



GreenLab UC

División de Medio Ambiente DICTUC

ESTUDIO: CO-BENEFICIOS DE LA MITIGACION DE GEI

Estudio solicitado por el Ministerio del Medio Ambiente

INFORME FINAL

Santiago 31 de Marzo de 2011

Equipo de Trabajo

Luis Abdón Cifuentes Lira, Ingeniero Civil Estructural
Ph.D. en Ingeniería y Políticas Públicas

Nicolás Borchers Arriagada, Ingeniero Civil Industrial Ambiental

Camila Cabrera, Ingeniero Civil Industrial Ambiental

Andrés Pica Téllez, Ingeniero Civil Industrial Ambiental
MSc en Ingeniería Ambiental

Mayo Rodríguez, Ingeniero Civil Industrial Ambiental

Tabla de Contenidos

EQUIPO DE TRABAJO	I
LUIS ABDÓN CIFUENTES LIRA, INGENIERO CIVIL ESTRUCTURAL	I
PH.D. EN INGENIERÍA Y POLÍTICAS PÚBLICAS	I
NICOLÁS BORCHERS ARRIAGADA, INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL AMBIENTAL.....	I
CAMILA CABRERA, INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL AMBIENTAL	I
ANDRÉS PICA TÉLLEZ, INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL AMBIENTAL.....	I
MSC EN INGENIERÍA AMBIENTAL.....	I
MAYO RODRÍGUEZ, INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL AMBIENTAL	I
TABLA DE CONTENIDOS	I
LISTA DE TABLAS.....	II
LISTA DE GRÁFICOS.....	VI
1 ANTECEDENTES.....	1
2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	3
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
3 MODELACIÓN DE LA LÍNEA BASE	4
3.1 SECTOR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN – GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
3.1.1 <i>Proyección del consumo de energía</i>	4
3.1.2 <i>Estimación de emisiones de GEI</i>	8
3.1.3 <i>Estimación de emisiones de HDP</i>	9
3.2 SECTOR TRANSPORTE.....	10
3.2.1 <i>Proyección del consumo de energía</i>	10
3.2.2 <i>Estimación de Emisiones de GEI y HDP</i>	11
3.3 OTROS SECTORES ENERGÍA	12
3.3.1 <i>Determinación de Subsectores</i>	12
3.3.2 <i>Proyección del consumo de energía</i>	14
3.3.3 <i>Estimación de emisiones de GEI</i>	18
3.3.4 <i>Estimación de emisiones de HDP</i>	23
3.4 SECTOR FORESTAL.....	26
3.4.1 <i>Metodología para la proyección de emisiones GEI a nivel Nacional</i>	27
3.4.2 <i>Metodología para la proyección de emisiones de otros contaminantes a nivel Nacional</i>	43
3.4.3 <i>Resultados</i>	44
4 POTENCIAL DE MITIGACIÓN.....	48
4.1 SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	49
4.2 SECTOR INDUSTRIAL.....	56
4.3 SECTOR CPR	58
4.4 SECTOR TRANSPORTE.....	60
4.5 SECTOR FORESTAL	62
5 ESTIMACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LAS MEDIDAS GEI	63

