineral	Subsector	Producto de Cobre
Rajo/Subterránea	Sulfuros		Concentrado
Rajo	Sulfuros	Piro	Cátodos ER
Rajo	Óxidos	Hidro	Cátodos EO
Subterránea	Sulfuros		Ánodos

Fuente: Cochilco, 2008.

El 88% del cobre extraído proviene de minas a rajo abierto, y un 12% se extrae de minas subterráneas.

El producto final se obtiene a través de dos procesos principales: Proceso Pirometalúrgico e Hidrometalúrgico, a continuación se incluye un diagrama de flujo de las distintas actividades consideradas por proceso.

Figura 19: Diagramas de flujo del procesamiento de minerales del cobre

Fuente: Cochilco, 2008.

Desde el punto de vista de la demanda unitaria de energía de cada área de proceso, la mina subterránea presenta una menor demanda unitaria de energía (directa e indirecta) que la mina a rajo. Esto ocurre porque la primera extrae directamente mineral - sin remover estéril - y lo hace con la fuerza de gravedad. La mina rajo debe movilizar estéril con maquinaria pesada para acceder al mineral.

La producción de cobre por la vía hidrometalúrgica (lixiviación (LX), extracción por solventes (SX) y electro obtención (EW)) presenta un consumo unitario de energía menor que por la vía pirometalúrgica (concentradora, fundición y refinería).

Tabla 18 : Cargas Unitarias por Emisión de Áreas de Proceso

	Unidades	2006
Mina Rajo	tCO ₂ eq./TMF mineral	0,44
Mina Subterránea	tCO ₂ eq./TMF mineral	0,22
Concentradora	tCO ₂ eq./TMF concentrado	1,04
Fundición	tCO ₂ eq./TMF ánodo	0,82
Refinería	tCO ₂ eq./TMF cátodo ER	0,22
LX-SX-EW	tCO ₂ eq./TMF cátodo EO	2,21
Servicios	tCO ₂ eq./TMF total producido	0,1

Fuente: Cochilco, 2008.

De acuerdo a la información desplegada, si bien la producción de un cátodo ER demanda un 13% más de energía que la producción de uno EO, emite un 21% menos de GEI. Esto se debe principalmente a que la energía necesaria para producir los cátodos EO proviene fundamentalmente del Sistema Interconectado del Norte Grande

(SING), que posee un factor de emisión de CO₂ mayor que el Sistema Interconectado Central (SIC).

La identificación de medidas/tecnologías en el sector minería del cobre se realizó en función al potencial de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) del sector. Las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a los distintos procesos son:

Tabla 19: Emisiones de GEI Subsector Minería del Cobre.

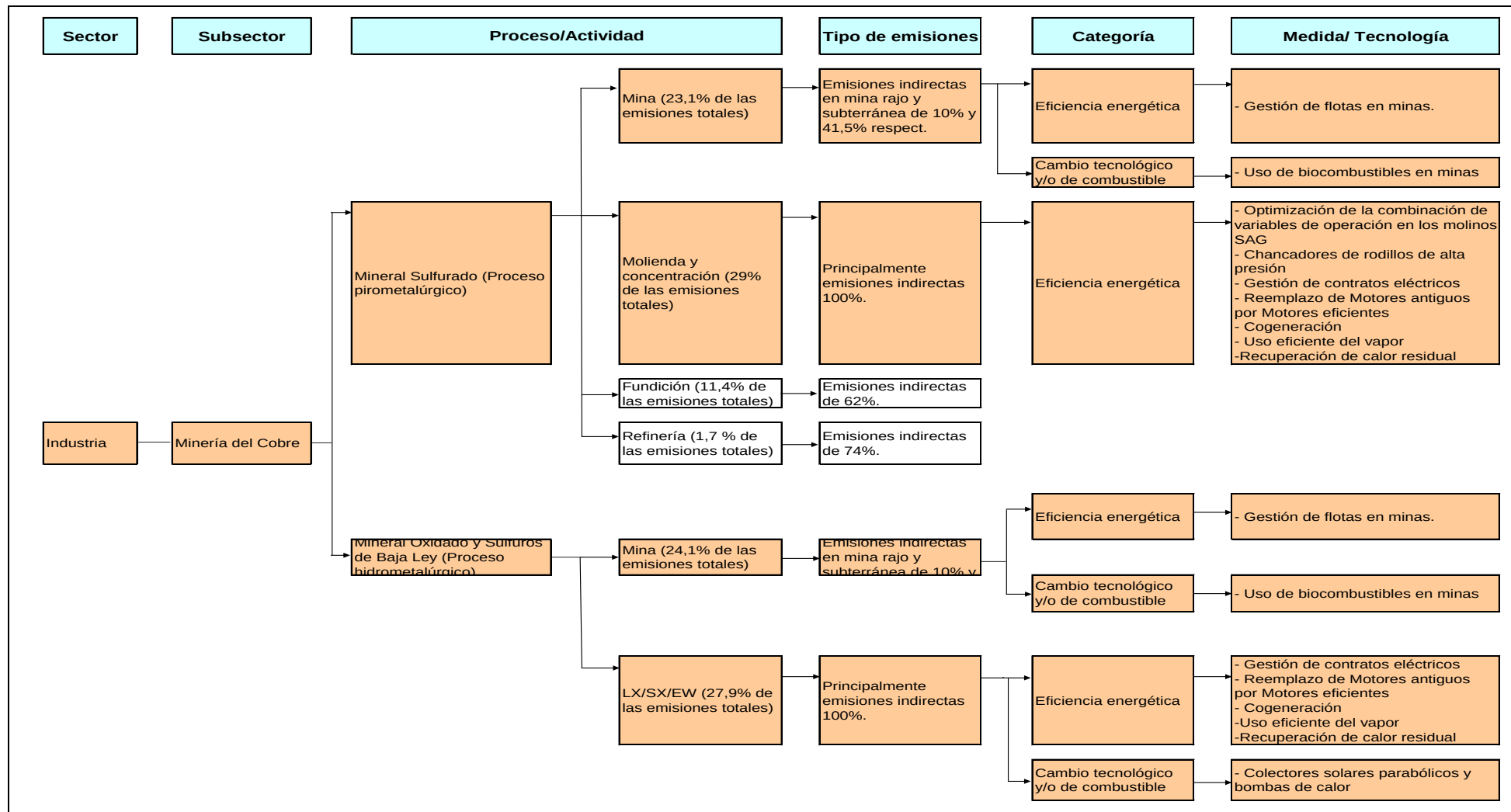
Proceso	Emisiones de GEI (%)
Mina Rajo	23.1
Molienda y concentración	29
Fundición	11.4
Refinería	1.7
LX-SX-EW	27.9

Fuente: Cochilco, 2008.

De acuerdo a la información de Cochilco, los principales consumos energéticos se presentan en las minas rajo (23.1%), Molienda y concentración (29%) y la obtención de cátodos de cobre por lixiviación, extracción por solvente y electro-obtención (LX-SX-EW, 27.9%).

Finalmente, en función a las razones anteriormente expuestas y a la naturaleza de las medidas/tecnologías de mitigación de GEI levantadas, a continuación se presenta un esquema resumido para el subsector minería del cobre.

Figura 20: Categorización medidas subsector cobre



7.2 Resumen de medidas subsector cobre

Tabla 20: Consolidado de medidas/tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas para el subsector minería del cobre.

Nº	Categoría	Proceso	Tecnología/Medida	Fuente de Referencia	Descripción
1	Eficiencia energética	Molienda y concentración. Proceso pirometalúrgico.	Optimización de la combinación de variables de operación en los molinos SAG	(Corfo, 2009)	Optimización de las condiciones de operación de los molinos SAG para reducción de consumos eléctricos asociados.
2	Eficiencia energética	Molienda y concentración. Proceso pirometalúrgico.	Chancadores de rodillos de alta presión	(Corfo, 2009)	Los chancadores de rodillos de alta presión (HPGR) son equipos utilizados en la molienda y pretenden reemplazar a los molinos SAG por tener un consumo energético considerablemente menor por tonelada procesada. Los chancadores HPGR Consisten en dos rodillos (uno fijo y el otro con movimiento horizontal), los cuales giran en dirección contraria, moliendo el material que pasa entre ellos.
3	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible	Proceso hidrometalúrgico (LX/SX/EW)	Colectores solares parabólicos y bombas de calor para ajuste de temperatura de electrolito y otros aportes de calor a fluidos en el proceso LX/SX/EV	(Corfo, 2009)	Implementación de colectores solares parabólicos y bombas de calor para aportes de calor a fluidos en el proceso. La medida reemplaza el uso de petróleo.
4	Eficiencia energética	Minas	Gestión de flotas en minas	(Gestión Energética CODELCO, 2009)	Implementación de gestión de flotas en minas para optimización de recorridos y reducción de consumo de diesel en camiones.
5	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible	Minas	Utilización de biocombustibles en minas	(Gestión Energética CODELCO, 2009)	Utilización de un porcentaje de biocombustible en camiones de minas. La medida busca reducir los consumos de diesel y reducir las emisiones de GEI asociadas.

Nota: Las medidas recambio de motores, cogeneración, gestión de contratos eléctricos, uso eficiente del vapor y recuperación de calor residual debido a su aplicabilidad general en la industria son incluidas en la sección “medidas transversales”.

Con el objeto de recabar información más específica sobre las medidas de mitigación identificadas, se coordinaron reuniones con empresas privadas y públicas de la industria del cobre. A continuación se describen los principales resultados de las reuniones sostenidas.

Se sostuvo reunión con la Empresa Nacional de Minería (Enami) es una empresa de fomento para el desarrollo de la pequeña y mediana minería, que permite a las empresas acceder al mercado de metales refinados en forma competitiva. Enami es parte de la Mesa Minera de Eficiencia Energética y ante ella comprometió metas de eficiencia energética asociadas a incrementar la producción a través del proceso hidro metalúrgico. Sin embargo, para fines del presente estudio, no es posible considerar esto como medida de mitigación dado que conforma al escenario de referencia.

Cabe mencionar que Enami tiene la visión que el principal mecanismo de reducción de consumo energético es la innovación tecnológica. En este aspecto Enami tiene dos grandes líneas de innovación y desarrollo tecnológico: i) proceso de conminución, que consiste en la reducción del tamaño de roca y molienda, y donde se consume la mayor parte de la energía eléctrica; ii) fusión y reducción continua de cobre. Actualmente no se cuenta con estimaciones de inversión de las nuevas tecnologías, ni tampoco fechas estimadas para alcanzar la escala comercial en Chile. Por tanto, no es posible incorporar en el presente estudio las nuevas tecnologías como medidas de mitigación. Sin embargo, se recomienda para futuros estudios considerar la componente de innovación en la identificación de medidas de mitigación, especialmente en la industria del cobre.

Se sostuvo reunión con Xstrata, quien indicó que lo mejor era tratar el tema en el Comité del Consejo de Cambio Climático. Xstrata mencionó la implementación de acciones voluntarias a nivel corporativo orientadas a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) (1% anual por 3 años). No se presenta información de costos de las medidas implementadas ni proyecciones fuera del período mencionado. Debido a la ausencia de material informativo estas medidas no pudieron ser incorporadas en el estudio.

Como actividad complementaria se desarrolló una reunión con Angloamerican, quien entregó información de las medidas de reducción de gases de efecto invernadero presentadas por AngloAmerican a la mesa de eficiencia energética minera. En la reunión se evidenció la complejidad del desarrollo de proyecciones de reducción de GEI en la minería del cobre chilena dentro del horizonte de tiempo del estudio. Sólo se indica de manera referencial (estimación gruesa) un potencial de mitigación de GEIs del 1% anual dentro de un horizonte de 5 años, eventualmente extensible al sector.

Por último, se coordinó una reunión con Codelco donde se sostuvo que no existen proyecciones de reducción de gases de efecto invernadero en Codelco y tampoco existe una meta de reducción de gases de efecto invernadero. En Codelco existe un compromiso de reducción de la intensidad de energía, lo que en consecuencia reduce gases de efecto invernadero. Durante el año 2009, el rebajar la intensidad de energía, resultó en ahorros equivalentes a USD15,000,000. Para el año 2010 el compromiso

consiste en rebajar la intensidad de la energía para que la suma de los ahorros completen los USD20,000,000. Dichos ahorro representan aproximadamente un 2% del consumo total de energía eléctrica y combustibles fósiles de Codelco. A partir de dicho plan se deducen acciones que consisten principalmente en cambios operacionales y que permiten comparar indicadores de gestión por división. Los resultados económicos de los planes 2009 y 2010 corresponden a ahorros netos, dado que las medidas implementadas son principalmente de gestión, y por tanto no requieren de inversión ó bien de inversiones menores. Se prevé que este plan podrá continuar por unos tres años más, y que posterior a eso se deberán implementar medidas con inversiones que irán aumentando en el tiempo. Por último, es importante mencionar que la intensidad energética de Codelco se encuentra en el estándar de la industria.

Por tanto, considerando las reuniones sostenidas y la información disponible, es posible concluir que no existe información pública de potenciales de mitigación de GEI e inversiones desagregadas por cada una de las medidas identificadas. La única información disponible es la publicada por COCHILCO en su documento “Estudio Prospectivo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre en Chile” (Diciembre 2009), en donde se incluye una proyección de los consumos energéticos del sector cobre y el potencial de eficiencia energética dentro del período 2009-2020.

En base a esto, la alternativa utilizada fue la elaboración de una medida de mitigación general a todas las empresas de la industria del cobre, que consiste en la disminución de los consumos de energía eléctrica y combustibles fósiles basada en la información del escenario de eficiencia energética para el sector cobre considerado en el informe de COCHILCO: “Estudio Prospectivo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre en Chile”, Diciembre 2009. Debido a que a la fecha de desarrollo del presente estudio la información disponible sobre potenciales de reducción energéticos incluida en el documento de COCHILCO abarca solamente el período 2009-2020 y que por la naturaleza del sector resulta complejo establecer proyecciones sin la validación de los actores relevantes, el presente estudio no considera una cuantificación de las reducciones de emisiones de GEI para el período 2020-2030.

7.3 Fichas por medida/tecnología de subsector cobre

Nombre de Medida	Eficiencia Energética en procesos mineros																											
Sector	Cobre																											
Subsector	Transversal																											
Categoría	Eficiencia Energética																											
Descripción	La medida considera la incorporación de acciones de eficiencia energética en los distintos procesos de la minería del cobre. Entre las medidas de eficiencia energética levantadas por el estudio se pueden mencionar: optimización de la combinación de variables de operación de los molinos SAG, implementación de chancadores de rodillos de alta presión, reducción de consumos en iluminación, gestión de flotas en minas, gestión de la demanda eléctrica, etc. Los supuestos de reducción del consumo energético derivados de la implementación de estas actividades se derivan de los datos incorporados en el “Estudio de prospectiva de emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre en Chile”, publicado por COCHILCO en Diciembre de 2009.																											
Potencial de penetración	Toda la industria. Indicadores del consumo energético se relacionan con el total de energía del sector minería del cobre.																											
Potencial de Mitigación (tCO2)	El potencial de mitigación de la medida estimado al 2020 es de <table><tr><td>Reducción Unitaria</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Escenario Azul (tCO2/año)</td><td>1.052.042</td><td>5.065.064</td><td>-</td></tr><tr><td>Escenario Negro (tCO2/año)</td><td>1.074.362</td><td>5.158.860</td><td>-</td></tr></table> <table><tr><td>Reducción Acumulada</td><td>2009-2020</td></tr><tr><td>Escenario Azul (M tCO2)</td><td>29.4</td></tr><tr><td>Escenario Negro (M tCO2)</td><td>29.6</td></tr></table><table><tr><td>Reducción Acumulada</td><td>2009-2013</td></tr><tr><td>Escenario Azul (M tCO2)</td><td>3.6</td></tr><tr><td>Escenario Negro (M tCO2)</td><td>3.7</td></tr></table> La reducción acumulada 2009-2013 es utilizada para determinar los costos de reducción de la medida (USD/tCO2), esto debido a la inexistencia de información de costos en un universo de tiempo mayor.				Reducción Unitaria	2010	2020	2030	Escenario Azul (tCO2/año)	1.052.042	5.065.064	-	Escenario Negro (tCO2/año)	1.074.362	5.158.860	-	Reducción Acumulada	2009-2020	Escenario Azul (M tCO2)	29.4	Escenario Negro (M tCO2)	29.6	Reducción Acumulada	2009-2013	Escenario Azul (M tCO2)	3.6	Escenario Negro (M tCO2)	3.7
Reducción Unitaria	2010	2020	2030																									
Escenario Azul (tCO2/año)	1.052.042	5.065.064	-																									
Escenario Negro (tCO2/año)	1.074.362	5.158.860	-																									
Reducción Acumulada	2009-2020																											
Escenario Azul (M tCO2)	29.4																											
Escenario Negro (M tCO2)	29.6																											
Reducción Acumulada	2009-2013																											
Escenario Azul (M tCO2)	3.6																											
Escenario Negro (M tCO2)	3.7																											
Costos (USD)	La información de costo actual neto de la medida es la siguiente: <table><tr><td>Valor Actual Neto (VAN)</td><td>2009-2013</td></tr><tr><td>Costos (M USD)</td><td>-301.7</td></tr></table>				Valor Actual Neto (VAN)	2009-2013	Costos (M USD)	-301.7																				
Valor Actual Neto (VAN)	2009-2013																											
Costos (M USD)	-301.7																											
Costo de Reducción (USD/tCO2)	<table><tr><td>Costo de Reducción</td><td>(USD/ tCO2)</td></tr><tr><td>Escenario Azul</td><td>-82.82</td></tr><tr><td>Escenario Negro</td><td>-81.73</td></tr></table>				Costo de Reducción	(USD/ tCO2)	Escenario Azul	-82.82	Escenario Negro	-81.73																		
Costo de Reducción	(USD/ tCO2)																											
Escenario Azul	-82.82																											
Escenario Negro	-81.73																											
Datos y supuestos considerados	La proyección se realiza hasta el año 2020 en función a las estimaciones del Estudio de COCHILCO:” Estudio Prospectivo de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre en Chile”. Diciembre 2009. El escenario Business as Usual (BAU): considera que los coeficientes unitarios de la producción de cobre se incrementan entre 2009 y 2020, en la misma tasa anual de crecimiento que experimentaron entre 2001-2008.																											

	El escenario de Eficiencia Energética (EE): considera que los coeficientes unitarios de producción de cobre se incrementan a $\frac{1}{2}$ de la tasa anual de crecimiento que experimentaron en el período 2001-2008, lo que se deriva de la implementación de medidas de eficiencia energética por parte de las faenas mineras. El escenario de eficiencia energética considera una reducción del consumo energético al 2020 de % 18,71 en comparación al escenario BAU. La reducción anual del período es de 4,27%. La relación entre el consumo eléctrico y de combustibles del BAU, se mantiene constante para el escenario de EE durante todo el período (2009-2020). El promedio para electricidad es de 61,55% y Combustibles 38,45%. La relación de los consumos de electricidad por sistema SING (61%) y SIC (39%) del escenario BAU durante el período 2009-2020, se mantiene constante en el escenario de EE. El escenario de eficiencia energética asume constante el mix de combustibles y los porcentajes de utilización del escenario BAU. Los promedios para el período son: Gas Natural 2,21%, Carbón Bituminoso 0,36%, Madera 0,04%, Fuel Oil Residual 17,77%, Diesel 76,64%, Kerosene 0,65%, LPG 1,07%, Gasolina 1,10%, Petcoke 0,01%, Nafta 0,05%. Los factores de emisión del mix de combustibles son los desplegados en el IPCC 2006. Gas Natural: 0.0546 (tCO₂/GJ), Carbón Bituminoso (0,0946 tCO₂/GJ), Fuel Oil (0,0774 tCO₂/GJ), Diesel (0,0741 tCO₂/GJ), Kerosene (0,0719 tCO₂/GJ), Gas Licuado de Petróleo (0,0631 tCO₂/GJ), Gasolina (0,0693 tCO₂/GJ), Petcoke (0.0975 tCO₂/GJ), Nafta (0,0733 tCO₂/GJ). El costo de reducción por tonelada de CO₂ es realizado considerando el período (2009-2013) debido a la ausencia de proyecciones más allá de este período. Los costos son estimados en base a un precio de la electricidad fijo para el período 2009-2013 de 0,078 (USD/KWh). El precio considerado para el Diesel y Gas Natural, también fijos para el período 2009-2013 es de 0,076 (USD/KWh) y 0,116 (USD/KWh), respectivamente. Se asume un costo anual promedio de USD71.623.782 por año dentro del período de estimación.
Estado del Arte Internacional	Los referentes internacionales en la producción de cobre son Australia y Canadá. Adicionalmente, la organización "Asia Pacific Partnership on Clean Development & Climate (APP)", formada por países con desarrollo minero como Australia, EEUU y Canadá, ha desarrollado material importante relacionado a eficiencia energética y mitigación de GEI en el sector. (http://www.asiapacificpartnership.org/english/tf_coal_mining.aspx)
Referencias Bibliográficas	Plan de Eficiencia Energética CODELCO 2009. Estudio de prospectiva de emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre en Chile". COCHILCO, 2009. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile. COCHILCO, 2008. Anuario estadísticas del Cobre y Otros Minerales 1989-2008. COCHILCO. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 2 "Stationary Combustion". IPCC 2006

7.4 Identificación de medidas/tecnologías subsector siderurgia

El proceso de fabricación de hierro y acero comprende las siguientes etapas principales (Berkeley Lab, 1999):

- Preparación y aglomeración de materias primas (proceso metalúrgico)
- Elaboración de coque
- Elaboración de hierro (arrabio)
- Elaboración de acero
- Manufactura de piezas de acero

Existen dos formas de producir acero: la forma integrada, que considera la elaboración de hierro y acero en una misma línea de proceso; y la elaboración secundaria, que utiliza chatarras para la elaboración de acero (con material de acero ya elaborado). Los consumos aproximados por proceso y por tipo de producción se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 21: Utilización de energía (PJ) y emisiones de GEI (MtCO₂e) por proceso en EEUU, 1994.

Industria Hierro y Acero				
Tipo de Proceso	Combustible	Electricidad	Energía Final	Emisiones
Elaboración Integrada de Acero	1280	52	1332	27
Elaboración Secundaria de Acero	162	85	248	7.4
Elaboración Total Acero	1443	137	1580	34.4

Tabla 22: Utilización de energía y emisiones de GEI por proceso en EEUU, 1994.

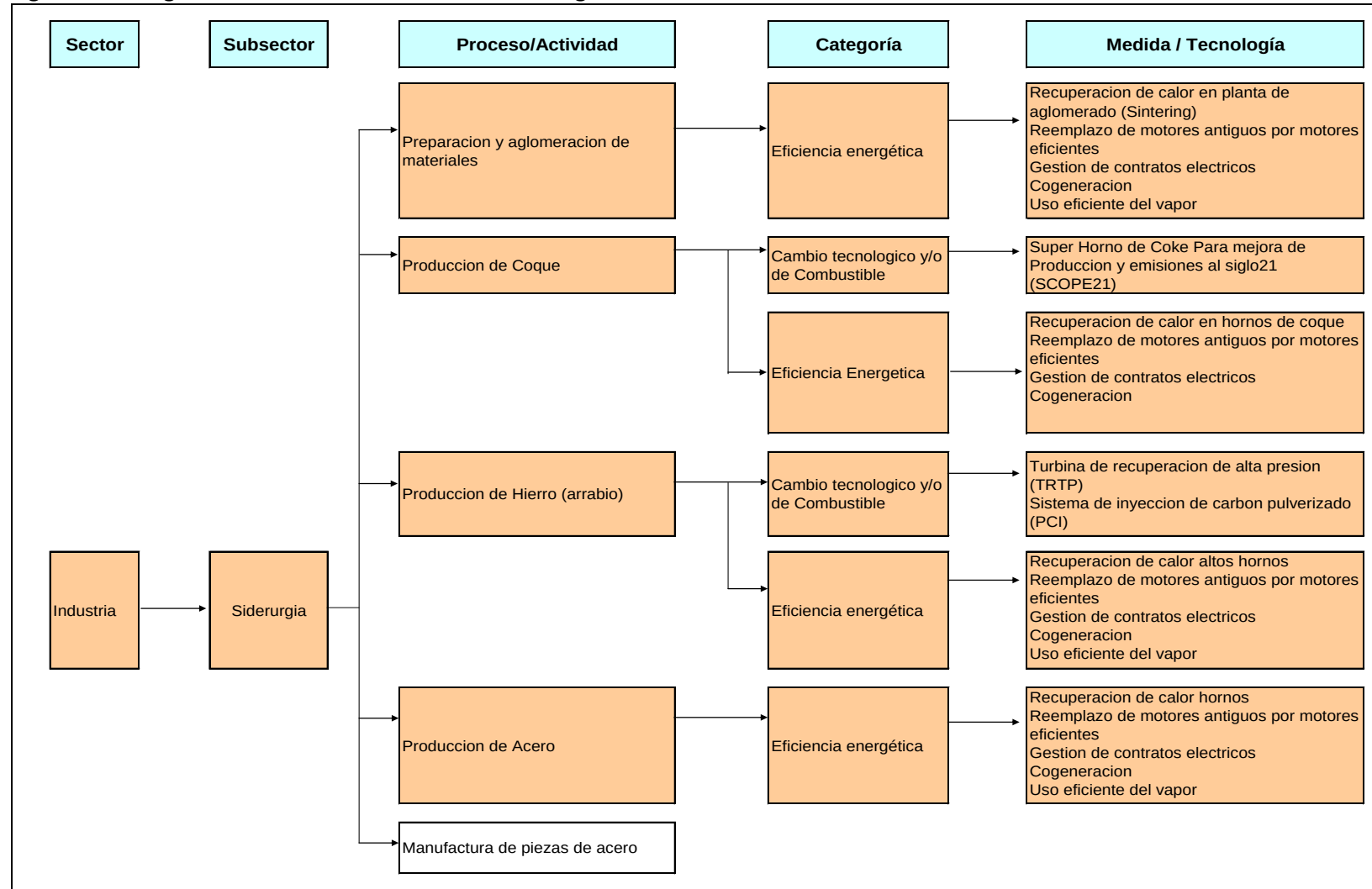
Industria Hierro y Acero				
Elaboración Integrada de Acero				
Actividad del Proceso	Combustible	Electricidad	Energía Final	Emisiones
	%	%	%	% (CO ₂ e)
Sinterización	2%	4%	2%	3%
Producción de coque	6%	4%	6%	2%
Producción de hierro	53%	8%	51%	41%
Producción de acero (horno básico de oxígeno)	1%	12%	2%	2%
Estampado	1%	21%	2%	3%
Laminado caliente	12%	65%	14%	14%
Laminado frío y acabado	3%	29%	4%	5%
Calderas (Producción integrada)	13%	0%	13%	29%
Cogeneración	8%	-42%	6%	1%
Producción de Acero Integrada Total	100%	100%	100%	100%
Elaboración Secundaria de Acero				
Actividad del Proceso	Combustible	Electricidad	Energía Final	Emisiones

Industria Hierro y Acero				
Elaboración Integrada de Acero				
Actividad del Proceso	Combustible	Electricidad	Energía Final	Emisiones
	%	%	%	% (CO2e)
	%	%	%	% (CO2e)
Horno de Arco Eléctrico	4%	73%	27%	38%
Estampado	1%	5%	2%	3%
Laminado caliente	63%	26%	50%	32%
Laminado frío y acabado	0%	0%	0%	0%
Calderas (Producción integrada)	26%	0%	17%	27%
Cogeneración	7%	-2%	4%	1%
Elaboración Secundaria de Acero	100%	100%	100%	100%

Fuente: Berkeley Lab, 1999.

De acuerdo a la guía para la eficiencia energética en la industria del hierro y acero de EEUU (Energy Star), el proceso que consume la mayor parte de la energía es la producción de hierro (arrabio) en los altos hornos (blast furnaces). El proceso representa aproximadamente un 51% del consumo energético del proceso integrado de producción de acero, que adicionalmente representa un 53% del total de combustible solo un 8% de los consumos eléctricos para el proceso integrado. Por otro lado la elaboración de acero a partir de chatarras presenta menores consumos energéticos que el proceso integrado y la principal componente es el consumo eléctrico.

Figura 21: Categorización de medidas subsector siderurgia



7.5 Resumen de medidas subsector siderurgia

Tabla 23 : Consolidado de Medidas/Tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas para el subsector siderurgia.

Nº	Categoría	Proceso	Tecnología/Medida	Fuente de Referencia	Descripción
1	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible	Fabricación de Coke	Super Horno de Coke para mejora de producción y emisiones al siglo21 (SCOPE21)	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)	Reemplaza los hornos de coke existentes por un nuevo proceso como alternativa a las fuentes de carbón, aumenta la productividad, disminuye las emisiones de GEI y aumenta la eficiencia en comparación con el proceso convencional de producción de coke.
2	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible	Fabricación de Hierro (arrabio)	Turbina de recuperación de alta presión (TRTP)	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)	Es un sistema de generación de electricidad que utiliza la energía física de los gases de escape de alta presión proveniente de los altos hornos, para expandirlos en una turbina. A pesar de que la diferencia de presión es baja, el gran volumen de gas hace factible su implementación. Disminuye el consumo eléctrico y por ende los GEI.
3	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible	Fabricación de Hierro (arrabio)	Sistema de inyección de carbón pulverizado (PCI)	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)	La inyección de carbón pulverizado reemplaza en parte la utilización de coke en la reacción química de los altos hornos, reduciendo la producción de coke y por ende ahorrando energía.

Debido a la ausencia de estudios públicos sobre medidas de reducción de GEI e información específica de indicadores de producción nacionales, el estudio se propuso como objetivo la validación de las medidas identificadas en la bibliografía internacional con actores relevantes de la industria siderúrgica nacional. En esta línea se trató de coordinar una reunión de consulta con profesionales de CAP relacionados con las temáticas de interés. La reunión fue solicitada a través del Gerente de Ingeniería de CAP, a quién se le envió un documento que explicaba los lineamientos generales del estudio y las medidas identificadas desde la bibliografía internacional. Una vez establecido el contacto se nos indicó que la persona más idónea para la reunión era el Jefe División Ingeniería a quién se le habían asignado los proyectos de aprovechamiento de vapor y eficiencia energética en las instalaciones. Pese a que durante el mes de diciembre el cargo de Jefe de División Ingeniería estaba siendo reemplazado, se intentó coordinar reuniones para Marzo.

Finalmente, debido al evidente estado de contingencia en que se encuentra CAP como consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010, la baja probabilidad de desarrollo de las medidas de mitigación de gases de efecto invernadero identificadas y la ausencia de estudios públicos aplicables a la industria siderúrgica nacional, el presente informe no incorporará medidas de reducción de gases de efecto invernadero para este subsector.

Pese a que no se incorporan las medidas en el presente análisis, se adjunta el estado de avance de las fichas de cada medida identificada.

7.6 Fichas de medidas/tecnologías de subsector siderurgia

Nombre de Medida	Super Horno de Coke para mejora de producción y emisiones al siglo21 (SCOPE21)
Sector	Industrias
Subsector	Siderurgia
Categoría	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible.
Descripción	Super Coke Oven For Productivity and Environmental Enhancement towards the 21st Century (SCOPE21), reemplaza los hornos de coke existentes por un nuevo proceso como alternativa a las fuentes de carbón, aumenta la productividad, disminuye las emisiones de GEI y aumenta la eficiencia en comparación con el proceso convencional de producción de coke. SCOPE21 se compone de tres subprocesos: (1) precalentamiento acelerado de la carga de carbón (2) carbonización acelerada y (3) calentamiento del coke carbonizado hasta temperaturas medias. El objetivo de la división de los procesos es maximizar la eficiencia de operación.
Información de Costos	Reduce el costo de producción en 18% y de construcción en 16%.
Potencial de penetración	Sin información
Potencial de Mitigación (tCO2/año)	Reduce el tiempo de horneado del carbon-coke de aprox 17.5 horas a 7.4 horas. Incrementa el potencial de use de coke de baja calidad de 20 a 50% Incrementa la productividad en 2.4 veces Reduce el contenido de NOx en 30%. Reduce el consumo energético del proceso en un 21%
Datos y supuestos considerados	Sin información
Referencias Bibliográficas	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)

Nombre de Medida	Turbina de recuperación de alta presión (TRTP)
Sector	Industrias
Subsector	Siderurgia
Categoría	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible.
Descripción	Turbina de recuperación de alta presión (Top Pressure Recovery Turbine (TRT)) es un sistema de generación de electricidad que utiliza la energía física de los gases de escape de alta presión proveniente de los altos hornos, para expandirlos en una turbina. A pesar de que la diferencia de presión es baja, el gran volumen de gas hace factible su implementación La clave de esta tecnología es la operación eficiente de la turbina, sin alterar la operación de los altos hornos
Información de Costos	Para la tipo húmedo la inversión es de USD20/t y la de tipo seco es de USD28/t metal caliente pero se aumenta la temperatura de entrada aumentado la energía recuperada entre 25-30%
Potencial de penetración	Sin información
Potencial de Mitigación (tCO₂/año)	Genera energía eléctrica entre 40-60 kWh/t arrabio que representa mas del 8% de la electricidad consumida en la industria de Japón (aprox. 3.33 TWh) Recuperación de calor de aprox. 30 kWh/t metal caliente.
Datos y supuestos considerados	Sin información
Referencias Bibliográficas	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)

Nombre de Medida	Sistema de inyección de carbón pulverizado (PCI)
Sector	Industrias
Subsector	Siderurgia
Categoría	Cambio tecnológico y/o sustitución de combustible.
Descripción	La inyección de carbón pulverizado reemplaza en parte la utilización de coke en la reacción química de los altos hornos, reduciendo la producción de coke y por ende ahorrando energía. Se requiere energía para la inyección de oxígeno, carbón y un equipo de molienda. La máxima inyección depende de la geometría de los altos hornos y del impacto en la calidad del arrabio obtenido (azufre). Aun cuando se reemplaza parte del coke, este se requiere como apoyo en los altos hornos.
Información de Costos	Disminución neta de los costos de operación y manutención, estimados entre USD15/t, pero ahorros de hasta USD33/t sin posibles resultando en una reducción de 4,6% de los costos de producción de metal caliente. La inversión oscila entre USD50-55/t carbón inyectado.
Potencial de penetración	Sin información
Potencial de Mitigación (tCO ₂ /año)	
Datos y supuestos considerados	Sin información
Referencias Bibliográficas	APEC The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT (2007)

7.7 Identificación de medidas/tecnologías subsector cemento

La fabricación del cemento comprende cuatro etapas principales (Berkeley Lab, 2008):

- Preparación de materias primas
- Producción del clinker
- Molienda de cemento.

El proceso comienza con la preparación de las materias primas, que son homogenizadas a través de máquinas trituradoras y un proceso de molienda posterior. Este proceso es el principal consumidor de electricidad con un 41.67% del total. Una vez homogenizados los materiales son introducidos al horno cementero en conjunto con aditivos para la producción del clinker.

La producción del clinker es el proceso de mayor demanda energética dentro de la producción de cemento, aportando aproximadamente al 90% del total de consumo energético del sector, y virtualmente la totalidad del combustible utilizado (Berkeley Lab, 2008). El clinker es producido mediante piro-procesos en hornos que operan a elevadas temperaturas. Estos hornos evaporan la humedad de las materias primas, calcinan los carbonatos (calcinación) y forman los minerales de cemento (Clinkerización), (Greer et al, 1992). Finalmente el clinker es sometido a un proceso de molienda final en donde se consume aproximadamente un 33% de los consumos eléctricos. A continuación se presenta un cuadro resumido de los consumos energéticos y gases de efecto invernadero por proceso:

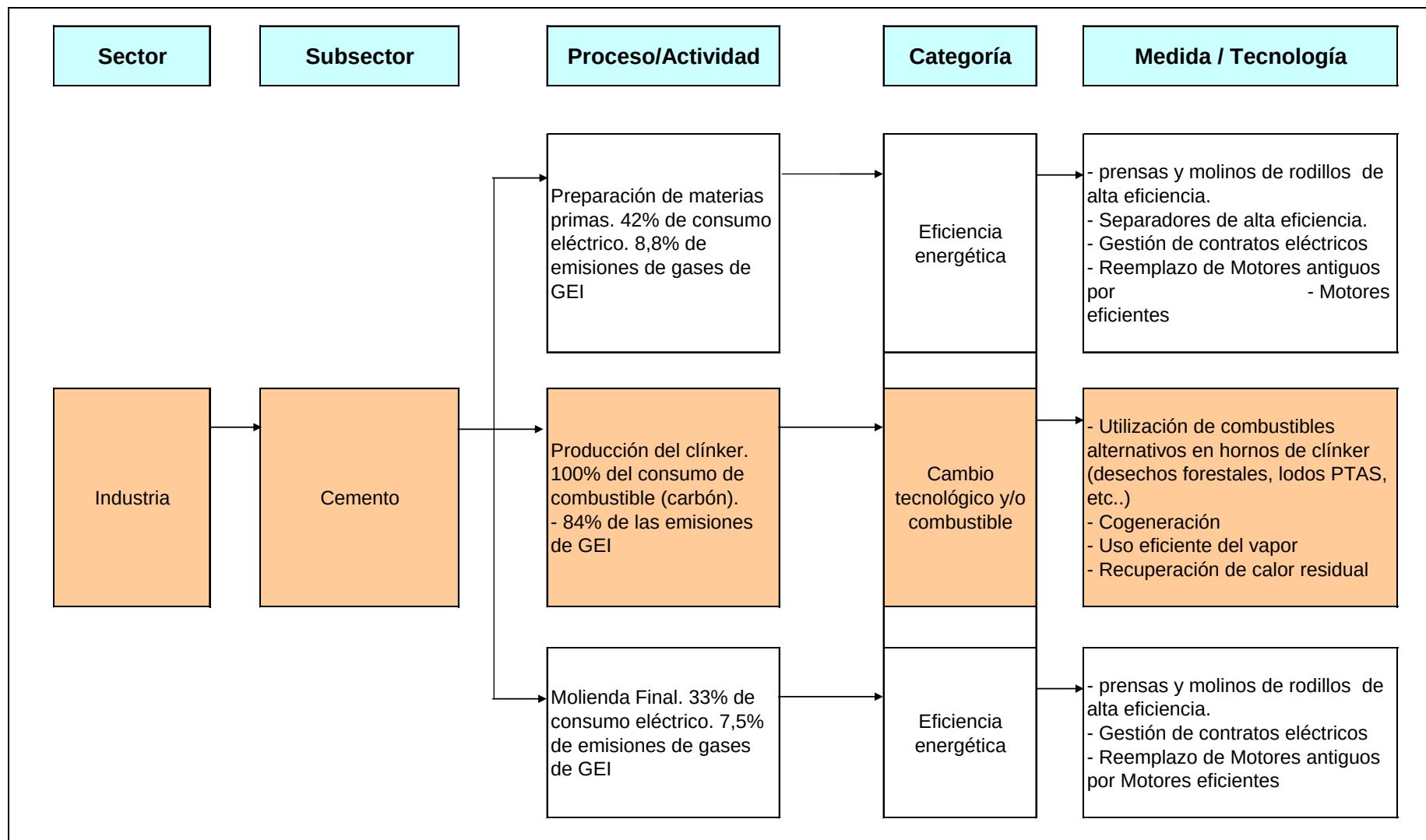
Tabla 24: Utilización de energía (%) y emisiones de GEI por proceso.

Proceso	Energía	Energía	Emisiones de GEI
	Combustible %	Electricidad %	%
Preparación de materias primas	0	41,67	8,75
Producción del Clinker	100	25,00	83,75
Molienda final	0	33,33	7,5
Total Producción Cemento	100	100	100

Fuente: Berkeley Lab, 2008.

De acuerdo a la guía para la eficiencia energética en la industria del cemento (Energy Star, 2008), existen dos focos de consumo energético importantes dentro de las plantas cementeras: la producción de clinker en los hornos y la molienda de materias primas y el clinker. De estos, el proceso que consume la mayor parte de la energía y emite más GEI a la atmósfera es la producción del clinker (83,75%). En función a esta información desplegada a continuación se presentan las medidas/tecnologías de mitigación identificadas para el subsector.

Figura 22: Categorización medidas subsector cemento



7.8 Resumen de medidas subsector cemento

Tabla 25 : Consolidado de Medidas/Tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas para el subsector cemento.

Nº	Categoría	Proceso	Tecnología/Medida	Fuente de Referencia	Descripción
1	Sustitución de combustible	Producción de Clinker	Utilización de biomasa como combustible alternativo en hornos cementeros	Sector based approaches case study: Brazil. ICF International. (2009). Energy efficiency and resource saving technologies in cement industry. Asia pacific partnership on clean development & climate, Cement Task Force, 2009.	Utilización de desechos forestales y agrícolas como combustible alternativo al carbón petcoke en los hornos cementeros para la producción del clinker. Con la medida se busca reducir el consumo de petcoke para la producción de clinker.
2	Eficiencia energética	Preparación de materias primas y molienda final	Eficiencia energética en procesos de preparación de materias primas y molienda.	Sector based approaches case study: Brazil. ICF International. (2009). Energy efficiency and resource saving technologies in cement industry. Asia pacific partnership on clean development & climate, Cement Task Force, 2009.	Instalación de molinos y prensas de rodillos que hacen más eficiente el proceso de molienda de materias primas previo al ingreso al horno cementero y la molienda final del clinker. Con esta medida se buscan ahorros energéticos relacionados con la reducción del consumo eléctrico en las plantas. Adicionalmente la medida plantea la incorporación de separadores de alta eficiencia que reducen los consumos energéticos en el proceso de molienda al reducir la cantidad efectiva de material a reducir. La medida busca reducir el consumo de electricidad en las instalaciones.

Finalmente, cabe consignar que la aplicabilidad de las medidas identificadas para el sector cemento nacional fue validada a través de reuniones de consulta con los señores Andrés Jensen y Gustavo Chiang, encargados de eficiencia energética y combustibles alternativos en las empresas de cemento Polpaico y Bío-Bío, respectivamente.

7.9 Fichas por medida/tecnología de subsector cemento

Nombre de Medida	Utilización de desechos forestales y agrícolas como combustible alternativo en hornos cementeros.																
Sector	Industria																
Subsector	Cemento																
Categoría	Co-procesamiento de combustibles y materias primas alternativas																
Descripción	La producción de clinker es el proceso de mayor consumo energético dentro de la industria del cemento. El principal combustible utilizado en los hornos cementeros es el carbón petcoke, cuya combustión genera elevadas emisiones de GEI a la atmósfera. La medida consiste en el reemplazo de un porcentaje del petcoke por desechos forestales y agrícolas, tecnología utilizada en el contexto mundial que no requiere de modificaciones al proceso y disminuye los costos de operación y las emisiones de GEI a la atmósfera. La reducción de emisiones de la medida se calcula de acuerdo al porcentaje de reemplazo de petcoke por residuos biomásicos factibles de implementar en los hornos cementeros nacionales.																
Información de Costos	La información de costo actual neto es la siguiente: <table><tr><td>Valor Actual Neto (VAN)</td><td colspan="2">2009-2030</td></tr><tr><td>Costos (M USD)</td><td colspan="2">-133.22</td></tr></table>			Valor Actual Neto (VAN)	2009-2030		Costos (M USD)	-133.22									
Valor Actual Neto (VAN)	2009-2030																
Costos (M USD)	-133.22																
Potencial de penetración	Inicialmente se considera la producción total de la Planta Teno de Cementos Bío-Bío. Adicionalmente se asume que toda la producción nueva que entra por año hasta el año 2030 presenta posibilidades para la aplicación de la medida.																
Potencial de Mitigación	La información de reducción de emisiones unitaria para los años 2010, 2020 y 2030 se despliega en la tabla siguiente: <table><tr><td>Reducción Unitaria</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Emisiones Anuales (tCO2/año)</td><td>53.022</td><td>204.882</td><td>409.701</td></tr></table> La reducción acumulada del período 2009-2030 se presenta a continuación: <table><tr><td>Reducción Acumulada</td><td colspan="2">2009-2030</td></tr><tr><td>Emisiones Totales (M tCO2)</td><td colspan="2">4.56</td></tr></table>			Reducción Unitaria	2010	2020	2030	Emisiones Anuales (tCO2/año)	53.022	204.882	409.701	Reducción Acumulada	2009-2030		Emisiones Totales (M tCO2)	4.56	
Reducción Unitaria	2010	2020	2030														
Emisiones Anuales (tCO2/año)	53.022	204.882	409.701														
Reducción Acumulada	2009-2030																
Emisiones Totales (M tCO2)	4.56																
Costo de Reducción (USD/tCO2)	<table><tr><td></td><td>(USD/ tCO2)</td></tr><tr><td>Costo de Reducción</td><td>-4.61</td></tr></table>				(USD/ tCO2)	Costo de Reducción	-4.61										
	(USD/ tCO2)																
Costo de Reducción	-4.61																
Datos y supuestos considerados para potencial de mitigación y penetración	Los costos se relacionan con la implementación en las plantas cementeras de instalaciones para el manejo y almacenaje de los residuos biomásicos. El costo referencial citado en la literatura alcanza los MUSD 1.2. Los costos de mantención y operación anuales considerados representan el 5% de los costos de adquisición de la tecnología. Ahorros: Relacionados con el reemplazo de petcoke por residuos forestales de menor costo. Requerimiento energético horno de clínker: 0,00338 TJ/t clínker (Bío-Bío, 2006) Eficiencia del horno 99,6% (Bío-Bío, 2006)																

	Poder calorífico petcoke: 0,0372 (TJ/t) Requerimientos de petcoke horno cementero 0,0910 t petcoke/t clínker Porcentaje de reemplazo 40% Factor de emisión Petcoke: 100,82 tCO₂/TJ Se asume una producción anual de clínker de 500,000 toneladas año Toneladas de cemento/Toneladas de clínker: Sin información Los costos de mantención y operación anuales considerados representan el 5% de los costos de adquisición de la tecnología. Se asume que toda la producción adicional por año hasta el 2030 presenta posibilidades para la implementación de la medida. Se asume constante en el período la relación entre cemento producido y capacidad instalada presente al año 2008.
Estado del arte Internacional	Variados países a nivel mundial se encuentran implementando proyectos de sustitución de combustibles fósiles por biomasa en los hornos cementeros. De hecho la UNFCCC cuenta con una metodología consolidada MDL denominada (ACM003: Emissions reduction through partial substitution of fossil fuels with alternative fuels or less carbon intensive fuels in cement manufacture --- Version 7.3). Entre los países con mayor cantidad de proyectos presentados bajo esta metodología están India (5), Indonesia (2) y Filipinas (3). En el contexto latinoamericano, la cementera CEMEX (México) es el principal referente. Los países latinoamericanos con proyectos desarrollados son: Brasil, Colombia (CEMEX), Uruguay, Costa Rica, República Dominicana, Argentina y Perú.
Referencias Bibliográficas	Sector based approaches case study:Brazil. (ICF International, 2009) Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for cement making (Berkeley Lab, 2008). Energy efficiency and resource saving technologies in cement industry. Asia pacific partnership on clean development & climate, Cement Task Force, 2009. Optimización energética en los secadores de escoria de cementos Bío-Bío S.A.C.I., Planta Talcahuano. Memoria anual Cementos Bío-Bío. 2006.

Nombre de Medida	Eficiencia energética en procesos de preparación de materias primas y molienda la industria cementera			
Sector	Industria			
Subsector	Cemento			
Categoría	Eficiencia energética			
Descripción	Medida evalúa la instalación equipos (molinos, prensas y clasificadores de alta eficiencia) que hacen más eficiente el proceso de preparación de las materias primas previo al ingreso al horno cementero, y el proceso de molienda final del clínker. La medida genera ahorros energéticos relacionados con la reducción del consumo eléctrico en las plantas cementeras.			
Información de Costos	La información de costo actual neto es la siguiente:			
	Valor Actual Neto (VAN)	2009-2030		
	Costos (M USD)	-34.67		
Potencial de penetración	Se asume una penetración de la medida en un 30% de la producción total de cemento nacional. Esta producción presenta instalaciones que permiten la instalación de los equipos eficientes.			
Potencial de Mitigación (tCO2/año)	El potencial de mitigación de la medida estimado al 2020 es de			
	Reducción Unitaria	2010	2020	2030
	Escenario Azul (tCO2/año)	13.805	16.451	27.445
	Escenario Negro (tCO2/año)	15.847	22.881	56.079
	Reducción Acumulada	2009-2020		
	Escenario Azul (M tCO2)	0.43		
	Escenario Negro (M tCO2)	0.65		
Costo de Reducción (USD/tCO2)	Costo de Reducción	(USD/ tCO2)		
	Escenario Azul	-80.11		
	Escenario Negro	-52.89		
Datos y supuestos considerados	Se asume una reducción de consumo eléctrico de 25 Kwh/t de cemento producida anual para las tecnologías eficientes de molienda: molinos y prensas. (ICF International Brazil, 2009). Costos de inversión tecnologías eficientes de molienda: 4 (USD/capacidad instalada) Reducción de consumo eléctrico de clasificadores de alta eficiencia: 6 KWh/t de cemento producida anual. Costos de inversión clasificadores de alta eficiencia: 2 (USD/capacidad instalada) Costos de mantención y operación 5% de la inversión en tecnologías. Se asume constante en el período la relación entre cemento producido y capacidad instalada presente al año 2008.			
Estado del Arte Internacional	Considerando la información del CDM pipeline, actualmente existen India (9 proyectos presentados) y China (4 proyectos) son los referentes mundiales en la implementación de proyectos de eficiencia energética en las plantas cementeras. En el contexto latinoamericano la cementera CEMEX presentó dos proyectos de eficiencia energética en México. Argentina por su parte se encuentra implementando en su Planta Cementera “Lomas Negras” molinos verticales de rodillos.			
Referencias Bibliográficas	Sector based approaches case study: Brazil. (ICF International, 2009). Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for cement			

	making (Berkeley Lab, 2008). Energy efficiency and resource saving technologies in cement industry. Asia pacific partnership on clean development & climate, Cement Task Force, 2009. Optimización energética en los secadores de escoria de cementos Bío-Bío S.A.C.I., Planta Talcahuano. Memoria anual Cementos Bío-Bío. 2006.
--	--

7.10 Identificación de medidas/tecnologías transversales

De acuerdo al inventario del sector energía de Chile (Conama, 2008), el subsector industrias y minas varias es responsable del 41,8% de los GEI y 37,3% del consumo energía del sector Industrias.

Como se explicó previamente, la falta de información sobre las empresas y tipos de procesos que se encuentran en esta categoría, impide la realización de un análisis detallado para rubros específicos. Para soslayar esta barrera, las medidas/tecnologías de mitigación propuestas para este subsector son de carácter transversal. En esta línea cabe consignar que los indicadores incluidos en las medidas transversales consideran a la vez la totalidad de los subsectores anteriormente analizados dentro del sector industria.

7.11 Resumen de medidas transversales

Tabla 26 : Consolidado de medidas/tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas transversales

Nº	Categoría	Proceso	Tecnología/Medida	Fuente de Referencia	Descripción
1	Eficiencia energética	Varios	Reemplazo de motores tradicionales por eficientes	(PRIEN, 2006)	Reemplazo de motores tradicionales por motores eficientes para disminución del consumo eléctrico.
2	Eficiencia energética	Varios	Cogeneración (CHP)	(GAMMA-CNE, 2004)	Implementación de proyectos de cogeneración (CHP) en las distintas industrias
3	Eficiencia energética	Varios	Gestión de la demanda eléctrica	(Gestión Energética CODELCO, 2009)	Revisión de la situación eléctrica de cada actividad de proceso referente a una adecuada demanda en horario de punta e incorporación de un posible uso coordinado con grupo electrogenerador, revisión del bloque tarifario aplicado, el factor de potencia y la posibilidad de incorporar diversos empalmes de conexión a la red. No se cuenta con información para generar ficha.
4	Eficiencia energética	Varios	Uso eficiente del vapor	EECJ (JETRO)	Hacer una gestión eficiente del vapor generado a través de la implementación de varios dispositivos como economizadores en calderas, uso del agua residual de calderas, utilización del vapor flash (alta presión), reemplazo de válvulas de expansión por turbinas de generación, colección de condensado, aislación de líneas, evitar acumulación en intercambiadores y uso adecuado de trampas de vapor. No se cuenta con información mínima para generar ficha.
5	Eficiencia energética	Varios	Recuperación de calor residual	(PROGEA, 2008)	Recuperación y reutilización de calor residual en procesos. La medida busca reducir los consumos energéticos en el proceso realizando un uso óptimo de recursos. No se cuenta con la información mínima para generar ficha.

7.12 Fichas por medida/tecnología transversales

Nombre de Medida	de	Recambio de motores antiguos por motores eficientes																																																																																	
Sector		Industria																																																																																	
Subsector		Transversal																																																																																	
Categoría		Eficiencia energética																																																																																	
Descripción		Se evalúa el recambio de un motor existente (Estándar) por otro de mejor tecnología (Premium). A aquellos motores eficientes a los que les puede incorporar un variador de velocidad, se les incorpora. La reducción de emisiones de la medida se calculó en base a la diferencia del consumo eléctrico de un motor estándar versus un motor eficiente.																																																																																	
Información de Costos		Los costos de inversión unitarios corresponden a los reportados en (PRIEN 2006) y para los costos de operación se consideró solamente el consumo eléctrico. Ya que existe un adelantamiento de la decisión de compra, la situación base (sin aplicación de la medida) involucra una inversión futura en función de los años de vida útil restantes del motor, por lo tanto, los costos incrementales variarán según la antigüedad del motor recambiado. La siguiente tabla presenta los costos de inversión anualizados de un motor convencional y un motor eficiente (con y sin VSD). Costos de Inversión anualizados de un motor convencional y un motor eficiente, con y sin VSD según potencia (HP) (Pesos chilenos del 2006) <table><tr><td>Potencia (HP)</td><td>Estándar</td><td>Premium</td><td>Premium+VSD</td></tr><tr><td>5</td><td>37.684</td><td>39.950</td><td>112.937</td></tr><tr><td>10</td><td>57.144</td><td>60.336</td><td>185.196</td></tr><tr><td>15</td><td>78.664</td><td>83.194</td><td>225.516</td></tr><tr><td>20</td><td>95.652</td><td>102.036</td><td>291.780</td></tr><tr><td>25</td><td>117.378</td><td>131.792</td><td>369.052</td></tr><tr><td>30</td><td>140.029</td><td>156.503</td><td>441.151</td></tr><tr><td>50</td><td>197.689</td><td>236.814</td><td>533.327</td></tr><tr><td>75</td><td>373.755</td><td>459.214</td><td>904.505</td></tr><tr><td>100</td><td>489.073</td><td>526.140</td><td>1.137.800</td></tr></table> Indicadores unitarios para un motor tipo bomba 50 HP de potencia, perteneciente a la industria del cobre <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>Equipo Convencional</td><td>Equipo Eficiente</td><td>Incremento</td></tr><tr><td>Inversión Inicial</td><td>(USD2008/unidad)</td><td>3.800</td><td>10.000</td><td>6.200</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>(USD2008/unidad/año)</td><td>270</td><td>1.000</td><td>730</td></tr><tr><td>Consumo de Energía</td><td>(KWh/año)</td><td>180.000</td><td>120.000</td><td>-60.000</td></tr><tr><td>Costo Anual de Energía</td><td>(USD2008/año)</td><td>14.000</td><td>9.400</td><td>-4.600</td></tr><tr><td>Costo Total Unitario</td><td>(USD2008/año)</td><td>14.270</td><td>10.400</td><td>-3.870</td></tr></table> Indicadores Agregados al año 2020 <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>Valor</td></tr><tr><td rowspan="2">Penetración</td><td>Numero equipos</td><td>228.405</td></tr><tr><td>%</td><td>100%</td></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>MUSD/año</td><td>-30</td></tr></table>	Potencia (HP)	Estándar	Premium	Premium+VSD	5	37.684	39.950	112.937	10	57.144	60.336	185.196	15	78.664	83.194	225.516	20	95.652	102.036	291.780	25	117.378	131.792	369.052	30	140.029	156.503	441.151	50	197.689	236.814	533.327	75	373.755	459.214	904.505	100	489.073	526.140	1.137.800	Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento	Inversión Inicial	(USD2008/unidad)	3.800	10.000	6.200	Inversión Anualizada	(USD2008/unidad/año)	270	1.000	730	Consumo de Energía	(KWh/año)	180.000	120.000	-60.000	Costo Anual de Energía	(USD2008/año)	14.000	9.400	-4.600	Costo Total Unitario	(USD2008/año)	14.270	10.400	-3.870	Indicador	Unidad	Valor	Penetración	Numero equipos	228.405	%	100%	Costo Anual	MUSD/año	-30
Potencia (HP)	Estándar	Premium	Premium+VSD																																																																																
5	37.684	39.950	112.937																																																																																
10	57.144	60.336	185.196																																																																																
15	78.664	83.194	225.516																																																																																
20	95.652	102.036	291.780																																																																																
25	117.378	131.792	369.052																																																																																
30	140.029	156.503	441.151																																																																																
50	197.689	236.814	533.327																																																																																
75	373.755	459.214	904.505																																																																																
100	489.073	526.140	1.137.800																																																																																
Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento																																																																															
Inversión Inicial	(USD2008/unidad)	3.800	10.000	6.200																																																																															
Inversión Anualizada	(USD2008/unidad/año)	270	1.000	730																																																																															
Consumo de Energía	(KWh/año)	180.000	120.000	-60.000																																																																															
Costo Anual de Energía	(USD2008/año)	14.000	9.400	-4.600																																																																															
Costo Total Unitario	(USD2008/año)	14.270	10.400	-3.870																																																																															
Indicador	Unidad	Valor																																																																																	
Penetración	Numero equipos	228.405																																																																																	
	%	100%																																																																																	
Costo Anual	MUSD/año	-30																																																																																	
Potencial de		Número total de equipos recambiados al 2020: 228.405																																																																																	

penetración																																																																
Potencial de Mitigación (tCO2/unidad/año)	Indicadores unitarios de reducción de emisiones. Los potenciales de reducción se presentan para ambos escenarios azul y negro proporcionados por la CNE, consideran el FE promedio (SIC+SING) para el período 2010-2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>Escenario</th><th>Equipo Convencional</th><th>Equipo Eficiente</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Consumo de Energía</td><td>(KWh/año)</td><td></td><td>180</td><td>120</td><td>-60</td></tr><tr><td rowspan="2">Emisiones</td><td rowspan="2">(tCO2e/año)</td><td>Azul</td><td>0.076</td><td>0.051</td><td>-0.025</td></tr><tr><td>Negro</td><td>0.096</td><td>0.064</td><td>-0.032</td></tr></table> Indicadores Agregados al año 2020 <table><tr><th>Indicador</th><th>Escenario</th><th>Unidad</th><th>Valor</th></tr><tr><td rowspan="2">Reducción Anual</td><td>Azul</td><td rowspan="2">(tCO2/año)</td><td>240.535</td></tr><tr><td>Negro</td><td>286.002</td></tr></table>	Indicador	Unidad	Escenario	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento	Consumo de Energía	(KWh/año)		180	120	-60	Emisiones	(tCO2e/año)	Azul	0.076	0.051	-0.025	Negro	0.096	0.064	-0.032	Indicador	Escenario	Unidad	Valor	Reducción Anual	Azul	(tCO2/año)	240.535	Negro	286.002																															
Indicador	Unidad	Escenario	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento																																																											
Consumo de Energía	(KWh/año)		180	120	-60																																																											
Emisiones	(tCO2e/año)	Azul	0.076	0.051	-0.025																																																											
		Negro	0.096	0.064	-0.032																																																											
Indicador	Escenario	Unidad	Valor																																																													
Reducción Anual	Azul	(tCO2/año)	240.535																																																													
	Negro		286.002																																																													
Datos y supuestos considerados para potencial de mitigación	Reducciones unitarias por potencia (HP) y norma al año 2020 (tCO2e/año)⁷ <table><tr><th>Potencia (HP)</th><th>Premium</th><th>Premium+VSD</th></tr><tr><td>5</td><td>0,3</td><td>1,6</td></tr><tr><td>10</td><td>0,4</td><td>3,1</td></tr><tr><td>15</td><td>0,4</td><td>4,4</td></tr><tr><td>20</td><td>0,7</td><td>6,1</td></tr><tr><td>25</td><td>0,5</td><td>7,2</td></tr><tr><td>30</td><td>0,6</td><td>8,6</td></tr><tr><td>50</td><td>1,3</td><td>14,5</td></tr><tr><td>75</td><td>1,7</td><td>21,2</td></tr><tr><td>100</td><td>1,5</td><td>27,6</td></tr></table> Número de motores recambiados por potencia (HP) y norma al año 2020 <table><tr><th>Potencia (HP)</th><th>Premium</th><th>Premium+VSD</th></tr><tr><td>5</td><td>99.690</td><td>36.210</td></tr><tr><td>10</td><td>12.960</td><td>4.995</td></tr><tr><td>15</td><td>12.960</td><td>4.995</td></tr><tr><td>20</td><td>12.960</td><td>4.995</td></tr><tr><td>25</td><td>5.805</td><td>2.475</td></tr><tr><td>30</td><td>5.805</td><td>2.475</td></tr><tr><td>50</td><td>5.805</td><td>2.475</td></tr><tr><td>75</td><td>5.175</td><td>1.725</td></tr><tr><td>100</td><td>5.175</td><td>1.725</td></tr><tr><td>Total</td><td>166.335</td><td>62.070</td></tr></table> El paralelo entre los grupos definidos por (PRIEN, 2006) y los subsectores asociados a Industria y Minería utilizados en el presente estudio es el siguiente: Pequeña y Mediana Empresa corresponde a Industrias Varias y Minería del Cobre corresponde a Industria del Cobre. El resto de los subsectores corresponden a la Gran Industria y otra Minería. Ahorro en el consumo energético por uso del VSD es de 35% para bombas y de 15% para compresores, correas y ventiladores. Para otro tipo de motores no se consideró ahorro (valores según PRIEN, 2006). Para la Pequeña y Mediana Empresa, la gran Minería del Cobre y la Gran Industria y otra Minería se asumieron 3.300, 7.500 y 7.500 horas de uso promedio anual por motor respectivamente Factor de carga de 0,65 para la Pequeña y Mediana Empresa y la Gran Industria y otra Minería y de 0,6 para la Gran Minería del Cobre. Valores según (PRIEN, 2006).	Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD	5	0,3	1,6	10	0,4	3,1	15	0,4	4,4	20	0,7	6,1	25	0,5	7,2	30	0,6	8,6	50	1,3	14,5	75	1,7	21,2	100	1,5	27,6	Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD	5	99.690	36.210	10	12.960	4.995	15	12.960	4.995	20	12.960	4.995	25	5.805	2.475	30	5.805	2.475	50	5.805	2.475	75	5.175	1.725	100	5.175	1.725	Total	166.335	62.070
Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD																																																														
5	0,3	1,6																																																														
10	0,4	3,1																																																														
15	0,4	4,4																																																														
20	0,7	6,1																																																														
25	0,5	7,2																																																														
30	0,6	8,6																																																														
50	1,3	14,5																																																														
75	1,7	21,2																																																														
100	1,5	27,6																																																														
Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD																																																														
5	99.690	36.210																																																														
10	12.960	4.995																																																														
15	12.960	4.995																																																														
20	12.960	4.995																																																														
25	5.805	2.475																																																														
30	5.805	2.475																																																														
50	5.805	2.475																																																														
75	5.175	1.725																																																														
100	5.175	1.725																																																														
Total	166.335	62.070																																																														

⁷ Reducciones promediadas por tipo de motor e industria

	Las eficiencias según norma de motor y potencia son las estimadas en (PRIEN, 2006). Se consideran dos tipos de norma para motores: Estándar (Nema 10-12) y Premium (Nema Premium) Pueden instalarse variadores de velocidad en el 60% de las bombas, correas y ventiladores nuevos y en el 30% de los compresores nuevos. Para otro tipo de motores se supone imposible incorporar un VSD (valores según (PRIEN, 2006)). Factor de emisión (kgCO₂e/Kwh) de 1,11 para el SING y 0,44 para el SIC al año 2008, asignando el factor de emisión del SING a la industria del cobre y a las demás industrias el factor de emisión del SIC. Un 80% del parque actual corresponde a motores estándar. Vida útil de un motor: 15 años. Tasa de descuento: 6%. Para pasar pesos chilenos del 2006 a dólar del 2008 (CLP538 por dólar) se utilizó el valor del dólar del 28 de marzo de 2006 (CLP535 por dólar) y un deflactor del dólar de 1,047. Antigüedad uniforme del parque en uso. Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector industrial de USD 0.08/KWh, y una emisión unitaria de 1.03 tCO₂/KWh.
Referencias Bibliográficas	Jhonson, T. (2009). "Estudio Medex." PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile.

Nombre de Medida	Cogeneración (CHP)					
Sector	Industria					
Subsector	Transversal					
Categoría	Eficiencia energética					
Descripción	La medida consiste en instalar sistemas de Cogeneración en la industria, aprovechando parte del calor que normalmente es disipado, para generar electricidad, lo que satisface el consumo eléctrico de la industria y eventualmente podría venderse al sistema interconectado. La principal ventaja del sistema es que no consume combustible adicional (al considerar los dos sistemas convencionales: generación de electricidad, y producción de calor),, por lo que permite generar electricidad a un costo sustancialmente menor al de otras centrales térmicas.					
Información de Costos	Indicadores unitarios por Planta de cogeneración de 20 MW(consistente en 2 equipos Solar Mars 100 con potencia eléctrica de 20.878 kWe)					
	Indicador	Unidad	Esc. Ref.	Cogeneración	Incremento	
	Inversión Inicial	(MUSD2008/planta 20MWe)	0	15.43	15.43	
	Inversión Anualizada	(MUSD2008/planta 20 MWe-año)	0	1.34	1.34	
	Costo OyM	(USD2008/kWhe)	0	0.0148	0.0148	
	Ahorro Electricidad	(kWh/planta20MW-año)	0	141,842,202	141,842,202	
	Aumento Consumo Gas Natural	(kWh/planta20MW-año)	0	184,394,862	184,394,862	
	Ingreso por Ahorro Electricidad	(USD2009/Planta 20MW-año)	0	10,250,781	10,250,781	
	Costo Adicional Gas Natural	(USD2009/Planta 20MW-año)	0	23,607,195	23,607,195	
	Costo Total Unitario	(USD2009/MWhe-año)	0	0.118	0.118	
	Reducción Emisiones	(tCO2e/kWhe-año)	0	0.169	0.169	
	Costo reducción CO2e	(USD/tCO2red)			700.8	
	Indicadores agregados					
	Indicador	Unidad	2020	2025	2030	
	Penetración	Número centrales agregadas	9	9	9	
% de la capacidad total		29%	29%	29%		
Costo Anual	MUSD2008/año	128,8	142,2	151,2		
Reducción Anual	(MtCO2e/año)	0,05	0,20	0,29		
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO2e	2822,5	712,5	513,1		
Potencial de penetración	La medida evalúa la instalación de nuevas centrales de cogeneración en el tiempo, aumentando la capacidad instalada en 80 MW al 2015 (4 centrales de 20MW) y en 100MW adicionales al 2020 (5 centrales de 20MW).					
	Considerando una capacidad instalada de 456MW al 2008 (CNE, 2009a), el porcentaje de penetración es::					
	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030
	Número equipos agregados	-	4	9	9	9
	% de la capacidad total	0%	15%	29%	29%	29%
Potencial de Mitigación (tCO2/unidad/año)	La reducción de emisiones de esta medida está ligada a que un menor consumo eléctrico, aún cuando aumenta el consumo de combustible por el lado del proceso industrial, estas emisiones son menores que las reducciones por electricidad (considerando Gas Natural como combustible base).					

	Indicadores de reducción de emisiones unitarios para una planta de cogeneración de 20 MW <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>Esc. Ref.</th><th>Cogeneración</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Ahorro Electricidad</td><td>(KWh/Planta20MW-año)</td><td>0</td><td>141,842,202</td><td>141,842,202</td></tr><tr><td>Aumento Consumo Gas Natural</td><td>(kWh/planta20MW-año)</td><td>0</td><td>184,394,862</td><td>184,394,862</td></tr><tr><td>Reducción Emisiones</td><td>(tCO2e/kwh(eléctrico)-año)</td><td>0</td><td>0.169</td><td>0.169</td></tr></table> Indicadores agregados de reducción de emisiones <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2015</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción de Emisiones</td><td>(MtCO2/año)</td><td>-</td><td>0,046</td><td>0,046</td><td>0,200</td><td>0,295</td></tr></table>	Indicador	Unidad	Esc. Ref.	Cogeneración	Incremento	Ahorro Electricidad	(KWh/Planta20MW-año)	0	141,842,202	141,842,202	Aumento Consumo Gas Natural	(kWh/planta20MW-año)	0	184,394,862	184,394,862	Reducción Emisiones	(tCO2e/kwh(eléctrico)-año)	0	0.169	0.169	Indicador	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030	Reducción de Emisiones	(MtCO2/año)	-	0,046	0,046	0,200	0,295
Indicador	Unidad	Esc. Ref.	Cogeneración	Incremento																															
Ahorro Electricidad	(KWh/Planta20MW-año)	0	141,842,202	141,842,202																															
Aumento Consumo Gas Natural	(kWh/planta20MW-año)	0	184,394,862	184,394,862																															
Reducción Emisiones	(tCO2e/kwh(eléctrico)-año)	0	0.169	0.169																															
Indicador	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030																													
Reducción de Emisiones	(MtCO2/año)	-	0,046	0,046	0,200	0,295																													
Datos y supuestos considerados para potencial de mitigación	- Una planta de cogeneración tiene un factor de planta entorno a un 90% (CNE, 2004). Esto es a nivel teórico, en la práctica suele ser menor, para este estudio se tomo de referencia el factor de planta del sistema de cogeneración al 2008, a partir del Balance Nacional de Energía 2008 (CNE, 2009a) , el cual es de un 77,6%. Por lo que al 2030, se alcanzaría una generación adicional anual de 1277GWh. - Potencias plantas de cogeneración 20 MW (potencia eléctrica) - Aumento de cogeneración industrial al 2030 un 29% en escenario conservador y de 51% en escenario de alta penetración (en capacidad instalada). - Factor de Planta promedio: 77.6 % - Incremento en costo por planta: 0.118USD(2008)/MWh - Vida útil de Plantas de cogeneración: 20 años - Sistema convencional (generación eléctrica y proceso industrial por separado) consume 153 unidades de energía para producir 30 de electricidad y 55 en forma de calor. La cogeneración necesita 100 unidades para producir la misma electricidad y calor.																																		
Referencias Bibliográficas	- Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile. GAMMA Ingenieros-CNE, 2004. - EVE (Ente Vasco de la Energía) (2010). Cogeneración. Disponible en: http://www.eve.es/web/Eficiencia-Energetica/Cogeneracion/Como-funciona/Cogeneracion-A.aspx																																		

8. SECTOR TRANSPORTE

8.1 Identificación de medidas/tecnologías subsector terrestre

Una vez identificado el subsector más intensivo en emisiones de GEI, es necesario analizar el consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero de las distintas actividades que lo conforman. En función a esto, si consideramos constante la proporción de consumo de diesel dentro del transporte terrestre derivado del estudio “Plan de transporte interurbano y el estudio análisis de eficiencia energética en el transporte de carga” (Cima, 2005)⁸, la distribución de las emisiones de GEI en el subsector transporte terrestre es la siguiente:

Tabla 27: Proporción de emisiones de CO2 en las distintas actividades del subsector transporte terrestre.

Actividad	Tipo de Energía Utilizada	% Emisiones de CO2e
Vehículos livianos	Gasolina	43,49
Buses Urbanos	Diesel	11,21
Camiones Urbanos	Diesel	5,60
Buses Interurbanos	Diesel	5,60
Otros (Taxis, buses urbanos)	Gas Natural	0,40
Camiones interurbanos (carga)	Diesel	33,70
	Total	100

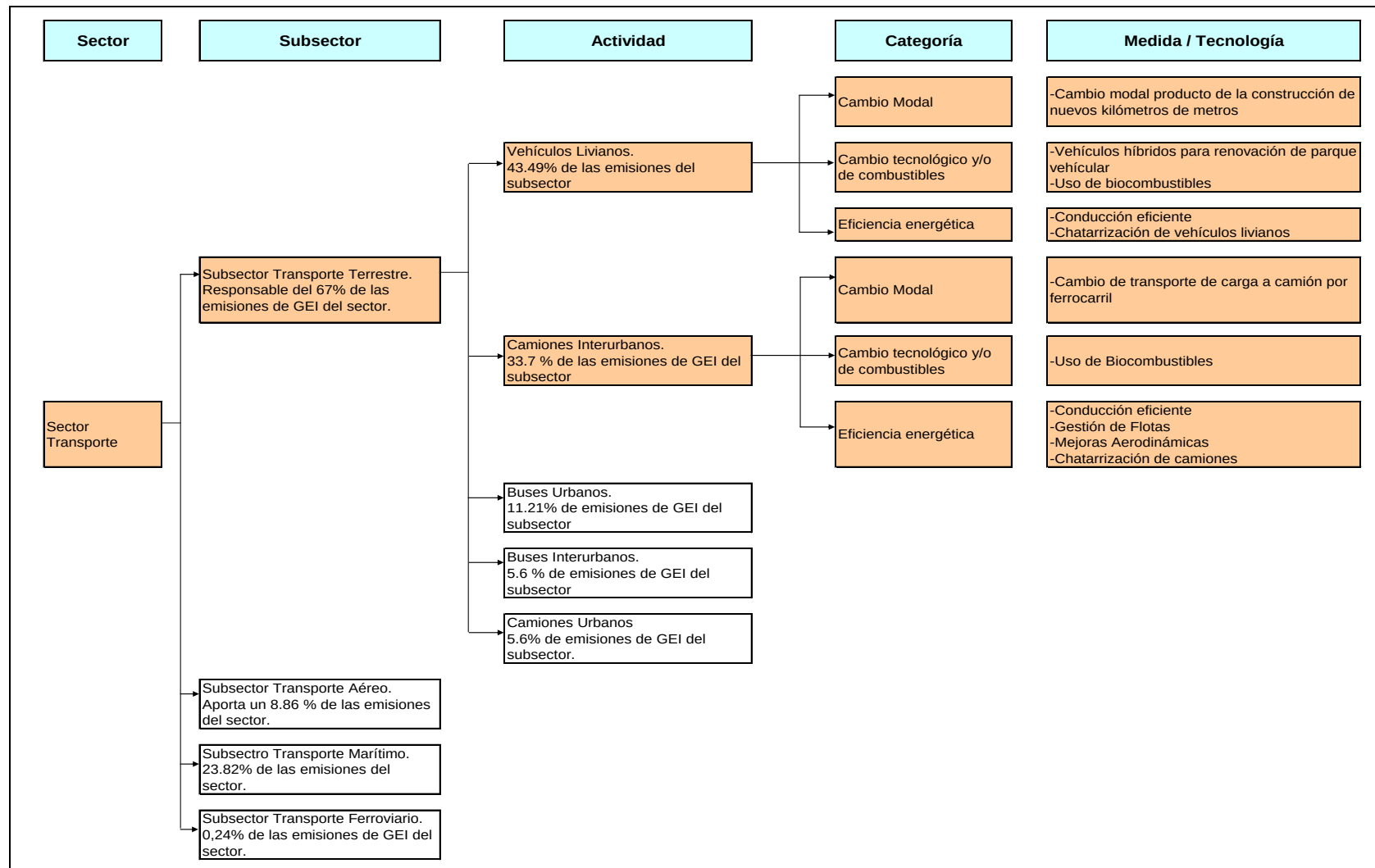
Fuente: Elaboración propia a partir de las estimaciones de consumo de combustible por área dentro del transporte terrestre para el año 2003 (Cima, 2005).

Las actividades con mayor aporte a las emisiones de CO₂ dentro del subsector transporte terrestre son los vehículos livianos y camiones interurbanos (carga), con aproximadamente un 77% del total de las emisiones del subsector. Con respecto a los buses urbanos es posible afirmar que ya existen iniciativas en desarrollo relacionadas con la gestión de flotas y eficiencia energética ligadas al transporte público de la capital (Transantiago), por lo que la brecha tecnológica es menor que en las otras actividades identificadas. Los camiones urbanos y buses interurbanos por su parte, aportan de menor manera al total de emisiones de GEI del sector.

De acuerdo a las razones anteriormente expuestas y a la naturaleza de las medidas/tecnologías de mitigación de GEI identificadas, la categorización de medidas fue realizada de acuerdo al siguiente esquema:

⁸ Análisis de la eficiencia energética en el transporte interurbano de carga. Realizado por CIMA Ingeniería EIRL para la Subsecretaría de Transportes, 2005.

Figura 23 : Categorización medidas subsector terrestre



8.2 Resumen de medidas subsector terrestre

Tabla 28 : Consolidado de medidas/tecnologías de mitigación de Gases de Efecto Invernadero levantadas para el sector transporte.

Nº	Subsector	Actividad	Categoría	Tecnología/Medida	Descripción
1	Terrestre	Vehículos livianos	Cambio Modal	Cambio modal producto de la construcción de nuevos kilómetros de metros	Construcción de kilómetros adicionales de metro. La reducción de emisiones se relaciona con el traspaso de usuarios de vehículos particulares (gasolina) a la red de metro aumentando la cantidad de pasajeros transportados por viaje.
2	Terrestre	Vehículos livianos	Cambio tecnológico y/o de combustible	Vehículos híbridos para renovación del parque.	Renovación de vehículos convencionales (gasolina) por vehículos híbridos. La reducción de emisiones de GEI se relaciona con el mejor rendimiento de los automóviles híbridos.
3	Terrestre	Transversal	Eficiencia energética	Conducción eficiente (Ecodriving)	Capacitación a los conductores de vehículos livianos, buses, taxis colectivos y camiones en mejores prácticas de conducción (Eco Driving) disminuyendo el consumo de combustible utilizado y por lo tanto las emisiones de CO2 asociadas.
4	Terrestre	Vehículos livianos	Eficiencia energética	Renovación parque de vehículos livianos	Renovación de vehículos con una antigüedad mayor a 25 años por vehículos nuevos con mejores rendimientos para reducir las emisiones de GEI del parque.
5	Terrestre	Camiones interurbanos	Eficiencia energética	Renovación parque de camiones de carga	Renovación de camiones con una antigüedad mayor a 25 años por camiones nuevos con mejores rendimientos para reducir consumo de diesel y las emisiones de GEI asociadas.
6	Terrestre	Transversal	Cambio tecnológico y/o de combustible	Uso de biocombustibles	Utilización de un porcentaje de biocombustibles (biodiesel) como reemplazo del diesel.
7	Terrestre	Camiones interurbanos	Eficiencia energética	Mejoras Aerodinámicas	Implementación de equipamiento aerodinámico para mejorar el rendimiento de combustible (diesel) en camiones interurbanos.

8.3 Fichas por medida/tecnología de subsector terrestre

Nombre de medida/tecnología	Cambio modal producto de la construcción de nuevos kilómetros de metro																																									
Sector	Transporte																																									
Subsector	Terrestre																																									
Actividad	Transporte vehículos livianos																																									
Categoría	Eficiencia energética																																									
Descripción	La medida consiste en la construcción anual de un % adicional de kilómetros de metro por sobre el escenario de referencia. La construcción de nuevos tramos de metro produciría un traspaso de viajes realizados en vehículos livianos particulares hacia la red de metro. La medida se aplica en sólo en el Gran Santiago. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>																																									
Potencial de penetración	Se consideró una construcción anual de un 3% adicional de kilómetros de metro por sobre el escenario de referencia. Línea de metro adicional al 2030: 76 km																																									
Potencial de mitigación (tCO2/año)	La siguiente tabla muestra la reducción de emisiones de la medida para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Azul</td><td>tCO2e/año</td><td>23,358</td><td>31,569</td><td>40,233</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Negro</td><td>tCO2e/año</td><td>22,926</td><td>30,589</td><td>37,017</td></tr></table>						Unidad	2010	2020	2030	Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	23,358	31,569	40,233	Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	22,926	30,589	37,017																						
	Unidad	2010	2020	2030																																						
Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	23,358	31,569	40,233																																						
Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	22,926	30,589	37,017																																						
Información de costos	Los costos unitarios recopilados de (de Grange 2008) se detallan en las siguientes tablas. Datos unitarios de costos de inversión y operación de metro. <table><tr><td>Costos</td><td>Unidad</td><td>Valor</td></tr><tr><td>Inversión e infraestructura</td><td>MUSD2008/km</td><td>61</td></tr><tr><td>Material Rodante</td><td>MUSD2008/coche</td><td>1.4</td></tr><tr><td>Operación General</td><td>CLP2008/coche-km</td><td>765</td></tr></table> Costos de inversión y operación anualizados por km y vida útil. <table><tr><td>Costos</td><td>Unidad</td><td>Valor</td></tr><tr><td>Inversión unitaria</td><td>MUSD2008/km</td><td>74.7</td></tr><tr><td>Inversión anualizada</td><td>MUSD2008/km-año</td><td>5.0</td></tr><tr><td>Operación</td><td>MUSD2008/km-año</td><td>1.4</td></tr><tr><td>Vida Útil</td><td>Años</td><td>40</td></tr></table> Costos agregados para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>MUSD2008/año</td><td>13.3</td><td>12.4</td><td>8.7</td></tr></table>					Costos	Unidad	Valor	Inversión e infraestructura	MUSD2008/km	61	Material Rodante	MUSD2008/coche	1.4	Operación General	CLP2008/coche-km	765	Costos	Unidad	Valor	Inversión unitaria	MUSD2008/km	74.7	Inversión anualizada	MUSD2008/km-año	5.0	Operación	MUSD2008/km-año	1.4	Vida Útil	Años	40	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	MUSD2008/año	13.3	12.4	8.7
Costos	Unidad	Valor																																								
Inversión e infraestructura	MUSD2008/km	61																																								
Material Rodante	MUSD2008/coche	1.4																																								
Operación General	CLP2008/coche-km	765																																								
Costos	Unidad	Valor																																								
Inversión unitaria	MUSD2008/km	74.7																																								
Inversión anualizada	MUSD2008/km-año	5.0																																								
Operación	MUSD2008/km-año	1.4																																								
Vida Útil	Años	40																																								
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																																						
Costo Anual	MUSD2008/año	13.3	12.4	8.7																																						
Datos y supuestos considerados	- Datos de costos corresponden a valores promedio de la construcción de una línea de 15 km de largo con estaciones cada 1 km y considerando un sistema eficiente de transporte de pasajeros. - Se supone que el aumento de un km de líneas de metro implica una reducción de 0.25% de viajes en vehículos livianos particulares (de Grange, Troncoso et al. 2009) - La evaluación considera las emisiones que se liberan por consumo de energía eléctrica en el funcionamiento de los nuevos km de metro.																																									

	Vida útil del proyecto: 40 años
Estado del Arte Internacional	Variados países en el mundo entero poseen programas para incentivar el cambio modal hacia el transporte público. Particularmente Canadá posee una estrategia de ECOTRANSPORT la cual posee un programa de ECOMOBILITY el cual tiene por objetivo ayudar a las municipalidades a reducir las emisiones en transporte de pasajeros urbanos incrementando el uso de opciones de transporte sustentables. Además dedica una cantidad importante de dinero al programa Public Transit Capital Trust el cual ofrece subsidios a los individuos para ayudar a cubrir el costo de los pasajes del transporte público. Los países de la región latinoamericana están constantemente aumentando sus kms de metro sobre todo en las capitales y ciudades más importantes, como es el caso de Perú y Colombia. Sin embargo, los países no consideran esta medida como una medida de mitigación de emisiones sino más bien como un incentivo al cambio modal que reduce la congestión vehicular y la contaminación atmosférica.
Referencias bibliográficas	- de Grange, L. (2008). <u>¿Cuándo el metro es mejor que los buses?</u> - de Grange, L., R. Troncoso, et al. (2009). Evaluación empírica del impacto de tres políticas de transporte urbano sobre el uso de transporte público. - Fernández & DCEA Ingenieros (2007). Análisis de la Eficiencia Energética en el Transporte Público Urbano e Interurbano de Pasajeros. - Metro S.A (2007). Anexos Estadísticos. Santiago, Metro S.A.