5.1	SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	63
5.2	SECTORES INDUSTRIA, CPR Y TRANSPORTE	66
5.3	SECTOR FORESTAL	67
6	ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS ASOCIADOS A LAS MEDIDAS GEI	69
6.1	MÉTODO DE LA FUNCIÓN DAÑO	69
6.1.1	<i>Cambio en la Concentración Ambiental</i>	<i>70</i>
6.1.2	<i>Cambio en la Exposición de la Población</i>	<i>77</i>
6.1.3	<i>Cambio en la Incidencia de Efectos en Salud</i>	<i>78</i>
6.1.4	<i>Valoración de Efectos en Salud</i>	<i>87</i>
7	INCERTIDUMBRE.....	97
8	RESULTADOS	101
8.1	LÍNEA BASE DE EMISIONES	101
8.1.1	<i>Emisiones de GEI.....</i>	<i>101</i>
8.1.2	<i>Emisiones de HDP</i>	<i>107</i>
8.2	COSTOS TOTALES MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	114
8.3	COSTO MEDIO MEDIDAS MITIGACIÓN	118
8.4	CO-BENEFICIOS POR MEDIDA	123
9	CONCLUSIONES.....	129
10	BIBLIOGRAFÍA.....	130
11	ANEXOS	134
I.	PROYECCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO	134
I.1	SECTOR INDUSTRIA.....	134
I.2	SECTOR CPR	167
I.3	SECTOR OTROS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	174
II.	ESTIMACIÓN DEL FACTOR “MEJORAS TECNOLÓGICAS”.....	188
II.1	MÉTODO 1: SECTOR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, INDUSTRIA Y CPR.....	188
II.2	MÉTODO 2: SUBSECTOR TRANSPORTE TERRESTRE	191
III.	PENETRACIÓN DE MEDIDAS MITIGACIÓN SEGÚN ESCENARIOS.....	192
III.1	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN - GENERACIÓN ELÉCTRICA	192
III.2	CPR	193
III.3	INDUSTRIA – GENERAL	195
III.4	TRANSPORTE – TERRESTRE.....	195
IV.	BENEFICIO UNITARIO SEGÚN PROVINCIA.....	198
V.	DISTRIBUCIÓN DE LOS CO-BENEFICIOS	202
VI.	DAÑO MARGINAL POR TONELADA REDUCIDA DE CONTAMINANTE	204
VII.	COMPARACIÓN DE DAÑOS MARGINALES	208
VIII.	ORDEN MEDIDAS SEGÚN COSTOS POR TONELADA REDUCIDA DE CO ₂ E.....	209

Lista de Tablas

Tabla 1-1	Tipos de Beneficios por mejor de la calidad ambiental	2
Tabla 3-1	Clasificación de Sectores y subsectores abordados.....	4
Tabla 3-2	Distribución de los consumos de electricidad de cada Región	6
Tabla 3-3	Energéticos utilizados según tipología central.....	7
Tabla 3-4	Factores de Emisión de Gases Efecto Invernadero (kg/TJ) – Sector Generación eléctrica	9
Tabla 3-5	Tasa anual de crecimiento de consumo de combustible sector transporte: 2025-2030.....	10

Tabla 3-6 Subdivisión del Sector Centros de Transformación según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC13	
Tabla 3-7 Subdivisión del Sector Industria según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC.....	13
Tabla 3-8 Subdivisión del Sector CPR según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC.....	14
Tabla 3-9 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Industria.....	19
Tabla 3-10 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector CPR.....	19
Tabla 3-11 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Centros de Transformación	20
Tabla 3-12 Criterios de desagregación de emisiones GEI	21
Tabla 3-13 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector CPR	22
Tabla 3-14 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector Otros Centros de Transformación.....	22
Tabla 3-15 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector Industria	23
Tabla 3-16 Inventarios utilizados como información base	24
Tabla 3-17 Factores de Emisión de Contaminantes Locales Sector CPR	26
Tabla 3-18 Uso actual de los suelos en Chile	26
Tabla 3-19 Distribución Superficies Forestales por Región año 2007	32
Tabla 3-20 Superficies Forestales Plantadas Promedio en Chile por Región (2000 -2007). Hectáreas (ha).....	33
Tabla 3-21 Edad de Cosecha Especies Forestadas Seleccionadas. Años	34
Tabla 3-22 Distribución de las Superficies Forestales por Especies y por Región de Chile. Año 2007 (ha)	35
Tabla 3-23 Distribución de las Superficies Forestales por Especies Seleccionadas y por Región de Chile. Año 2007 (%).....	35
Tabla 3-24 Forestación y Reforestación Históricas de las Superficies Forestales en Chile (%).....	36
Tabla 3-25 Superficies Promedio Forestadas por el DL701 por Región (2000-2009). Hectáreas (ha).....	37
Tabla 3-26 Forestación Histórica Promovida y no Promovida por el DL701. Hectáreas (ha)	38
Tabla 3-27 Distribución de las Especies Forestadas por el DL701 por Región de Chile (%) escenario BAU	39
Tabla 3-28 Distribución de las Especies Forestadas por el DL701 por Región de Chile (%) escenarios de mitigación	39
Tabla 3-29 Rendimiento de las Especies a Edad de Cosecha Escenario BAU (tonMs/ha)	40
Tabla 3-30 Rendimiento de las Especies a Edad de Cosecha Escenarios Mitigación (tonMs/ha)	41
Tabla 3-31 Densidades Anhidras Especies [kg/m3]	42
Tabla 3-32 Participación de cada componente de la biomasa aérea total para las especies de Pino y Eucalyptus consideradas (%).....	42
Tabla 3-33 Razón Biomasa Raíces – Biomasa Aérea	43
Tabla 4-1 Medidas de mitigación de GEI consideradas en el análisis	49
Tabla 4-2 Potencial de penetración medidas sector eléctrico (MW)	50
Tabla 4-3 Reducción porcentual de emisiones sector generación eléctrica – Año 2030	56
Tabla 4-4 Reducción porcentual de emisiones sector industrial– Año 2030.....	58
Tabla 4-5 Reducción porcentual de emisiones sector CPR – Año 2030.....	60
Tabla 4-6 Reducción porcentual de emisiones sector Transporte – Año 2030	62
Tabla 5-1 Costos de tecnologías de generación eléctrica.....	64
Tabla 5-2 Costos promedios de forestación por Región (USD 2009/ha)	68
Tabla 6-1: Factores Emisión-Concentración (FEC) para PM2,5 ((ton/año)/(ug/m ³)) disponibles.....	72
Tabla 6-2: Fuentes predominantes según Ciudad	75
Tabla 6-3 Asignación de FEC por ciudad a Zonas y Tipos de Fuentes Emisoras.....	75
Tabla 6-4 Caracterización de provincias según zona geográfica y superficie urbana.....	75
Tabla 6-5 Resumen de coeficientes de funciones C-R para material particulado fino	83
Tabla 6-6 Resumen de coeficientes de funciones C-R para Ozono.....	84
Tabla 6-7 Tasas de Mortalidad por Provincia (Tasa por cada 100.000 habs)	85
Tabla 6-8 Tasas de Admisiones Hospitalarias que serán utilizadas.	86
Tabla 6-9 Cálculo de la tasa de incidencia de días laborales perdidos a nivel nacional	87
Tabla 6-10 Tasas de Incidencia utilizadas - Días con actividad nula, restringida y restringida leve	87
Tabla 6-11 Efectos según Causa y Grupo de Edad que serán valorizados	89

Tabla 6-12 Estimaciones del VVE en Santiago por medio del método de valoración contingente (UF por vida estadística).....	90
Tabla 6-13 Estimaciones del VVE en Santiago actualizadas al año 2008 (UF por vida estadística)	91
Tabla 6-14 Valores de Vida Estadística propuestos para el análisis.	91
Tabla 6-15 Incremento medio de costo según tipo de prestación.	92
Tabla 6-16 Costos médicos de atenciones médicas (costo por caso).....	93
Tabla 6-17 Valores unitarios de costos médicos transferidos de estudios en Latinoamérica (US\$ per 1000 \$IPC)	94
Tabla 6-18 Valores Utilizados en la cuantificación de los efectos considerados (UF/caso).....	96
Tabla 7-1 Variación entre los límites del intervalo y la media de las proyecciones de los consumos energéticos	98
Tabla 8-1 Valor presente de Costos según escenario (MUSD)	118
Tabla 8-2 Costo medio (USD/ton CO2e) y reducción de emisiones (Mton CO2e) de las medidas de mitigación para los distintos escenarios de mitigación analizados (Suave - Medio - Fuerte)	122
Tabla 8-3 Co-beneficios según Medidas para escenarios de daño [Bajo-Alto] - Escenario Medio.....	123
Tabla 8-4 VP de costos y co-beneficios según escenario y escenario de valoración (Bajo / Alto) (MUSD)	125
Tabla 8-5 Costo Neto Medio (USD/ton CO2e) considerando co-beneficios (Escenario Alto de valoración)	127
Tabla 11-1 Variables explicativas usadas en cada uno de los subsectores del sector Industria.....	134
Tabla 11-2 Valores de la elasticidad y la constante del modelo ajustado para cada subsector	135
Tabla 11-3 Nivel de Producción Nacional de Cobre – Histórico (ton/año).....	137
Tabla 11-4 Nivel de Producción Nacional de Cobre – Proyectado (ton/año).....	137
Tabla 11-5 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Cobre	138
Tabla 11-6 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Cobre	138
Tabla 11-7 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Salitre	141
Tabla 11-8 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Salitre	141
Tabla 11-9 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Salitre.....	142
Tabla 11-10 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Hierro	144
Tabla 11-11 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Hierro	144
Tabla 11-12 R2 y valores de los parámetros entre la variables explicativa y el consumo energético del subsector Celulosa	146
Tabla 11-13 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Celulosa	147
Tabla 11-14 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Celulosa	147
Tabla 11-15 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Siderurgia	149
Tabla 11-16 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Siderurgia	150
Tabla 11-17 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Siderurgia.....	150
Tabla 11-18 R2 y valores de los parámetros entre la variables explicativa y el consumo energético del subsector Petroquímica	152
Tabla 11-19 Elasticidad y Constate según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Petroquímica ..	153
Tabla 11-20 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petroquímica	153
Tabla 11-21 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Cemento.....	155
Tabla 11-22 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Cemento	156
Tabla 11-23 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Azúcar.....	158
Tabla 11-24 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Azúcar.....	159
Tabla 11-25 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Azúcar	160
Tabla 11-26 R2 y valores de los parámetros entre la variable explicativa y el consumo energético del subsector Industria y Minas Varias	161
Tabla 11-27 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Industria y Minas Varias	162
Tabla 11-28 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Industria y Minas Varias	162
Tabla 11-29 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Pesca	164
Tabla 11-30 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Pesca.....	165
Tabla 11-31 Valores de la elasticidad y la constante del modelo ajustado para cada subsector	168