Nombre de medida/Tecnología	Vehículos híbridos para renovación del parque.																																														
Sector	Transporte																																														
Subsector	Terrestre																																														
Actividad	Vehículos livianos																																														
Categoría	Cambio tecnológico y/o de combustible																																														
Descripción	La medida consiste en que cierta proporción de los vehículos livianos nuevos (particulares y taxis-colectivos) que cada año ingresan al parque vehicular tengan tecnología híbrida. Los vehículos híbridos constan de dos motores, uno eléctrico y otro de combustión interna. Comparado con los vehículos convencionales, reducen considerablemente el uso del motor de combustión interna, lo que se traduce en un menor gasto de combustible y consecuentemente, un menor nivel de emisiones. El consumo promedio de gasolina de un vehículo liviano es de 8.72 l/100 km (Samaras, Ntziachristosa et al. 2008). En base a datos de (Bandivadekar, Bodek et al. 2008) se determinó que un vehículo híbrido es en la actualidad un 23.6% más eficiente que uno convencional (Esto quiere decir que si un vehículo convencional utiliza 100 unidades de combustible para recorrer 1 kilómetro, un vehículo híbrido utiliza solamente 76.4 unidades para recorrer el kilómetro). Por otra parte, con datos del mismo estudio se proyectó que anualmente los vehículos convencionales se tornan un 1.39% más eficientes anualmente en base al valor de 2008, mientras que los híbridos lo hacen en un 1.69%. La medida considera dos casos, vehículos livianos particulares y taxis-colectivos.																																														
Potencial de penetración	Se consideró que un 1% de los vehículos livianos particulares nuevos que anualmente ingresen al parque tendrán tecnología híbrida. Esta cifra crece linealmente hasta duplicarse al año 2030. Por su parte, para taxis- colectivos se considera que un 10% de los vehículos nuevos que ingresan al parque tendrán tecnología híbrida y que ese valor se duplicará para el 2030 con un crecimiento lineal.																																														
Potencial de mitigación (tCO2/año)	El potencial de reducción de emisiones se calcula a partir del menor consumo en combustible del vehículo de reemplazo, relacionando este parámetro con las emisiones a través del contenido de CO₂ por litro de combustible (Kg CO₂e/lit). Indicadores agregados vehículos particulares y taxis-colectivos. 2010, 2020 y 2030 <table><tr><td></td><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Vehículos Particulares</td><td>Red. emisiones</td><td>tCO₂e/año</td><td>3,873</td><td>19,126</td><td>35,500</td></tr><tr><td>Taxis - Colectivos</td><td>Red. emisiones</td><td>tCO₂e/año</td><td>6,321</td><td>33,844</td><td>44,554</td></tr></table>									Unidad	2010	2020	2030	Vehículos Particulares	Red. emisiones	tCO ₂ e/año	3,873	19,126	35,500	Taxis - Colectivos	Red. emisiones	tCO ₂ e/año	6,321	33,844	44,554																						
		Unidad	2010	2020	2030																																										
Vehículos Particulares	Red. emisiones	tCO ₂ e/año	3,873	19,126	35,500																																										
Taxis - Colectivos	Red. emisiones	tCO ₂ e/año	6,321	33,844	44,554																																										
Información de costos	(Bandivadekar, Bodek et al. 2008) estimó el mayor valor de un vehículo híbrido en 4,900 USD(2008) para 2008 y estimó que dicha brecha decrecería hasta 2,500 USD(2008) para 2035. En base a esto, se estableció un decremento anual de la brecha de 1,81% en base al valor de 2008. Costos unitarios por vehículo particular y taxis colectivos <table><tr><td></td><td></td><td colspan="2">2010</td><td colspan="2">2020</td><td colspan="2">2030</td></tr><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>Normal</td><td>Híbrido</td><td>Normal</td><td>Híbrido</td><td>Normal</td><td>Híbrido</td></tr><tr><td>Inversión</td><td>(USD/veh)</td><td>-</td><td>4,722</td><td>-</td><td>3,833</td><td>-</td><td>2,944</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>(USD/año-veh)</td><td>-</td><td>412</td><td>-</td><td>334</td><td>-</td><td>257</td></tr><tr><td>Consumo Combustible</td><td>(l/km)</td><td>8.48</td><td>6.44</td><td>7.27</td><td>5.31</td><td>6.06</td><td>4.18</td></tr></table>									2010		2020		2030		Indicador	Unidad	Normal	Híbrido	Normal	Híbrido	Normal	Híbrido	Inversión	(USD/veh)	-	4,722	-	3,833	-	2,944	Inversión Anualizada	(USD/año-veh)	-	412	-	334	-	257	Consumo Combustible	(l/km)	8.48	6.44	7.27	5.31	6.06	4.18
		2010		2020		2030																																									
Indicador	Unidad	Normal	Híbrido	Normal	Híbrido	Normal	Híbrido																																								
Inversión	(USD/veh)	-	4,722	-	3,833	-	2,944																																								
Inversión Anualizada	(USD/año-veh)	-	412	-	334	-	257																																								
Consumo Combustible	(l/km)	8.48	6.44	7.27	5.31	6.06	4.18																																								

	Indicadores agregados costo anual. 2010, 2020 y 2030 <table><tr><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Vehículos Particulares</td><td>(MUSD/año)</td><td>1.97</td><td>7.35</td><td>6.64</td></tr><tr><td>Taxis - Colectivos</td><td>(MUSD/año)</td><td>-0.47</td><td>-6.47</td><td>-12.67</td></tr></table>		Unidad	2010	2020	2030	Vehículos Particulares	(MUSD/año)	1.97	7.35	6.64	Taxis - Colectivos	(MUSD/año)	-0.47	-6.47	-12.67
	Unidad	2010	2020	2030												
Vehículos Particulares	(MUSD/año)	1.97	7.35	6.64												
Taxis - Colectivos	(MUSD/año)	-0.47	-6.47	-12.67												
Datos y supuestos considerados	• Consumo combustible 2008 vehículo convencional: 8.72 l/100km. • % de menor consumo vehículo híbrido 2008: 23.6% • % disminución anual combustible vehículo convencional: 1.39% • % disminución anual consumo combustible vehículo híbrido: 1.69% • Mayor valor tecnología en 2008: 4,900 USD(2008) • % disminución anual brecha de precio tecnología: 1.81% • Vida útil: 20 anos • Nivel de actividad: 16,000 km/año VL y 60,000 km/año taxis colectivos.															
Estado del Arte Internacional	Los incentivos al uso de vehículos que reducen las emisiones GEI están presentes en muchos países del mundo. En Australia existe una base de datos de vehículos que da información del funcionamiento medioambiental de todo tipo de vehículo. Por otro lado Estados Unidos posee el Fuel Economy Guide and Green Vehicle Guide 2009 el cual da a los consumidores detallada información sobre los costos de combustible, huella de carbono y datos de contaminación al aire como también información sobre los autos híbridos, vehículos con combustibles alternativos, vehículos eléctricos, etc. Con respecto a países de Latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a la aplicación de algún programa o incentivo a los vehículos híbridos.															
Referencias bibliográficas	1. Bandivadekar, A., K. Bodek, et al. (2008). On the road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions, Laboratory for Energy and the Environment - Massachusetts Institute of Technology. 2. Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.															

Nombre de Medida/Tecnología	Conducción eficiente (Ecodriving)																																																												
Sector	Transporte																																																												
Subsector	Terrestre																																																												
Actividad	Transversal																																																												
Categoría	Eficiencia Energética																																																												
Descripción	La medida consiste en capacitar a los conductores de buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos en mejores prácticas de manejo (Eco Driving) disminuyendo el consumo de combustible utilizado y por lo tanto disminuyendo las emisiones de CO2 de los vehículos.																																																												
Potencial de penetración	Se considera que Chile posee en el año 2008 un parque total vehicular que asciende a 2.677.733 de vehículos, de los cuales un 1% corresponde a buses, un 5,5% a camiones, un 3,5% a taxi y taxi colectivos y un 90% a vehículos livianos y para el año 2030 el parque llegará a 4.144.754, con la siguiente conformación: 0,6% de buses, un 4,9% a camiones, un 2,3% a taxi y taxi colectivos y un 92,2% a vehículos livianos (DICTUC 2009). Con respecto al número de camiones en flota se ha estimado que al año 2008 este asciende al 33% del parque total de camiones en el país con un crecimiento constante de 10% anual (Ingeniería 2007). Considerando los valores recién descritos, la penetración de la medida es la siguiente: ○ Vehículos Livianos: 10% primer año, aumento progresivo hasta llegar a 25% en 7 años. ○ Buses, Camiones en Flota, Taxi y Taxi colectivos: 10% primer año, aumento progresivo hasta llegar a 50% en 12 años (incentivo mayor por parte de los dueños de flota).																																																												
Potencial de Mitigación (tCO2/año)	Reducciones agregadas por tipo de vehículo para los años 2010, 2020 y 2030. Los rangos de los resultados corresponden a las diferentes penetraciones. <table><tr><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Camiones en flota</td><td>(miles tCO2e/año)</td><td>15.9</td><td>95</td><td>95.4</td></tr><tr><td>Buses</td><td>(miles tCO2e/año)</td><td>15.1</td><td>38.1</td><td>32</td></tr><tr><td>Taxis colectivos</td><td>(miles tCO2e/año)</td><td>3.6</td><td>9.2</td><td>7.9</td></tr><tr><td>Vehículos livianos</td><td>(miles tCO2e/año)</td><td>36.7</td><td>53</td><td>60</td></tr></table>								Unidad	2010	2020	2030	Camiones en flota	(miles tCO2e/año)	15.9	95	95.4	Buses	(miles tCO2e/año)	15.1	38.1	32	Taxis colectivos	(miles tCO2e/año)	3.6	9.2	7.9	Vehículos livianos	(miles tCO2e/año)	36.7	53	60																													
	Unidad	2010	2020	2030																																																									
Camiones en flota	(miles tCO2e/año)	15.9	95	95.4																																																									
Buses	(miles tCO2e/año)	15.1	38.1	32																																																									
Taxis colectivos	(miles tCO2e/año)	3.6	9.2	7.9																																																									
Vehículos livianos	(miles tCO2e/año)	36.7	53	60																																																									
Información de costos	Los costos de capacitación por conductor se estiman en 100 Euros (Charlotte 2009). A manera de ejemplo, la siguiente tabla muestra los resultados unitarios del caso de capacitación de un conductor de camión liviano. Se asume que conduce un vehículo que recorre 27.000 km/año (PNUD 2008), con un consumo de 12 L/100km (obtenido a partir de COPER III para Estudio Fuentes Móviles DICTUC (2007)). Indicadores unitarios por conductor capacitado <table><tr><th rowspan="2">Indicador</th><th rowspan="2">Unidad</th><th colspan="6">Año</th></tr><tr><th>0</th><th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th></tr><tr><td>Consumo de Combustible base</td><td>l/año</td><td>3.175</td><td>3.175</td><td>3.175</td><td>3.175</td><td>3.175</td><td>3.175</td></tr><tr><td>Eficiencia del programa</td><td>%</td><td>10%</td><td>5%</td><td>3%</td><td>2%</td><td>1%</td><td>0%</td></tr><tr><td>Ahorro de combustible</td><td>l/año/camión</td><td>318</td><td>159</td><td>95</td><td>64</td><td>32</td><td>0</td></tr><tr><td>Costo Capacitación</td><td>USD(2008)/conductor</td><td>35</td><td>35</td><td>35</td><td>35</td><td>35</td><td>35</td></tr><tr><td>Ahorro de</td><td>USD(2008)/año</td><td>206</td><td>103</td><td>62</td><td>41</td><td>21</td><td>0</td></tr></table>							Indicador	Unidad	Año						0	1	2	3	4	5	Consumo de Combustible base	l/año	3.175	3.175	3.175	3.175	3.175	3.175	Eficiencia del programa	%	10%	5%	3%	2%	1%	0%	Ahorro de combustible	l/año/camión	318	159	95	64	32	0	Costo Capacitación	USD(2008)/conductor	35	35	35	35	35	35	Ahorro de	USD(2008)/año	206	103	62	41	21	0
Indicador	Unidad	Año																																																											
		0	1	2	3	4	5																																																						
Consumo de Combustible base	l/año	3.175	3.175	3.175	3.175	3.175	3.175																																																						
Eficiencia del programa	%	10%	5%	3%	2%	1%	0%																																																						
Ahorro de combustible	l/año/camión	318	159	95	64	32	0																																																						
Costo Capacitación	USD(2008)/conductor	35	35	35	35	35	35																																																						
Ahorro de	USD(2008)/año	206	103	62	41	21	0																																																						

	combustible							
	VP(costos)	-247						
	Indicadores agregados costos anuales para los años 2010, 2020 y 2030.							
	Indicador	Unidad	2010	2020	2030			
	Camiones en flota	(MUSD/año)	-3.5	-26.2	-31.5			
	Buses	(MUSD/año)	-3.4	-11	-10.9			
	Taxis colectivos	(MUSD/año)	-0.4	-1.5	-1.5			
	Vehículos livianos	(MUSD/año)	6.3]	7.3	9.1			
Datos y supuestos considerados.	▪ Reducción conservadora del consumo de combustible de buses, camiones y vehículos livianos ▪ Reducción consumo de combustible promedio anual vehículos: 4% ▪ Todos los vehículos (vehículos livianos, buses y camiones en flota) tienen igual reducción de consumo de combustible promedio anual. ▪ La reducción de combustible se mantiene durante todo el período de evaluación (2010 -2030) ▪ La reducción de combustible se inicia inmediatamente después de la capacitación de los Eco Drivers, es decir, en el mismo año que se inicia el programa ▪ El costo anualizado de capacitación de conductor: 35 USD(2008)/conductor ▪ Se incurre en el costo de capacitación de los conductores cada 5 años ▪ Precio Social Diesel: 0,65 USD2008/l							
Estado del Arte Internacional	En España y Suiza se han implementado iniciativas relacionadas a la conducción eficiente o eco-driving otorgando asistencia financiera tanto a vehículos privados, buses y camiones para que realicen cursos de conducción eficiente. Además, dan el apoyo financiero para que la conducción eficiente forme parte de las escuelas de manejo y así sea obligatorio conocer estas técnicas para obtener la licencia de manejar. Por otro lado, el programa Smartway Transport de Estados Unidos dentro de sus objetivos posee un programa nacional para incentivar la disminución de los tiempos de ralentí de los camiones. El programa incluye guía y educación para los operadores de camiones y también fondos e incentivos para los proyectos de demostración de la iniciativa. Brasil también posee el Programa de Transporte Carretero de Cargas que motiva al camionero a disminuir el consumo de combustible mediante la divulgación de material informativo, regulación y mantención de los vehículos realizada gratuitamente.							
Referencias bibliográficas	1. Charlotte, B. (2009). Information, encouraging fuel efficient operation, procurement, R&D and Pilots Paper 9. In E. C. D.-G. Environment (Ed.). 2. Ingeniería, C. (2007). <i>Análisis de la Eficiencia Energética en el Transporte Interurbano de Carga</i>. Retrieved. from. 3. ITF. (2007). Ecodriving. from http://www.internationaltransportforum.org/Proceedings/ecodriving/ecodriving07.html 4. MIDEPLAN, M. d. P. (2008). <i>Precios Sociales para la Evaluación Social de Proyectos</i> Retrieved. from. 5. Ministerio de Transporte, O. P. y. G. d. A., Holanda. (2005). <i>Evaluation Dutch national ecodriving programme Het Nieuwe Rijden 2005</i>. Retrieved. from. 6. Ministerio de Transporte, O. P. y. G. d. A., Holanda. (2007). <i>ECO - DRIVING in The Netherlands</i>. Retrieved. from. 7. org, E. (2008). ECODRIVEN Campaign Catalogue for European Ecodriving & Traffic Safety Campaigns. In E. C. E. E. p. I. E. E. (IEE). (Ed.). 8. PNUD. (2008). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para conducción Eficiente en Flotas de Buses y Camiones							

Nombre de Medida/Tecnología	Renovación parque de vehículos livianos																														
Sector	Transporte																														
Subsector	Terrestre																														
Actividad	Vehículos livianos																														
Categoría	Eficiencia energética																														
Descripción	La medida consiste en chatarrizar los vehículos livianos particulares y comerciales de más de 25 años con el objetivo de acelerar la renovación del parque, sacando de circulación los vehículos más contaminantes (se asume que a mayor antigüedad mayor emisión) reemplazándolos por vehículos nuevos de mejor tecnología.																														
Potencial de penetración	De acuerdo a Estudio de Cifuentes (2009) se estima que el número de vehículos livianos particulares y comerciales mayores a 25 años será de 69.000 vehículos a nivel nacional al año 2010. Se considera la hipótesis de chatarrizar cada año el 10% de los vehículos de más de 25 años de antigüedad.																														
Potencial de mitigación (tCO2/año)	El potencial de reducción de emisiones se calcula a partir del menor consumo en combustible del vehículo de reemplazo, relacionando este parámetro con las emisiones a través del contenido de CO₂ por litro de combustible (Kg Co2e/lit). Reducción unitaria para un vehículo liviano, particular y gasolinero al año 2010 <table><tr><th>Ítem</th><th>Vehículo a chatarrizar</th><th>Vehículo Nuevo</th><th>Diferencia</th></tr><tr><td>Emisión (kg CO2/km)</td><td>0,24</td><td>0,21</td><td>-0,03</td></tr><tr><td>Rendimiento (lt/km)</td><td>0.1</td><td>0.09</td><td>-0.01</td></tr><tr><td>Reducción de Emisión (tCO2e/año)</td><td></td><td></td><td>0.1</td></tr></table> Reducción agregada para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>(tCO2e/año)</td><td>543</td><td>193</td><td>1.6</td></tr></table>					Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia	Emisión (kg CO2/km)	0,24	0,21	-0,03	Rendimiento (lt/km)	0.1	0.09	-0.01	Reducción de Emisión (tCO2e/año)			0.1	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción Anual	(tCO2e/año)	543	193	1.6
Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia																												
Emisión (kg CO2/km)	0,24	0,21	-0,03																												
Rendimiento (lt/km)	0.1	0.09	-0.01																												
Reducción de Emisión (tCO2e/año)			0.1																												
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																											
Reducción Anual	(tCO2e/año)	543	193	1.6																											
Información de costos	Costos unitarios para un vehículo liviano, particular y gasolinero al 2010. <table><tr><th>Ítem</th><th>Vehículo a chatarrizar</th><th>Vehículo Nuevo</th><th>Diferencia</th></tr><tr><td>Rendimiento (lt/km)</td><td>0.1</td><td>0.09</td><td>-0.01</td></tr><tr><td>Gasto combustible (USD2008/año)</td><td>260</td><td>231</td><td>-29</td></tr></table> Costos agregados para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>(MUSD/año)</td><td>45</td><td>17.2</td><td>0.23</td></tr></table>					Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia	Rendimiento (lt/km)	0.1	0.09	-0.01	Gasto combustible (USD2008/año)	260	231	-29	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	(MUSD/año)	45	17.2	0.23				
Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia																												
Rendimiento (lt/km)	0.1	0.09	-0.01																												
Gasto combustible (USD2008/año)	260	231	-29																												
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																											
Costo Anual	(MUSD/año)	45	17.2	0.23																											
Datos y supuestos considerados	- Se considera un número de vehículos livianos particulares y comerciales mayores a 25 años en 69.000 vehículos a nivel nacional al año 2010. (Cifuentes, 20009) - Para calcular las reducciones por vehículo se estimó el nivel de actividad (kilómetro anuales recorridos) del vehículo a chatarrizar, utilizando la misma metodología y valores reportados en (Cifuentes 2009). Por ejemplo, para un vehículo del año 1983 el nivel de actividad al año 2010 es de 3.800 km al año para un vehículo particular y de 4.300 km al año para un vehículo comercial.																														
Estado del Arte Internacional	España posee el Plan VIVE (Vehículo Innovador, Vehículo Ecológico) el cual ayuda a la financiación del vehículo nuevo ya que el préstamo de los 5,000 primeros euros del costo del vehículo es a un interés de 0% y para el resto (con un máximo de 20000 euros en total) un interés del 2,5%. El auto nuevo debe emitir menos de 120gCO2e/km y además el auto viejo debe tener más de 10 años y ser enviado a chatarrizar luego de efectuada la compra. En España este programa ha sido de gran éxito registrándose más de 27,000 transacciones al 2009. México, a través de su programa de chatarrizacion, incentiva la renovación del parque vehicular otorgando estímulos fiscales a cambio de la unidad obsoleta a retirar de																														

	circulación. Con respecto a países de Latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a la aplicación de algún programa o incentivo a la renovación del parque automotriz.
Referencias bibliográficas	1. Cifuentes, L. (2009). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Chatarrización de Fuentes Móviles. Santiago, Chile. 2. DICTUC (2009). Evaluación ambiental del Transantiago. Santiago, Chile, PNUMA. 3. Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. <u>Final Report</u>. Thessaloniki: 260.

Nombre de Medida/Tecnología	Renovación parque de camiones de carga																													
Sector	Transporte																													
Subsector	Terrestre																													
Actividad	Camiones Interurbanos																													
Categoría	Eficiencia energética																													
Descripción	La medida consiste en chatarrizar vehículos pesados de más de 25 años con el objetivo de acelerar la renovación del parque, sacando de circulación los vehículos más contaminantes (se asume que a mayor antigüedad mayor emisión) reemplazándolos por vehículos nuevos de mejor tecnología.																													
Potencial de penetración	(Cifuentes 2009) estima el parque nacional de camiones mayores a 25 años en 21.000 vehículos al año 2010. Se considera que un 10% del total factible se chatarrizarán.																													
Potencial de Mitigación (tCO2/año)	El potencial de reducción de emisiones se calcula a partir del menor consumo en combustible del vehículo de reemplazo, relacionando este parámetro con las emisiones a través del contenido de CO₂ por litro de combustible (KgCo2e/lit). Indicadores unitarios de reducción de emisiones para un camión mediano al año 2010. <table><tr><th>Ítem</th><th>Vehículo a chatarrizar</th><th>Vehículo Nuevo</th><th>Diferencia</th></tr><tr><td>Emisión (kg CO2/km-año)</td><td>0.56</td><td>0.44</td><td>-0.12</td></tr><tr><td>Rendimiento (lt/km)</td><td>0.20</td><td>0.16</td><td>-0.04</td></tr><tr><td>Reducción de emisiones (tCO2e/año)</td><td></td><td></td><td>3</td></tr></table> Resultados de reducción de emisiones agregados para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>(miles tCO2e/año)</td><td>[6.4 / 42.5]</td><td>[5.9 / 39.1]</td><td>[1.1 / 7.3]</td></tr></table>				Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia	Emisión (kg CO2/km-año)	0.56	0.44	-0.12	Rendimiento (lt/km)	0.20	0.16	-0.04	Reducción de emisiones (tCO2e/año)			3	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción Anual	(miles tCO2e/año)	[6.4 / 42.5]	[5.9 / 39.1]	[1.1 / 7.3]
Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia																											
Emisión (kg CO2/km-año)	0.56	0.44	-0.12																											
Rendimiento (lt/km)	0.20	0.16	-0.04																											
Reducción de emisiones (tCO2e/año)			3																											
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																										
Reducción Anual	(miles tCO2e/año)	[6.4 / 42.5]	[5.9 / 39.1]	[1.1 / 7.3]																										
Información de costos	Indicadores unitarios para un camión mediano al año 2010. <table><tr><th>Ítem</th><th>Vehículo a chatarrizar</th><th>Vehículo Nuevo</th><th>Diferencia</th></tr><tr><td>Rendimiento (lt/km)</td><td>0.20</td><td>0.16</td><td>-0.04</td></tr><tr><td>Gasto combustible (USD2008/año)</td><td>2,814</td><td>2,223</td><td>-591</td></tr></table> Indicadores Agregados para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>(MUSD/año)</td><td>7.2</td><td>7.0</td><td>1.4</td></tr></table>				Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia	Rendimiento (lt/km)	0.20	0.16	-0.04	Gasto combustible (USD2008/año)	2,814	2,223	-591	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	(MUSD/año)	7.2	7.0	1.4				
Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia																											
Rendimiento (lt/km)	0.20	0.16	-0.04																											
Gasto combustible (USD2008/año)	2,814	2,223	-591																											
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																										
Costo Anual	(MUSD/año)	7.2	7.0	1.4																										
Datos y supuestos considerados	- Según lo reportado por COPERT 4 ((Samaras, Ntziachristosa et al. 2008)) un vehículo pre-Euro tiene un rendimiento cercano a los 7, 5 y 3 kilómetros por litro para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente. Por otro lado, la misma fuente reporta reducciones porcentuales de un pre-Euro respecto a vehículos Euro IV de 25%, 22% y 21% para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente. Se asume que los valores anteriores reflejan adecuadamente al comportamiento de los vehículos a chatarrizar (pre-Euro) y de los vehículos nuevos (Euro IV) por todo el período de evaluación. - Se consideran reducciones de CO₂ de 100, 123 y 196 gramos por kilómetro para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente. - Para calcular las reducciones por vehículo se estimó el nivel de actividad (kilómetro anuales recorridos) del vehículo a chatarrizar, utilizando la misma metodología y valores reportados en (Cifuentes 2009). Por ejemplo, para un vehículo del año 1983 el nivel de actividad al año 2010 es de 16.600 km al año para un camión liviano, de 20.800 km al año para un camión mediano y de 24.600																													

	km al año para un camión pesado. • Para estimar el ahorro en combustible se considera el precio reportado por Mideplan de USD 0,6 por litro para diesel para el año 2010. ▪ Con respecto a la venta de chatarra se estimó en USD200 por tonelada chatarrizada.
Estado del Arte Internacional	España posee el Plan VIVE (Vehículo Innovador, Vehículo Ecológico) el cual ayuda a la financiación del vehículo nuevo ya que el préstamo de los 5,000 primeros euros del costo del vehículo es a un interés de 0% y para el resto (con un máximo de 20000 euros en total) un interés del 2,5%. El auto nuevo debe emitir menos de 120gCO₂e/km y además el auto viejo debe tener más de 10 años y ser enviado a chatarrizar luego de efectuada la compra. En España este programa ha sido de gran éxito registrándose más de 27,000 transacciones al 2009. México, a través de su programa de chatarrización, incentiva la renovación del parque vehicular otorgando estímulos fiscales a cambio de la unidad obsoleta a retirar de circulación. Con respecto a países de Latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a la aplicación de algún programa o incentivo a la renovación del parque automotriz.
Referencias bibliográficas	1. Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the 2. Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. <u>Final Report</u>. Thessaloniki: 260. 3. Cifuentes, L. (2009). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Chatarrización de Fuentes Móviles. Santiago, Chile.

Nombre de Medida/Tecnología	Uso de biocombustibles																																		
Sector	Transporte																																		
Subsector	Terrestre																																		
Actividad	Transversal																																		
Categoría	Cambio tecnológico y/o de combustible																																		
Descripción	La medida consiste en aumentar el % de biocombustibles que se comercializa actualmente en el mercado chileno, para un consumo transversal en el transporte terrestre. Se considera la posibilidad de producción nacional o en su defecto la compra del biocombustible al extranjero. Para la evaluación se considera sólo la compra de los biocombustibles al extranjero ya que es el caso menos favorable en costos además del hecho de que si la producción nacional de biocombustibles no es más rentable que la compra al extranjero la motivación por conseguir la producción nacional no existiría. Según el estudio “Análisis de la producción de materias primas para la elaboración de bioetanol y biodiesel, y de estos biocombustibles, presente y esperada hasta 2020, en países potencialmente proveedores de Chile”, consultoría encargada por la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias, ODEPA, los proveedores de materias primas o en su caso, los proveedores del biocombustible en sí, serían Brasil para el caso del Bioetanol, producido básicamente a partir de la caña de azúcar, y Argentina para el caso del aceite de soya, materia prima base para producir el Biodiesel.																																		
Potencial de penetración	De acuerdo a proyectos relacionados con los biocombustibles en Chile, a la apuesta internacional en I+D y a las proyecciones de precio del petróleo, CNE estima prudente el siguiente escenario de penetración de biocombustibles en el sector de transporte terrestre. <table data-bbox="847 1167 1094 1742"> <thead> <tr> <th>Año</th><th>Penetración</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>2015</td><td>2%</td></tr> <tr><td>2016</td><td>3%</td></tr> <tr><td>2017</td><td>4%</td></tr> <tr><td>2018</td><td>5%</td></tr> <tr><td>2019</td><td>7.5%</td></tr> <tr><td>2020</td><td>10%</td></tr> <tr><td>2021</td><td>11%</td></tr> <tr><td>2022</td><td>12%</td></tr> <tr><td>2023</td><td>13%</td></tr> <tr><td>2024</td><td>14%</td></tr> <tr><td>2025</td><td>15%</td></tr> <tr><td>2026</td><td>15%</td></tr> <tr><td>2027</td><td>15%</td></tr> <tr><td>2028</td><td>15%</td></tr> <tr><td>2029</td><td>15%</td></tr> <tr><td>2030</td><td>15%</td></tr> </tbody> </table> A partir de estos porcentajes de penetración y dada la configuración de consumo energético del parque vehicular en Chile, el remplazo por diesel corresponde a un 80% y por gasolina a un 20% según lo estimado por CNE.	Año	Penetración	2015	2%	2016	3%	2017	4%	2018	5%	2019	7.5%	2020	10%	2021	11%	2022	12%	2023	13%	2024	14%	2025	15%	2026	15%	2027	15%	2028	15%	2029	15%	2030	15%
Año	Penetración																																		
2015	2%																																		
2016	3%																																		
2017	4%																																		
2018	5%																																		
2019	7.5%																																		
2020	10%																																		
2021	11%																																		
2022	12%																																		
2023	13%																																		
2024	14%																																		
2025	15%																																		
2026	15%																																		
2027	15%																																		
2028	15%																																		
2029	15%																																		
2030	15%																																		
Potencial de Mitigación (tCO₂/año)	Los factores de emisión de los biocombustibles se consideran cero ya que no se realiza el análisis de ciclo de vida sino que solo la combustión. Por su parte, los factores de emisión de la gasolina y del diesel corresponden a 2.35 KgCO₂e/lt y 2.81 KgCO₂e/lt respectivamente.																																		

	La siguiente tabla muestra los resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>(MtCO2e/año)</td><td>1.54</td><td>2.51</td></tr></table>	Indicador	Unidad	2020	2030	Reducción Anual	(MtCO2e/año)	1.54	2.51																																													
Indicador	Unidad	2020	2030																																																			
Reducción Anual	(MtCO2e/año)	1.54	2.51																																																			
Información de costos	El costo relevante en esta evaluación corresponde al precio social de los biocombustibles en comparación con el precio social de los combustibles convencionales, es decir el precio de uso final pero sin considerar impuestos ni transferencias. Los valores históricos del precio de bioetanol en Brasil se obtuvieron de CEPEA, Centro de estudios avanzados en economía aplicada de Brasil. Para el caso del biodiesel, al no existir un mercado desarrollado de intercambio de este combustible, lo que se comercializa es la materia prima, el aceite de soya, el cual si posee un mercado de comercialización internacional. El precio histórico de la materia prima fue obtenido de CIARA, Cámara de la Industria Aceitera de la República Argentina. Además ODEPA 2006 establece que el valor del diesel depende fundamentalmente del costo de la materia prima que constituye aproximadamente el 80% de su costo de producción. Lo que se obtiene de la explicación anterior es el precio FOB, mientras que lo que se necesita es el precio social. El cálculo de precio social está explicado en la sección supuestos considerados. A falta de una proyección fidedigna de los precios de los biocombustibles se supuso que el precio social se mantenía constante al precio social 2010 ya que se espera que los esfuerzos puestos en esta tecnología se traduzcan en una reducción de costos al futuro cercano. La siguiente tabla muestra los resultados agregados de costos para los años 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>(MUSD/año)</td><td>205.52</td><td>76.27</td></tr></table>	Indicador	Unidad	2020	2030	Costo Anual	(MUSD/año)	205.52	76.27																																													
Indicador	Unidad	2020	2030																																																			
Costo Anual	(MUSD/año)	205.52	76.27																																																			
Datos y supuestos considerados	- Demanda de combustibles para el sector transporte<table><tr><th rowspan="2">Año</th><th>Gasolina</th><th>Diesel</th></tr><tr><th colspan="2">Miles de m3</th></tr><tr><td>2015</td><td>3688</td><td>5496</td></tr><tr><td>2016</td><td>3795</td><td>5603</td></tr><tr><td>2017</td><td>3906</td><td>5702</td></tr><tr><td>2018</td><td>4022</td><td>5792</td></tr><tr><td>2019</td><td>4142</td><td>5874</td></tr><tr><td>2020</td><td>4267</td><td>5947</td></tr><tr><td>2021</td><td>4396</td><td>6013</td></tr><tr><td>2022</td><td>4530</td><td>6070</td></tr><tr><td>2023</td><td>4668</td><td>6119</td></tr><tr><td>2024</td><td>4811</td><td>6159</td></tr><tr><td>2025</td><td>4958</td><td>6191</td></tr><tr><td>2026</td><td>5110</td><td>6215</td></tr><tr><td>2027</td><td>5266</td><td>6231</td></tr><tr><td>2028</td><td>5426</td><td>6238</td></tr><tr><td>2029</td><td>5592</td><td>6237</td></tr><tr><td>2030</td><td>5761</td><td>6228</td></tr></table> - El precio social corresponde al precio paridad menos el derecho a aduana más el margen bruto de comercialización. Para obtener el precio paridad a partir de	Año	Gasolina	Diesel	Miles de m3		2015	3688	5496	2016	3795	5603	2017	3906	5702	2018	4022	5792	2019	4142	5874	2020	4267	5947	2021	4396	6013	2022	4530	6070	2023	4668	6119	2024	4811	6159	2025	4958	6191	2026	5110	6215	2027	5266	6231	2028	5426	6238	2029	5592	6237	2030	5761	6228
Año	Gasolina		Diesel																																																			
	Miles de m3																																																					
2015	3688	5496																																																				
2016	3795	5603																																																				
2017	3906	5702																																																				
2018	4022	5792																																																				
2019	4142	5874																																																				
2020	4267	5947																																																				
2021	4396	6013																																																				
2022	4530	6070																																																				
2023	4668	6119																																																				
2024	4811	6159																																																				
2025	4958	6191																																																				
2026	5110	6215																																																				
2027	5266	6231																																																				
2028	5426	6238																																																				
2029	5592	6237																																																				
2030	5761	6228																																																				

	precio FOB es necesario sumarle al precio FOB el costo por flete, derechos de aduana y gastos de seguro, recepción y transporte. Se ha supuesto que estos costos representan el mismo porcentaje del precio FOB para los combustibles convencionales como para los biocombustibles. Con esta última afirmación se está suponiendo que todos los costos entre el precio FOB y el precio paridad son iguales, tanto para los derivados del petróleo como para los biocombustibles, donde el costo que podría tener mayor variación corresponde al costo del flete ya que el ENAP utiliza como puerto de origen del petróleo Texas, EEUU y los biocombustibles provienen de Brasil y Argentina. Por lo mismo podrían tener alguna variación los costos de seguro de transporte. Sin embargo, estas diferencias no debieran ser significativas ya que incluyendo todos los costos que se incluyen en el precio paridad, el flete, los seguros y los gastos de importación, de recepción y transporte solo representan el 8.9% y el 8.8% del precio paridad de la gasolina y del diesel respectivamente. Para obtener el precio social a partir del precio paridad de los biocombustibles es necesario restarle los derechos de aduana y sumarle el margen de comercialización. Para el caso de la gasolina y el diesel los derechos de aduana corresponden al 6.5% del precio paridad, valor que se mantendrá para el cálculo del precio social del biodiesel y etanol. Con respecto al margen de comercialización se mantendrá la relación Margen Bruto/Precio Paridad que poseen al año 2009 la gasolina y el diesel para el bioetanol y el biodiesel respectivamente para todos los años de proyección. Para los precios de la gasolina y el diesel se procedió de la misma forma, utilizando una relación lineal entre los precios históricos de la gasolina y el diesel y del petróleo para luego utilizar la proyección del precio del petróleo entregada por la CNE para obtener los precios paridad de los combustibles.
Estado del Arte Internacional	Para incrementar la disponibilidad de biocombustibles el gobierno de Australia desde el año 2003 es que ofrece un subsidio a proyectos orientados a crear o aumentar la capacidad de producción de biocombustibles. En España por su parte, existe desde el año 2008 una cuota mínima de consumo de biocombustibles, para el año 2009 se establece una participación de 3.4% creciendo a 5.83% para el 2010. Tanto Brasil, Colombia y Argentina poseen programas en donde incentivan el uso de combustibles alternativos. Para el caso de Argentina, a partir del 2010 es una obligación mezclar un 5% del combustible con algún biocombustible con un aumento progresivo hasta llegar al 20%.
Referencias bibliográficas	1. ODEPA (2006). Análisis de la producción de materias primas para la elaboración de bioetanol y biodiésel, y de estos biocombustibles, presente y esperada hasta 2020, en países potencialmente proveedores de Chile. 2. Universidad Federico Santa Maria (2007). Evaluación del Potencial Productivo de Biocombustibles en Chile con Cultivos Agrícolas Tradicionales. Estudio encargado por CNE FIA y ODEPA. 3. CEPEA (2010). "Precio del Bioetanol." from www.cepea.esalq.usp.br. 4. CIARA (2010). "Precio del Aceite de Soja." from www.ciaracec.com.ar. 5. Geospower Energy. "Estructura de precios de los combustibles en Chile." from http://www.geospower.com/pubs/gpe-comb.pdf. 6. CNE (2009) from www.cne.cl

Nombre de Medida/Tecnología	Mejoras Aerodinámicas				
Sector	Transporte				
Subsector	Terrestre				
Actividad	Camiones interurbanos				
Categoría	Eficiencia energética				
Descripción	La medida consiste en implementar tecnologías aerodinámicas en el parque actual de camiones y tractocamiones, específicamente mejoras aerodinámicas para el equipamiento de tractores y remolques. Las mejoras que son posibles de implementar en tractores incluyen la incorporación de protectores integrados al techo, prolongaciones de cabina, protectores laterales y deflectores de aire. Para remolques las mejoras se relacionan con la minimización del espacio entre el tractor y remolque, además de la implementación de faldones laterales y acomodando la carga y las lonas tan bajas, tensas y fijas como sea posible. Los camiones de tipo unidad individual pueden acondicionarse con burbujas deflectoras de aire o adquiriendo modelos nuevos más estilizados. Específicamente se ha evaluado la instalación en la cabina misma de deflectores de techo, carenados para techo, collares de cabina y carenado de techo conjuntamente, deflector para parachoques y carenados laterales. Para el chasis y mejoras aerodinámicas generales se evaluaron paneles laterales para tractores, paneles laterales para trailers, carenado frontal para container, visores solares de cabina y espejos aerodinámicos. Finalmente se ha considerado, según los porcentajes de reducción de combustible y costos asociados, la instalación de las siguientes mejoras aerodinámicas: deflectores de techo, carenados para techo, collares de cabina y carenado de techo conjuntamente, carenado frontal para container y visores solares de cabina. El arrastre aerodinámico (resistencia al viento) representa el mayor número de pérdidas de energía de los camiones de carga en carretera. Además considerando el elevado kilometraje anual, así como el alto consumo de combustible, las mejoras aerodinámicas juegan un papel crucial en la reducción de los consumos de combustible asociados. Las siguientes figuras sirven de ejemplo para algunas mejoras aerodinámicas posibles: <table border="1"> <tr> <td> Deflector de Techo  </td><td> Espejos Aerodinámicos  </td></tr> <tr> <td>Collares de Cabina y Carenado de Techo</td><td>Paneles Laterales para Tractores</td></tr> </table>	Deflector de Techo 	Espejos Aerodinámicos 	Collares de Cabina y Carenado de Techo	Paneles Laterales para Tractores
Deflector de Techo 	Espejos Aerodinámicos 				
Collares de Cabina y Carenado de Techo	Paneles Laterales para Tractores				

	 										
Potencial de penetración	Dado que el uso de la tecnología aerodinámica en camiones y tractocamiones nuevos es un mercado relativamente establecido entre las marcas internacionales, la implementación de las mejoras aerodinámicas para esta evaluación solo considera el parque actual de camiones circulantes. Se considera, que el parque actual de camiones de carga es de 114,543 y el de tractocamiones de 24,540. Sin embargo, los equipamientos aerodinámicos poseen mejores desempeños a velocidades sobre los 100 km/hr, por lo que se consideran sólo el parque asociado a transporte interurbano de carga que corresponde al 29.5% del total según para camiones y al 42.4% para tractocamiones SECTRA (2007). Además se ha considerado que los camiones y tractocamiones con potencial de instalar mejoras aerodinámicas son aquellos que a lo menos estarán 20 años más en funcionamiento (periodo de evaluación del presente estudio). Suponiendo que la vida útil de un camión es de 35 años, el potencial máximo de camiones son aquellos que tienen una antigüedad igual o menor a 15 años. Por último, se ha considerado que un 15% de los camiones y tractocamiones considerados hasta el momento ya poseen mejoras aerodinámicas instaladas. Con todo esto, el potencial máximo corresponde a 26,651 camiones y tractocamiones conjuntamente. Se ha considerado un escenario donde el 40% del potencial máximo de camiones y tractocamiones implementa las mejoras (10,660).										
Potencial de Mitigación (tCO2/año)	Como las mejoras seleccionadas no son aditivas entre sí, se ha considerado que los deflactores de techo, carenados de techo, collares de cabina y carenado techo conjuntamente y carenado frontal para contenedores corresponden a una sola mejora por lo que la reducción en el uso de combustible corresponde al promedio de estas, es decir, una reducción de combustible de 4.3%. Además existe la reducción del 3.6 % de los visores solares de cabina lo que da una suma de 7.9% de reducción de combustible con las mejoras implementadas. El potencial de mitigación para cada uno de los camiones y tractocamiones que implementa las mejoras aerodinámicas depende de la antigüedad de estos ya que los kilómetros recorridos anualmente y el rendimiento del camión son función de la antigüedad. Para un camión estándar que recorre 106,838 km/año y posee un rendimiento de 2.88 km/lt (valores promedio del parque de camiones menores a 15 años) la reducción de emisiones corresponde a 8.26 tCO2e/año-camión. La tabla a continuación muestra la reducción de emisiones agregada para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>(tCO2e/año)</td><td>88,083</td><td>88,072</td><td>88,023</td></tr></table>	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción Anual	(tCO2e/año)	88,083	88,072	88,023
Indicador	Unidad	2010	2020	2030							
Reducción Anual	(tCO2e/año)	88,083	88,072	88,023							
Información de costos	El costo social que se consideró para implementar las mejoras aerodinámicas seleccionadas en un camión o tractocamión corresponde a USD 892. Para un camión estándar, anualizando la inversión y considerando el gasto anual en combustible, el ahorro anual que se logra alcanzar es cercano a los USD 2,000.										

	La siguiente tabla muestra los resultados de costos agregado para los años 2010, 2020.					
	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	
	Costo Anual	(MUSD/año)	-20,32	-25.79	-30.66	
Datos y supuestos considerados	• Vida Útil Mejoras Aerodinámicas: 20 años • Factor de emisión Diesel: 2.81 KgCO2/lt • Tamaño del parque de camiones: 114,543 camiones • Tamaño del parque de tractocamiones: 24,540 camiones • % de camiones y tractocamiones que ya implementaron mejoras aerodinámicas: 15% • % de camiones interurbanos de carga por carretera: 29.5% • % de tractocamiones interurbanos de carga por carretera: 42.4% • Costos y disminución de combustible de las mejoras aerodinámicas analizadas					
	Mejora Aerodinámica	Costo (USD)	Reducción Combustible	Lugar de Instalación		
	Deflectores de Techo	447	2.4%	Cabina		
	Carenados para Techo	969	4.8%	Cabina		
	Collares de Cabina y Carenado de Techo	969	6.5%	Cabina		
	Deflector para Parachoques	373	0.7%	Cabina		
	Carenados Laterales	522	0.6%	Cabina		
	Paneles Laterales para Tractores	1,118	0.6%	Chasis y Generales		
	Paneles Laterales para Trailers	1,118	1.0%	Chasis y Generales		
	Carenado Frontal para Container	522	3.6%	Chasis y Generales		
	Visores Solares de Cabina	298	3.6%	Chasis y Generales		
	Espejos Aerodinámicos	149	0.2%	Chasis y Generales		
	Estado del Arte Internacional	Existen programas internacionales como el Smartway Transport gestionado por US EPA que entre otras iniciativas tiene por objetivo generar un espacio para el dialogo entre los actores del sector público, los proveedores de equipamiento aerodinámico, y los consumidores finales. Este mismo programa ha verificado que tecnologías aerodinámicas son efectivas en la reducción de consumo de combustible y es la información que comparte con los consumidores. Dentro de los países de Latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a la aplicación de algún programa o incentivo para implementar mejoras aerodinámicas en el parque de camiones interurbanos.				
	Referencias bibliográficas	1. INE (2008). Parque de Vehículos en Circulación 2008. 2. CIMA Ingeniería (2007). Análisis de la Eficiencia Energética en el Transporte Interurbano de Carga. Estudio Elaborado por encargo de SECTRA. 3. POCH Ambiental (2009b). Estrategia y Potenciales de Transferencia Tecnológica para el Cambio Climático. Estudio Elaborado por encargo de CORFO. 4. Departament for Transport United Kingdom (2009). Aerodynamics for Efficient Road Freight Operation from www.freightbestpractice.org.uk				

9. SECTOR CPR

9.1 Identificación de medidas/tecnologías subsector residencial

La identificación de medidas/tecnologías para el sector CPR se realizó en función al potencial de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), análisis que requiere en primera instancia de la identificación de los subsectores más intensivos en emisión de GEI dentro del contexto nacional.

De acuerdo al inventario de GEI del sector energía (Conama, 2008) las emisiones del sector CPR son clasificadas en residencial y comercial-público.

Tabla 29: Emisiones de GEI en el sector CPR de Chile.

Subsector	Emisiones de CO ₂ e (Gj)	Porcentaje (%)
Residencial	14.605	94,24
Comercial y Público	893	5,76
Total	15.498	100

Fuente: Conama, 2008.

De la información desplegada es posible identificar que la mayor cantidad de emisiones de GEI en el sector CPR se asocian al subsector residencial (94,24 %). Por su parte el subsector comercial y público, aporta marginalmente con el 5,76% de las emisiones totales.

Una vez identificado el subsector más intensivo en emisiones de GEI, es necesario analizar su consumo energético. Si consideramos la información del balance energético por sector (CNE, 2006), el consumo energético del subsector residencial está asociado a la operación y vida útil de las viviendas y se comporta de la siguiente manera:

Tabla 30: Emisiones de GEI por combustible subsector residencial⁹.

Combustible	Emisiones de CO ₂ (%)
Diesel	0,72
Kerosene	2,32
GLP	34,10
Gas Corriente	0,82
Gas natural	13,26
Electricidad ¹⁰	48,79

Fuente: Elaboración propia a partir de Teracalorías informadas en Balance de Energía CNE 2006 y factores de emisión de CO₂ de IPCC 2006.

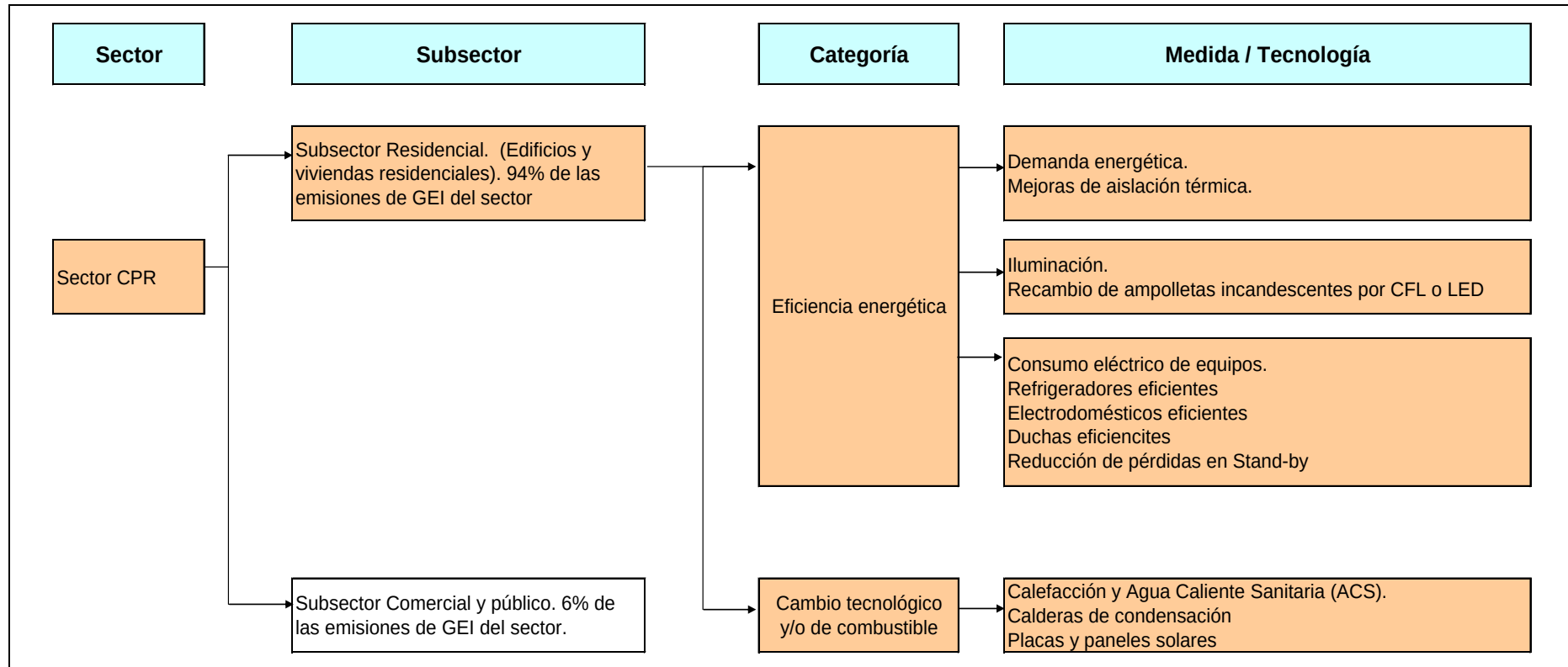
De acuerdo a la información desplegada las principales emisiones del subsector residencial están en requerimientos energéticos por medio de GLP y gas natural, y en consumos eléctricos.

⁹ Los datos utilizados del balance de CNE 2006 excluyen el consumo de leña.

¹⁰ Se considera un factor de emisión de la red eléctrica de 350 tCO₂/GWh.

Finalmente, de acuerdo a las razones anteriormente expuestas y a la naturaleza de las medidas ó tecnologías de mitigación de GEI identificadas, la categorización de medidas ó tecnologías para el sector CPR fue realizada de acuerdo al siguiente esquema:

Figura 24 : Categorización medidas subsector residencial



9.2 Resumen de medidas subsector residencial

Tabla 31 : Consolidado de medidas/tecnologías de mitigación de GEI levantadas para subsector residencial

Nº	Subsector	Actividad	Categoría	Proceso	Tecnología/Medida	Descripción
1	Residencial	Operación y vida útil	Cambio de tecnología y/o combustible	Calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Calderas de Condensación	Reemplazo de calderas convencionales a GLP y GN por calderas de condensación más eficientes. La reducción de GEI se asocia a la disminución en el consumo de combustible fósil.
2	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Consumo eléctrico de equipos	Recambio de refrigeradores convencionales por eficientes	Recambio de refrigeradores convencionales (clase B) por refrigeradores eficientes para reducir el consumo eléctrico en las viviendas.
3	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Consumo eléctrico de equipos.	Reducción de pérdidas en stand-by	Reducción de pérdidas en stand-by de equipos eléctricos. Reducción de emisiones por disminución del consumo eléctrico de las viviendas.
4	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Demanda energética de viviendas	Mejoras de aislación térmica	Mejora de la aislación térmica de viviendas tanto en muros, pisos, cielos y ventanas. La medida reduce la utilización de GLP y GN para calefacción en viviendas.
5	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Iluminación	Recambio de ampolletas incandescentes por CFL y LED	Recambio de ampolletas incandescentes por tecnología eficiente (CFL y LED) para reducir consumos eléctricos.
6	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Consumo eléctrico de equipos	Electrodomésticos eficientes	Recambio de electrodomésticos tradicionales (lavadora, secadora, etc.) por artefactos eficientes para disminución de consumos eléctricos.
7	Residencial	Operación y vida útil	Cambio de tecnología y/o combustible	Calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Colectores Solares	Implementación de colectores solares en viviendas para agua caliente sanitaria (ACS). La medida reemplaza la utilización de GLP y GN para calefacción en viviendas.
8	Residencial	Operación y vida útil	Eficiencia energética	Calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Duchas eficientes	Cambio de duchas tradicionales por duchas eficientes para reducir los consumos de agua y el consecuente gasto asociado al bombeo.

9.3 Fichas por medida/tecnología de subsector residencial

Nombre de Medida/Tecnología	Calderas de condensación																													
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																													
Subsector	Residencial																													
Categoría	Eficiencia energética																													
Proceso o actividad	Calefacción y agua caliente sanitaria																													
Descripción	La medida consiste en que a partir del año 2010 se finalice la comercialización de calderas convencionales dando paso a la comercialización absoluta de calderas de condensación más eficientes (de acuerdo al desarrollo del mercado de calderas en países europeos). Se considera que la renovación de calderas existentes (a gas natural y gas licuado) al final de su vida útil será por calderas de condensación, y que también lo serán todas las calderas nuevas instaladas en el país. Las calderas de condensación integran un intercambiador de calor de material adecuado con una superficie amplia que capta el calor de condensación extra ganando el vapor de agua contenido en los humos lo que se traduce en una eficiencia de la caldera 27.7% (SEDBUC 2009) mayor a la convencional y por consiguiente una reducción en el consumo de combustible.																													
Potencial de penetración	Aunque la medida corresponde a dar paso a la comercialización absoluta de calderas de condensación se ha considerado un escenario de penetración más realista ya que en la realidad considerar una penetración absoluta es muy difícil de conseguir. Se han considerado escenarios de penetración correspondiente a 70% de las ventas de calderas. Calderas de condensación instaladas al año 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Penetración Máxima</td><td>Calderas Condensación</td><td>14,148</td><td>112,976</td><td>156,709</td></tr><tr><td></td><td>% del total de Calderas</td><td>15%</td><td>94%</td><td>100%</td></tr></table>					Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Penetración Máxima	Calderas Condensación	14,148	112,976	156,709		% del total de Calderas	15%	94%	100%										
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																										
Penetración Máxima	Calderas Condensación	14,148	112,976	156,709																										
	% del total de Calderas	15%	94%	100%																										
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Resultados agregados de reducción de emisiones. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción anual</td><td>tCO2e/año</td><td>2,908.5</td><td>23,224</td><td>32,215</td></tr></table>					Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción anual	tCO2e/año	2,908.5	23,224	32,215															
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																										
Reducción anual	tCO2e/año	2,908.5	23,224	32,215																										
Información de costos	Información costos recambio calderas a gas natural indicadores unitarios 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>Calderas Convencionales</th><th>Calderas Condensación</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Inversión Inicial</td><td>USD/equipo</td><td>1,110.88</td><td>3,214.45</td><td>2,103.57</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>USD/equipo</td><td>132.50</td><td>251.46</td><td>118.95</td></tr><tr><td>Consumo de Energía</td><td>m3/equipo-año</td><td>497.92</td><td>359.78</td><td>-138.14</td></tr><tr><td>Costo Anual de Energía</td><td>USD/equipo-año</td><td>530.62</td><td>383.40</td><td>-147.21</td></tr></table>					Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento	Inversión Inicial	USD/equipo	1,110.88	3,214.45	2,103.57	Inversión Anualizada	USD/equipo	132.50	251.46	118.95	Consumo de Energía	m3/equipo-año	497.92	359.78	-138.14	Costo Anual de Energía	USD/equipo-año	530.62	383.40	-147.21
Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento																										
Inversión Inicial	USD/equipo	1,110.88	3,214.45	2,103.57																										
Inversión Anualizada	USD/equipo	132.50	251.46	118.95																										
Consumo de Energía	m3/equipo-año	497.92	359.78	-138.14																										
Costo Anual de Energía	USD/equipo-año	530.62	383.40	-147.21																										

	<table><tr><td>Costo Total Unitario</td><td>USD/equipo-año</td><td>663.12</td><td>634.86</td><td>-28.26</td></tr></table>	Costo Total Unitario	USD/equipo-año	663.12	634.86	-28.26																									
	Costo Total Unitario	USD/equipo-año	663.12	634.86	-28.26																										
	Información costos recambio calderas a gas licuado indicadores unitarios 2030.																														
	<table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>Calderas Convencionales</td><td>Calderas Condensación</td><td>Incremento</td></tr><tr><td>Inversión Inicial</td><td>USD/equipo</td><td>1,110.88</td><td>3,214.45</td><td>2,103.57</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>USD/equipo</td><td>132.50</td><td>251.46</td><td>118.95</td></tr><tr><td>Consumo de Energía</td><td>m3/equipo-año</td><td>180.00</td><td>130.06</td><td>-49.94</td></tr><tr><td>Costo Anual de Energía</td><td>USD/equipo-año</td><td>452.06</td><td>326.64</td><td>-125.42</td></tr><tr><td>Costo Total Unitario</td><td>USD/equipo-año</td><td>584.57</td><td>578.10</td><td>-6.47</td></tr></table>	Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento	Inversión Inicial	USD/equipo	1,110.88	3,214.45	2,103.57	Inversión Anualizada	USD/equipo	132.50	251.46	118.95	Consumo de Energía	m3/equipo-año	180.00	130.06	-49.94	Costo Anual de Energía	USD/equipo-año	452.06	326.64	-125.42	Costo Total Unitario	USD/equipo-año	584.57	578.10	-6.47
	Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento																										
	Inversión Inicial	USD/equipo	1,110.88	3,214.45	2,103.57																										
	Inversión Anualizada	USD/equipo	132.50	251.46	118.95																										
Consumo de Energía	m3/equipo-año	180.00	130.06	-49.94																											
Costo Anual de Energía	USD/equipo-año	452.06	326.64	-125.42																											
Costo Total Unitario	USD/equipo-año	584.57	578.10	-6.47																											
Información de costos agregados 2010, 2020, 2030.																															
<table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>USD/año</td><td>0.1</td><td>-0.72</td><td>-2,000,096</td></tr></table>	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	USD/año	0.1	-0.72	-2,000,096																					
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																											
Costo Anual	USD/año	0.1	-0.72	-2,000,096																											
Datos y supuestos considerados:	▪ Disminución consumo de energía: 27.74% ▪ Consumo de gas licuado promedio en viviendas (m3/año): 180 ▪ Consumo de gas natural promedio en viviendas (m3/año): 497.92 ▪ Porcentaje de casas que poseen calderas: 2.56%² ▪ Porcentaje de casas que utilizan gas natural: 29% ▪ Porcentaje de casas que utilizan gas licuado: 71%³ ▪ Vida útil caldera de condensación: 25años⁴ ▪ Vida útil caldera Convencional: 12 años⁴																														
Estado del Arte Internacional	Según el IPCC (2007b), los sistemas para calentar ACS y para la calefacción de viviendas como las calderas de condensación se encuentran comercialmente disponibles tanto internacionalmente como en Chile e incluso ya es obligatorio su uso en países de la Unión Europea como es el caso de España. Corresponde a una tecnología para los países desarrollados que resulta económicamente factible bajo condiciones específicas dadas por el gobierno y que a pesar de ser una tecnología costosa en comparación con la convencional es efectiva y apropiada como medida de mitigación. En España y en el resto de los países de la Unión Europea es obligatoria su instalación en toda nueva central térmica, mientras que además, España, posee un plan de renovación de calderas (RENOVE) en donde programas gubernamentales realizan un aporte económico para la renovación de calderas convencionales por aquellas que son de condensación. Con respecto a los países pertenecientes a Latinoamérica, Ecuador ha planteado medidas a los aparatos calentadores de agua incentivando así el aumento de eficiencia en su funcionamiento. Estas medidas no van directamente relacionadas a las calderas de condensación, pero si a un aumento de eficiencia de los sistemas de ACS.																														
Referencias bibliográficas	1. Costo promedio en distribuidores nacionales (Anwo, MetroGas, Gasco y TermoService). 2. CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. 3. Porcentajes obtenidos a partir de IIT / Fundacion Chile, I. d. I. T. y. A. T. U. d. C. y. F. C. (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas. 4. Información brindada por Patricio Geni, Jefe Unidad de Negocios Eficiencia Energética																														

	y Renovables ANWO S.A. 5. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report.
--	---

Nombre de medida/tecnología	Recambio de refrigeradores convencionales por eficientes.																								
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																								
Subsector	Residencial																								
Categoría	Eficiencia energética																								
Proceso o actividad	Consumo eléctrico equipos																								
Descripción	La medida considera la renovación de los refrigeradores convencionales (clase B) que finalizan su vida útil y el aumento del parque de refrigeradores debido al crecimiento de la población con refrigeradores eficientes. Para el caso de renovación de refrigeradores antiguos cabe notar que se asume la eliminación de los refrigeradores antiguos, para así evitar que sigan en uso. Al ya existir un programa de etiquetado de refrigeradores en Chile, esta medida aborda a los consumidores que no compran refrigeradores eficientes solo gracias a la información dada por el etiquetado. La refrigeración en el sector residencial corresponde al 32,2% del consumo de electricidad de una vivienda (CNE 2005) por lo que la eficiencia energética en esta clase de equipos cumple un rol fundamental. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>																								
Potencial de penetración	Refrigeradores eficientes en funcionamiento gracias a la medida para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Penetración</td><td>Acumulación de Refrigeradores eficientes por incentivo</td><td>135,189</td><td>1,084,401</td><td>1,462,722</td></tr><tr><td></td><td>% del total de ventas por etiquetado</td><td>60%</td><td>75%</td><td>75%</td></tr><tr><td></td><td>% del total de ventas por incentivo</td><td>40%</td><td>25%</td><td>25%</td></tr></table> Se evaluó un escenario que considera la renovación de los refrigeradores clase B por un refrigerador clase A.					Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Penetración	Acumulación de Refrigeradores eficientes por incentivo	135,189	1,084,401	1,462,722		% del total de ventas por etiquetado	60%	75%	75%		% del total de ventas por incentivo	40%	25%	25%
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																					
Penetración	Acumulación de Refrigeradores eficientes por incentivo	135,189	1,084,401	1,462,722																					
	% del total de ventas por etiquetado	60%	75%	75%																					
	% del total de ventas por incentivo	40%	25%	25%																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Las siguientes tablas muestran los resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2010, 2020, 2030. Reducción de Emisiones <table><tr><th></th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Azul</td><td>tCO2e/año</td><td>4,470</td><td>30,190</td><td>43,847</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Negro</td><td>tCO2e/año</td><td>5,002</td><td>38,623</td><td>79,526</td></tr></table>						Unidad	2010	2020	2030	Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	4,470	30,190	43,847	Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	5,002	38,623	79,526					
	Unidad	2010	2020	2030																					
Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	4,470	30,190	43,847																					
Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	5,002	38,623	79,526																					
Información de Costos	Datos unitarios para refrigeradores convencionales y eficientes. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>Equipo Convencional</th><th>Equipo Eficiente</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Inversión Inicial</td><td>(USD/unidad)</td><td>403.3</td><td>470.4</td><td>67.1</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>(USD/unidad)</td><td>41.5</td><td>48.4</td><td>6.9</td></tr></table>					Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento	Inversión Inicial	(USD/unidad)	403.3	470.4	67.1	Inversión Anualizada	(USD/unidad)	41.5	48.4	6.9					
Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento																					
Inversión Inicial	(USD/unidad)	403.3	470.4	67.1																					
Inversión Anualizada	(USD/unidad)	41.5	48.4	6.9																					

	Consumo de Energía	(KWh/unidad-año)	423.1	319.8	-103.3
	Costo Anual de Energía	(USD/unidad-año)	92.4	69.9	-22.6
	Costo Total Unitario	(USD/unidad-año)	134.0	118.3	-15.7
	Resultados agregados para los años 2010, 2020, 2030.				
Datos y supuestos considerados	Indicador	Unidad	2010	2020	2030
	Costo Anual	MUSD/año	-2.12	-16.99	-22.92
	- Se considera un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/KWh, y una emisión unitario de 0.48 tCO₂e/kWh para realizar los cálculos. - Disminución consumo de energía con respecto a refrigerador categoría B: 24% para categoría A, 35% para categoría A++. - Consumo Energía Refrigerador Categoría B (kWh/año): 423 - Vida útil Refrigerador: 15 años - Aumento en Costo Inversión (CLP/refrigerador): 33,538. Diferencia se mantiene constante a lo largo del periodo de evaluación. - Costo Refrigerador Categoría B (CLP/refrigerador): 201,672 - Aumento Anual en Ventas: 1,1 % anual - Ventas Base año 2010: 337,972 Refrigeradores - Año inicio medida: 2010				
Estado del Arte Internacional	Tanto en los países desarrollados como los en vías de desarrollo, los refrigeradores eficientes se encuentran en un estado maduro en el mercado, comercialmente disponibles sin intervención del estado. Por lo mismo, la medida es no costosa, efectiva y altamente apropiada como medida de mitigación. Según IPCC (2007b) establecer un mínimo estándar o realizar un etiquetado de eficiencia energética en los aparatos eléctricos ha resultado exitoso en términos de efectividad¹¹ y de costo-efectividad¹² en países como Estados Unidos, Australia, Unión Europea, Japón, Brasil, México, Costa Rica y China.				
Referencias bibliográficas	1. AHAM, A. o. h. a. m. (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances. 2. CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. 3. Fundación Chile (2007). Eficiencia Energética: Diseño de Incentivos Económicos a la Compra de Refrigeradores Energéticamente Eficientes. 4. Homecenter (2009). "Electrodomésticos." from www.sodimac.cl. 5. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report.				

¹¹ Incluye facilidad de implementación, factibilidad y aplicabilidad en localidades varias.

¹² Relativo al costo social específico por unidad de CO₂e evitada.

Nombre de medida/tecnología	Reducción de pérdidas por stand-by																																		
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																																		
Subsector	Residencial																																		
Categoría	Eficiencia energética																																		
Proceso o actividad	Consumo eléctrico de equipos																																		
Descripción	La medida consiste en disminuir las perdidas por stand-by en el consumo eléctrico de una vivienda, siendo uno de los aspectos destacables el hecho de que no es necesario realizar una inversión inicial sino que basta con un cambio de comportamiento de los usuarios, el cual se incentivaría transparentando los costos que conlleva tener los equipos conectados, y a través de programas de educación a la ciudadanía. De acuerdo a información referencial (CNE 2005), de acuerdo al porcentaje de presencia de artefactos eléctricos en las viviendas chilenas se estima que el consumo eléctrico en modo stand-by promedio por vivienda es de 271.4 kWh/año. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>																																		
Potencial de penetración	Se considera un escenarios de penetración donde un 30% de las viviendas totales reducen completamente las perdidas standby al año 2030 o equivalentemente que todas las viviendas reducen en un 30% su consumo standby. Viviendas reduciendo pérdidas stand-by al año 2030. <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>2030</td></tr><tr><td rowspan="2">Penetración</td><td>Viviendas con reducción</td><td>2,778,123</td></tr><tr><td>% del Total de Viviendas</td><td>30</td></tr></table>					Indicador	Unidad	2030	Penetración	Viviendas con reducción	2,778,123	% del Total de Viviendas	30																						
Indicador	Unidad	2030																																	
Penetración	Viviendas con reducción	2,778,123																																	
	% del Total de Viviendas	30																																	
Potencial de mitigación (tCO2e/año)	Las siguientes tablas muestran los resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2010, 2020 y 2030 según los diferentes escenarios de evaluación. Escenario CNE Azul <table><tr><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Azul</td><td>tCO2e/año</td><td>-</td><td>77,887</td><td>218,769</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Negro</td><td>tCO2e/año</td><td>-</td><td>99,612</td><td>369,769</td></tr></table>						Unidad	2010	2020	2030	Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	-	77,887	218,769	Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	-	99,612	369,769															
	Unidad	2010	2020	2030																															
Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	-	77,887	218,769																															
Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	-	99,612	369,769																															
Información de costos	Esta medida no posee costos directos de inversión ni de mantención, sin embargo, para conseguir la penetración supuesta es necesario cambiar el comportamiento de los usuarios a través de programas de educación a la ciudadanía que si posee costos. Indicadores unitarios por vivienda reduciendo pérdidas por Stand-by al 2030. <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>Sin Reducción</td><td>Con Reducción</td><td>Incremento</td></tr><tr><td>Inversión Inicial</td><td>(USD2008/vivienda)</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Inversión Anualizada</td><td>(USD2008/vivienda)</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Consumo de Energía</td><td>(kWh/vivienda-año)</td><td>271.4</td><td>-</td><td>-271.4</td></tr><tr><td>Costo Anual de Energía</td><td>(USD2008/vivienda-año)</td><td>59.3</td><td>-</td><td>-59.3</td></tr><tr><td>Costo Total</td><td>(USD2008/vivienda-año)</td><td>59.3</td><td>-</td><td>-59.3</td></tr></table>					Indicador	Unidad	Sin Reducción	Con Reducción	Incremento	Inversión Inicial	(USD2008/vivienda)	-	-	-	Inversión Anualizada	(USD2008/vivienda)	-	-	-	Consumo de Energía	(kWh/vivienda-año)	271.4	-	-271.4	Costo Anual de Energía	(USD2008/vivienda-año)	59.3	-	-59.3	Costo Total	(USD2008/vivienda-año)	59.3	-	-59.3
Indicador	Unidad	Sin Reducción	Con Reducción	Incremento																															
Inversión Inicial	(USD2008/vivienda)	-	-	-																															
Inversión Anualizada	(USD2008/vivienda)	-	-	-																															
Consumo de Energía	(kWh/vivienda-año)	271.4	-	-271.4																															
Costo Anual de Energía	(USD2008/vivienda-año)	59.3	-	-59.3																															
Costo Total	(USD2008/vivienda-año)	59.3	-	-59.3																															

	<table><tr><td>Unitario</td><td>año)</td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	Unitario	año)																												
Unitario	año)																														
	Resultados agregados al 2010, 2020 y 2030.																														
	<table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>MUSD/año</td><td>-</td><td>-63.1</td><td>-164.7</td></tr></table>	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	MUSD/año	-	-63.1	-164.7																				
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																											
Costo Anual	MUSD/año	-	-63.1	-164.7																											
Datos y supuestos considerados	- Se considera un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitaria de 0.48 tCO2/KWh para realizar los cálculos. - Consumo anual de energía considera: TV, DVD, consola de juego, computador, equipo de música, microonda, tostadora, lavadora, lavavajillas. - Consumo anual de energía por pérdidas en viviendas: 271.4 (kWh/vivienda/año) - Costo anual de energía vivienda: 59.3 (USD2008/vivienda/año) - Aparatos Eléctricos por vivienda y porcentaje de presencia en los hogares: Equipos por vivienda y presencia en los hogares <table><tr><td></td><td>Artefacto/Vivienda</td><td>% existencia</td></tr><tr><td>Televisor CRT</td><td>1.7</td><td>100%</td></tr><tr><td>DVD</td><td>1</td><td>45%</td></tr><tr><td>Consola de Juego</td><td>1</td><td>50%</td></tr><tr><td>Computador</td><td>1</td><td>33%¹³</td></tr><tr><td>Equipo de Música</td><td>1</td><td>74%</td></tr><tr><td>Microonda</td><td>1</td><td>53%</td></tr><tr><td>Tostadora</td><td>1</td><td>12%</td></tr><tr><td>Lavadora</td><td>1</td><td>87%</td></tr><tr><td>Lavavajilla</td><td>1</td><td>2%</td></tr></table>		Artefacto/Vivienda	% existencia	Televisor CRT	1.7	100%	DVD	1	45%	Consola de Juego	1	50%	Computador	1	33% ¹³	Equipo de Música	1	74%	Microonda	1	53%	Tostadora	1	12%	Lavadora	1	87%	Lavavajilla	1	2%
	Artefacto/Vivienda	% existencia																													
Televisor CRT	1.7	100%																													
DVD	1	45%																													
Consola de Juego	1	50%																													
Computador	1	33% ¹³																													
Equipo de Música	1	74%																													
Microonda	1	53%																													
Tostadora	1	12%																													
Lavadora	1	87%																													
Lavavajilla	1	2%																													
Estado del Arte Internacional	Los esfuerzos ya están encaminados especialmente de la mano de la International Energy Agency y de algunos países como Korea, Australia, China y Japón. Australia fue el primer país en proponer su objetivo de “One-Watt” bajo la iniciativa de reducción de pérdidas stand-by de la IEA el año 2000, planteando el año 2002 su estrategia a largo plazo de energía stand-by entre los años 2002-2012 (Ministerial Council on Energy Australia 2002) De esta misma forma, Estados Unidos el año 2002 declara que cada una de las agencias federales debe comprar productos que no usen más de un watt en su consumo stand-by. Canadá posee estándares mínimos para los aparatos eléctricos que estarán en efecto el año 2010 (2-4W en consumo standby) y para el año 2012 aumentar la exigencia a 1 W para todos los aparatos y 2 W para los aparatos eléctricos multifunción. Con respecto a países de Latinoamérica no se ha encontrado información con respecto a la aplicación de algún programa o incentivo a la reducción de pérdidas stand by.																														
Referencias bibliográficas	1. CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. 2. Everis / IESE (2009). Indicador de la Sociedad de la Información (ISI). Situación de las Tecnologías de la Información en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. 3. Ministerial Council on Energy, A. (2006). Intrusive Residential Standby Survey Report.																														

¹³Everis / IESE (2009). Indicador de la Sociedad de la Información (ISI).

Nombre de medida/tecnología	Mejora de aislación térmica de viviendas																			
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																			
Subsector	Residencial																			
Categoría	Eficiencia energética																			
Proceso o actividad	Demanda energética de viviendas																			
Descripción	La medida consiste en mejorar la aislación térmica de viviendas tanto en muros, pisos, cielos y ventanas siempre y cuando la mejora en aislación resulte rentable en términos de inversión y disminución del gasto de combustible en calefacción. La medida es aplicada a todas las viviendas construidas a partir del 2010 y se considera que la variable rentabilidad (que finalmente es la variable de decisión) es dependiente del lugar donde se ubica la vivienda (zonificación) y del tipo de vivienda (tipología). El análisis diferenció las viviendas ubicadas en cada una de las 7 zonas que se definen en (MART 2009)¹ y diferencio los tipos de viviendas en 8 tipologías que resultan representativas del total de viviendas según (IIT / Fundacion Chile 2009). Debido a que la evaluación de esta medida posee una gran cantidad de datos resulta de gran complejidad explicarla en su conjunto, por lo que el análisis y explicación que viene a continuación hace referencia a una tipología en particular (tipología 15) situada en una zona específica (zona 3). Lo mismo se realizó para cada una de las combinaciones pero no serán explicadas en detalle. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>																			
Potencial de penetración	Se ha evaluado el escenario que incluye todas las mejoras térmicas que resulten más rentables por categoría (pisos, cielos, muros, termopaneles). Las viviendas construidas desde 2010 a 2030, incluyendo todas las zonas y tipologías que están sujetas a la evaluación, corresponden a 3,968,656 viviendas mientras que las que corresponden a la tipología 15 en la zona 3 suman 410,573 viviendas																			
Potencial de mitigación (tCO2/año)	El análisis que correspondió a viviendas ubicadas en la Zona 3 y que corresponden a la Tipología 15 dio como resultado que aumentar la aislación en los muros en 3 y 5cm (con respecto a la normativa actual) son rentables, siendo el aumento en 3cm la alternativa más rentable. Además resultó rentable la instalación de ventanas termopanel. Con este incremento en aislación, la vivienda reduce su consumo energético en calefacción en 5,803 kWh/año lo que se traduce en una reducción de 0.69 tCO2e/año-vivienda. Resultados agregados de reducción de emisiones para todas las viviendas para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><td></td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Azul</td><td>tCO2e/año</td><td>40,364</td><td>384,506</td><td>821,278</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Negro</td><td>tCO2e/año</td><td>40,629</td><td>353,240</td><td>855,265</td></tr></table>						Unidad	2010	2020	2030	Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	40,364	384,506	821,278	Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	40,629	353,240	855,265
	Unidad	2010	2020	2030																
Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	40,364	384,506	821,278																
Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	40,629	353,240	855,265																

Información de costos

- Costos incrementales para elementos de aislación.

Aislación Pisos

Espesor (mm)	CLP/m2 construido
20	2,706
50	6,723
100	13,585
200	27,731
300	42,437

Aislación Cielos

Espesor (mm)	CLP/m2 construido
100	588
150	2,227
200	3,908

Aislación Muros

Espesor (mm)	CLP/m2 muro
30	6,210
50	8,697
100	15,271
200	25,168
300	30,941

Termopaneles

Termo panel	CLP/m2 ventana
-	21,008

- Costo promedio de combustible para calefacción según zonificación para el año 2010.

Zona	Costo Calefacción (CLP/kWh)
Z1	57.7
Z2	34.8
Z3	32.4
Z4	27.9
Z5	24.6
Z6	24.7
Z7	8.1

Costos unitarios para vivienda perteneciente a la tipología 15 y ubicada en la zona 3, para el caso base, y la vivienda con mejor aislación.

Indicador	Unidad	Vivienda Convencional	Vivienda Mejorada	Incremento
Inversión Inicial	(USD/vivienda)	-	2,728	2,728
Inversión Anualizada	(USD/vivienda)	-	280.8	280.8
Consumo de Energía	(kWh/vivienda-año)	161.3	109.5	-51.8

Referencias bibliográficas	1. MART (2009). "Planos Zonificación Térmica." from www.mart.cl. 2. IIT / Fundacion Chile, I. d. I. T. y. A. T. U. d. C. y. F. C. (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas. 3. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report.
-----------------------------------	--

Nombre de Medida/Tecnología	Recambio de ampolletas incandescentes por CFL y LED																				
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																				
Subsector	Residencial																				
Categoría	Eficiencia Energética																				
Proceso o actividad	Iluminación																				
Descripción	La medida consiste en instalar ampolletas de bajo consumo (CFL y LED), en reemplazo de las tradicionales incandescentes, además de suplir el crecimiento de la demanda con estas tecnologías más eficientes. La principal ventaja de la medida es que consumen menos electricidad, para generar el mismo servicio iluminación. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>																				
Potencial de penetración	Se considera que a partir del 2010, existirá un recambio del 5% anual de la capacidad instalada de ampolletas incandescentes por ampolletas de bajo consumo (CFL o LED). El remplazo durante los primeros 5 años es principalmente por ampolletas CFL, para luego, debido a la reducción de costos de la tecnología LED, se reemplazará principalmente por ampolletas LED. Participación de las tecnologías de iluminación al 2030 (como porcentaje de Mlumens instalados). <table><tr><th>Escenario</th><th>Participación Incandescente</th><th>Participación CFL</th><th>Participación LED</th></tr><tr><td>Base</td><td>41%</td><td>59%</td><td>0%</td></tr><tr><td>Mitigación</td><td>14%</td><td>45%</td><td>41%</td></tr></table> Para el año 2030 se estimó que el total de viviendas será de aproximadamente 9,260,000 donde en promedio por vivienda se requiere de 8,416 lumens.					Escenario	Participación Incandescente	Participación CFL	Participación LED	Base	41%	59%	0%	Mitigación	14%	45%	41%				
Escenario	Participación Incandescente	Participación CFL	Participación LED																		
Base	41%	59%	0%																		
Mitigación	14%	45%	41%																		
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2010, 2020, 2030. <table><tr><th></th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Azul</td><td>tCO2e/año</td><td>24,324</td><td>191,499</td><td>328,881</td></tr><tr><td>Red. emisiones Esc. CNE Negro</td><td>tCO2e/año</td><td>27,221</td><td>244,912</td><td>596,473</td></tr></table>						Unidad	2010	2020	2030	Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	24,324	191,499	328,881	Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	27,221	244,912	596,473	
	Unidad	2010	2020	2030																	
Red. emisiones Esc. CNE Azul	tCO2e/año	24,324	191,499	328,881																	
Red. emisiones Esc. CNE Negro	tCO2e/año	27,221	244,912	596,473																	
Información de costos	Los costos de las ampolletas incandescentes y CFL se asumieron a valores de mercado y constantes para todo el periodo de evaluación. <table><tr><th>Tecnología</th><th>USD2008/MLumen (anualizados)</th></tr><tr><td>Incandescente</td><td>358</td></tr><tr><td>CFL</td><td>605</td></tr></table> Los costos de las ampolletas LED varían en el tiempo debido a que aun no es una tecnología madura. Los valores utilizados son los siguientes: <table><tr><th>Año de entrada LED</th><th>USD2008/MLumen (anualizados)</th></tr><tr><td>2008</td><td>7,058</td></tr><tr><td>2010</td><td>4,033</td></tr><tr><td>2012</td><td>1,680</td></tr><tr><td>2014</td><td>1,146</td></tr></table>					Tecnología	USD2008/MLumen (anualizados)	Incandescente	358	CFL	605	Año de entrada LED	USD2008/MLumen (anualizados)	2008	7,058	2010	4,033	2012	1,680	2014	1,146
Tecnología	USD2008/MLumen (anualizados)																				
Incandescente	358																				
CFL	605																				
Año de entrada LED	USD2008/MLumen (anualizados)																				
2008	7,058																				
2010	4,033																				
2012	1,680																				
2014	1,146																				

	<table><tr><td>2015-2030</td><td>611</td></tr></table> Costos anuales de consumo de energía según tecnologías. <table><tr><td>Tecnología</td><td>USD/MLumen-año</td></tr><tr><td>Incandescente</td><td>12,322</td></tr><tr><td>CFL</td><td>2,580</td></tr><tr><td>LED</td><td>1,625</td></tr></table> Resultados agregados de costos totales para 2010, 2020, 2030. <table><tr><td>Indicador</td><td>Unidad</td><td>2010</td><td>2020</td><td>2030</td></tr><tr><td>Costo Anual</td><td>MUSD/año</td><td>0.25</td><td>3.7</td><td>10.54</td></tr></table>	2015-2030	611	Tecnología	USD/MLumen-año	Incandescente	12,322	CFL	2,580	LED	1,625	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Costo Anual	MUSD/año	0.25	3.7	10.54
2015-2030	611																				
Tecnología	USD/MLumen-año																				
Incandescente	12,322																				
CFL	2,580																				
LED	1,625																				
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																	
Costo Anual	MUSD/año	0.25	3.7	10.54																	
Datos y supuestos considerados:	- Factor promedio de iluminación por vivienda: 8,416 lumen/vivienda - Consumo de iluminación por vivienda (excluyendo halógenas y tubos fluorescentes): 5,945 klumenhora/vivienda - Parámetros anteriores se asumieron constantes por vivienda a lo largo del periodo de evaluación. - Proyección de crecimiento de la demanda de iluminación se asoció directamente a la proyección del número de viviendas, la cual corresponde a un aumento de 2.7% anual. - Reducción consumo eléctrico cambio incandescente a CFL 47 MWh/MLumen-año. - Reducción consumo eléctrico cambio incandescente a LED 52 MWh/MLumen-año.																				
Estado del Arte Internacional	La tecnología CFL se encuentra madura tanto en los países desarrollados, en los países pertenecientes a la OECD y en los países en vías de desarrollo, siendo una tecnología económica, efectiva y altamente apropiada como medida de mitigación. Con respecto a la tecnología LED, esta también se encuentra madura en los países desarrollados, sin embargo aun se encuentra en un proceso de investigación y reducción de costos en los países pertenecientes a la OECD y los países en desarrollo IPCC (2007b). Por lo mismo es una tecnología costosa, pero efectiva y altamente apropiada para países como Chile. Actualmente, y desde ya casi una década, en el mundo existen variados programas para incentivar el uso de tecnologías de iluminación eficiente, financiados tanto por entes internacionales como por el propio país de consumo. Algunas iniciativas son prohibir las lámparas incandescentes a partir de algún determinado año (Australia, Irlanda, Canada) o disminuir paulatinamente su consumo remplazándolas por las tecnologías más eficientes. En Latinoamérica esta medida es ampliamente utilizada, implementándose algún programa o incentivo en Argentina, Bolivia, Ecuador, Uruguay, Perú y Colombia.																				
Referencias bibliográficas	- Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl. - CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. - CNE (2009). Balance Nacional de Energías 2008. - Homecenter (2009). "Ampolletas y Tubos." From www.sodimac.cl - INE (2009). "Superficie Autorizada Total, Viviendas y no Viviendas ". - U.S.DepartmentofEnergy (2009). Bright Tomorrow Lighting Competition (L Prize™).																				

Nombre de Medida/Tecnología	Electrodomésticos Eficientes												
Sector	Comercial residencial y público (CPR)												
Subsector	Residencial												
Categoría	Eficiencia Energética												
Proceso o actividad	Consumo Eléctrico de Equipos												
Descripción	La medida consiste en incentivar el recambio de artefactos eléctricos con un alto consumo energético por unos más eficientes, en comparación a las que actualmente se comercializan en nuestro país. La implementación de esta medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo. Los artefactos eléctricos considerados en esta evaluación corresponden a: Lavadoras, Lavavajillas, Microondas, Secadoras y Estanques Calentadores de Agua. <i>Como en esta medida se encuentra involucrado el consumo de electricidad, los resultados se muestran para el escenario de generación eléctrica azul y negro, entregados por la CNE, por separado.</i>												
Potencial de penetración	La penetración es dependiente del resultado de la evaluación unitaria. De esta forma, si el resultado de optar por un equipo eficiente es costo efectivo, la penetración corresponde a que para el año 2030 el 75% de las ventas de los equipos respectivos serán eficientes. Por otro lado, si el resultado unitario no es costo efectivo, la penetración será de un 15% con respecto a las ventas, considerando que solo las familias con un alto compromiso medioambiental elegirán el equipo eficiente. Los equipos que luego del análisis unitario resultaron costo efectivos son los estanques calentadores de agua y lavavajillas. Por su parte, los que resultaron no ser costo efectivo corresponden a las lavadoras, microondas y secadoras. La siguiente tabla muestra la cantidad de equipos eficientes que se encontraran en funcionamiento al año 2030. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo</th><th>Cantidad</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lavadoras Eficientes</td><td>591,873</td></tr> <tr> <td>Lavavajillas Eficientes</td><td>165,696</td></tr> <tr> <td>Microondas Eficientes</td><td>299,181</td></tr> <tr> <td>Secadoras Eficientes</td><td>75,449</td></tr> <tr> <td>Estanques Cal. De Agua Eficientes</td><td>58,970</td></tr> </tbody> </table>	Equipo	Cantidad	Lavadoras Eficientes	591,873	Lavavajillas Eficientes	165,696	Microondas Eficientes	299,181	Secadoras Eficientes	75,449	Estanques Cal. De Agua Eficientes	58,970
Equipo	Cantidad												
Lavadoras Eficientes	591,873												
Lavavajillas Eficientes	165,696												
Microondas Eficientes	299,181												
Secadoras Eficientes	75,449												
Estanques Cal. De Agua Eficientes	58,970												
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Disminución en el consumo de energía entre un equipo eficiente con respecto a uno convencional. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo</th><th>Disminución Consumo Electricidad (%)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lavadoras</td><td>15%</td></tr> <tr> <td>Lavavajillas</td><td>21%</td></tr> <tr> <td>Microondas</td><td>15%</td></tr> <tr> <td>Secadoras</td><td>15%</td></tr> <tr> <td>Estanques Cal. de Agua</td><td>7%</td></tr> </tbody> </table> Reducción de Emisiones con respecto al caso base para el 2030 para cada uno de los	Equipo	Disminución Consumo Electricidad (%)	Lavadoras	15%	Lavavajillas	21%	Microondas	15%	Secadoras	15%	Estanques Cal. de Agua	7%
Equipo	Disminución Consumo Electricidad (%)												
Lavadoras	15%												
Lavavajillas	21%												
Microondas	15%												
Secadoras	15%												
Estanques Cal. de Agua	7%												

</

		Lavavajillas	15	
		Microondas	9	
		Secadoras	13	
		Estanques Cal. De Agua	10	
Estado del Arte Internacional	Para los países desarrollados esta es una medida que se encuentra comercialmente disponible en el mercado la cual es no costosa, es efectiva y altamente apropiada como medida de mitigación. Con respecto a los países en desarrollo, la medida aun no está madura en el mercado y requiere de intervención del gobierno para que sea implementada ya que para la mayoría de los aparatos la inversión es costosa. Sin embargo, es una medida efectiva y altamente apropiada. Según IPCC (2007b) establecer un mínimo estándar o realizar un etiquetado de eficiencia energética en los aparatos eléctricos ha resultado exitoso en términos de efectividad¹⁴ y de costo-efectividad¹⁵ en países como Estados Unidos, Australia, Unión Europea, Japón, Brasil, México, Costa Rica y China.			
Referencias bibliográficas	1. AHAM (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances, Association of home appliance manufacturers. 2. Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl. 3. CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. 4. CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos. 5. IDAE (2007). Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 6. Energy Efficiency Standards SubcoMittee of the Advisory CoMittee for Natural Resources and Energy (2005). Final Report by Microwave Oven Evaluation Standard SubcoMittee. 7. CNE (2003). Selección de Artefactos Eléctricos Prioritarios para la Implementación de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética. 8. TopTen (2009). "Best of Europe." from http://www.topten.info/. 9. ANWO (2009). from http://www.anwo.cl/. 10. IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report.			