Tabla 11-32 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Residencial	169
Tabla 11-33 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Residencial.....	170
Tabla 11-34 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Comercial y Público	172
Tabla 11-35 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Comercial y Público	172
Tabla 11-36 Variables explicativas usadas en cada uno de los subsectores del sector Otros Centros de Transformación.....	174
Tabla 11-37 Valores de la elasticidad y la constante del modelos ajustado para cada subsector	175
Tabla 11-38 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Coke	176
Tabla 11-39 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Gas y Coke	177
Tabla 11-40 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Petróleo y Gas	179
Tabla 11-41 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Petróleo y Gas	179
Tabla 11-42 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petróleo y Gas.....	180
Tabla 11-43 Nivel de Producción Nacional de Carbón – Histórico (ton/año).....	182
Tabla 11-44 Nivel de Producción Nacional de Carbón – Proyectado (ton/año).....	182
Tabla 11-45 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Carbón y Leña.....	183
Tabla 11-46 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Carbón y Leña	183
Tabla 11-47 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Carbón y Leña	184
Tabla 11-48 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Metanol	185
Tabla 11-49 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Gas y Metanol	186
Tabla 11-50 Factores de Emisión (SO ₂) y Distribución del parque tecnológico de Generación Eléctrica a base de Carbón	189
Tabla 11-51 Valores utilizados como función de mejoras tecnológicas según sector y contaminante.....	190
Tabla 11-52 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Suave	192
Tabla 11-53 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Media	193
Tabla 11-54 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Fuerte	193
Tabla 11-55 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector CPR	194
Tabla 11-56 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector Industria	195
Tabla 11-57 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector Industria	196
Tabla 11-58 Beneficio Unitario según Provincia – Escenario Bajo (UF/[ug/m ₃] PM _{2.5})	198
Tabla 11-59 Beneficio Unitario según Provincia – Escenario Alto (UF/[ug/m ₃] PM _{2.5}).....	200
Tabla 11-60 Co-beneficio por Provincia.....	202
Tabla 11-61 Co-Beneficio por Zona	203
Tabla 11-62 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Provincia Escenario Low	204
Tabla 11-63 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Provincia Escenario High	205
Tabla 11-64 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Zona Escenario Low	207
Tabla 11-65 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Zona Escenario High	207
Tabla 11-66 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton)	208
Tabla 11-67 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton) ajustando VVE	208
Tabla 11-68 Variación en el ranking de costos por CoBeneficios Escenario Low	209
Tabla 11-69 Variación en el ranking de costos por CoBeneficios Escenario High	210