¹⁴ Incluye facilidad de implementación, factibilidad y aplicabilidad en localidades varias.

¹⁵ Relativo al costo social específico por unidad de CO₂e evitada.

Nombre de Medida/Tecnología	Colectores Solares																																																													
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																																																													
Subsector	Residencial																																																													
Categoría	Cambio de tecnología y/o combustible																																																													
Proceso o actividad	Calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS)																																																													
Descripción	La medida consiste en la instalación de sistemas solares térmicos (colectores solares) en las viviendas nuevas con el objetivo de que sea este el sistema que caliente el agua caliente sanitaria (ACS) en remplazo parcial de los sistemas clásicos de calentamiento de agua a gas sin acumulación ya que para la instalación de colectores solares igualmente es necesario considerar la existencia de un sistema convencional como fuente de energía auxiliar. Se estima que los colectores solares hacen disminuir en forma significativa el consumo de combustible en el calentamiento del ACS bordeando el orden entre 50 y 80% de disminución.																																																													
Potencial de penetración	Se utilizó un escenario que coincide con una proyección de la CNE que ha estimado una penetración de colectores solares en el sector residencial tomando en consideración la ley de franquicias para SST en viviendas nuevas para los años 2010 – 2013, y para el periodo 2014 – 2025, dado que la ley de franquicias pierde vigencia, CNE espera que la instalación se mantenga en un 35% de las viviendas nuevas. Las viviendas nuevas que se espera que sean construidas anualmente dentro del periodo de evaluación fueron proyectadas con información recopilada desde el INE y el MINVU. De esta forma, la siguiente tabla muestra la penetración esperada de instalación de paneles solares en viviendas nuevas. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th><th>% Penetración</th><th>Viviendas con SST</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>2010</td><td>34%</td><td>48,112</td></tr> <tr><td>2011</td><td>46%</td><td>68,002</td></tr> <tr><td>2012</td><td>51%</td><td>76,370</td></tr> <tr><td>2013</td><td>54%</td><td>83,593</td></tr> <tr><td>2014</td><td>35%</td><td>55,644</td></tr> <tr><td>2015</td><td>35%</td><td>57,146</td></tr> <tr><td>2016</td><td>35%</td><td>58,690</td></tr> <tr><td>2017</td><td>35%</td><td>60,275</td></tr> <tr><td>2018</td><td>35%</td><td>61,902</td></tr> <tr><td>2019</td><td>35%</td><td>63,574</td></tr> <tr><td>2020</td><td>35%</td><td>65,291</td></tr> <tr><td>2021</td><td>35%</td><td>67,054</td></tr> <tr><td>2022</td><td>35%</td><td>68,865</td></tr> <tr><td>2023</td><td>35%</td><td>70,725</td></tr> <tr><td>2024</td><td>35%</td><td>72,635</td></tr> <tr><td>2025</td><td>35%</td><td>74,596</td></tr> <tr><td>2026</td><td>35%</td><td>74,596</td></tr> <tr><td>2027</td><td>35%</td><td>76,611</td></tr> <tr><td>2028</td><td>35%</td><td>78,680</td></tr> </tbody> </table>		Año	% Penetración	Viviendas con SST	2010	34%	48,112	2011	46%	68,002	2012	51%	76,370	2013	54%	83,593	2014	35%	55,644	2015	35%	57,146	2016	35%	58,690	2017	35%	60,275	2018	35%	61,902	2019	35%	63,574	2020	35%	65,291	2021	35%	67,054	2022	35%	68,865	2023	35%	70,725	2024	35%	72,635	2025	35%	74,596	2026	35%	74,596	2027	35%	76,611	2028	35%	78,680
Año	% Penetración	Viviendas con SST																																																												
2010	34%	48,112																																																												
2011	46%	68,002																																																												
2012	51%	76,370																																																												
2013	54%	83,593																																																												
2014	35%	55,644																																																												
2015	35%	57,146																																																												
2016	35%	58,690																																																												
2017	35%	60,275																																																												
2018	35%	61,902																																																												
2019	35%	63,574																																																												
2020	35%	65,291																																																												
2021	35%	67,054																																																												
2022	35%	68,865																																																												
2023	35%	70,725																																																												
2024	35%	72,635																																																												
2025	35%	74,596																																																												
2026	35%	74,596																																																												
2027	35%	76,611																																																												
2028	35%	78,680																																																												

		2029	35%	80,805																																																			
		2030	35%	82,987																																																			
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Se considera que una vivienda promedio posee 3.4 habitantes según el CENSO 2002 y que cada habitante consume 30 lt/día de ACS según lo establecido en Transenergie 2006. Esto implica que por vivienda, el consumo de ACS corresponde a 102 lt/vivienda. A manera de simplificar los cálculos se consideran datos técnicos y meteorológicos de la Region Metropolitana. Se requiere estimar la energía necesaria para calentar el agua a 60°C y luego estimar cuanta de esta energía es capaz de otorgarla el colector solar. La energía requerida por una vivienda promedio se muestra en la siguiente tabla. <table><tr><th>Energía Requerida</th><th>Total Anual</th></tr><tr><td>Qa (MJ/año)</td><td>6,963</td></tr><tr><td>Qa (kWh/año)</td><td>1,934</td></tr></table> En base al modelo F-Chart se ha determinado la cobertura solar que entrega el colector solar la cual corresponde al 57.6% de la energía requerida total, es decir 1114 kWh/año. Con estos resultados y considerando que el factor de emisión de la energía producida por el panel solar es 0, cada una de las viviendas que utiliza un SST reduce 253.3 KgCO2e/año al ocupar gas licuado y 224.5 KgCO2e/año si es que utilizan gas natural. La siguiente tabla muestra los resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2010, 2020 y 2030. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>(tCO2e/año)</td><td>11,786</td><td>171,134</td><td>356,866</td></tr></table>					Energía Requerida	Total Anual	Qa (MJ/año)	6,963	Qa (kWh/año)	1,934	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción Anual	(tCO2e/año)	11,786	171,134	356,866																																		
Energía Requerida	Total Anual																																																						
Qa (MJ/año)	6,963																																																						
Qa (kWh/año)	1,934																																																						
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																																																			
Reducción Anual	(tCO2e/año)	11,786	171,134	356,866																																																			
Información de costos	Se ha considerado que el precio social del SST es deCLP661,279 incluyendo la instalación y que el costo de mantención anual es deCLP20,000. El costo de operación es dependiente del tipo de gas que se utiliza. La siguiente tabla muestra los costos para una vivienda tipo diferenciándola según combustible utilizado para el año 2010. Gas Licuado <table><tr><th>Costos</th><th>Unidad</th><th>Caso Base</th><th>Caso con SST</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>CLP/año</td><td>-</td><td>57,653</td><td></td></tr><tr><td>Mantención</td><td>CLP/año</td><td>-</td><td>20,000</td><td></td></tr><tr><td>Operación</td><td>CLP/año</td><td>105,456</td><td>44,701</td><td>(60,755)</td></tr><tr><td>Total</td><td>CLP/año</td><td>105,456</td><td>122,354</td><td>16,898</td></tr></table> Gas Natural <table><tr><th>Costos</th><th>Unidad</th><th>Caso Base</th><th>Caso con SST</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Inversión</td><td>CLP/año</td><td>-</td><td>57,653</td><td></td></tr><tr><td>Mantención</td><td>CLP/año</td><td>-</td><td>20,000</td><td></td></tr><tr><td>Operación</td><td>CLP/año</td><td>108,711</td><td>46,081</td><td>(62,631)</td></tr><tr><td>Total</td><td>CLP/año</td><td>108,711</td><td>123,734</td><td>15,023</td></tr></table> La siguiente tabla muestra los resultados agregados para los años 2010, 2020, 2030.					Costos	Unidad	Caso Base	Caso con SST	Incremento	Inversión	CLP/año	-	57,653		Mantención	CLP/año	-	20,000		Operación	CLP/año	105,456	44,701	(60,755)	Total	CLP/año	105,456	122,354	16,898	Costos	Unidad	Caso Base	Caso con SST	Incremento	Inversión	CLP/año	-	57,653		Mantención	CLP/año	-	20,000		Operación	CLP/año	108,711	46,081	(62,631)	Total	CLP/año	108,711	123,734	15,023
Costos	Unidad	Caso Base	Caso con SST	Incremento																																																			
Inversión	CLP/año	-	57,653																																																				
Mantención	CLP/año	-	20,000																																																				
Operación	CLP/año	105,456	44,701	(60,755)																																																			
Total	CLP/año	105,456	122,354	16,898																																																			
Costos	Unidad	Caso Base	Caso con SST	Incremento																																																			
Inversión	CLP/año	-	57,653																																																				
Mantención	CLP/año	-	20,000																																																				
Operación	CLP/año	108,711	46,081	(62,631)																																																			
Total	CLP/año	108,711	123,734	15,023																																																			

Nombre de Medida/Tecnología	Duchas Eficientes																								
Sector	Comercial residencial y público (CPR)																								
Subsector	Residencial																								
Categoría	Eficiencia Energética																								
Proceso o actividad	Calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS)																								
Descripción	La medida consiste en reemplazar los cabezales de ducha existentes en las viviendas por cabezales de ducha eficientes, para el caso en que la ducha exista previamente, mientras que en el caso de que la vivienda sea nueva o se esté construyendo un nuevo baño, la medida consiste en instalar una grifería de ducha eficiente en lugar de una convencional. Estos remplazos reducen considerablemente el gasto de agua y de energía ya que gran parte del agua utilizada es agua caliente. El objetivo de esta medida consiste en utilizar menor cantidad de agua sin reducir la satisfacción del usuario debido a que el caudal disminuye. Para esto, las duchas eficientes poseen una válvula reguladora de caudal y mediante un aireador proveen la sensación al usuario de que no existe diferencia en la cantidad de agua.																								
Potencial de penetración	Se han considerado dos situaciones de utilización de duchas eficientes. La primera abarca a las viviendas ya existentes, donde el recambio recae en el cabezal de duchas. Se considera que solo el 30% de las viviendas ya construidas y que utilizan ACS recambian el cabezal de ducha contabilizando un total de 904,890 viviendas. Por otro lado, para las viviendas construidas a partir del año 2010 se considera la instalación de una grifería de ducha eficiente. Las viviendas potenciales de esta instalación se muestran en la siguiente tabla. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Penetración</td><td>Viviendas nuevas acumuladas con duchas eficientes</td><td>40,729</td><td>513,688</td><td>1,131,067</td></tr></table>					Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Penetración	Viviendas nuevas acumuladas con duchas eficientes	40,729	513,688	1,131,067										
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																					
Penetración	Viviendas nuevas acumuladas con duchas eficientes	40,729	513,688	1,131,067																					
Potencial de mitigación (tCO2/año)	Debido a que la evaluación tiene bastantes dimensiones, a continuación se presentan resultados correspondientes específicamente a un hogar ABC1, vivienda tipo casa ya existente, que consume gas licuado y está ubicada en la Región Metropolitana. Resultados para viviendas tipo casa ABC1 en RM, consumo gas licuado. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>Ducha Convencional</th><th>Ducha Eficiente</th><th>Incremento</th></tr><tr><td>Emisiones Unitarias</td><td>tCO2e/vivienda-año</td><td>0.53</td><td>0.26</td><td>-0.26</td></tr></table> Para el caso de las viviendas ya existentes, la reducción de emisiones de recambiar las duchas de viviendas existentes que utilizan ACS corresponde a 0.22 MtCO2e/año. Para las nuevas viviendas, asumiendo la instalación de grifería de ducha eficiente en todas ellas, la reducción de emisiones se muestra en la siguiente tabla. Resultados agregados para viviendas construidas a partir del 2010. <table><tr><th>Indicador</th><th>Unidad</th><th>2010</th><th>2020</th><th>2030</th></tr><tr><td>Reducción Anual</td><td>tCO2e/año</td><td>9,770</td><td>123,217</td><td>271,307</td></tr></table> De esta manera, las reducciones totales por año son las siguientes.					Indicador	Unidad	Ducha Convencional	Ducha Eficiente	Incremento	Emisiones Unitarias	tCO2e/vivienda-año	0.53	0.26	-0.26	Indicador	Unidad	2010	2020	2030	Reducción Anual	tCO2e/año	9,770	123,217	271,307
Indicador	Unidad	Ducha Convencional	Ducha Eficiente	Incremento																					
Emisiones Unitarias	tCO2e/vivienda-año	0.53	0.26	-0.26																					
Indicador	Unidad	2010	2020	2030																					
Reducción Anual	tCO2e/año	9,770	123,217	271,307																					

	Resultados agregados de reducción de emisiones para los años 2010, 2020, 2030.				
	Indicador	Unidad	2010	2020	2030
	Reducción Anual	MtCO ₂ e/año	0.23	0.34	0.49
Información de costos	Costos de Inversión				
		Unidad	Convencional	Eficiente	
	Cabezal Ducha	CLP/unidad	-	10,000	
	Grifería Ducha	CLP/unidad	24,000	41,990	
	Los costos de operación están directamente relacionados con el consumo de agua potable y consumo de combustible. Como los costos de agua potable y de combustible varían según región, solo se presentan costos de operación para una vivienda ABC1 en la Región Metropolitana que consume gas licuado y que corresponde a una casa.				
	Costos de Operación				
	Indicador	Unidad	Ducha Convencional	Ducha Eficiente	Incremento
	Costo Operación Agua	CLP/vivienda-año	59,199	29,599	-29,599
	Costo Operación GLP	CLP/vivienda-año	82,299	41,150	-41,150
	Costo Operación Total	CLP/vivienda-año	141,498	77,871	-63,627
Datos y supuestos considerados:	Resultados agregados de costos para los años 2010, 2020, 2030 incluyendo viviendas existentes y viviendas nuevas.				
	Indicador	Unidad	2010	2020	2030
	Costo Anual	MUSD/año	-140.9	-232.8	-362.1
	Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-619	-684	-742
	• Vida Útil: 5 años para cabezal de ducha, 10 años para grifería. • Viviendas con ACS: 57% • % Consumo de GLP: 71% (en las regiones donde existe el uso de gas natural, 100% donde no se utiliza) • % Consumo de Gas Natural: 29% • Disminución en consumo de agua y combustible: 50% • Duración ducha: 5min • Caudal promedio en duchas convencionales: 13lt/min • Caudal de agua caliente: 30lt/día-persona • Consumo energético (kWh/persona-año)				
	Región	Consumo energético			
	1	530.0			
	2	546.1			
	3	538.6			
	4	584.5			
	5	579.8			
	6	570.3			
	7	570.3			

		8	584.1
		9	615.7
		10	633.5
		11	645.8
		12	684.6
		RM	569.1
		14	521.9
		15	597.9
		Participación población según región (%)	
		Región	Participación (%)
		1	1.8%
		2	3.4%
		3	1.6%
		4	4.2%
		5	10.3%
		6	5.2%
		7	5.9%
		8	11.9%
		9	5.7%
		10	4.9%
		11	0.6%
		12	0.9%
		RM	40.3%
		14	2.2%
		15	1.1%
Estado del Arte Internacional	Dentro de los países desarrollados y en vías de desarrollo, las duchas eficientes se encuentran ya en un mercado maduro donde están comercialmente disponibles. Como medida de mitigación es no costosa, efectiva y altamente efectiva (IPCC 2007b). Dentro de los países de Latinoamérica que ha implementado incentivos en el uso de duchas eficientes se encuentran México y Costa Rica.		
Referencias bibliográficas	1. Australian Government (2009). "Water Efficiency Labelling and Standards." from http://www.waterrating.gov.au/. 2. Cámara Chilena de la Construcción (2007). Sistemas Solares Térmicos, Manual de diseño para el calentamiento de agua. 3. Fundación Ecología y Desarrollo (2009). "Consumo responsable." from http://www.ecodes.org/consumo-responsable/. 4. Ministerio de Hacienda del Gobierno de Chile (2009). Ley N° 20.365, Establece Franquicia Tributaria Respecto de Sistemas Solares Térmicos. 5. Observatorio de Ciudades UC (2009). Informe Final Formulación Sello de Eficiencia Hídrica. 6. Transenergie (2006). Estudio del Mercado Solar Térmico Chileno. Estudio elaborado para CNE.		

10. RESUMEN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Tabla 32: Resumen de Resultados para Escenario de Referencia Azul: Período 2010-2030

Escenario de Referencia Azul						
Sector	Medidas	VP Costos Sectorial (MMUS\$)	VP Costos Total (MMUS\$)	Reducción GEI Acumulada (MMton CO2e)	Costo Medio Sectorial (US\$/ton CO2e)	Costo Medio Total (US\$/ton CO2e)
Generación de Electricidad	Biomasa	-189	-189	8	-23	-23
	CCS	362	362	63	6	6
	Eólica	22	22	19	1	1
	Geotérmica	-364	-364	36	-10	-10
	Mareomotriz	98	98	1	133	133
	MiniHidro	-446	-446	15	-29	-29
	Nuclear	-200	-200	34	-6	-6
	Solar PV	26	26	1	23	23
	Solar TH	10	10	0.4	27	27
	ERNC	-279	-279	96	-3	-3
	ERNC+CCS	10	10	146	0.1	0
Industrias	Eficiencia energética en plantas cementeras	-34	-124	1	-31	-112
	Sust. de comb. fósil por biomasa en hornos cementeros	-21	-21	4	-5	-5
	Eficiencia energética en procesos mineros	-302	-3626	104	-3	-35
	Cogeneración	739	86	5	155	18
	Motores Eficientes	-258	-847	7	-35	-116
	IND Conjunto	126	-4222	128	1	-33
Transporte	Biocombustibles	1043	1043	23	45	45
	Conducción Eficiente	-229	-229	3	-69	-69
	Expansión Líneas de Metro	133	134	1	182	182
	Mejoras Aerodinámicas	-2088	-2088	13	-163	-163
	Renovación parque de camiones de carga	72	72	0.10	743	743
	Renovación parque de vehículos livianos	11	11	0.004	3042	3042
	Vehículos Híbridos	-77	-77	3	-30	-30
	TTE Conjunto	-1134	-1134	43	-26	-26
CPR	Aislación Viviendas	-709	-766	8	-92	-99
	Calderas de Condensación	-8	-8	0.4	-20	-20
	Colectores Solares	211	211	3	64	64
	Duchas Eficientes	-1719	-1719	5	-361	-361
	Electrodomésticos Eficientes	38	15	0.4	104	40
	Iluminación Residencial Eficiente	-1272	-1879	8	-165	-244
	Reducción Perdidas en Standby	-594	-872	4	-162	-238
	Refrigeración Residencial Eficiente	-145	-243	1	-132	-221
	CPR Conjunto	-4203	-5187	28	-149	-184
TODOS	ERNC + CPR + IND + TTE	-10113	-10113	299	-34	-34

Tabla 33: Resumen de Resultados para Escenario de Referencia Negro: Período 2010-2030

Escenario de Referencia Negro						
Sector	Medidas	VP Costos Sectorial (MMUS\$)	VP Costos Total (MMUS\$)	Reducción GEI Acumulada (MMton CO2e)	Costo Medio Sectorial (US\$/ton CO2e)	Costo Medio Total (US\$/ton CO2e)
Generación de Electricidad	Biomasa	-10602	-10602	447	-24	-24
	CCS	-10052	-10052	502	-20	-20
	Eólica	-10392	-10392	458	-23	-23
	Geotérmica	-10777	-10777	475	-23	-23
	Mareomotriz	-10316	-10316	440	-23	-23
	MiniHidro	-10859	-10859	455	-24	-24
	Nuclear	-10614	-10614	473	-22	-22
	Solar PV	-10388	-10388	440	-24	-24
	Solar TH	-10404	-10404	440	-24	-24
	ERNC	-10692	-10692	535	-20	-20
	ERNC+CCS	-10403	-10403	585	-18	-18
Industrias	Eficiencia energética en plantas cementeras	-34	-10537	440	-0.1	-24
	Sust. de comb. fósil por biomasa en hornos cementeros	-21	-10435	444	-0.05	-24
	Eficiencia energética en procesos mineros	-302	-14040	543	-1	-26
	Cogeneración	739	-10328	444	2	-23
	Motores Eficientes	-258	-11261	447	-1	-25
	IND Conjunto	126	-14635	567	0.2	-26
Transporte	Biocombustibles	1043	-9371	463	2	-20
	Conducción Eficiente	-229	-10643	443	-1	-24
	Expansión Líneas de Metro	133	-10280	440	0.3	-23
	Mejoras Aerodinámicas	-2088	-12502	452	-5	-28
	Renovación parque de camiones de carga	72	-10342	440	0.2	-24
	Renovación parque de vehículos livianos	11	-10403	440	0.02	-24
	Vehículos Híbridos	-77	-10490	442	-0.2	-24
	TTE Conjunto	-1134	-11548	482	-2	-24
CPR	Aislación Viviendas	-709	-11180	447	-2	-25
	Calderas de Condensación	-8	-10421	440	-0.02	-24
	Colectores Solares	211	-10203	443	0.5	-23
	Duchas Eficientes	-1719	-12133	444	-4	-27
	Electrodomésticos Eficientes	38	-10399	440	0.1	-24
	Iluminación Residencial Eficiente	-1272	-12293	447	-3	-27
	Reducción Perdidas en Standby	-594	-11286	443	-1	-25
	Refrigeración Residencial Eficiente	-145	-10657	441	-0.3	-24
	CPR Conjunto	-4203	-15601	468	-9	-33
TODOS	ERNC + CPR + IND + TTE	-20527	-20527	739	-28	-28

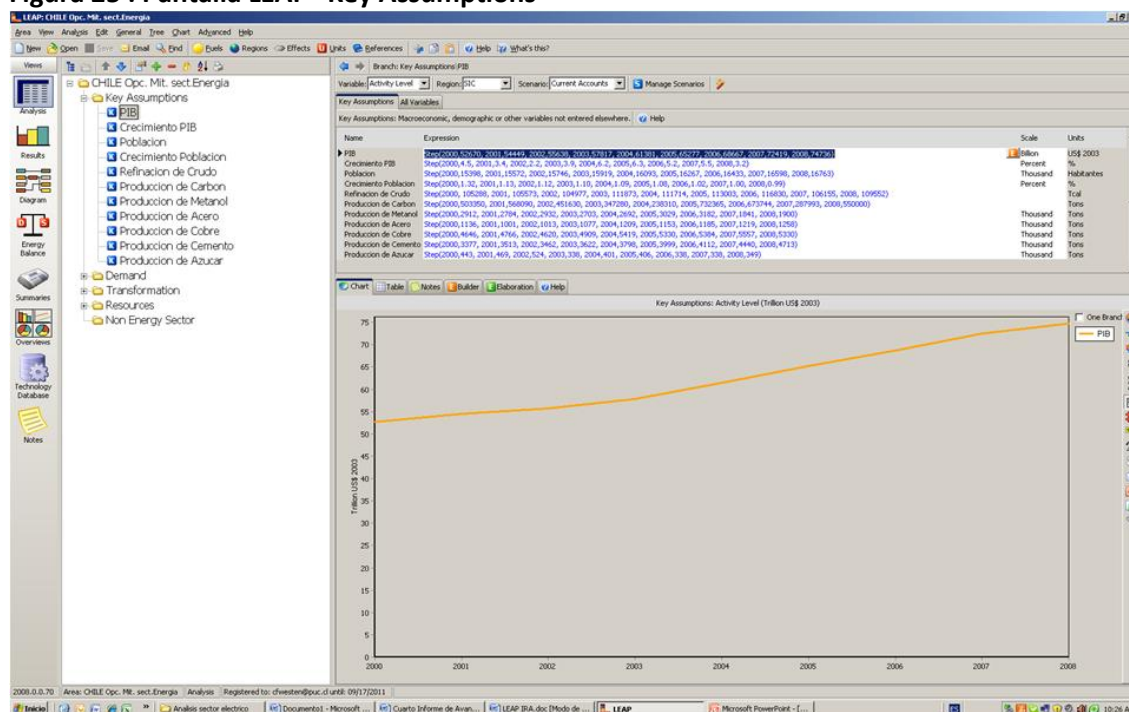
11. MODELACION LEAP

La estructura de LEAP se desarrollo considerando la existencia de los diferentes sistemas interconectados, que por su ubicación tienen parques generadores diferentes y la proyección de la demanda en esos sistemas también es independiente. De esta forma se trabajo con “Region”, donde se ingresaron cuatro regiones SING, SIC, Aysén y Magallanes, cada una de estas con una proyección de demanda eléctrica que fue asignada a cada uno de los sectores de acuerdo a lo señalado en el capítulo 3. Para la demanda asociada al SING y SIC también se considero la existencia de dos escenarios de referencia “Negro” y “Azul”, según lo expuesto en el mismo capítulo.

Por otro lado, la información actualmente disponible solo permite estructurar los consumos energéticos de los diferentes sectores económicos bajo un análisis “Top Down”. La proyección del consumo se realiza con un análisis econométrico, realizado en el estudio “Proyección de la Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía”, realizado por Poch Ambiental para CNE. Esta información fue cargada en la región “SIC”, la cual, por lo tanto, representa el total nacional para los consumos energéticos con excepción de la electricidad

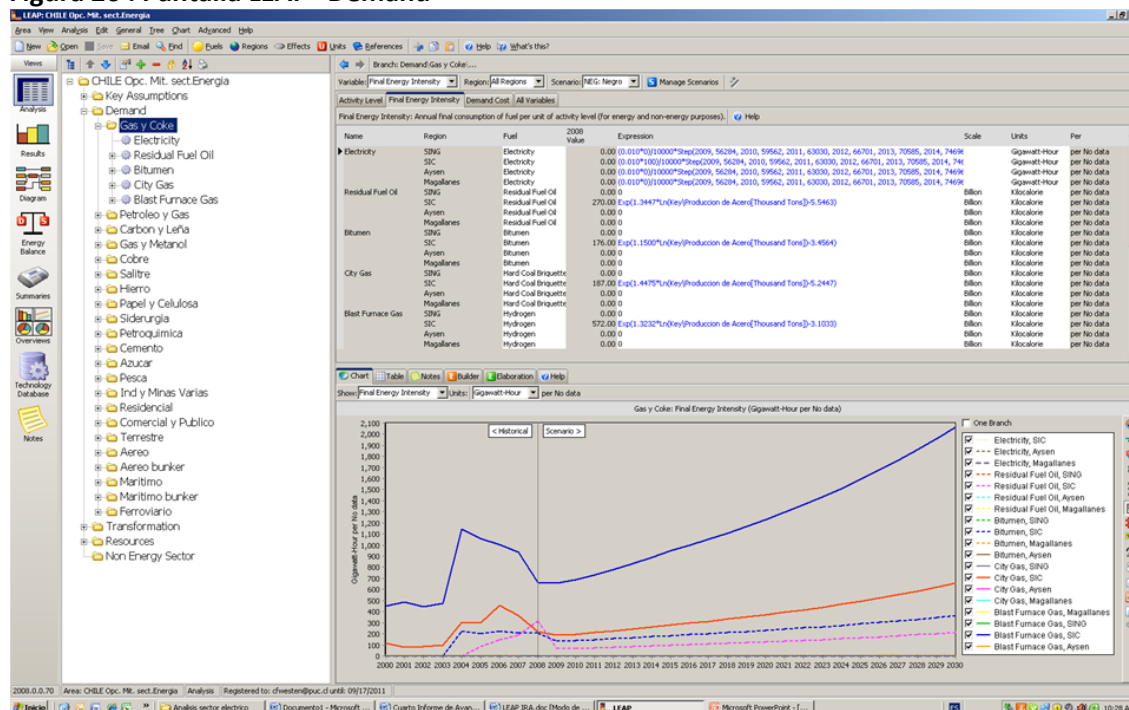
Inicialmente se tienen los “Key Assumptions”, en esta carpeta se ingresa el PIB y su proyección, Población y su proyección y la producción para algunos de los sectores que su consumo energético está asociado a esa variable. En la siguiente figura se muestra la pantalla de “Key Assumptions”.

Figura 25 : Pantalla LEAP “Key Assumptions”



Siguiendo la estructura arborescente de LEAP, la carpeta siguiente corresponde a “Demand” que contiene cada uno de los sectores económicos siguiendo la base del BNE. En esta carpeta se ingresan los consumos históricos y las proyecciones de cada uno de los combustibles. A continuación se presenta la pantalla que muestra cada uno de los sectores bajo la carpeta “Demand”.

Figura 26 : Pantalla LEAP “Demand”



En esta pantalla se puede observar que el combustible “Electricidad” tiene proyección para cada uno de los sistemas a diferencia de los otros combustibles como “Bitumen” que tiene proyección solo en el SIC.

En la carpeta “Transformación” se tienen dos subcarpetas, una llamada “Transmission” que refleja las pérdidas asociadas a la Línea de Transmisión y otra carpeta llamada “Generation” que tiene asociada cada una de las tecnologías de generación para cada uno de los sistemas eléctricos.

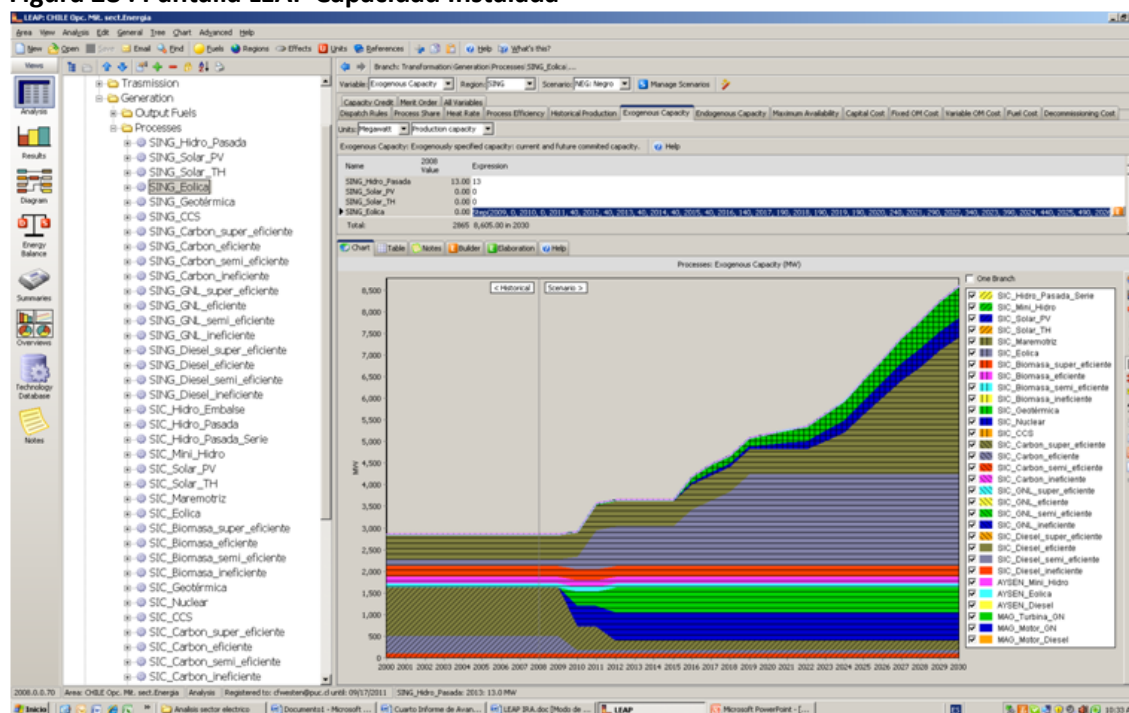
The screenshot displays the LEAP CHILE Op. M6, sect. Energia software interface. The left sidebar shows a project tree with categories like Analysis, Results, Diagram, Energy Balance, Summaries, Overviews, Technology Database, and Notes. The main workspace is divided into several panels:

- Variable Manager:** Shows a table of variables for "Perdidas Electricas" across different regions (SNG, SIC, Aysen, Magallanes) and their 2008 values and expressions.
- Chart:** A line graph titled "Perdidas Electricas: Losses (Percent)" showing the percentage of losses from 2000 to 2030. The Y-axis ranges from 0.0 to 7.4. The X-axis shows years from 2000 to 2030. The legend indicates four series: Perdidas Electricas, Magallanes (green), Perdidas Electricas, Aysen (blue), Perdidas Electricas, SIC (orange), and Perdidas Electricas, SNG (yellow). The SNG series shows a significant increase starting around 2010, reaching approximately 7.4% by 2030. The Aysen series shows a peak around 2015 and then a decline. The SIC and Magallanes series remain relatively stable at lower percentages.

The bottom status bar indicates the current project area is "Area: CHILE Op. M6, sect. Energia" and the analysis is registered to "chushe@ppl.cl" on 09/17/2011.

Bajo la carpeta “Generation” esta la carpeta “Processes” que contiene las agrupaciones de tecnologías para cada subsistema, en la siguiente pantalla se observa el listado para el SING dado que la Región seleccionada corresponde a ese sistema. En esta pantalla se muestra la capacidad instalada (“Exogenous Capacity”) para el escenario Negro (Scenari: NEG: Negro), la cual es un dato proveniente de modelaciones entregadas por CNE.

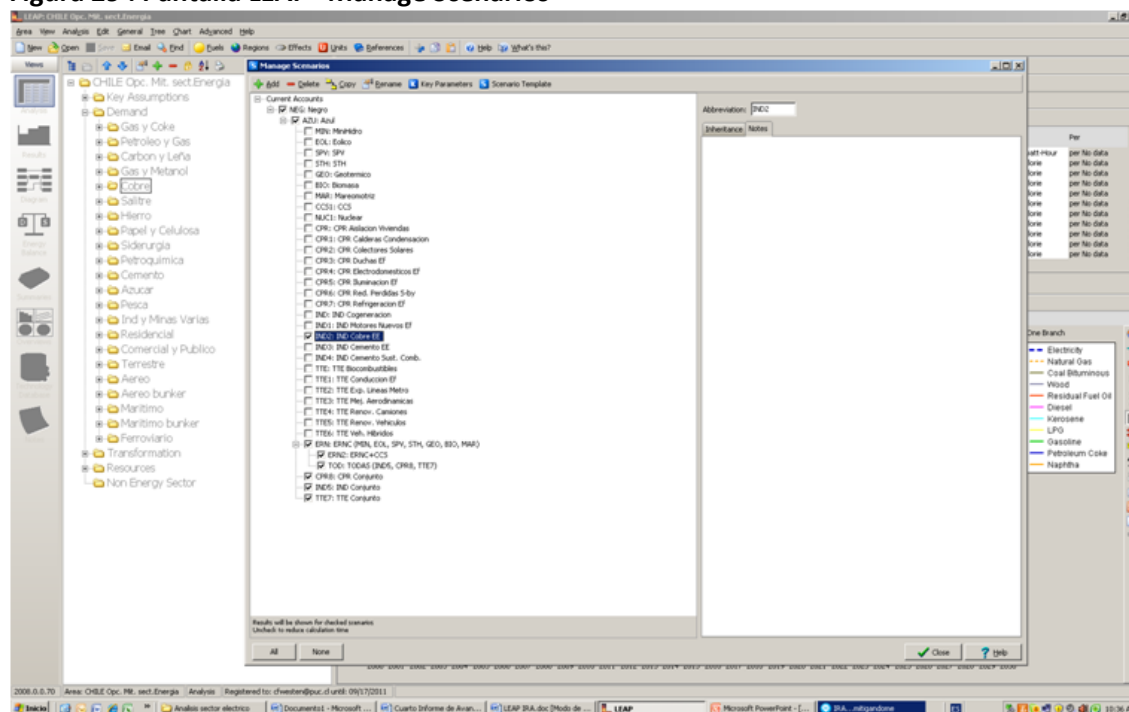
Figura 28 : Pantalla LEAP Capacidad Instalada



En esta sección se ingresaron los costos fijos y variables, el factor de planta y el orden de merito para cada una de las tecnologías. Estos datos fueron ingresados siguiendo la información entregada por CNE para los escenarios de referencia “Azul” y “Negro” de forma que el despacho que simula LEAP cumpla con la generación obtenida a través del modelo de optimización de CNE.

Las carpetas anteriores son la estructura base del modelo de optimización LEAP para los escenarios de referencia Negro y Azul. La información base cargada corresponde a los datos históricos del 2000 a 2008 que se presenta al seleccionar en “Scenarios” la opción “Current Accounts”, las proyecciones asociadas a los consumos de combustible para todos los sectores fue cargada en el Scenario: NEG (Negro) donde también se cargo la demanda eléctrica y el parque generador asociado a este escenario de referencia.

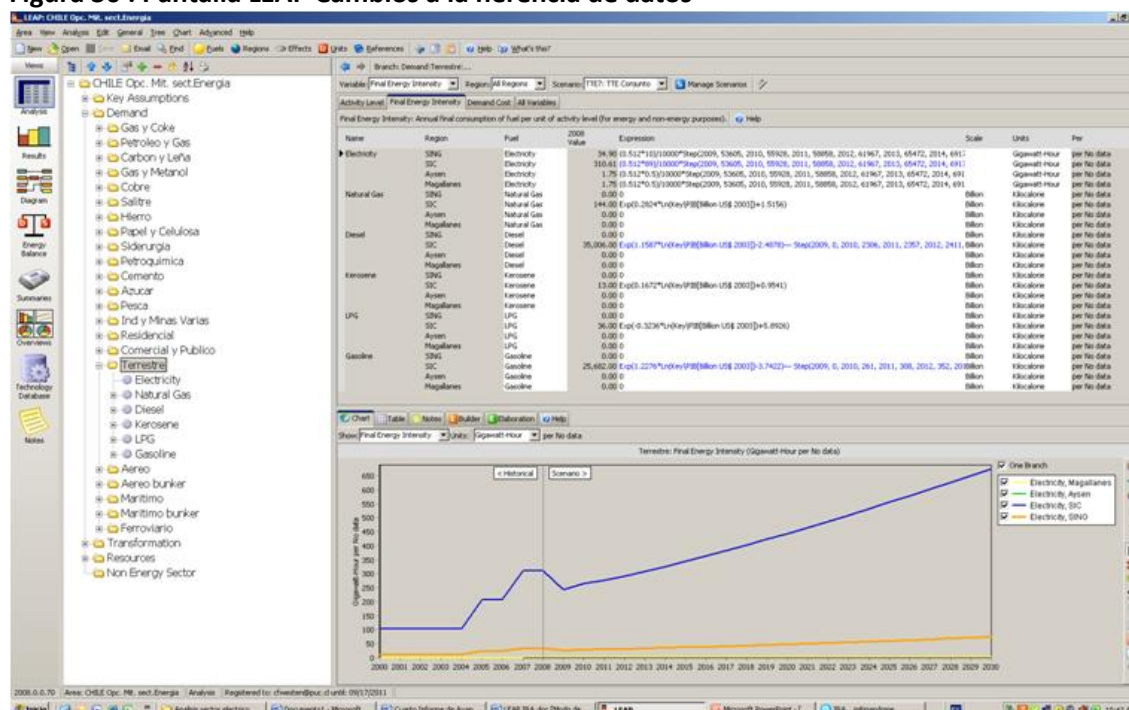
El escenario de referencia “Azul” hereda la información de el escenario “Negro” pero modificando la demanda eléctrica de cada uno de los sectores, así como también modificando el parque generador siguiendo lo expuesto en el capítulo 3. La demanda de los otros combustibles en los distintos sectores económicos es la misma para ambos escenario de referencia. A continuación se muestra la pantalla que gestiona los escenarios antes mencionados, a la cual se accede al seleccionar “Manage Scenarios”.

Figura 29 : Pantalla LEAP “Manage Scenarios”

Las medidas de mitigación de cada uno de los sectores fue cargada en LEAP de manera individual y también fueron agrupadas sectorialmente, para crear escenarios que agrupen más de una medida se pueden ir seleccionando medidas individuales e ir agregando como “herencia”. Cuando un sector tiene más de una medida que afecta el mismo combustible, la agrupación de estas medidas debe ser ingresada como una nueva medida de forma individual pero agrupando el efecto de todas las medidas. Cuando las medidas son de distintos sectores no hay restricciones para agrupar medidas.

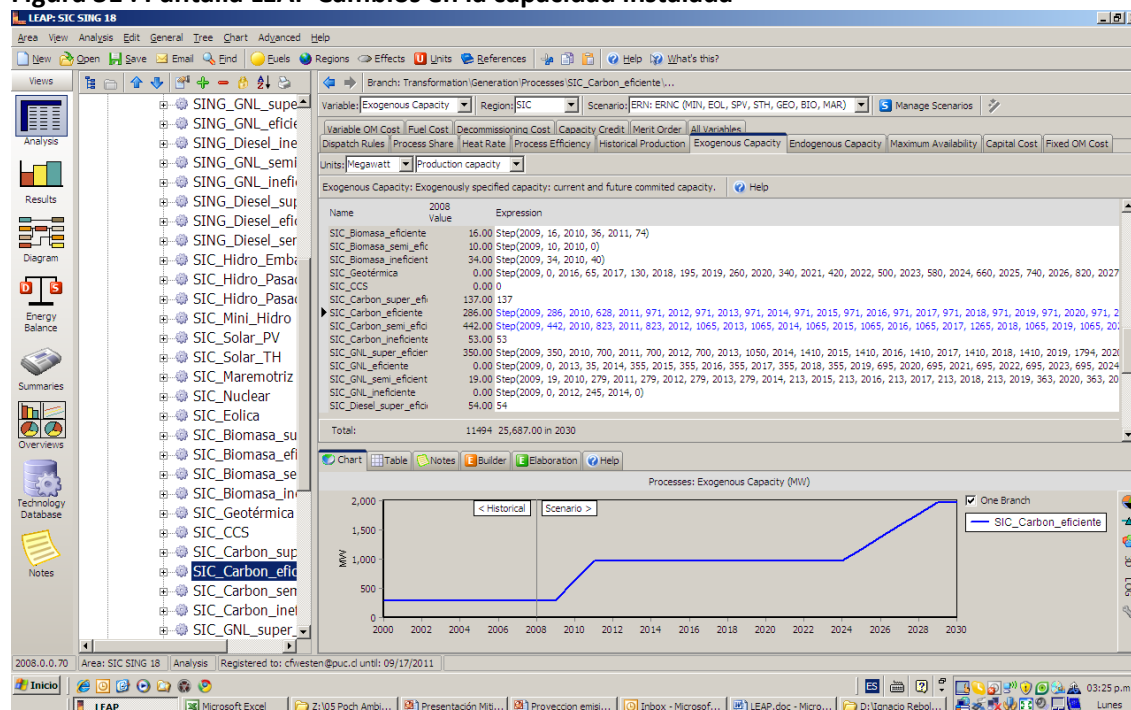
Al seleccionar cualquiera de las medidas que afectan la demanda de los sectores, se pueden observar los cambios con respecto al escenario de referencia, esto se observa en la siguiente pantalla:

Figura 30 : Pantalla LEAP Cambios a la herencia de datos



En la pestaña “Final Energy Intensity” se puede ver que los consumos de combustible tienen expresiones en color azul que muestran cambios respecto al escenario de referencia “Azul”. Para este estudio, la totalidad de las medidas de mitigación fueron cargadas bajo el escenario “Azul”.