Lista de Gráficos

Gráfico 3-1 Superficies Forestales País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación	45
Gráfico 3-2 Stock GEI Neto País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación	45
Gráfico 3-3 Stock GEI por hectárea a nivel País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación	46
Gráfico 3-4 Emisiones GEI Sector Forestal [ton CO ₂ eq/año] a nivel País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación	47
Gráfico 4-1 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario BAU (GWh/año).....	51
Gráfico 4-2 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Suave (GWh/año).....	51
Gráfico 4-3 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Medio (GWh/año).....	52
Gráfico 4-4 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Fuerte (GWh/año).....	52
Gráfico 4-5 Evolución de la generación eléctrica en el SING– Escenario BAU (GWh/año).....	53
Gráfico 4-6 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Suave (GWh/año).....	53
Gráfico 4-7 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Medio (GWh/año).....	54
Gráfico 4-8 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Fuerte (GWh/año).....	54
Gráfico 4-9 Emisiones GEI sector de generación eléctrica	55
Gráfico 4-10 Emisiones GEI sector industrial.....	57
Gráfico 4-11 Emisiones GEI sector CPR.....	59
Gráfico 4-12 Emisiones GEI sector Transporte	61
Gráfico 5-1 Costos de Combustible asociados al sector de generación eléctrica (USD/MWh).....	65
Gráfico 5-2 Costos de combustible sectores Industria, CPR y Transporte (USD/MWh).....	67
Gráfico 6-1 Distribución Concentración PM _{2.5} según Fuente Emisora.....	74
Gráfico 8-1 Participación de Emisiones GEI (tCO ₂ e) según región - 2010.....	102
Gráfico 8-2 Emisiones Totales de CO ₂ e.....	103
Gráfico 8-3 Emisiones Regionales de tCO ₂ e.....	104
Gráfico 8-4 Emisiones Sectoriales de CO ₂ e.....	104
Gráfico 8-5 Emisiones subsectoriales de CO ₂ e.....	105
Gráfico 8-6 Comparación emisiones GEI con y sin asignación de emisión por consumo eléctrico – Año 2030.....	106
Gráfico 8-7 Comparación participación % emisiones con y sin asignación de emisiones por consumo eléctrico – Año 2030.....	107
Gráfico 8-8 Emisiones Totales HDP.....	108
Gráfico 8-9 Distribución regional de las emisiones de PM _{2.5}	109
Gráfico 8-10 Distribución regional de las emisiones de NH ₃	110
Gráfico 8-11 Distribución regional de las emisiones de NO _x	110
Gráfico 8-12 Distribución regional de las emisiones de SO _x	111
Gráfico 8-13 Emisiones PM _{2,5} según sector	112
Gráfico 8-14 Emisiones NH ₃ según sector.....	113
Gráfico 8-15 Emisiones NO _x según sector	113
Gráfico 8-16 Emisiones SO _x según sector.....	114
Gráfico 8-17 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Suave	115
Gráfico 8-18 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Medio	116
Gráfico 8-19 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Fuerte	117
Gráfico 8-20 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO ₂ e) - Escenario Suave	119
Gráfico 8-21 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO ₂ e) - Escenario Medio	120
Gráfico 8-22 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO ₂ e) - Escenario Fuerte	121
Gráfico 11-1 Proyección Consumo Energético para el Sector Industria según Combustibles (TCal).....	136
Gráfico 11-2 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Sector Industria.....	136
Gráfico 11-3 Proyección Consumo Energético para el Subsector Cobre según Combustibles (TCal)	139
Gráfico 11-4 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Cobre.....	140
Gráfico 11-5 Proyección Consumo Energético para el Subsector Salitre según Combustibles (TCal).....	142
Gráfico 11-6 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Salitre	143