Respecto de las medidas de mitigación que afectan el sector “Generation”, se debe realizar un análisis conjunto de las ERNC que fueron ingresadas, inicialmente, de manera individual. Se procedió a agrupar la participación de las ERNC y se identificó las capacidades y años donde se podía desplazar centrales de carbón. Cuando no era posible desplazar inversiones se procedió a desplazar solo generación. La siguiente pantalla muestra los cambios en la capacidad instalada en carbón en el SIC que se ve afectada por el aumento de las ERNC.

Figura 31 : Pantalla LEAP Cambios en la capacidad instalada

Se adjunta CD con modelo LEAP.

12. RESULTADOS

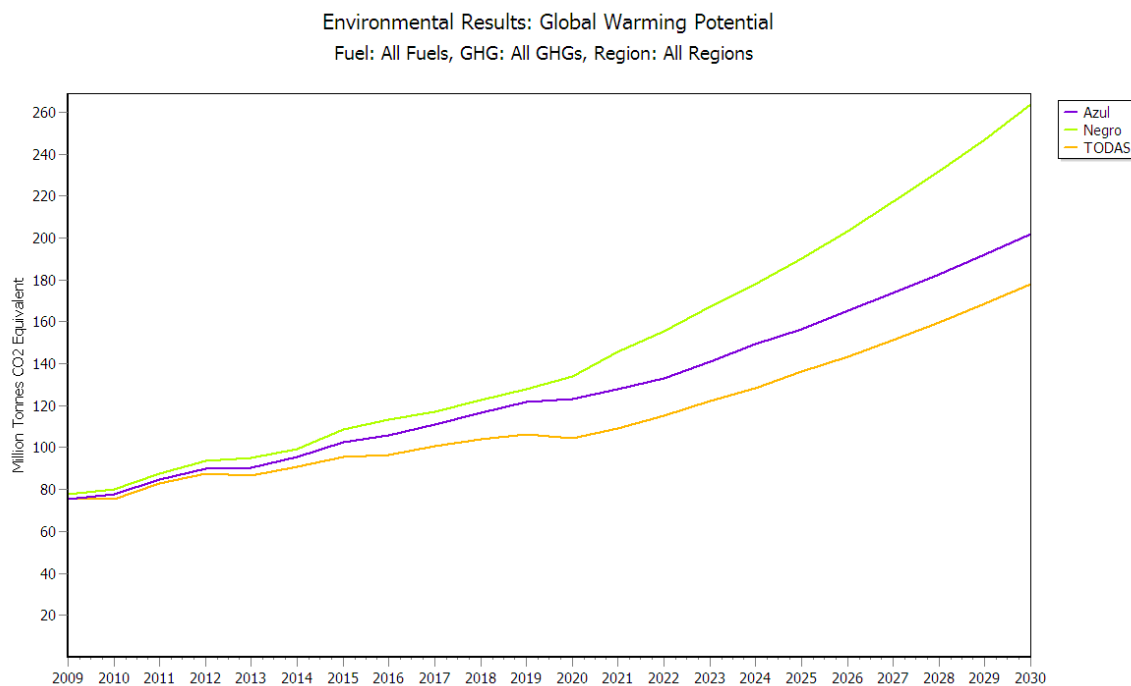
El desarrollo de escenarios futuros de demanda y oferta energética es un proceso en constante evolución, que es influenciado por los cambios estructurales que va experimentando la economía del país, por los cambios tecnológicos, muchas veces determinados por fuerzas políticas exógenas pero también por regulaciones internas, y por la actitud de la sociedad, que afecta su respuesta a programas e incentivos para reducir emisiones.

En el contexto de este trabajo la CNE ha presentado dos posibles escenarios de desarrollo de la matriz eléctrica del país, ambos igualmente factibles y por ende sin representar una línea base en particular. Por otra parte, para el resto de las fuentes emisoras de GEI asociadas al sector energía se ha generado un escenario futuro basado en el trabajo de POCH Ambiental (2009). Los dos escenarios de desarrollo eléctrico y el escenario de desarrollo energético (no-eléctrico) han sido representados como escenarios de referencia en el modelo LEAP.

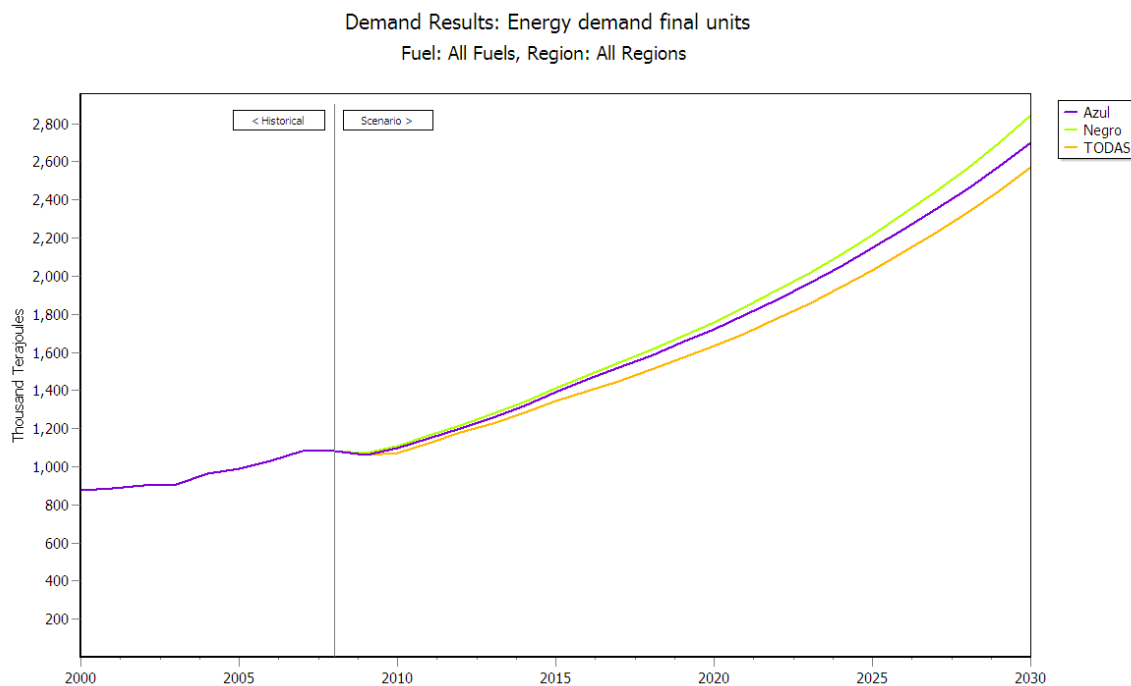
Por otra parte para los diferentes sectores se han planteado un conjunto de medidas de mitigación que pueden ser aplicadas (con ciertos matices) a cada uno de estos escenarios. Es importante recalcar que estas medidas no corresponden a la totalidad de las medidas de mitigación potencialmente aplicables en el país, pero si a un subconjunto representativo y de magnitud relevante. La ausencia de otras medidas de mitigación se debe a faltas de información básica necesaria (desagregación de consumo energético por uso para a nivel regional y sectorial) o a que ciertos sub-sectores no han sido incluidos dentro del análisis (como por ejemplo el sector de transporte marítimo). De todos modos, creemos que el conjunto de medidas analizadas corresponde al grueso de las medidas potenciales aplicables en Chile en el mediano plazo.

Los resultados de emisiones de CO₂ equivalente se presentan en el siguiente grafico, en este se presentan el escenario de referencia Negro, el escenario de referencia Azul y el escenario de mitigación que agrupa todas las medidas a excepción de CCS y Nuclear. En este grafico se aprecia que el 2020 el escenario de Mitigación es un 22% menor que el escenario Negro y un 15% menor al escenario Azul.

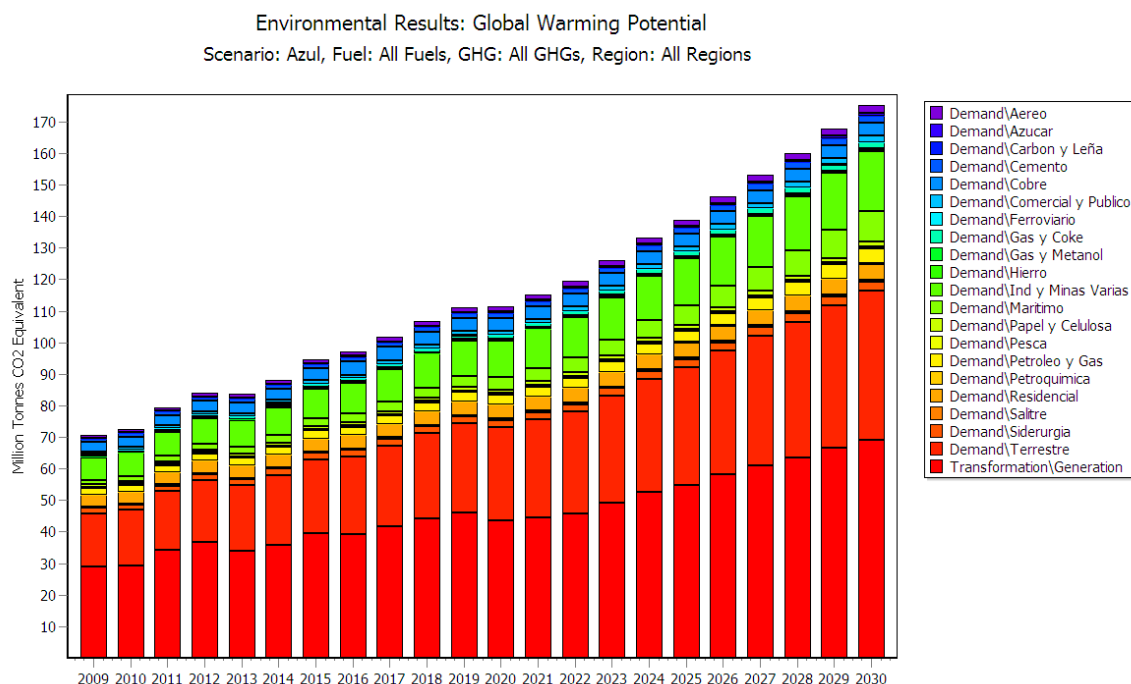
Las emisiones llegan el 2030 a 264 MtCO₂e en el escenario negro, 202 MtCO₂e en el escenario Azul y 178 MtCO₂e en el escenario de mitigación. El año 2020 las emisiones son 134, 123 y 104 MtCO₂e para cada uno de los escenarios mencionados anteriormente, la diferencia baja entre los escenarios Negro y Azul se debe a que los parques generadores tienen una configuración similar hasta ese año produciéndose un cambio a partir de ese año dado por el aumento de la demanda del escenario Negro y la Carbonización de la matriz.

Figura 32 : Emisiones de los Esc. Referencia Negro y Azul, y Esc. Mitigacion

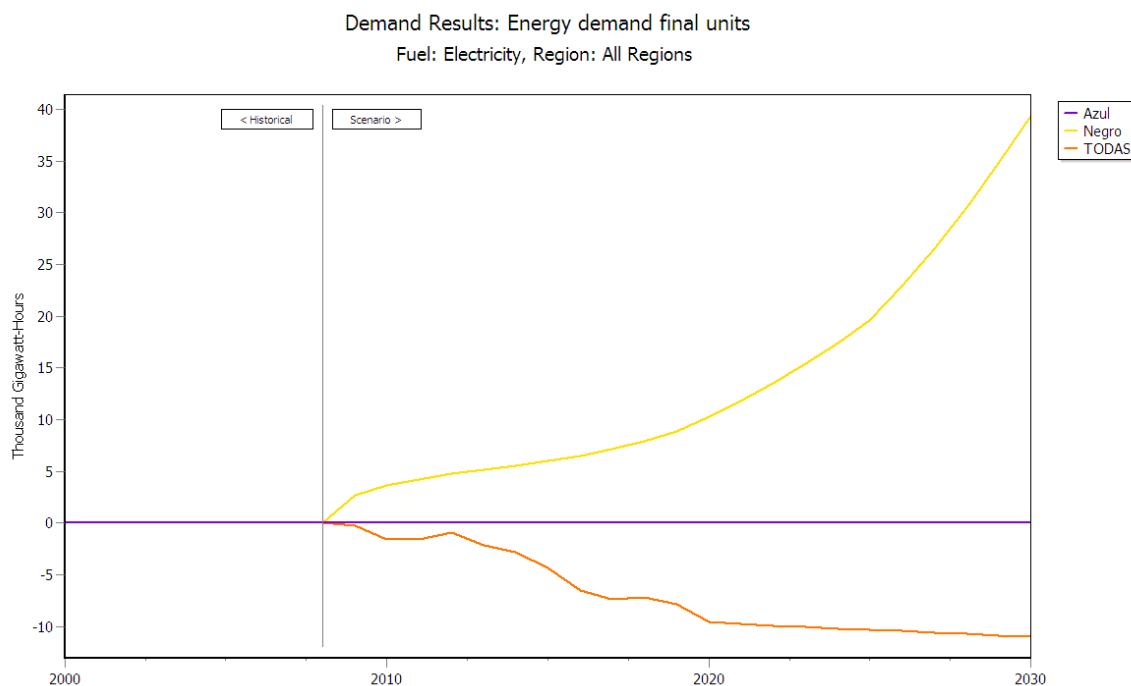
Si observamos el siguiente gráfico, donde se presenta el consumo energético total del país, podemos apreciar que no se ven las diferencias que se muestran en el gráfico anterior de emisiones de CO₂e, lo cual refleja la importancia que toma la composición de la matriz eléctrica desde el punto de vista de emisiones de GEI.

Figura 33 : Reducción del consumo energético en los distintos escenarios

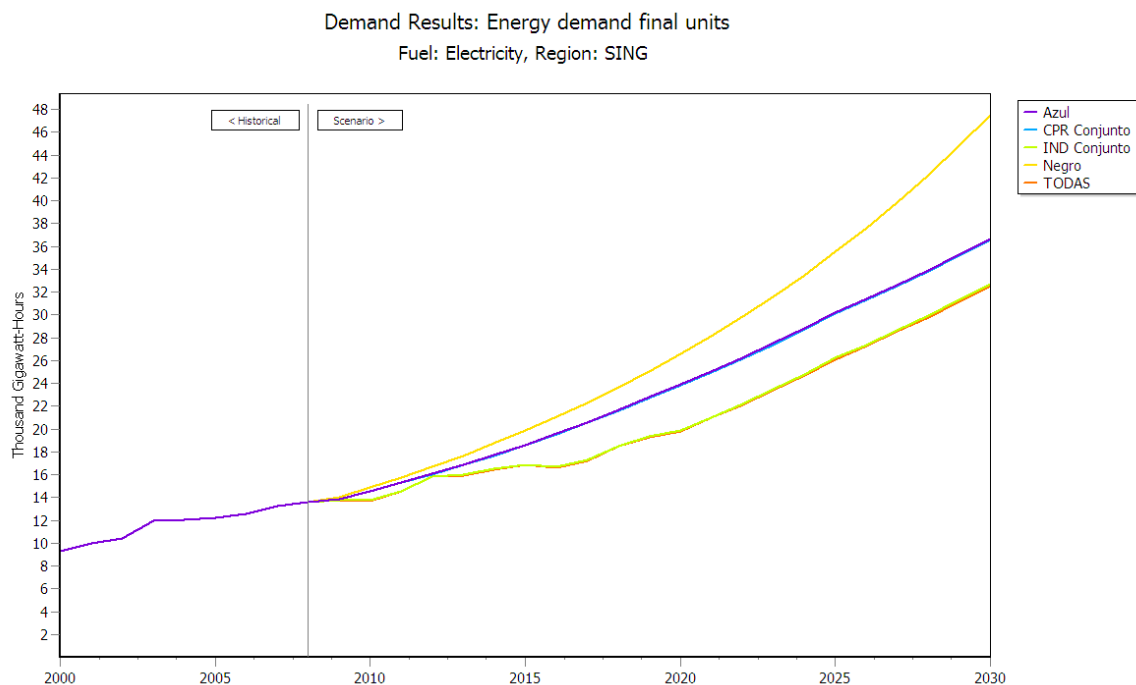
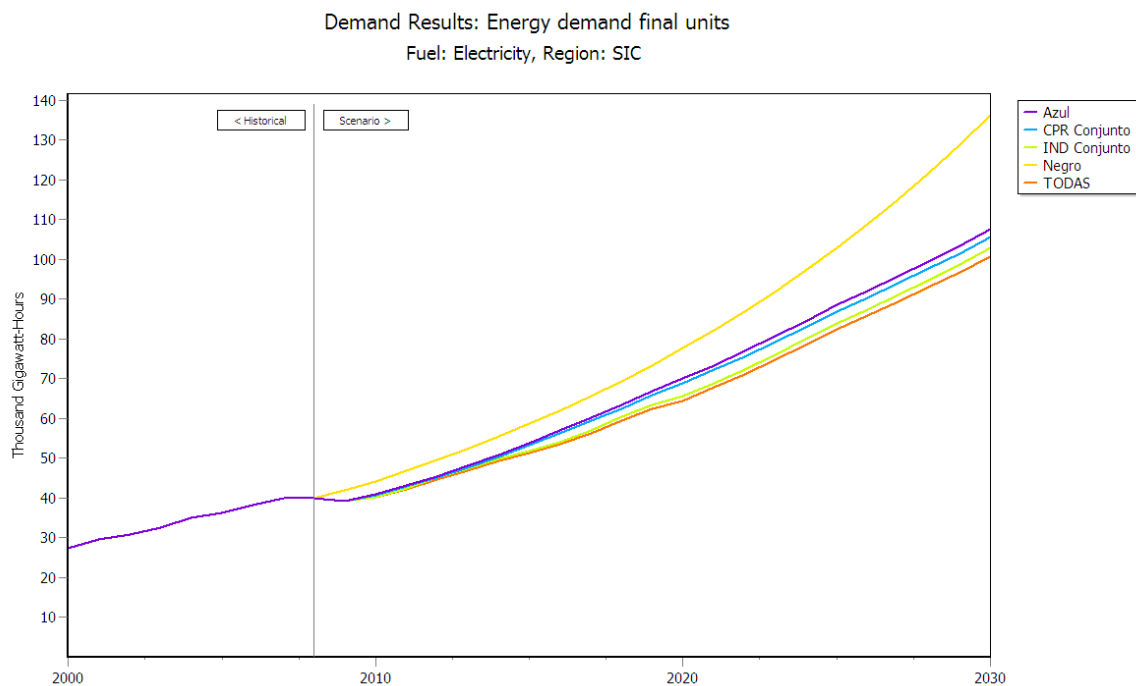
Un punto importante a mencionar es el peso relativo que tienen los “Bunkers” marítimo y aéreo en las emisiones nacionales. En este grafico se observa que las emisiones disminuyen en 11 MtCO₂e el 2020 y en 27 MtCO₂e el 2030, representado mas de un 10 % de las emisiones totales del país en el sector energía.

Figura 34 : Participación de las emisiones por sector

Con respecto al sector eléctrico a continuación se presentan los efectos que tienen las medidas de mitigación que disminuyen la demanda en los dos sistemas más importantes del país. En el grafico siguiente se observan las diferencias del escenario “Negro” y las medidas de mitigación “Todas” con respecto al escenario “Azul”.

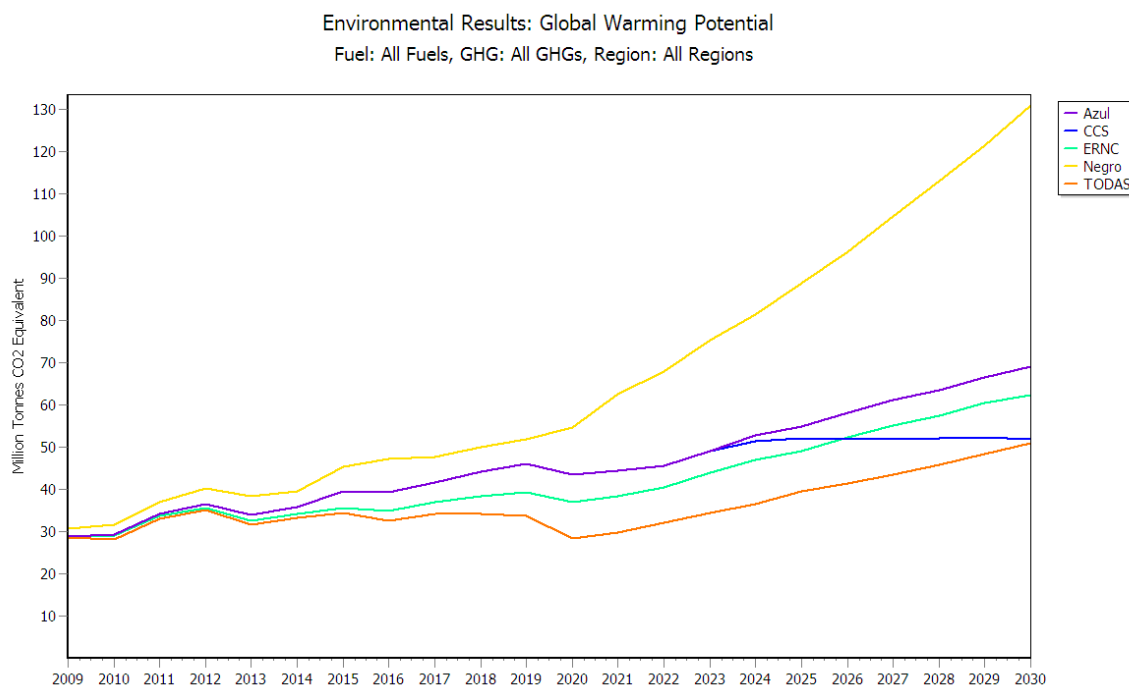
Figura 35 : Comparación del nivel de demanda de electricidad Esc. Negro y Mitigación vs Azul.

En los gráficos siguientes se observa que en ambos sistemas las medidas asociadas a la industria son las que mayor peso tienen, en particular en el SING, donde se aprecia que el escenario de mitigación tiene un crecimiento hasta el año 2020 dado el levantamiento de información obtenido para el sector cobre detallado anteriormente. Por otro lado, en el SIC se observa que la mitigación está más diversificada teniendo una desviación respecto a ambos escenarios de referencia

Figura 36 : Reducción consumo eléctrico asociado a diversas medidas en el SING**Figura 37 : Curva Reducción consumo eléctrico asociado a diversas medidas en el SIC**

Por otra parte con respecto a las emisiones de GEI, al año 2030 existiría un aumento de 138% (323) con respecto al año 2009 para el escenario de referencia azul (negro). Para ese mismo año el escenario de referencia “Negro” tendría casi el doble de las emisiones que el escenario de referencia “Azul”. A continuación se presenta el grafico con las emisiones de GEI para todos los sistemas eléctricos y el impacto que tienen las medidas de mitigación específicas del subsector generación.

Figura 38 : Impacto en el sector Generación Eléctrica asociado a la reducción de la demanda



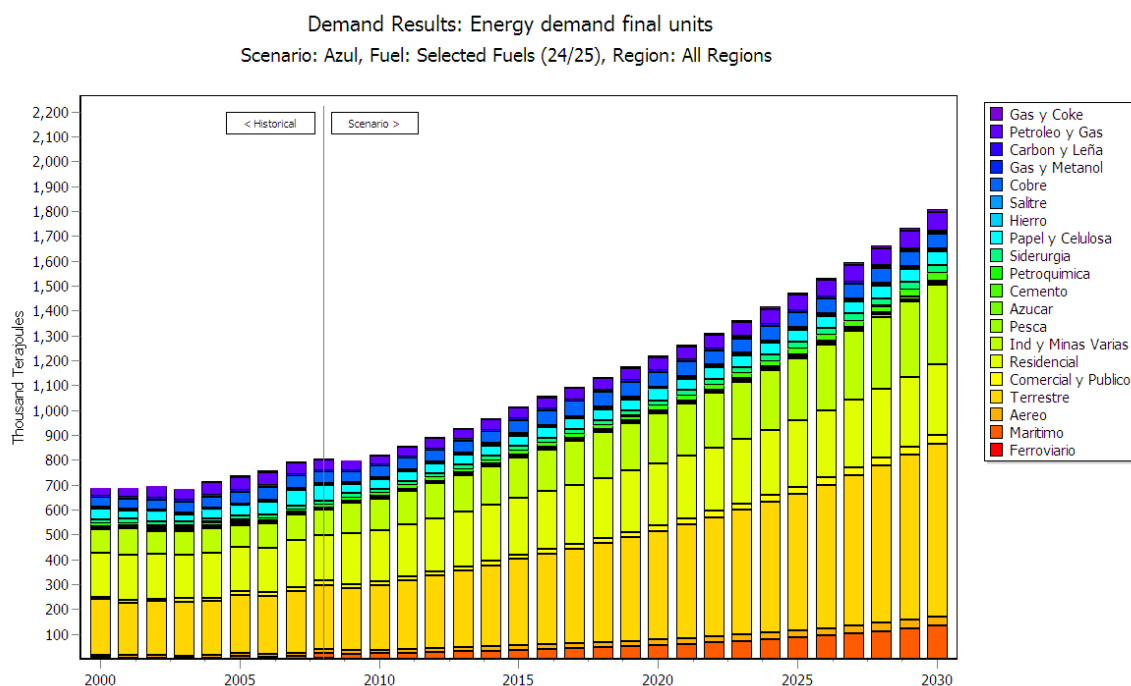
Del grafico anterior se desprende que las emisiones de GEI se pueden reducir en un 10% (53%) en el año 2030 si se toma el escenario azul (negro) como referencia, producto de la implementación de la ERNC por sobre la ley de fomento a estas tecnologías. Si se incorpora el efecto que tiene la EE en el sector Generación se logra una reducción de un 26% (61%) en el año 2030 si se toma el escenario azul (negro) como referencia.

Respecto a la medida CCS se observa que este es implementado a contar del año 2020, representado un 25 % (60%) de reducción de GEI para el escenario de referencia azul (negro) en el año 2030. Ambas medidas de mitigación se construyen como adicionales al escenario de referencia “Azul” por lo tanto se asume que existiría la disminución de demanda entre los dos escenarios de referencia, así como también la diferencia entre los parques generadores asociados a cada escenario de referencia.

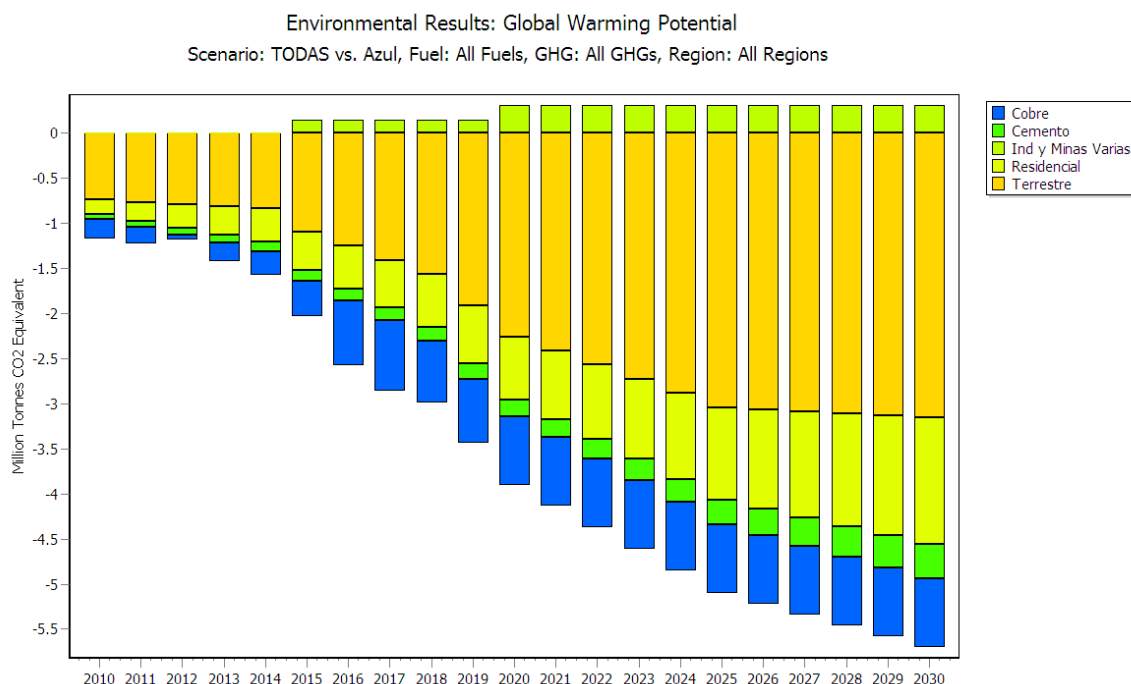
Con respecto a los otros sub-sectores representativos del sector energía que se asocian a la demanda de combustibles, a excepción de electricidad, se presenta a continuación un grafico que

representa la proyección de la demanda que es indistinta para los escenarios de referencia. Adicionalmente se presenta un grafico que muestra las reducción de emisiones que se tienen para cada subsector, la reducción asociada a las medidas de eficiencia energética se ve reflejada en el sector generación y no es presentada en este grafico.

Figura 39 : Proyección de la demanda de energía



Del grafico anterior se observa que el sector Transporte Terrestre tiene un crecimiento al año 2030 de un 168% respecto al año 2010, siendo el sector más importante de consumo energético cuando se quita la electricidad. Los otros sectores que mantienen su nivel de participación son el Residencial con un 13% del consumo total al año 2030 y el sector Industrias y minas Varias con un 15% de participación en el consumo para ese mismo año.

Figura 40 : Reducción de emisiones asociadas a las medidas sectoriales

Respecto a las medidas de mitigación se observa que el sector transporte terrestre corresponde a un 58% de las reducciones totales del sector para el año 2020 y un 55% el año 2030, lo que se refleja en un 60% de las reducciones totales durante todo el periodo de evaluación del estudio. El sector Residencial tiene para el total del periodo un 22% de las reducciones totales del sector.

Es importante mencionar la participación del subsector cobre, que corresponde a un 18% de las reducciones totales del periodo, a pesar de la baja participación que tiene en la demanda.

Por último, es importante recordar que las medidas que afectan la demanda de electricidad si bien afectan la demanda energética total de los subsectores su impacto en las emisiones se ve reflejado en el sector generación como fue presentado anteriormente.

13. ANALISIS DE RESULTADOS E INDICADORES

A partir de los costos (ahorros) incurridos en la implementación y aplicación de cada una de las medidas, así como de la reducción de emisiones de GEI que conlleva cada una de ellas, es posible analizar la costo-efectividad de las distintas medidas que apoye la definición a priorizar una medida sobre otra. A continuación se presenta el resultado de dicho análisis a través de una comparación entre el valor presente de los costos de implementación y el impacto en la reducción de emisiones de GEI de cada medida, así como también la curva de costos de abatimiento de GEI, donde se observa el potencial de abatimiento de una medida específica en comparación con el escenario de referencia azul y el costo promedio de reducir una tonelada de CO₂e al 2030 a través de la implementación de dicha medida específica.

Figura 41 : Curva Costo-Efectividad de las medidas (alta reducción GEI acumulada)

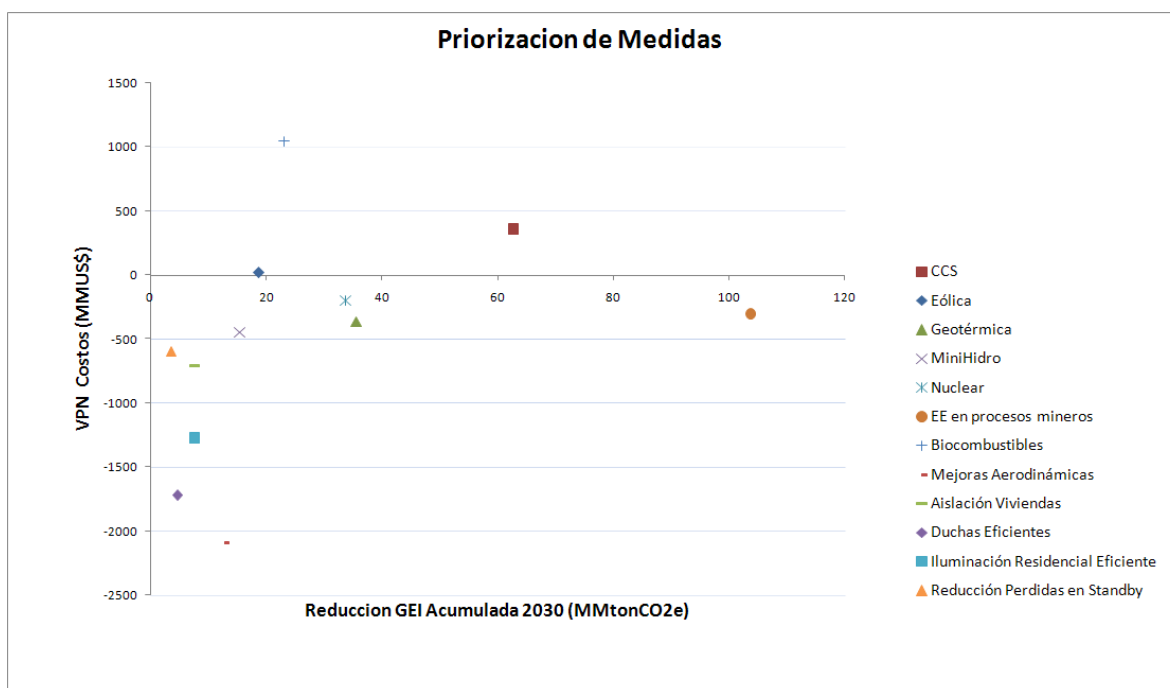


Figura 42 : Curva Costo-Efectividad de las medidas (baja reducción GEI acumulada)

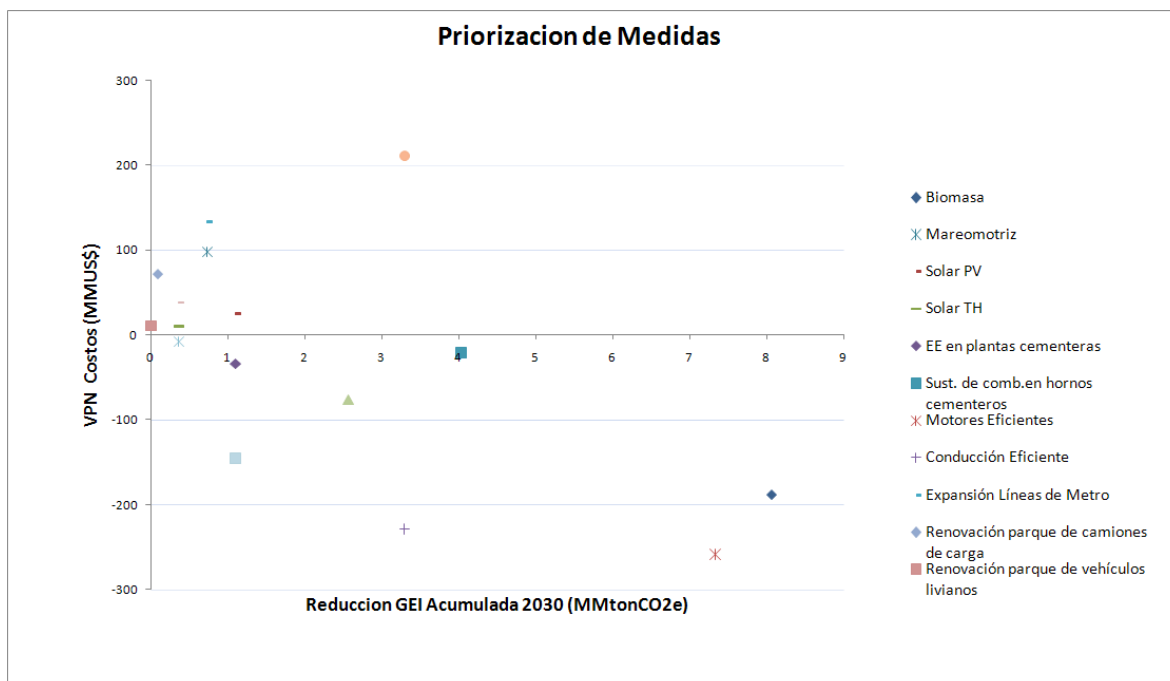


Figura 43 : Curva Costo-Efectividad de las medidas en conjunto

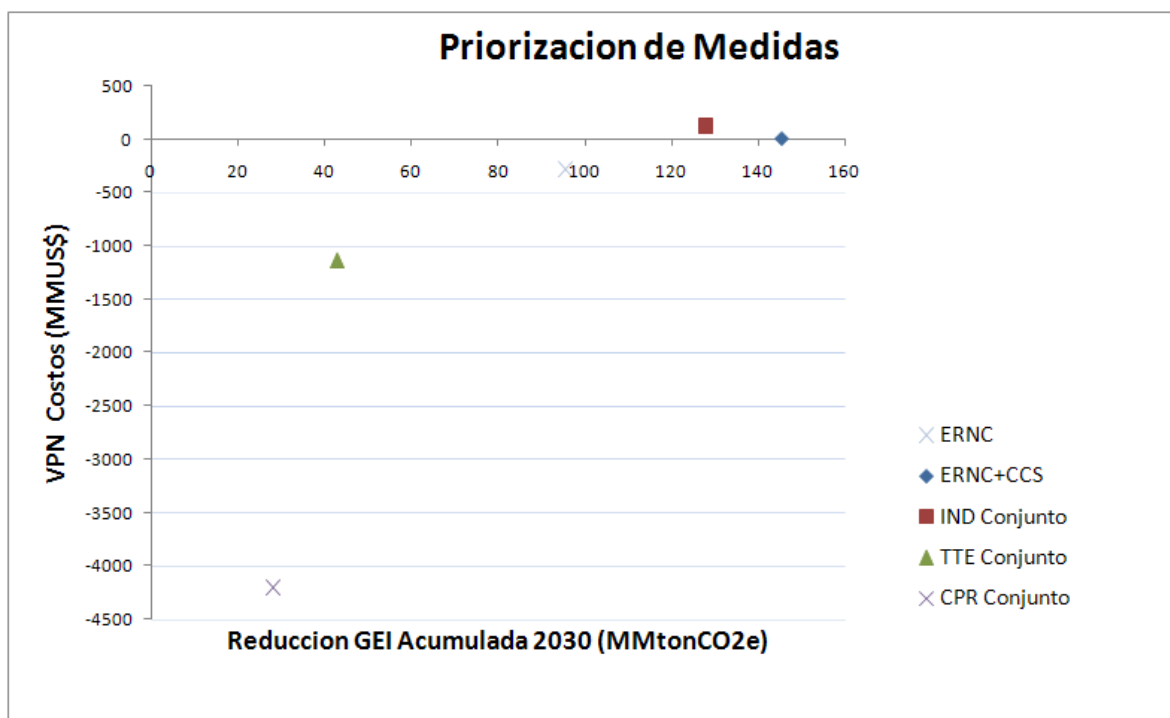
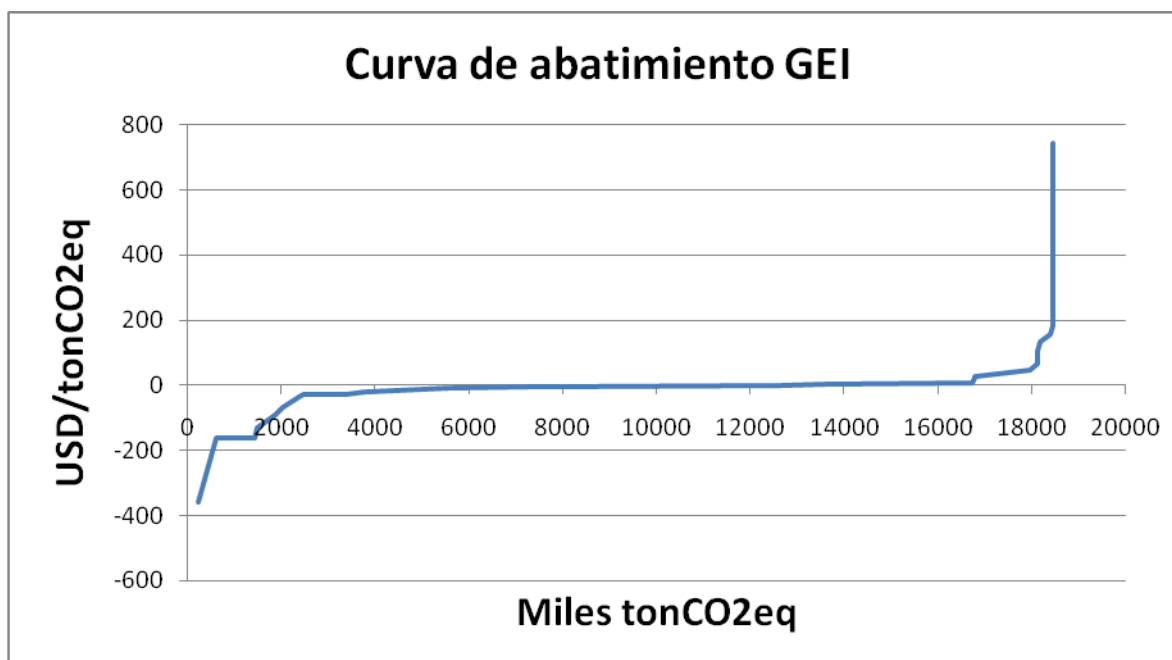


Figura 44 : Curva de abatimiento de GEI



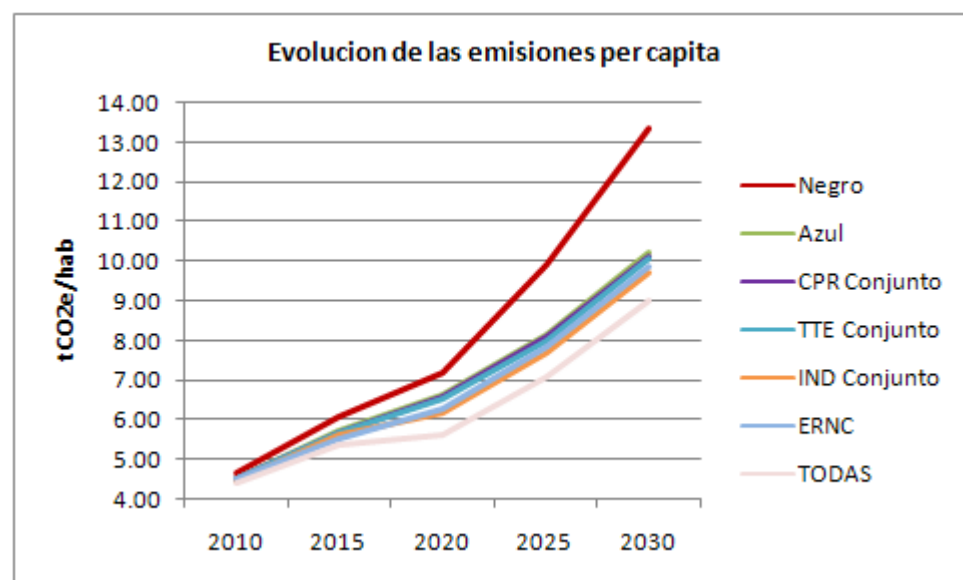
A partir de los datos de consumo energético y del nivel de emisiones es posible construir una serie de indicadores que permiten dar una mirada alternativa a la evolución del consumo energético y el nivel de emisiones proyectado, así como también un punto de comparación de los escenarios de referencia y los de mitigación. El análisis se presenta a través de cinco indicadores cuyas tablas y gráficos de la evolución entre 2010-2030 se presentan a continuación:

13.1 Emisiones per cápita

Tabla 45 : Evolución de las emisiones per cápita en cada escenario

Emisiones de CO ₂ e per cápita (tCO ₂ e/hab)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	4.68	6.08	7.23	9.95	13.37
Azul	4.54	5.75	6.63	8.18	10.23
CPR Conjunto	4.52	5.70	6.57	8.08	10.11
TTE Conjunto	4.49	5.68	6.51	8.02	10.07
IND Conjunto	4.47	5.62	6.19	7.72	9.73
ERNC	4.52	5.53	6.29	7.88	9.89
TODAS	4.40	5.36	5.62	7.12	9.03

Figura 46 : Evolución de las emisiones per cápita en cada escenario

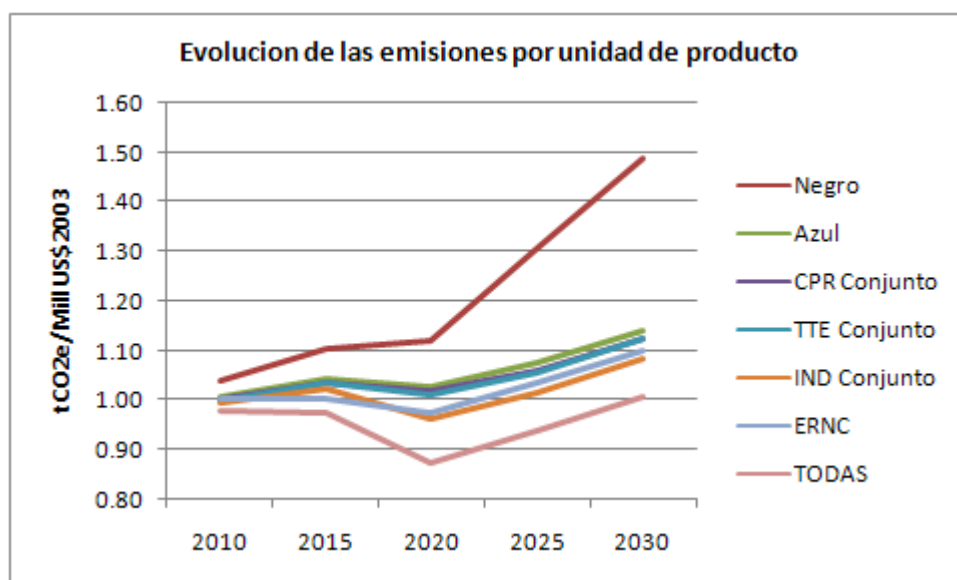


13.2 Emisiones respecto del PIB

Tabla 47 : Evolución de las emisiones por unidad de producto en cada escenario

Emisiones de CO ₂ e por unidad de producto (tCO ₂ e/Mill US\$2003)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	1.04	1.11	1.12	1.31	1.49
Azul	1.01	1.04	1.03	1.08	1.14
CPR Conjunto	1.00	1.04	1.02	1.06	1.13
TTE Conjunto	1.00	1.03	1.01	1.05	1.12
IND Conjunto	0.99	1.02	0.96	1.02	1.08
ERNC	1.00	1.01	0.98	1.04	1.10
TODAS	0.98	0.97	0.87	0.94	1.01

Figura 48 : Evolución de las emisiones por unidad de producto en cada escenario

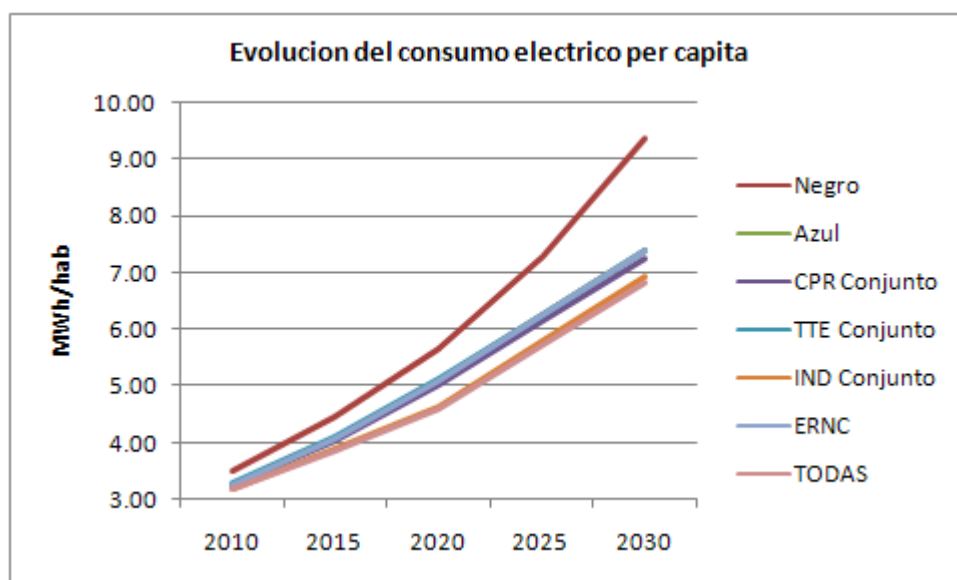


13.3 Consumo de electricidad per cápita

Tabla 49 : Evolución del consumo de electricidad per cápita en cada escenario

Consumo de electricidad per capita (MWh/hab)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	3.48	4.42	5.66	7.28	9.37
Azul	3.27	4.09	5.10	6.26	7.38
CPR Conjunto	3.27	4.05	5.04	6.17	7.26
TTE Conjunto	3.27	4.09	5.10	6.26	7.38
IND Conjunto	3.18	3.88	4.65	5.81	6.93
ERNC	3.27	4.09	5.10	6.26	7.38
TODAS	3.18	3.85	4.58	5.72	6.82

Figura 50 : Curva Evolución del consumo de electricidad per cápita en cada escenario

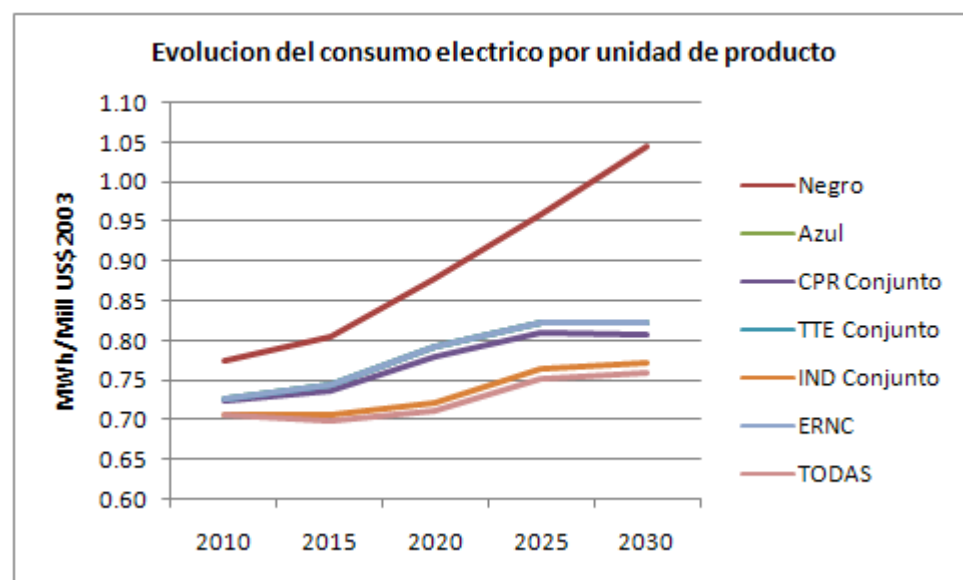


13.4 Consumo de electricidad respecto del PIB (Intensidad energética)

Tabla 51 : Evolución del consumo de electricidad por unidad de producto en cada escenario

Consumo de electricidad por unidad de producto (MWh/Mill US\$2003)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	0.77	0.80	0.88	0.96	1.04
Azul	0.73	0.74	0.79	0.82	0.82
CPR Conjunto	0.73	0.74	0.78	0.81	0.81
TTE Conjunto	0.73	0.74	0.79	0.82	0.82
IND Conjunto	0.71	0.71	0.72	0.76	0.77
ERNC	0.73	0.74	0.79	0.82	0.82
TODAS	0.71	0.70	0.71	0.75	0.76

Figura 52 : Evolución del consumo de electricidad por unidad de producto en cada escenario



13.5 Emisiones por energía generada (Factor de emisión de la red eléctrica)

Tabla 53 : Evolución del factor de emisión SING en cada escenario

Emisiones de CO ₂ e por unidad generada SING (tCO ₂ e/MWh)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	1.01	1.05	0.99	1.03	1.06
Azul	1.02	1.00	1.02	0.98	0.99
CPR Conjunto	1.02	1.01	1.02	0.98	0.99
TTE Conjunto	1.02	1.00	1.02	0.98	0.99
IND Conjunto	1.05	1.06	1.03	0.93	0.93
ERNC	1.02	0.97	0.93	0.97	0.97
TODAS	1.04	0.98	0.91	0.92	0.91

Figura 54 : Evolución del factor de emisión SING en cada escenario

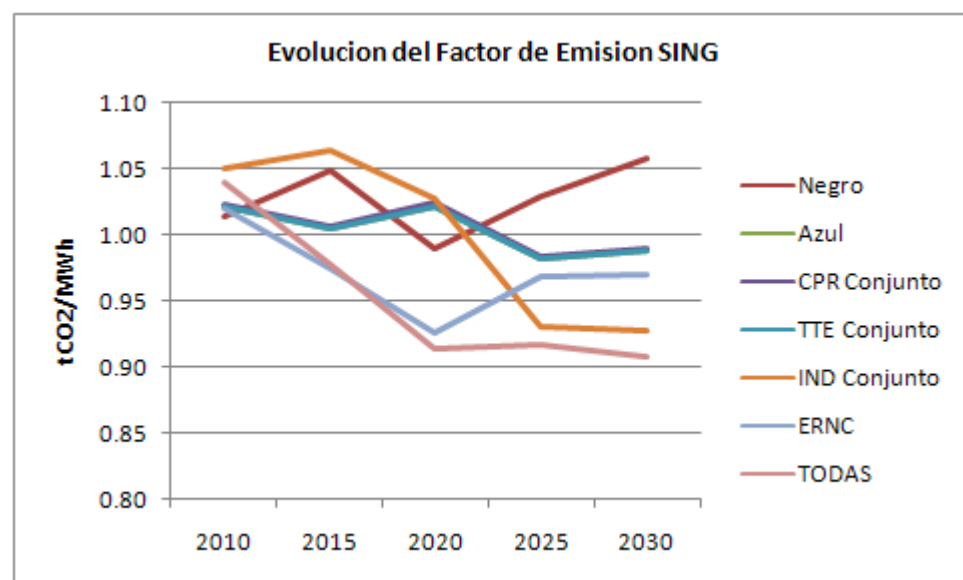
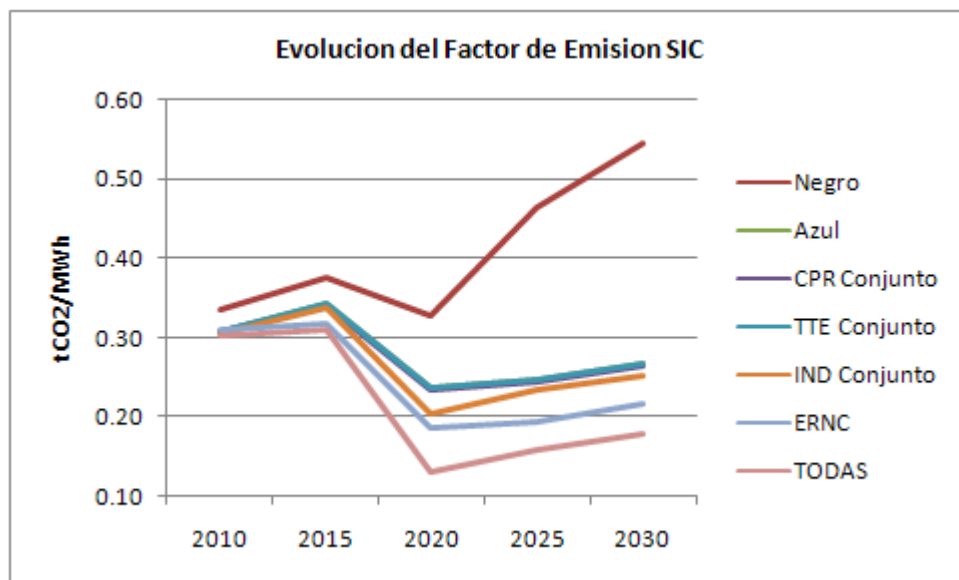


Tabla 55 : Evolución del factor de emisión SIC en cada escenario

Emisiones de CO ₂ e por unidad generada SIC (tCO ₂ e/MWh)					
Escenario	2010	2015	2020	2025	2030
Negro	0.34	0.38	0.33	0.46	0.54
Azul	0.31	0.34	0.24	0.25	0.27
CPR Conjunto	0.31	0.34	0.23	0.24	0.26
TTE Conjunto	0.31	0.34	0.24	0.25	0.27
IND Conjunto	0.30	0.34	0.20	0.23	0.25
ERNC	0.31	0.32	0.19	0.19	0.22
TODAS	0.30	0.31	0.13	0.16	0.18

Figura 56 : Evolución del factor de emisión SIC en cada escenario



14. BORRADOR DE PROPUESTA DE ESTRATEGIA

14.1 Aclaración

El presente documento no pretende en ningún sentido definir parte de la política pública del país ni establecer los pasos que se deben seguir, en temas referentes al cambio climático. Ese rol es responsabilidad exclusiva de las instituciones del Estado, por lo que el presente borrador de estrategia se presenta como una opinión del equipo consultor basada en la experiencia de cada uno de los integrantes y de los resultados obtenidos del análisis y la realización del actual estudio. Existen además, otros elementos y variables por considerar en materia de políticas referentes al cambio climático y que quedan fuera del alcance de este estudio.

Es por lo anterior que este documento, debe tomarse solamente como un borrador de propuesta de estrategia para ser utilizado por las instituciones del Estado, como orientación o según estimen conveniente.

14.2 Antecedentes

Una de las líneas prioritarias en temas de cambio climático es la mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y en el marco de este estudio se aborda una caracterización de tecnologías y medidas específicas de mitigación en relación al nivel de reducción y los costos asociados a su implementación en distintos sectores económicos de Chile. El análisis de los sectores de la energía se basa en los supuestos macroeconómicos relativos a la población y la economía del país, así como en el inventario nacional de GEI y el balance nacional de energía, dando forma a la futura demanda energética nacional, por ende el análisis desarrollado en este estudio ayuda a jerarquizar las opciones tanto del lado de la demanda como del suministro de energía, y permite una estimación de la costo-efectividad de su implementación.

Pero la implementación de acciones de mitigación de GEI para Chile presenta múltiples desafíos, y una parte importante de estos tiene relación con las barreras que es necesario derribar y el tipo de intervención necesaria para lograr la correcta implementación de las distintas opciones evaluadas. Este trabajo entrega información útil en este sentido, al aportar información nueva acerca de los potenciales y los costos de reducción de emisiones provenientes de diferentes sectores de la economía del país.

En esta sección se entregan los lineamientos para la futura implementación de las medidas potencialmente más efectivas que pretenden limitar el crecimiento de las emisiones de GEI en Chile, incluyendo según juicio experto (ver composición y rol del panel de expertos en capítulo 2), una identificación de las barreras asociadas a la implementación de medidas a nivel individual o sectorial, así como también un planteamiento de las políticas públicas o instrumentos necesarios de desarrollar para superar o eliminar dichas barreras.

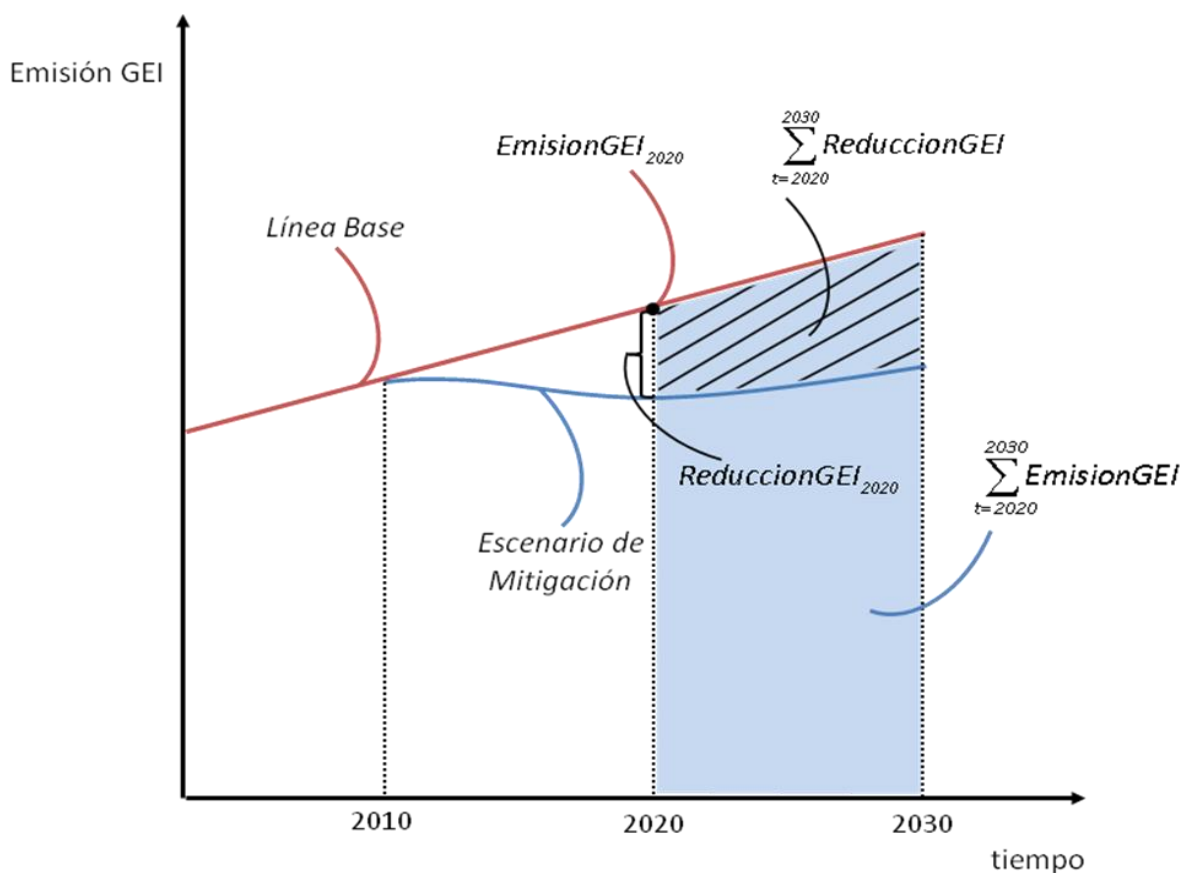
Esta propuesta está basada en las medidas evaluadas previamente en el marco de este estudio.

14.3 Métricas consideradas

Antes de explicar la metodología, es de suma importancia definir las métricas de comparación que permitirán realizar un análisis adecuado de las medidas evaluadas, de manera de definir la estrategia que permitirá cumplir con las limitaciones al crecimiento de las emisiones de GEI propuestas para Chile.

En la Figura es posible apreciar de manera esquemática la limitación al crecimiento de las emisiones de GEI en un escenario de mitigación versus la línea base.

Figura 57 : Esquema de Reducción de GEI



Fuente: Elaboración propia

De la figura anterior es posible destacar los siguientes parámetros:

- **$ReduccionGEI_{2020}$** : Reducción de emisiones el año 2020.
- **$\sum_{t=2020}^{2030} ReduccionGEI$** : Reducción de emisiones en el período 2020-2030

Por otro lado, para cada medida existe un flujo de costos dedese que se implementa la medida hasta el horizonte de evaluación (en este caso, el año 2030). En base a esta información y las reducciones de GEI estimadas para cada medida es posible calcular indicadores que ayudarán en la priorización de las medidas de manera de delinear una estrategia para el país.

Se busca minimizar el valor presente del costo total ($VP(CostoTotal)$) de mitigación cumpliendo con la reducción de emisiones deseada. Esta reducción deseada puede estar especificada para un solo año (por ejemplo, para el 2020, como en el caso Chileno), o para un periodo de tiempo (por ejemplo, para el periodo 2020 a 2030).

En base a esto, el problema se podría conceptualizar según el siguiente problema de optimización:

$Min VP(CostoTotal)$

$$\sum_{t=2020}^{2030} ReduccionGEI \geq x\% \cdot \sum_{t=2020}^{2030} EmisionGEI$$

S. a.

$$ReduccionGEI_{2020} \geq x\% \cdot EmisionGEI_{2020}$$

Donde¹⁶:

- $\sum_{t=2020}^{2030} ReduccionGEI$: Es la reducción de GEI acumulada para el período 2020-2030.
- $x\%$: Es el compromiso de reducción con respecto a las emisiones de línea base.
- $\sum_{t=2020}^{2030} EmisionGEI$: Es el acumulado de emisiones de GEI para el período 2020-2030.
- $ReduccionGEI_{2020}$: Es la reducción de GEI el año 2020.
- $EmisionGEI_{2020}$: Es la emisión de GEI base en el año 2020.

Bajo este contexto, es necesario estimar un costo medio considerando la información que sea relevante para cada análisis en particular. En el caso de los costos totales se consideran todos los flujos para el período 2010-2030 ya que para la implementación de una medida es necesario asumir los costos en todo el período de evaluación. Por otro lado, para el caso de la reducción de emisiones de GEI, nos interesa considerar las reducciones efectuadas desde el año 2020 hasta el 2030.

De acuerdo a esto, el costo medio vendría dado por:

¹⁶ Es posible observar las variables de manera gráfica en la Figura 57.

- Si lo que interesa es solamente la reducción de emisiones promedio en el período 2020-2030:

$$CMe \left[\frac{USD}{tCO_2e} \right] = \frac{VP(CostoTotal)_{20-2030} \left[\frac{USD}{año} \right]}{\sum_{t=2020}^{2030} ReduccionGEI \left[\frac{tCO_2e}{año} \right]}$$

- Si lo que interesa es la reducción de emisiones el año 2020:

$$CMe \left[\frac{USD}{tCO_2e} \right] = \frac{VP(CostoTotal)_{2020-2030} \left[\frac{USD}{año} \right]}{ReduccionGEI_{2020} \left[\frac{tCO_2e}{año} \right]}$$

Donde:

- $VP(CostoTotal)_{2010-2030} \left[\frac{USD}{año} \right]$: es el valor presente de los costos en el período 2010-2030 descontados a una tasa social de 6%¹⁷.
- $\sum_{t=2020}^{2030} ReduccionGEI \left[\frac{tCO_2e}{año} \right]$: es la suma de las reducciones de GEI para el período 2020-2030.

Supondremos que si se cumple la reducción promedio, se cumple también para el 2020.

14.4 Metodología para desarrollar la propuesta de estrategia

Dado que es necesario categorizar las medidas de mitigación con el fin de cuantificar las medidas potencialmente más convenientes, se propone la siguiente metodología:

1. Ordenar las medidas según **Costo Medio de Reducción** (USD/tCO₂e) en forma creciente
2. Agrupar según costo medio en los siguientes grupos:
 - a. **Grupo 1:** Costo negativo (menor a 0): medidas que son convenientes de cualquier modo.
 - b. **Grupo 2:** Costo positivo pero bajo (menor a 20 USD/tCO₂e¹⁸): medidas que se deben estudiar en profundidad por que pueden tener otros beneficios que compensen o las hagan atractivas a pesar de su costo positivo.
 - c. **Grupo 3:** Costos positivos altos (mayores a 20 USD/tCO₂e]): medidas que por el momento no se deberían considerar.

¹⁷ De acuerdo a lo recomendado por MIDEPLAN en el documento "VII. Precios Sociales para la Evaluación Social".

¹⁸ El segundo semestre del 2009 el valor de la tonelada de carbono era aproximadamente EUR 13 (USD 20) según: Committee on Climate Change (2009). Meeting Carbon Budgets – the need for a step change.

3. La estrategia es diferente para cada una de estos grupos:
 - a. **Grupo 1:** Intentar implementarlas de todos modos.
 - b. **Grupo 2:** Requiere mayor análisis; su implementación dependerá de si la medida tiene sinergias con otros objetivos sociales como la descontaminación atmosférica, eficiencia energética, seguridad energética, equidad social, etc.
 - c. **Grupo 3:** Dejar en suspenso por el momento, ya que las otras medidas parecen más atractivas.
4. A partir del juicio y recomendaciones del panel de expertos (ver capítulo 2), según los conocimientos específicos y sectoriales de cada uno, se identifican las barreras existentes, de manera de definir el tipo de intervención necesario. Estas barreras se pueden clasificar según las siguientes categorías:
 - a. **Barreras Técnicas:** desarrollo tecnológico global y capacidades locales.
 - b. **Barreras de Mercado:** información, tamaño de mercado, etc.
 - c. **Barreras de Regulación:** leyes y marco regulatorio (tanto falta como exceso).
 - d. **Barreras Institucionales:** conflictos de competencia, múltiple dependencia institucional.
 - e. **Barreras Económicas y/o Financieras:** acceso al crédito, riesgo financiero, etc.
 - f. **Barreras Culturales:** educación, comportamiento y hábitos, opinión popular.
5. Categorizar las medidas de acuerdo a la intervención requerida para su implementación según los siguientes grupos:
 - a. **Requiere Intervención Estatal:** Es necesaria la intervención estatal para derribar barreras de implementación y lograr niveles de penetración adecuados.
 - b. **Se implementaran con algún rezago:** Es factible que la medida se implemente sin intervención del estado ya que depende esencialmente de una decisión de agentes privados. No debieran existir muchas de estas, ya que si no hay que esperar por cambios tecnológicos, y no se necesita intervención del estado, estas medidas debieran ser implementadas en el corto o mediano plazo, aunque puede existir un rezago en su implementación.
 - c. **Requiere esperar para el desarrollo de la tecnología:** La factibilidad de la implementación de la medida depende fuertemente del contexto y/o el desarrollo tecnológico internacional. No es mucho lo que el estado o el sector privado puede hacer en este caso, aunque se identifican y mencionan ciertas instancias

El esfuerzo de intervención del estado se debe centrar en el primer grupo. Los roles, tipos y grado de intervención del Estado, están altamente correlacionados con la dimensión de las barreras identificadas para cada medida. Por ejemplo, en el caso de que sea indispensable la intervención

del Estado para reducir las barreras identificadas, este deberá por ejemplo desarrollar el marco legal pertinente, fomentar los incentivos, aplicar subsidios económicos o resolver conflictos institucionales y sociales que faciliten la aplicación de las medidas. En el caso de que la implementación de una medida pase por la decisión de privados, el Estado podrá asumir un rol de promotor, y desarrollar acciones tendientes a facilitar la formación de asociaciones público-privadas, mesas de diálogo, seminarios u otras instancias que permitan informar e incentivar la aplicación de la medida.; y en el tercer caso, en que la factibilidad de implementar la medida de mitigación este fuera del alcance tecnológico actual, el estado podrá realizar acciones tendientes a incentivar el desarrollo de capacidades, potenciar la investigación de nuevas tecnologías y acelerar procesos de maduración tecnológica a través de pilotos.

14.5 Aplicación de la metodología

Las medidas seleccionadas, el potencial de reducción acumulado (MtCO₂e) para el período 2020-2030, el valor presente de los costos totales para el período 2010-2030 (MUSD) y su costo medio (USD/tCO₂e), se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 56: Resumen de Medidas Evaluadas¹⁹

Grupo Estrategia	Medida	Reducción Acumulada 2020-2030 (MtCO ₂ e)	VP Costo 2010-2030 (MUSD)	Costo Medio (USD/tCO ₂ e)
Grupo 1	Duchas Eficientes	3.1	-1,933	-617
	Mejoras Aerodinámicas en Camiones	6.8	-2,347	-345
	Iluminación Residencial Eficiente	5.6	-1,429	-256
	Reducción Pérdidas Standby	3.1	-667	-213
	Refrigeración Residencial Eficiente	0.8	-163	-195
	Aislación Viviendas	6.0	-797	-134
	Conducción eficiente	2.0	-257	-127
	Eficiencia energética en plantas cementeras	0.6	-34	-62
	Motores Eficientes	5.3	-288	-54
	Vehículos Híbridos	1.7	-86	-51
	Geotérmica	17.9	-577	-32
	Calderas de Condensación	0.3	-8	-30
	MiniHidro	11.2	-300	-27
	Biomasa	6.3	-95	-15
	Sustitución de combustible fósil por biomasa en hornos cementeros	3.1	-21	-7
	Eficiencia energética en procesos mineros	82.6	-302	-4
	Nuclear	33.6	-100	-3
Grupo 2	Eólica	14.8	36	2
	CCS	62.5	418	7
Grupo 3	Solar PV	0.9	27	28
	Solar TH	0.4	13	34
	Biocombustibles	20.5	1,172	57
	Colectores Solares	2.6	237	93
	Mareomotriz	0.8	112	135
	Electrodomésticos Eficientes	0.3	43	170
	Cogeneración	3.8	833	218
	Expansión Líneas de Metro	0.4	150	375
	Renovación parque de camiones de carga	0.0	81	2,153
	Renovación parque de vehículos livianos	0.0	12	18,358

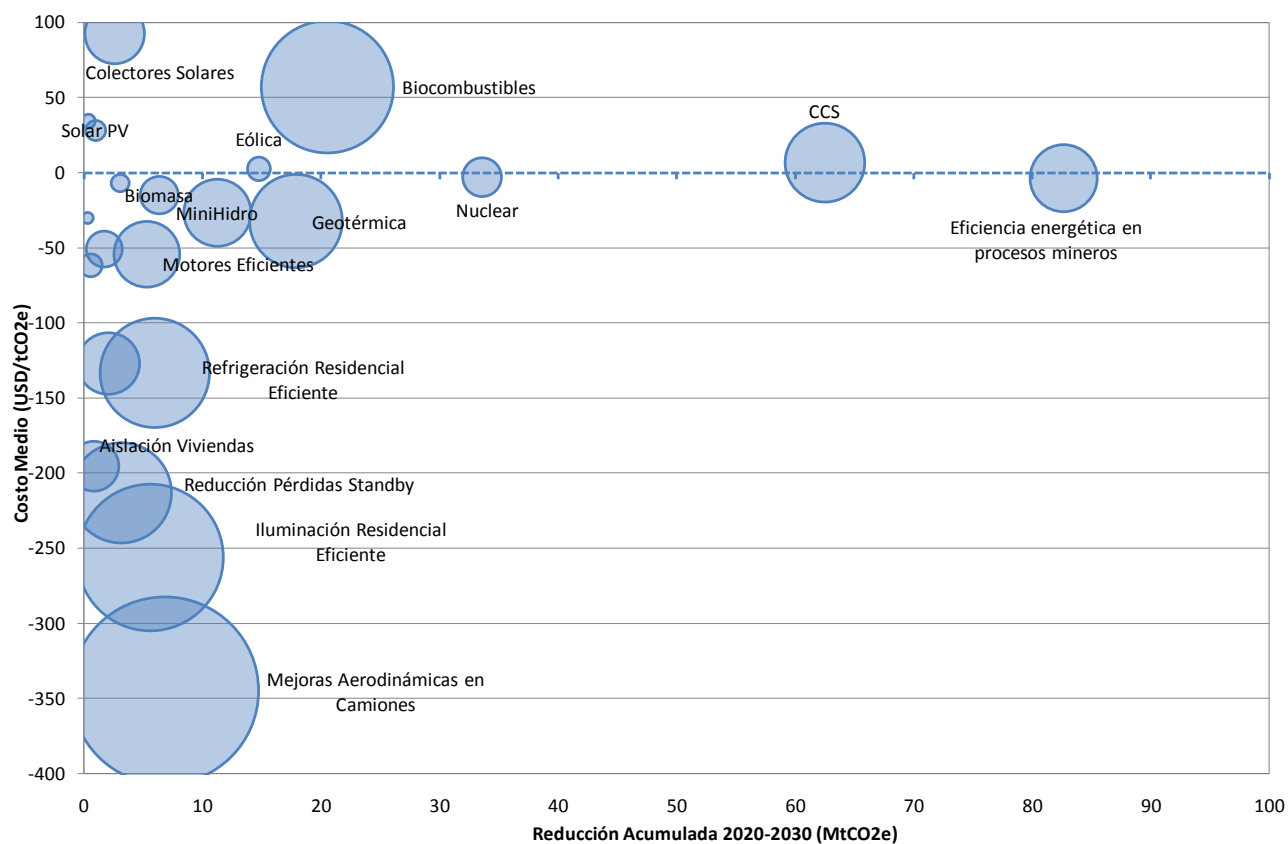
Fuente: Elaboración propia

Cada una de las opciones de mitigación presentadas en este trabajo está caracterizada por su costo unitario de implementación y su potencial de reducción de emisiones. Con respecto a esta última característica, se consideró un nivel de penetración medio para el análisis de las distintas medidas.

¹⁹ La evaluación fue realizada considerando solamente los costos directos de las medidas de mitigación (inversión, operación y mantención, combustible, etc.). Los costos asociados a programas que tienden a reducir las posibles barreras no se consideraron. Los que debiesen ser considerados como cotas inferiores de los costos totales.

La figura a continuación muestra los resultados obtenidos en el presente estudio de manera gráfica. Aquí es posible observar que hay medidas que si bien tienen un costo medio positivo, es recomendable no descartarlas por el gran potencial de reducción que tienen. Es el caso de la introducción de mayor capacidad eólica y la introducción de centrales con CCS. Esta última, tiene un muy alto potencial de reducción, pero su real implementación tendrá más relación con lo que suceda a nivel internacional en términos de desarrollo tecnológico que con lo que pueda hacer el país para facilitar su incorporación.

Figura 58 : Resumen de Medidas Evaluadas



Fuente: Elaboración propia

NOTA: El tamaño de la burbuja es proporcional al valor absoluto del costo total

14.6 Barreras e intervenciones requeridas

El lograr un cierto nivel de penetración y por lo tanto de reducción de emisiones depende de varias condiciones. Por una parte, la reducción lograda por algunas medidas de mitigación depende de la reacción de los usuarios finales. Por ejemplo, la reducción de la demanda por servicios energéticos de manera indirecta (ej. menor consumo eléctrico por iluminación o calefacción) o el cambio de demanda a servicios menos intensivos en energía (ej. cambio modal de transporte privado a público). Esta reacción estará determinada por la efectividad de los programas que se diseñen y de

los incentivos que se ofrezcan para lograr este propósito. La efectividad final en lograr el cambio en las conductas de los consumidores determinará el grado de penetración de estas opciones.

Por otra parte existen opciones que dependen de la reacción que tengan quienes ofrecen los servicios energéticos (ej. un generador eléctrico) o servicios que requieren de energía (ej. sistema de transporte urbano). En estos casos existe una fuerte dependencia con las condiciones de desarrollo tecnológico externo y con la regulación local existente, que inciden en la disponibilidad de alternativas para reducir la emisión de GEI por unidad de producto (por ejemplo, energía o transporte). Pero complementándose a estas condiciones externas pueden existir también diferentes caminos que ayuden a aumentar el grado de efectividad de las opciones ya sea a través de regulaciones directas, incentivos o mejoras en el acceso de información.

El rol y grado de intervención del Estado según las barreras que se identifican ante la implementación de las medidas, puede ser a nivel individual o sectorial.

Las acciones posibles del estado son:

- **Regular directamente:** normar
- **Incentivar:** a través de subsidios directos, impuestos a los males, etc.
- **Informar:** difusión de información técnica y económica, crear capacidades, desarrollar capital humano.
- **Educar a la población:** para derribar las barreras culturales y sociales
- **Impulsar directamente algunas medidas:** Desarrollar experiencias pilotos, Implementar medidas de reducción, asociarse con agentes privados o públicos.

La definición y diseño de los programas de mitigación en los que se comprometa el país incidirán en último término en el nivel de reducción de emisiones que se logre, y en el costo asociado a estas reducciones. Con la información y análisis producidos en este estudio se espera ayudar en este esfuerzo, lo que era uno de los objetivos principales de este proyecto.

Se espera que con la entrega de esta información y herramienta asociada se apoye al dialogo entre las autoridades y los sectores involucrados que permita el diseño de una política de mitigación sustentable a largo plazo en el país para poder asumir la responsabilidad y compromiso que nos compete.

A continuación, en la siguiente tabla se presenta un resumen de las medidas seleccionadas (Grupo 1 y 2) para el análisis estratégico. En ella, se muestran las barreras identificadas por el panel de expertos, además de intervenciones propuestas a nivel de medida.

Tabla 57: Resumen de medidas seleccionadas para análisis

Grupo Estrategia	Medida	Barreras	Tipo de Intervención Requerida	Objetivo de la Intervención	Intervención Requerida
Grupo 1	Duchas Eficientes	Información	Estatal	Reducir brechas entre tecnologías disponibles en el mercado y el conocimiento que tienen los consumidores de estas	Programa de etiquetado y comunicación; normas para edificaciones nuevas, especialmente institucionales. Subsidio para reacondicionamiento de viviendas existentes.
	Mejoras Aerodinámicas en Camiones	Información	Estatal	Evitar la compra de camiones con altos coeficientes de carga. Impulsar la mejora de los camiones nuevos.	Normas para vehículos nuevos. Subsidio para retrofit de vehículos existentes.
	Iluminación Residencial Eficiente	Información	Estatal	Impulsar el consumo de sistemas de iluminación más eficientes	Norma de eficiencia para ampolletas, eventualmente prohibición de ampolletas incandescentes.
	Reducción Pérdidas Stand-by	Información	Estatal	Concientizar a la población con respecto al consumo de los artefactos eléctricos en standby.	Etiquetado y Educación
	Refrigeración Residencial Eficiente	Información	Estatal	Impulsar que la población que todavía no utiliza equipos de refrigeración eficiente, lo hagan.	Etiquetado más estricto. Norma.
	Aislación Viviendas	Financiera; Información	Estatal	Impulsar la construcción de viviendas con altos estándares en aislación térmica, permitir que las viviendas existentes puedan también optar a esto.	Profundización de normas y certificación. Subsidio para reacondicionamiento viviendas existentes.
	Conducción eficiente	Información/Educación	Estatal	Concientizar a la población con respecto a la relación entre el consumo de combustible (emisiones de GEI) y las técnicas de conducción.	Incorporar técnicas de conducción eficiente como exigencia para entregar licencia de conducir.
	Eficiencia energética en plantas cementeras	Económicas	Estatal	Derribar las barreras económicas.	Una intervención transversal como el impuesto al carbono, lograría disminuir el costo económico relativo.
	Motores Eficientes	Mercado, Información	Estatal	Generar condiciones de mercado que permitan la existencia de una oferta amplia de motores eficientes.	Normas de eficiencia. Subsidio para motores parque existente.
	Vehículos Híbridos	Económicas, Información	Estatal	Reducir el costo económico en la adquisición de un vehículo más limpio.	Subsidio. Eliminación o reducción impuesto al lujo para estas tecnologías.
	Geotérmica	Riesgo Financiero	Estatal	Reducir riesgos de exploración.	Estímulos del estado. Piloto público-privado.
	Calderas de Condensación	Información	Estatal	Disminuir las barreras, mientras la tecnología se hace más competitiva a nivel internacional.	Subsidio y comunicación.
	Mini Hidro		Ninguna		
	Biomasa		Ninguna		
	Sustitución de combustible fósil por biomasa en hornos cementeros	Económicas	Estatal	Derribar las barreras económicas.	Una intervención transversal como el impuesto al carbono, lograría disminuir el costo económico relativo.
	Eficiencia energética en procesos mineros	Baja importancia relativa del costo de la energía.	Estatal	Internalización del costo de la emisión de GEI.	Una intervención transversal como el impuesto al carbono, impulsaría a la inversión en energías más limpias para aumentar la rentabilidad de proyectos
	Nuclear	Técnicas, Regulación, Institucionales, Culturales	Estatal	Generar las condiciones para una posible decisión política de introducir generación eléctrica nuclear.	Desarrollo de capacidades, institucionalidad, comunicar beneficios y riesgos de tecnología nuclear.
Grupo 2	Eólica		Ninguna		
	CCS	Técnicas (desarrollo tecnológico)	Desarrollo Tecnológico		

Fuente: Elaboración propia en base a Observaciones del Panel de Expertos

De la misma manera se identifican barreras de implementación sectoriales:

- **Sector de Generación Eléctrica:** Para este sector se detectan barreras relacionadas a todas las categorías mencionadas anteriormente. En el caso de las ERNC (minihidro, biomasa y geotermia) existen barreras financieras, mientras que para el caso de la energía nuclear existen barreras Técnicas, de Mercado, de Regulación, Económicas, Institucionales y Culturales.

14.7 Estrategia

A continuación se presentan líneas de acción a nivel sectorial, a nivel de medida y a nivel general que apuntan a lograr los objetivos planteados por el país.

Estrategias a nivel sectorial

Las acciones a nivel de medidas individuales se agrupan en estrategias sectoriales, que permiten el aprovechamiento de las sinergias entre medidas e intervenciones. Este es el caso de las medidas de eficiencia energética, que actualmente integran un gran programa (Programa País de Eficiencia Energética), o el caso de las tecnologías de generación eléctrica en base a recursos renovables no convencionales que se ven impactadas transversalmente (Ley 20.257 de Fomento a ERNC).

A continuación se describen las líneas de acción identificadas a partir del análisis de las medidas e intervenciones individuales.

Línea de Acción 1: Incentivos a la instalación de tecnología renovable madura

El cambio en las tecnologías del nuevo parque generador de electricidad aparece como una de las opciones más efectivas en la reducción de emisiones de GEI, en el corto y mediano plazo. Hoy en día existen diversas tecnologías disponibles y listas para su utilización en el país, sin embargo el porcentaje de participación de estas tecnologías y de las energías renovables no convencionales en la matriz energética es aún muy bajo. Se han identificado tres medidas que integran el grupo 1 de medidas con costo medio negativo (Mini-hidro, Geotérmica y Biomasa), además de dos medidas que integran el grupo 2, con costo medio positivo pero bajo (Eólica y CCS). Al año 2020, la línea base contiene un 11.2% (7.8%) de la generación en base a ERNC para el SIC (SING), y se estima que con la incorporación del potencial evaluado para las medidas del grupo 1, esta participación podría llegar a 14.6% (14.9%) en términos de generación, mientras que además con la incorporación de las medidas del grupo 2 se podría llegar a 16.2% (16%). El Estado debe cautelar que no existan barreras de entrada para las ERNC, más allá de las que las propias tecnologías y sus características técnicas y económicas condicionan. Para desarrollar estas tecnologías y consolidarlas como una alternativa económicamente

factible es importante el diseño de políticas públicas que se orienten a los siguientes objetivos:

- Disminuir barreras a la conexión a la red de centrales de tamaño reducido, por no poder asegurar una potencia mínima.
- Crear estímulos financieros transitorios para facilitar el ingreso de ciertas tecnologías (como los estímulos desarrollados actualmente por CORFO).
- Desarrollar políticas que apunten a la consideración de externalidades en la toma de decisiones del sector eléctrico, lo que mejoraría la posición competitiva de las ERNC y de tecnologías limpias.

Línea de Acción 2: Apoyo a la eficiencia energética en el sector Comercial, Público y Residencial (CPR)

En el caso de los artefactos eficientes (lo que incorpora las medidas de Duchas Eficientes, Iluminación Residencial Eficiente, Reducción de las Pérdidas por Stand-by, y la Refrigeración Residencial Eficiente), se requiere que el Estado realice un etiquetado adecuado del nivel de consumo de cada artefacto. Esto ya se está realizando con los refrigeradores residenciales, pero debe continuar con los demás artefactos. Se requiere realizar esta intervención del Estado cuanto antes, porque establece la base para poder crear una cultura de eficiencia energética.

Por otra parte, siguiendo con el caso de los artefactos, el Estado debe además intervenir a través de la creación progresiva de un mercado de eficiencia energética. Es muy importante entender que este tipo de mercado no se puede crear por decreto o por ley, sino que se debe crear dando a los agentes de mercado los incentivos adecuados. Para dar los incentivos adecuados, es necesario involucrar a los actores principales del mercado. Esto hace que consumidores residenciales y distribuidoras de electricidad tengan los incentivos correctos. Para ello, resulta de suma importancia el considerar una modificación en los incentivos a vender electricidad que poseen las distribuidoras eléctricas hoy en día. Parece lógico pensar que las empresas distribuidoras de electricidad, quienes poseen información detallada sobre los patrones de consumo de energía de sus clientes, son excelentes candidatos para administrar los programas de EE. Sin embargo, expertos en la industria de la distribución de electricidad han reconocido ampliamente que bajo la regulación actual (tradicional), las empresas distribuidoras no tienen incentivos económicos para llevar adelante programas que ayuden a sus consumidores a ser más eficientes en el uso de la energía. De hecho, dichas empresas tienen más bien un desincentivo debido a que una reducción en las ventas de energía reduciría también sus ingresos y beneficios.

Estudiar los impactos que tendría implementar un sistema de desacoplamiento entre las ventas y los ingresos de las distribuidoras o los que tendría implementar un sistema de certificados de eficiencia energética, es urgente para evaluar que sistema ayudara mejor a Chile a sentar las bases de un mercado de eficiencia energética que sea eficaz y suficientemente liquido. Ello permitirá que, una vez que el mercado de eficiencia energética opere regularmente, sean los mismos agentes de mercado los que tengan los incentivos a realizar las inversiones necesarias para lograr mayores niveles de penetración.

En el caso de las calderas de condensación, la factibilidad de la implementación de esta medida no depende totalmente de las decisiones tomadas por el sector público o privado en Chile, ya que está altamente relacionado con el contexto internacional y el desarrollo tecnológico de cada una de ellas. El Estado ha venido subsidiando la implementación de estas medidas, pero la liquidez que pueda tener un mercado de calderas de condensación en Chile, depende de cuán competitivas sean estas tecnologías a nivel mundial. En este caso, el continuar los subsidios a las calderas de condensación en Chile no garantiza (por si sólo) que se logran los niveles de penetración considerados, en forma independiente del escenario mundial. Si bien esto es cierto para todas las medidas de mitigación en algún sentido, es especialmente crítico en este caso.

En resumen, el apoyo a la eficiencia energética en el sector CPR se podría lograr mediante lo siguiente:

- Etiquetado adecuado del consumo de los artefactos eléctricos, extensión del programa de etiquetado a otros artefactos no cubiertos actualmente, profundización del etiquetado actual.
- Incentivar la creación de un mercado de eficiencia energética
- Estudiar los impactos del desacoplamiento entre las ventas e ingresos de distribuidoras eléctricas.
- Continuar con subsidio para aquellos artefactos que todavía dependen del contexto internacional (ejemplo, calderas de condensación)

Las medidas del presente estudio que integran esta línea de acción son: duchas eficientes, reducción pérdidas stand-by, iluminación residencial eficiente, refrigeración residencial eficiente, y calderas de condensación, y en su conjunto logran una reducción al año 2020 de 0.8 MtCO₂e y 13 MtCO₂e en el período 2020-2030, equivalente a un 0.67% con respecto al total de emisiones del año 2020 y 0.74% en el período 2020-2030.

Línea de Acción 3: Apoyo a la eficiencia energética industrial

Existe una serie de instrumentos y programas que pueden ser aplicables en el sector industrial y minero para incentivar la reducción de emisiones de GEI. Estos programas están ligados a mejoras en el manejo de información, a normas de funcionamientos

(regulaciones) o instrumentos financieros que incentiven la inversión en equipamiento bajo en consumo energético.

De acuerdo a los resultados del presente estudio, esta línea de acción incluye las siguientes medidas:

- Eficiencia energética en procesos mineros
- Eficiencia energética en plantas cementeras
- Motores eficientes

Se espera que estas medidas al año 2020 tengan reducciones de 6.4 MtCO₂e y 88.5 MtCO₂e para el período 2020-2030, equivalente a 5.2% con respecto al total de emisiones del 2020 y 5.1% con respecto a las emisiones del período 2020-2030. En este caso, se recomienda generar las condiciones para que exista una amplia oferta de motores eficientes en plaza. En el caso de la eficiencia energética en procesos mineros y plantas cementeras, estas podrían ser impulsadas con una intervención transversal como el impuesto al carbono.

Línea de Acción 4: Apoyo en el sector transporte

Finalmente se cuenta con una serie de políticas e instrumentos que tienen como finalidad provocar una reducción de emisiones en el sub-sector transporte al favorecer la entrada de vehículos y combustibles más limpios, y/o producir un cambio en la partición modal, al incentivar los medios de transporte público. Se destacan dentro de estas alternativas:

- Reglamentación del uso de suelos y planificación de infraestructuras, de modo de minimizar la demanda por transporte de la población.
- Reducción de las emisiones unitarias de CO₂ a través de normas de emisión o subsidios a vehículos de menor emisión
- Incentivos al cambio modal, en especial, promoción del transporte público
- Promoción de biocombustibles, a través de estudios de factibilidad del desarrollo de cultivos en Chile e incentivos legales que promuevan la incorporación de biocombustibles como un mínimo dentro de la mezcla de combustibles.

Las medidas evaluadas en el presente estudio y calificadas como prioritarias (conducción eficiente, mejoras aerodinámicas en camiones y vehículos híbridos) permiten una reducción de 0.9 MtCO₂e al año 2020 y 10.5 MtCO₂e para el período 2020-2030, correspondiente a un 0.76% con respecto a las emisiones base de ese año y un 0.6% con respecto a las emisiones del período 2020-2030.

Estrategia para medida específicas

Para las medidas individuales descritas a continuación entregamos los siguientes lineamientos estratégicos:

Aislación de Viviendas

Las medidas de eficiencia energética en viviendas debieran contar con el fuerte apoyo del Estado, generando instrumentos obligatorios y voluntarios. Se debe continuar en la dictación y mejoramiento de normas de aislación térmica para viviendas nuevas, además de implementar un sistema voluntario de certificación energética, que debe acompañarse con campañas de información a los usuarios potenciales compradores. Junto a lo anterior, el Estado debiera disponer de subsidios para el reacondicionamiento térmico de viviendas ya construidas. Un programa de reacondicionamiento de viviendas existentes podría tener un impacto altamente positivo en el sector, acompañando a los programas de mayor eficiencia energética de viviendas nuevas. Esta medida logra una reducción de 0.3 MtCO₂e al año 2020 y 6 MtCO₂e para el período 2020-2030, equivalente a un 0.27% y 0.34% con respecto a las emisiones totales del 2020 y el período 2020-2030 respectivamente.

Energía Nuclear

Tomar una posición política es un punto de partida. El desarrollo de esta requeriría, bajo el actual marco regulatorio eléctrico, una importante participación del Estado, no sólo creando la necesaria regulación e institucionalidad regulatoria, sino como un posible socio del proyecto en las etapas iniciales de desarrollo, o un facilitador vía concesiones especiales o leyes especiales que atenúen los riesgos de introducción de la tecnología. Esta medida no tiene reducciones el año 2020 pero para el período 2020-2030 logra reducir 33.6 MtCO₂e lo que es equivalente a reducir 1.92% las emisiones de ese período.

Estrategias generales

Adicionalmente, se entregan algunos lineamientos estratégicos de carácter general que no están asociados a una medida específica o sub-sector económico en particular:

Impuesto al contenido de carbono de los combustibles

La medida tradicional para internalizar una externalidad negativa, como lo es la implementación de un impuesto al contenido de carbono de los combustibles, aunque poco popular, no debe ser desechada a priori. Un sistema de impuestos para los combustibles basado en su factor de emisión de CO₂ debiera ser estudiado seriamente. Esta es una medida que afecta en forma transversal a todas las actividades que emiten CO₂ a partir del uso de energía, alineando los intereses privados con los sociales. El poder de decisión se traspa a los productores y usuarios finales de la energía, quienes pueden

ajustar sus decisiones de producción y consumo de acuerdo al nivel de los precios que incluyen el impuesto.

Levantamiento de información base con mayor nivel de detalle

El desglose de información respecto de balances energéticos a nivel sub-sectorial y espacial permitirá obtener datos del consumo energético de cada subsector, proporcionando una gran ayuda para la elaboración de un análisis específico y detección de potenciales oportunidades de mitigación. Estos además que pueden llevar a la creación de programas específicos que fomenten el cambio de tecnología mediante beneficios para los usuarios. La falta de esta información impide el correcto diseño de programas de mitigación en el país y por lo tanto parece como una tarea primordial que llevar a cabo. En la actualidad estos estudios están siendo llevados a cabo, por lo que se recomienda la actualización del modelo entregado una vez que se cuente con esta información. Esto permitirá además, un adecuado análisis de la distribución de costos y beneficios, asociados a la aplicación de medidas de mitigación, tanto de manera directa como indirecta (co-beneficios asociados a la mejora de la calidad del aire por ejemplo).

Campañas de educación

Son campañas que orientan a todos los sectores acerca de la importancia de usar los principios de eficiencia energética (EE) y de la importancia de desarrollar las energías renovables (ERNC). Se refiere solamente a la educación de temas que son transversales a todos los sectores en general (EE y ERNC). Están relacionadas con las campañas de información, siendo un complemento que favorece la decisión de la gente con mayor conciencia en el medioambiente y las oportunidades existentes para reducir las emisiones de CO₂.

14.8 Análisis Cualitativo de Co-Beneficios

En Europa, América del Norte y varios países industrializados, actualmente se le ha dado más importancia a las políticas relacionadas con el cambio climático que a las políticas relacionadas con la contaminación atmosférica, el que ha pasado a ser un problema secundario. Pero, es importante tomar en cuenta que en las grandes urbes, el problema de la contaminación atmosférica ha pasado a ser una situación muy grave, esto lo podemos apreciar todos los días durante el invierno en la ciudad de Santiago. En estas ciudades, los problemas de salud han pasado a tener mayor importancia que los posibles problemas relacionados con el cambio climático en un futuro cercano. Muchas de las fuentes emisoras de contaminantes locales y GEI son las mismas, y de esto se puede desprender que la realización de estrategias conjuntas entre las entidades que velan por la reducción de la contaminación atmosférica y aquellas que velan por un uso más

eficiente y limpio de energía, puede tener sinergias importantes al momento de evaluar costos y beneficios.

A continuación se presenta un breve análisis a nivel cualitativo de los posibles co-beneficios en calidad del aire asociados a la aplicación de medidas de reducción de GEI. Se producirá un co-beneficio positivo (negativo) cuando se logra una reducción (aumento) en la emisión de contaminantes atmosféricos produciendo mejor (peor) calidad del aire de la localidad afectada. Varios contaminantes tienen impacto negativo en la salud humana, especialmente el material particulado fino (MP2.5). Este cambio en la concentración de contaminantes locales tendrá impacto en salud y por ende en la calidad de vida de los habitantes de Chile.

Es importante mencionar que hay medidas que pueden producir un cambio en el consumo de combustibles y de electricidad. Por ejemplo, la expansión de la línea del metro, tiene un co-beneficio positivo por la reducción del consumo de combustible en el transporte público o privado, pero al mismo tiempo produce un co-beneficio negativo al aumentar la demanda eléctrica, y por ende las emisiones locales en la zona de generación eléctrica.

Análisis de Medidas

Medidas de generación de electricidad

Las medidas consideradas para este sector suponen un reemplazo de centrales a carbón con la entrada de centrales de generación en base a energía más limpia, como las ERNC. Estas medidas tendrán co-beneficios positivos por mejora de la calidad del aire en las localidades donde de acuerdo a la línea base se planifica la construcción de centrales carboníferas.

Medidas de cambio en el consumo eléctrico

Estas medidas son transversales a los sectores Industria, Transporte y CPR, y producen un cambio en generación necesaria para cubrir la demanda eléctrica. Este cambio tendrá un impacto en las centrales que cambian su generación dependiendo del momento del día en que se genere este cambio, y el impacto se producirá en la localidad donde se ubican las centrales afectadas.

Sector	Medida	Tipo de Co-beneficio
Industria	Eficiencia energética en plantas cementeras	Positivo
	Eficiencia energética en procesos mineros	Positivo
	Motores Eficientes	Positivo
	Cogeneración	Positivo en el lugar de generación original, negativo en el lugar de generación nuevo.
Transporte	Expansión Líneas de Metro	Negativo por aumento en la generación eléctrica
CPR	Aislación Viviendas	Positivo
	Electrodomésticos Eficientes	Positivo
	Iluminación Residencial Eficiente	Positivo
	Reducción Perdidas en Stand-by	Positivo
	Refrigeración Residencial Eficiente	Positivo

Medidas con impacto directo

En esta sección se consideran aquellas medidas que producen un cambio en el consumo de combustible y por ende un cambio directo del nivel de emisiones en el lugar donde se produce el cambio. A continuación se presentan aquellas medidas que tienen un impacto directo (se repiten medidas como el caso de cogeneración y expansión de líneas de metro que tienen un impacto indirecto por el cambio del consumo eléctrico y un impacto directo por cambio en el consumo de combustible)

Sector	Medida	Tipo de Co-beneficio
Industria	Eficiencia energética en plantas cementeras	Positivo
	Sustitución de combustible fósil por biomasa en hornos cementeros	Positivo
	Eficiencia energética en procesos mineros	Positivo
	Cogeneración	Negativo por aumento de consumo de combustible
Transporte	Biocombustibles	Positivo
	Renovación parque de camiones de carga	Positivo
	Renovación parque de vehículos livianos	Positivo
	Conducción Eficiente	Positivo
	Expansión Líneas de Metro	Positivo
	Mejoras Aerodinámicas	Positivo
	Vehículos Híbridos	Positivo
CPR	Aislación Viviendas	Positivo
	Calderas de Condensación	Positivo
	Colectores Solares	Positivo
	Duchas Eficientes	Positivo

14.9 Conclusiones

En diversos estudios internacionales se ha discutido el hecho que políticas de mitigación de GEI pueden producir co-beneficios en términos de mejoras en el corto plazo en la calidad del aire y en su efecto en la salud humana²⁰. Por otro lado, a nivel nacional, se ha realizado el ejercicio de evaluar los potenciales co-beneficios para Chile en un escenario de reducción de emisiones globales²¹. En la actualidad, es ampliamente discutido y conocido el hecho que la realización de estrategias integradas, que permitan la consideración de los beneficios tanto globales como locales, producirá una reducción en los costos netos de abatimiento²².

Chile, en el nuevo contexto en que está inserto, tiene la responsabilidad de utilizar las herramientas disponibles que le permitan avanzar en términos de desarrollo económico, social y ambiental. En el presente estudio, se logra destacar de manera muy superficial el hecho que la aplicación de distintas medidas de mitigación de GEI tienen un alto costo para el país y que además podrían lograr co-beneficios, por lo menos a nivel local, pero es necesario que las instituciones públicas y el sector privado avancen en la generación de esta información para lograr tomar las mejores decisiones y así lograr enfrentar y resolver problemas de manera integral.

²⁰ Bell, M. L., D. L. Davis, et al. (2008). "Ancillary human health benefits of improved air quality resulting from climate change mitigation." *Environmental Health*.

²¹ Cifuentes, L. A., H. Jorquera, et al. (2001). International Co-controls Benefits Analysis Program (ICAP). Final Report Chile.

²² Swedish EPA (2009). Air Pollution and Climate Change: Two sides of the same coin?

15. ANEXO 1: BIBLIOGRAFÍA

Tabla 58: Bibliografía general

General	
Tipo	Fuente
Base	APEC (2009) "Peer Review on Energy Efficiency in Chile"
	APEC (2009) "Revisión de expertos sobre la eficiencia energética en Chile"
	Boston Consulting Group (2007) "Estudios de Competitividad en Clusters de la Economía Chilena"
	CNE (2008) "Política Energética: Nuevos Lineamientos"
	CONAMA (1998) "Primera Comunicación Nacional bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático"
	CONAMA (2008) "Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2008-2012"
	CONAMA Informe Anual (2008) "Proyecto Segunda Comunicación Nacional de Chile sobre Cambio Climático"
	Fundación Chile (2007) "Eficiencia Energética: Diseño de Incentivos Económicos a la Compra de Refrigeradores Energéticamente Eficientes"
	IIASA International Institute for Applied System Analysis (2009) "Potential and Costs for Greenhouse Gas Mitigation in Annex 1 Countries"
	INE Instituto Nacional de Ecología - México (2009) "Análisis de 12 tecnologías para Mitigar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero"
	INIA Boletín N° 185. Gonzalez, S., Salazar, F., Neuenschwander, A., Arata, P., Tessada, R., Salas, C. y Searle, J.P. (2009) "Inventarios Anuales de Gases de Efecto Invernadero de Chile, Serie Temporal 1984/2003 para Sectores No-Energía"
	IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4) - Working Group III Report "Mitigation of Climate Change"
	McKinsey & Company (2007) "Climate Change Report: U.K. Cost Abatement Curve"
	McKinsey & Company (2007) "Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?"
	McKinsey & Company (2008) "An Australian Cost Curve for Greenhouse Gas Reduction"
	McKinsey & Company (2009) "Pathways to a low-carbon economy for Brazil"
	McKinsey & Company (2009a) "Swiss GreenHouse Gas Abatement Cost Curve"
	McKinsey & Company (2009b) "Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Curve"
	McKinsey & Company (2009c) "Unlocking Energy Efficiency in the U.S. Economy"
	McKinsey on Corporate & Investment Banking. James Twining, N. H. (2009) "Profiting From the Low-Carbon Economy"
	OECD (2007) "Roadmap For The Accession Of Chile To The Oecd Convention"
	Poch Ambiental para Conama (2008) "Inventario Nacional De Emisiones De Gases Efecto Invernadero"
	Poch Ambiental para CNE (2009) "Proyección de la Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía. Años 2000-2025"
	POCH Ambiental-DEUMANN para Conama (2008) "Informe nacional de emisiones de gases de efecto invernadero"
	POCH Ambiental para Corfo (2009). "Estrategia y Potenciales de Transferencia Tecnológica para el Cambio Climático."
	PPEE (2008) "Reporte 2008-2009. Resultados 2008, Desafíos 2009"
	PRIEN (2008) "Estimación del potencial de ahorro de energía, mediante mejoramientos de la

General	
Tipo	Fuente
	eficiencia energética de los distintos sectores"
	PROGEA (2008) "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo"
	PROGEA (2008) "Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción"
	PROGEA (2009) "Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación"
	SEC Presentación PPTT (2009) "Etiquetado de Eficiencia Energética"
	SEMARNAT - México (2009) "La economía del cambio climático en México: Síntesis."
	SERNAC / CNE (2005) "Eficiencia Energética: Comportamiento del Consumo Energético, en Familias Urbanas Tipo del Gran Santiago"
	UNDP / UNFCCC Secretariat (2009) "Handbook for Conducting: Technology Needs Assessment for Climate Change"
	UNFCCC-UNDP (2009) "Desarrollo de Estrategias, Políticas y Medidas Handbook for Conducting Technology Needs Assessment for Climate Change"
	UNFCCC-UNDP(2009) "Handbook for Conducting Technology Needs Assessment for Climate Change"
	Vettenfall (2007) "Global Mapping of Greenhouse Gas Abatement Opportunities"
	UNDP-WB (2009) "Low-Carbon Development for Mexico"
	(Gobierno Federal Mexicano, 2009) "Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012". Comisión Intersectorial de Cambio Climático
	(Gobierno Federal Mexicano-GTZ-SENER, 2009) "Energías Renovables para El Desarrollo Sustentable en México"
	ECOFYS (2009) "Sectoral Emission Reduction Potentials and Economics Costs for Climate Change (SERPEC-CC)".
Apoyo	ASIMET / CNE (2009) "Manual para la Gestión de la Energía en la Industria Metal Mecánica"
	Borregaard, N. et al (2009, publicación pendiente) "Eficiencia energética y Cambio Climático en el Sector Vitivinícola. Procesos, Herramientas y Ejemplos de Buenas Prácticas"
	CORFO Mogueillansky, G., Salas, J.C. y Cares, G. () "Innovación en la Industria del Vino"
	De Miguel, C., O'Ryan, R., Pereira, M. and Carriquiri, B. (2009) "Energy shocks, fiscal policy and CO2 emissions in Chile"
	Deumann (2003) "Informe final transferencia tecnológica"
	Energy Efficiency Standards Subcommittee of the Advisory Committee for Natural Resources and Energy (2005) "Final Report by Microwave Oven Evaluation Standard Subcommittee"
	Everis / IESE (2009) "Indicador de la Sociedad de la Información (ISI). Situación de las Tecnologías de la Información en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú"
	OECD (2006) "Can Energy-Efficient Electrical Appliances Be Considered "Environmental Goods"?"
	OECD (2006) "Declaration on Integrating Climate Change Adaptation into Development Co-operation"
	OECD / IEA (2008) "Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency: Key Insights from IEA Indicator Analysis"
	ONU (1998) "Protocolo De Kyoto De La Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático"
	PNUD / CNE (2005) "Apoyo al proceso de Implementación de una Política Energética Sustentable para Chile: Diagnóstico y Recomendaciones"
	Tecnología y Construcción. Año 5, Edición n°45 (Julio 2009) "Invierno Especial Eficiencia Energética"
	The Bridge 39(2), DeCotis, P.A. (2009) "Coming of Age in New York: The Maturation of Energy Efficiency as a Resource"
	The Bridge 39(2), Lave, L. (2009) "The Potential of Energy Efficiency: An Overview"

General	
Tipo	Fuente
	The Bridge 39(2), Levine, M. D., N. Zhou, et al. (2009) "The Greening of the Middle Kingdom: The Story of Energy Efficiency in China"
	The Bridge 39(2), Patt, J. J. and W. F. Banholzer (2009) "Improving Energy Efficiency in the Chemical Industry"
	The National Appliance and Equipment Energy Efficiency Committee - Australia (2001) "Energy Labelling And Standards Programs Throughout The World"
	UNFCCC (2007) "Informe de la Conferencia de las Partes sobre su 13º período de sesiones. Segunda parte: Medidas adoptadas por la Conferencia de las Partes en su 13º período de sesiones"
	PRIEN / CONAMA (1999) "Mitigación de Gases de Efecto Invernadero. Chile 1994-2020"

Tabla 59: Bibliografía del sector electricidad

Electricidad	
Tipo	Fuente
Base	CNE (2008) "Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional 2008" [en línea]
	Futuro Latinoamericano / AVINA. Borregaard, N., Katz, R. et al (2009) "Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión"
	Inter-American Development Bank. Hassan, G. (2009) "Preliminary Site Selection - Chilean Marine Energy Sources"
	PRIEN (2006) "Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile"
	PRIEN (2008b) "Estimación preliminar del potencial de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica al abastecimiento del SIC"
	PRIEN / NEIM (2008) "Aporte potencial de: Energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025"
	PRIEN / NEIM (2008a) "Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025"
Apoyo	Berry, J. E., M. R. Holland, et al. (1998) "Power Generation and the Environment - A UK Perspective, Vol 1"
	CNE (2009a) "Fijación de precios de nudo, Octubre de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo"
	CNE (2009b) "Fijación de precios de nudo, Octubre de 2009, SING, Informe Técnico Definitivo"
	CNE (2009c) "Prospección Eólica en Zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule" Informe Preliminar (actualizado)
	Energy Conversion & Management (49): 210-220, Odeh, N. A. and T. T. Cockerill (2007) "Life cycle analysis of UK coal fired power plants"
	INE Informe Anual (2007) "Energía Eléctrica"
	NEI Nuclear Energy Institute (2008) "Economic Benefits of North Anna Power Station"
	Revista Nucleotécnica. Vergara, J. (1998) "Generación Nucleoeléctrica"

Tabla 60: Bibliografía del sector industria

Industria	
Tipo	Fuente
Apoyo	ICF International (2009). Sector based approaches case study: Brazil.
	Berkeley LAB (2008). Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for cement making
	Berkeley LAB (2008). Energy efficiency and carbon dioxide emissions reduction opportunities in the US

Iron & Steel sector.
APPEC (2009). Energy efficiency and resource saving technologies in cement industry. Asia pacific partnership on clean development & climate, Cement Task Force, 2009.
Norambuena (2009). Optimización energética en los secadores de escoria de cementos Bío-Bío S.A.C.I., Planta Talcahuano.
Cementos Bío-Bío (2006). Memoria anual Cementos Bío-Bío.
APPEC (2007). The State-of-the-Art Clean Technologies, SOACT.
Jhonson, T. (2009). "Estudio Medex."
PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile.
GAMMA Ingenieros-CNE (2004). Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile.

Tabla 61: Bibliografía del subsector cobre

Cobre	
Tipo	Fuente
Base	COCHILCO (2008) "Anuario de Estadísticas del Cobre y Otros Minerales 1989-2008"
	COCHILCO (2008) "Consumo De Energía Y Emisiones De Gases De Efecto Invernadero De La Minería Del Cobre De Chile. Año 2008"
	COCHILCO (2008) "Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile. 2001-2007"
	COCHILCO (2008) Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile. 1995-2006.
	PRIEN (2003) "Energy efficiency in the Mining Industry: Opportunities and Institutional Design"
Apoyo	COCHILCO (2001) "Energy Consumption Copper Mining Sector in Chile 1992-2000"
	COCHILCO (2009) "Inversión en la Minería Chilena del Cobre y del Oro, Proyección del período 2009 – 2013"
	CODELCO (2009) "Gestión Energética CODELCO". Presentación de la Vicepresidencia de Control de Gestión y Excelencia Operacional. Seminario ANSCO 2009.
	CODELCO (2005) "Experiencias operacionales y mantención Planta SAG El Teniente"
	CODELCO (2004) "Operating and Maintenance Teniente Sag Mill N°1"
	Compañía Minera Autlán (2005) "Remarks on the Execution of an Energy Efficiency Program in Mexico Minera Autlan's Molango Mining Unit"
	International Copper Association, Ltd. (2007) "Guía de innovación Tecnológica en Nuevas Aplicaciones del Cobre". V.1.2
	Sumitomo Metal Mining Co., Ltd. (2004) "Effective Energy Utilization on Japanese Copper Smelters"
	Universidad de Chile (2004) "Energy Efficiency in Batch Continuous and One Step Copper Pyrometallurgical processes"
	Université Laval, Loop. "Using Control for Adding Value to Energy Efficiency of Mineral Processing Plants"
	Optimización técnico-económica de un sistema de producción de calor solar para el proceso de electro-obtención de cobre, Tesis para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería mención mecánica, Carlos Flores Leñero, Mayo 2009.
	POCH Ambiental para Corfo (2009) Estrategia y potenciales de transferencia tecnológica para el cambio climático.

Tabla 62: Bibliografía del sector transporte

Transporte	
Tipo	Fuente
Base	CIMA (2007) "Análisis de la eficiencia energética en el transporte interurbano de carga"
	ITF International Transportation Forum (2007) "Ecodriving" [en línea]
	OECD / ECMT (2007) "Cutting Transport CO2 Emissions. What Progress?" Summary Document
	OECD / ITF (2008) "Greenhouse Gas Reductions Strategies in the Transport Sector" Preliminary Report
	OECD / ITF (2008) "The Cost and Effectiveness of Policies to Reduce Vehicle Emissions" Summary and Conclusions
	OECD / ITF (2008) "Transport Outlook 2008: Focusing on CO2 Emissions from Road Vehicles"
	SECTRA (2003) "Análisis Implementación Programa de Asesorías de Transporte Terrestre, VI Etapa, Orden de Trabajo 9"
Apoyo	Air & Waste Management Association, McLean, H., L. Lave, et al. (2008) "A Life-Cycle Comparison of Alternative Automobile Fuels"
	Bodek, K. and J. Heywood (2008) "Europe's Evolving Passenger Vehicle Fleet: Fuel Use and GHG Emissions Scenarios through 2035"
	IEEE Spectrum. Lave, L. y H. McLean (2001) "Are Hybrid Vehicles Worth it?"
	MIT Laboratory for Energy and the Environment, Bandivadekar, A., K. Bodek, et al. (2008) "On the road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions"
	Seminario Eficiencia Energética: Una Opción para mejorar la competitividad de las empresas de transporte en Chile (Marzo 2009) "Opciones para un transporte eficiente y limpio en las ciudades de América Latina"
	Seminario Eficiencia Energética: Una Opción para mejorar la competitividad de las empresas de transporte en Chile (Marzo 2009) "Programa transporta con buena energía"
	Seminario Eficiencia Energética: Una Opción para mejorar la competitividad de las empresas de transporte en Chile (Marzo 2009) "Transportation Efficiency Strategies"
	The Bridge 39(2). Sperling, D. and Lutsey, N. (2009) "Energy Efficiency in Passenger Transportation"
	de Grange, L. (2008). ¿Cuándo el metro es mejor que los buses?
	de Grange, L., R. Troncoso, et al. (2009). Evaluación empírica del impacto de tres políticas de transporte urbano sobre el uso de transporte público.
	Cifuentes, L. (2009). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Chatarrización de Fuentes Móviles. Santiago, Chile.

Tabla 63: Bibliografía del sector comercial, público y residencial

CPR	
Tipo	Fuente
Base	CNE (2005) "Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos"
	CNE / PPEE "Uso y Gestión Eficiente de la Energía en Edificios Guía Práctica"
	EcofysValgesta (2009) "Diseño de un Instrumento de Financiamiento Para Nuevas Tecnologías en Calefacción, Refrigeración y Agua Caliente Sanitaria a Base de Energías Renovables o Uso Eficiente de la Tecnología"
	SERNAC (2005) "Análisis Comparativo del Desempeño Energético de Ampolletas Residenciales Incandescentes y Fluorescentes Compactas. Estudio del consumo energético de comparación de ampolletas CFL con incandescentes"

CPR	
Tipo	Fuente
Apoyo	MINVU Extracto de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (1992) "Reglamentación Térmica Techumbre, Muros Perimetrales y Pisos Ventilados"
	GTZ-MINVU (2007) "Concepto para la integración de energías renovables no convencionales y medidas de eficiencia energética en ciudad Parque Bicentenario"
	UNEP / SBCI Sustainable Buildings and Construction Initiative (2008) "The Kyoto Protocol, the Clean Development Mechanism and the Building and Construction Sector"
	AGENER - España. Programa IEE: Europa Energía Inteligente (2006) "Introducción a los sistemas de energía renovables y micro co-generación en alojamientos rurales"
	CDT (2009) "Uso de Energías Renovables en Viviendas: Energía Solar y Bombas de Calor"
	Ministerial Council on Energy (2006) "Intrusive Residential Standby Survey Report"
	Costo promedio en distribuidores nacionales (Anwo, MetroGas, Gasco y TermoService).
	CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.
	Información brindada por Patricio Geni, Jefe Unidad de Negocios Eficiencia Energética y Renovables ANWO S.A.
	AHAM, A. o. h. a. m. (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances.
	Fundación Chile (2007). Eficiencia Energética: Diseño de Incentivos Económicos a la Compra de Refrigeradores Energéticamente Eficientes.
	Homecenter (2009). "Electrodomésticos." from www.sodimac.cl .
	Everis / IESE (2009). Indicador de la Sociedad de la Información (ISI). Situación de las Tecnologías de la Información en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú.
	Ministerial Council on Energy, A. (2006). Intrusive Residential Standby Survey Report.
	MART (2009). "Planos Zonificación Térmica." from www.mart.cl .
	IIT / Fundación Chile, I. d. I. T. y. A. T. U. d. C. y. F. C. (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas.
	Revista BIT: 14-20, Maldonado P., D. (2009) "El Sello Verde: Certificación Ambiental y Energética en la Construcción"
	The Bridge 39(2). Roy, R. and B. Tinianov (2009) "Building Materials, Energy Efficiency, and the American Recovery and Reinvestment Act"
	CCHC Cámara Chilena de la Construcción (2007) "Eficiencia Energética en Proyectos Inmobiliarios Chilenos"
	CDT-Universidad Técnica Federico Santa María (2009) "Estudio y Caracterización del Comportamiento Técnico de un Tipo de Vivienda, elaborado por la Empresa Smithouse en las diferentes zonas climáticas de Chile"

Tabla 64: Bibliografía de base de datos

Base de Datos	
Tipo	Fuente
Apoyo	EIA Energy International Agency www.eia.com
	UK DfT Department for Transport "Freight Best Practice" www.dft.gov.uk
	US DOT Department of Transportation "Smartway Transport" www.dot.gov

16. ANEXO 2: TALLER INTERINSTITUCIONAL DEL SECTOR PÚBLICO

Durante el desarrollo del estudio se realizó un taller de trabajo para el sector público el 16 de noviembre de 2009 en la Comisión Nacional de Energía.

Los objetivos del taller consistían en revisar los criterios de selección y priorización de los sectores y medidas de mitigación de GEI identificadas, así como también proponer, otras medidas e incorporar información necesaria para la evaluación de las medidas.

En general los resultados esperados de la actividad de taller eran acordar y acotar los principales supuestos técnicos asociados a la metodología a aplicar, determinar el conjunto final de opciones de mitigación a ser evaluados y considerados en los escenarios de mitigación, y definir el rol de las distintas instituciones del sector público que les corresponderá al participar del estudio, las que podrían ser consultadas durante el desarrollo de este.

Como parte de la ejecución de la actividad, se contemplaron módulos temáticos con horarios diferenciados para analizar en profundidad los sectores Energía; Minería; Industria; Transporte y Comercial, Público y Residencial (CPR), de acuerdo al siguiente programa:

Tabla 65: Programacion Talleres Interinstitucional

Sector	Categoría Medida	Participantes Propuestos
Energía (9:00-10:30)	Generación Electricidad	☐ CNE – Área Hidrocarburos
		☐ CNE – Área Eléctrica
		☐ CNE – Área Medio Ambiente y Energías Renovables no Convencionales (ERNC)
		☐ CNE – Área Estudios
		☐ Centro de Energías Renovables no Convencionales (ERNC)
Minería (10:30-12:00)	Eficiencia Energética	☐ Programa País de Eficiencia Energética (PPEE)
		☐ Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO)
	ERNC	☐ CNE – Área Medio Ambiente y ERNC
		☐ CNE – Área Estudios
		☐ COCHILCO
		☐ Centro de ERNC
Industria (12:00-13:30)	Cambios/Mejoras Procesos	☐ CONAMA – Departamento Prevención y Control de la Contaminación
		☐ COCHILCO
		☐ PPEE
	ERNC – cogeneración	☐ CNE – Área Medio Ambiente y ERNC
		☐ Centro de ERNC
Transporte (15:00-16:30)	Cambio Modal	☐ CONAMA – Departamento Prevención y Control de la Contaminación
		☐ PPEE
	Tecnología	☐ CNE
		☐ Secretaria de Planificación de Transporte (SECTRA)
		☐ Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones (MTT)

	Combustibles alternativos (GNC, biocombustibles)	☐ SECTRA ☐ MTT ☐ CNE – Área Hidrocarburos ☐ CNE – Área Estudios
CPR (16:30-18:00)	Eficiencia Energética	☐ PPEE
	Aislación	☐ Ministerio de Vivienda y Urbanismo ☐ PPEE
	Otras (ej. Calefacción distrital, estufas eficientes, cambio de combustibles)	☐ CONAMA – Departamento Prevención y Control de la Contaminación ☐ PPEE
	ERNC doméstico	☐ CNE – Área Medio Ambiente y ERNC ☐ CNE – Área Estudios ☐ Centro de ERNC

A partir del taller de trabajo se obtuvieron importantes observaciones de los diferentes sectores involucrados que han sido tomadas en consideración a lo largo del desarrollo de este estudio.

En términos generales, se observó confusión respecto a cómo estaban definidas las medidas de mitigación. Esto dado que en el listado de medidas se incluían tecnologías, instrumentos, políticas y líneas de promoción. A partir de esto se decidió listar solamente tecnologías, las que se pueden implementar mediante instrumentos, políticas, subsidios, entre otros.

Las principales observaciones y resultados del taller son expuestas por sector a continuación.

16.1 Sector Energía

Dentro de la discusión que se generó durante el taller correspondiente al sector Energía, se destacaron los siguientes puntos:

- Los asistentes recomiendan tener especial cuidado en la incorporación de centrales eólicas dado que, si la capacidad eólica se incrementa en el SIC se produce una reducción de emisiones. Sin embargo, si se implementa en el SING se produce un incremento de las emisiones.
- Recomendamos tratar en conjunto las medidas que se relacionen con la expansión de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC). (Este comentario está enfocado al manejo de la información como una política de fomento a Energías Renovables no Convencionales, pero para fines del estudio claramente es necesario evaluarlas por separado).
- Recomendamos no incluir la energía mareomotriz en el horizonte del estudio.
- Se recomienda excluir el uso de tecnologías de electrificación rural, dado que los consumos eléctricos que no estén conectados al Sistema Interconectado Central, Sistema Interconectado del Norte Grande, Aysén ó Magallanes no son parte del inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero.

- Se recomienda excluir la cogeneración, ya que es una medida de eficiencia energética y no de generación eléctrica.
- Con respecto a las medidas presentadas por los consultores, se recomienda agregar medidas relacionadas con el aumento de la eficiencia de las tecnologías de generación actuales (ejemplo: supercrítica).
- Proponen incorporar como medida el impuesto al carbón, ya que no responde a una preferencia tecnológica.
- Se sugiere agrupar en un mismo ítem la medida Interconexión SING-SIC y pérdidas en las líneas de transmisión.
- No se otorgó mayor información para la evaluación de las medidas a la que ya se tenía.

16.2 Sector Minería

Para el sector minería asistieron personalidades de Cochilco. Dentro de la discusión que se generó durante el taller correspondiente al sector Minería, se destacaron los siguientes puntos:

- Se sugiere categorizar las medidas según el esfuerzo que hay que realizar en cada una de ellas. Indican que en mina rajo las principales medidas debieran orientarse a reducir el consumo de combustible en transporte; en LX/SX/EW a reducir energía eléctrica; y en concentradora a reducir energía eléctrica.
- Existe un potencial de aumentar la eficiencia energética en la fundición pero no existen estudios específicos en la materia.
- En general se comenta que: los molinos SAG están quedando obsoletos, actualmente no hay hornos reverberos en funcionamiento, la introducción de filtros de alta eficiencia ya es una práctica común en la industria, no se utiliza secado con hornos rotatorios, no existe aprovechamiento de los gases en los hornos de fusión en ninguna mina actualmente, es posible despreciar el consumo eléctrico en las minas subterráneas, la tendencia de la minería es la mina rajo, y aún existe un potencial de incorporación de motores de alta eficiencia.
- Indican que los países de referencia son Australia y Canadá, sin embargo, las operaciones mineras y particularmente las fundiciones en Chile tienen sus particularidades.
- Respecto al levantamiento de información específica de medidas de mitigación (costos de implementación, ahorros esperados, y potencial de reducción de emisiones) se recomienda contactar directamente al sector privado, dado que son las empresas privadas las que están efectuando dichas iniciativas. Se confirma que las medidas que se están efectuando actualmente corresponden a medidas de gestión.

- Se sugiere contactar Enami.
- Se sugiere contactar al PRIEN para recopilar información sobre estudio de sustitución de combustibles fósiles mediante colectores solares en el proceso LX/SX/EW.
- Se sugiere contactar a Xstrata.
- Se sugiere contactar a Codelco.

16.3 Sector Industria

Para el sector Industria asistió el Programa País de Eficiencia Energética.

- En el sector cemento se sugiere contactar a Holcim. Es importante se considere la coíncineración de desechos en el sector cemento.
- Se informa que existe un censo del sector industrial, la primera encuesta en su tipo, que incluye a 4800 de las empresas más energointensivas. Esta información podría ser provista para fines del estudio, aunque el análisis de los resultados aun no ha finalizado.

16.4 Sector Transporte

Dentro de la discusión que se generó durante el taller correspondiente al sector Transporte, se destacaron los siguientes puntos:

- Se confirma la no inclusión del subsector transporte aéreo en la evaluación ya que además de que las emisiones no poseen un peso relevante en el sector, las medidas que podrían ser aplicadas son pocas y de baja efectividad en la reducción de GEI.
- Proponen incluir medidas relacionadas con la planificación urbana.
- Proponen incluir MEPS y etiquetado para vehículos.
- Los participantes del taller recomiendan no incentivar los vehículos que utilizan diesel como combustible ya que corresponde a incentivar el uso de automóvil y por ende disminuye el uso del transporte público. Finalmente puede ocurrir que aumenten las emisiones de GEI.
- Se criticaron los nombres de las medidas ya que, por ejemplo, al decir fomento al vehículo híbrido, además de ser un cambio tecnológico está incluido un programa de implementación de la medida que posee implicancias adicionales. La misma crítica fue mencionada en varias de las medidas, hay que diferenciar lo que es una medida y lo que corresponde al programa asociado a la medida.
- Proponen como medida un impuesto a las emisiones de CO₂e.
- Para el uso de biocombustibles en Chile uno de los integrantes explica que al corto y mediano plazo este será importado de Brasil (2010-2015), que para el año 2015

en un escenario optimista será posible la producción de biodiesel a partir de las microalgas y que para un escenario realista esto ocurrirá el año 2020.

- Con respecto a mejorar la calidad de los combustibles para reducir las emisiones, los participantes estiman que es real que la calidad varía pero que en términos de emisiones un aumento en la calidad de estos no conduciría a una disminución de emisiones relevante.
- Se propuso una jerarquización de medidas para la evaluación. Programas→Mecanismos de Incentivo→Medidas

En términos generales, a partir del trabajo con los participantes de este sector se obtuvieron valiosos comentarios que fueron considerados dentro del estudio. Además, se validaron las medidas que los consultores habían identificado naciendo otras nuevas gracias a las recomendaciones del taller.

16.5 Sector Comercial, Público y Residencial

Dentro de la discusión que se generó durante el taller correspondiente al sector CPR, se destacaron los siguientes puntos:

- Proponen una jerarquización de medidas. Programas→Mecanismos de Incentivo→Medidas
- Critican la medida que contemplaba erradicar el uso de leña ya que esto no es posible. El uso de leña va hacia un uso eficiente, no hacia una desaparición. Además, la leña es carbono neutral.
- Proponen la medida de duchas eficientes.
- Proponen la medida de mejoras a sistemas térmicos.
- Recomiendan poner el “apellido”: Actualización de la norma de aislación térmica.
- Recomiendan incluir una norma de aislación térmica para los subsectores comercial y público.
- Recomiendan reescribir los nombres de todas las medidas ya que se confunden con programas, políticas, incentivos económicos, etc.
- Advierten sobre la falta de información en cuanto al consumo energético para calefacción de una vivienda.

En general, la información recolectada en el taller para el sector CPR fue de buena calidad con aportes importantes en la inclusión de ciertas medidas adicionales a la lista presentada por los consultores. Nuevamente los participantes hicieron un fuerte hincapié en los nombres de las medidas ya que no estaban bien contextualizados. Los participantes además entregaron información relacionada con estudios de donde podríamos encontrar mayor información.