Gráfico 11-7 Proyección Consumo Energético para el Subsector Hierro según Combustibles (TCal)	145
Gráfico 11-8 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Hierro	146
Gráfico 11-9 Proyección Consumo Energético para el Subsector Celulosa según Combustibles (TCal)	148
Gráfico 11-10 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Celulosa	148
Gráfico 11-11 Proyección Consumo Energético para el Subsector Siderurgia según Combustibles (TCal)	151
Gráfico 11-12 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Siderurgia	152
Gráfico 11-13 Proyección Consumo Energético para el Subsector Petroquímica según Combustibles (TCal)	154
Gráfico 11-14 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Petroquímica	155
Gráfico 11-15 Proyección Consumo Energético para el Subsector Cemento según Combustibles (TCal)	157
Gráfico 11-16 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Cemento	158
Gráfico 11-17 Proyección Consumo Energético para el Subsector Azúcar según Combustibles (TCal)	160
Gráfico 11-18 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Azúcar	161
Gráfico 11-19 Proyección Consumo Energético para el Subsector Industria y Minas Varias según Combustibles (TCal)	163
Gráfico 11-20 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Industria y Minas Varias	164
Gráfico 11-21 Proyección Consumo Energético para el Subsector Pesca según Combustibles (TCal)	166
Gráfico 11-22 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Pesca	167
Gráfico 11-23 Proyección Consumo Energético para el Sector CPR según Combustibles (TCal)	168
Gráfico 11-24 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Sector CPR	169
Gráfico 11-25 Proyección Consumo Energético para el Subsector Residencial según Combustibles (TCal)	171
Gráfico 11-26 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Residencial	171
Gráfico 11-27 Proyección Consumo Energético para el Subsector Comercial y Público según Combustibles (TCal)	173
Gráfico 11-28 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Comercial y Público	174
Gráfico 11-29 Proyección Consumo Energético para el Sector Otros Centros de Transformación según Combustibles (TCal)	175
Gráfico 11-30 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para Otros Centros de Transformación	176
Gráfico 11-31 Proyección Consumo Energético para el Subsector Gas y Coke según Combustibles (TCal)	178
Gráfico 11-32 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Gas y Coke	178
Gráfico 11-33 Proyección Consumo Energético para el Subsector Petróleo y Gas según Combustibles (TCal)	180
Gráfico 11-34 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Petróleo y Gas	181
Gráfico 11-35 Proyección Consumo Energético para el Subsector Carbón y Leña según Combustibles (TCal)	184
Gráfico 11-36 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Carbón y Leña	185
Gráfico 11-37 Proyección Consumo Energético para el Subsector Gas y Metanol según Combustibles (TCal)	187
Gráfico 11-38 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Gas y Metanol	187

1 Antecedentes

En la recientemente celebrada 15ª Conferencia de las Partes de la Convención sobre Cambio Climático en Copenhague, Dinamarca (COP-15) donde se firma el Copenhague Accord¹, Chile se comprometió a una reducción del 20% de sus emisiones al año 2020. Parte de las reducciones se realizarían con financiamiento nacional y el resto con apoyo internacional. Para lograr esto, es necesario que el país inicie acciones concretas respecto de la implementación de medidas de mitigación.

En el último tiempo, diversas instituciones gubernamentales (Comisión Nacional de Energía, la Subsecretaría de Transportes, el Ministerio de Hacienda y CONAMA) han realizado estudios que sirven como base para lograr los objetivos del país. En ellos se ha estudiado, aspectos como la evolución de emisiones según sector, los escenarios de expansión (energía, industria, etc.), la caracterización de tecnologías y la jerarquización de medidas según eficiencia y/o costo-efectividad.

Por otro lado, gran parte de la población del país vive en zonas que presentan altos índices de contaminación atmosférica. En el caso del material particulado varias comunas del país no cumplen con la norma anual de PM₁₀ (DICTUC 2010). Para el caso del PM_{2.5}, todas las áreas metropolitanas con mediciones presentan concentraciones anuales superiores al nivel propuesto por la OMS de 10 µg/m³ (DICTUC 2010).

Cabe notar que varias de las fuentes de contaminación atmosférica (HDP, por sus siglas en inglés, *Health Damaging Pollutants*) y gases de efecto invernadero (GEI) son las mismas y por ende la aplicación de un análisis estratégico que combine ambas dimensiones, permitirá atacar efectivamente los dos problemas. Además, esto permitirá que se reduzcan enormemente los costos de abatimiento en relación con los beneficios asociados, ya que generalmente los beneficios están subestimados dependiendo del énfasis que tenga la política (abatir contaminación atmosférica o reducir GEI). (Swedish EPA 2009)

Una reducción en las emisiones de GEI produce un beneficio a nivel global por atacar directamente el calentamiento global, mientras que la reducción de contaminantes atmosféricos se traduce en una mejora en la calidad del aire y por ende una mejora en la calidad de vida de la población. Estos impactos se traducen además en beneficios económicos para el país. La siguiente tabla resume algunos de los posibles beneficios producto de la reducción en la concentración de contaminantes atmosféricos:

¹ <http://en.cop15.dk>

Tabla 1-1 Tipos de Beneficios por mejor de la calidad ambiental

Impacto	Descripción
Salud Humana	Se consideran los efectos de mortalidad prematura y de morbilidad en la población expuesta debido a los cambios en las concentraciones ambientales extramuros.
Visibilidad	Los cambios de concentraciones tienen un impacto en la visibilidad.
Materiales	Debido a la contaminación se producen daños en superficies de materiales fundamentalmente.
Agricultura	Mejora en la productividad por reducción de concentración de SO ₂

Fuente: Elaboración Propia

Es por lo anterior que Chile requiere continuar con la realización de estudios que evalúen, económica y socialmente, los co-beneficios generados (específicamente por reducción de contaminación local) de la implementación de diversas medidas de reducción de GEI para aquellos sectores más importantes en su contribución a las emisiones nacionales.

De lo último, aparece la necesidad de generar un modelo que permita la cuantificación de reducción de contaminantes atmosféricos como resultado de la aplicación de medidas de mitigación de GEI, y la identificación y cuantificación de beneficios y/o costos asociados a estas reducciones, que permitan la realización de un análisis integrado de políticas que tienda a una mejor estimación de los beneficios producidos por la implementación de estas.

2 Objetivos del estudio

2.1 Objetivo general

Realizar un análisis que incorpore a los costos de mitigación de GEI, los co-beneficios (costos evitados) asociados a la reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos locales. Dicho análisis se llevará a cabo a nivel regional y considerará los siguientes sectores:

- Centros de transformación
- Transporte
- Industrial
- Comercial, público y residencial (CPR)
- Forestal

2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos para el presente informe de avance son:

- Definición de una metodología de modelación de la línea base de emisiones globales y locales.
- Establecimiento de la “línea base”, o escenario BAU (business as usual, por sus siglas en inglés), desagregado a nivel sectorial y regional.
- Determinación del potencial de reducción de emisiones por medida de mitigación, tanto de contaminantes locales como globales, para un conjunto de medidas consensuadas entre el equipo consultor y la contraparte.

3 Modelación de la Línea Base

A continuación se presenta la metodología que se utilizó para modelar la línea base de cada uno de los sectores considerados en el presente estudio. La siguiente tabla presenta los sectores y subsectores considerados en la modelación de la línea base que se presenta en las siguientes secciones.

Tabla 3-1 Clasificación de Sectores y subsectores abordados

Sector	Subsector	Sección Informe
Centros de Transformación	Generación Eléctrica	3.1
	Gas y Coke	3.3
	Petróleo y Gas	
	Carbón y Leña	
	Gas y Metanol ²	
Transporte	Aéreo	3.2
	Ferroviario	
	Marítimo	
	Terrestre	
Industria	Cobre	3.3
	Salitre	
	Hierro	
	Celulosa	
	Siderurgia	
	Petroquímica	
	Cemento	
	Azúcar	
	Industria y Minas Varias	
CPR	Comercial y Publico	3.3
	Residencial	
Forestal		3.4

Fuente: Elaboración Propia

3.1 Sector Centros de Transformación – Generación Eléctrica

3.1.1 Proyección del consumo de energía

Para abordar el problema de la proyección del consumo de energéticos por parte del sector eléctrico, se debe comprender que estos son en extremo variables, según la tecnología

² Durante el informe para referirse a los subsectores Gas y Coke, Petróleo y Gas, Carbón y Leña y Gas y Metanol se utiliza Sector Otros Centros de Transformación.

utilizada. Para esto se desarrolló un modelo de generación, que determina cuanta electricidad se generará para cada central y cuando.

La cantidad de electricidad generada dependerá de la demanda de los distintos sectores intensivos en consumo eléctrico. Para esto se utilizó la proyección de consumo de electricidad sectorial-regional elaborada para el resto de los sectores (ver sección 3.3.2). Para el caso del sector Transporte, fue necesario realizar una proyección del consumo eléctrico, debido a que no fue considerado por SECTRA y Sistemas Sustentables (2010). En este caso se realizó una simple regresión lineal usando el tiempo como variable explicativa, y tomando los valores históricos de consumo eléctrico según los balances nacionales de energía de la CNE (2009e) entre los años 1999 y 2008 (el período fue elegido por la expansión del metro de Santiago el año 2000 cuando se pone en marcha la línea 5, con un ajuste de $R^2=76,28\%$).

Otra salvedad que se debe hacer es que se proyectó el autoconsumo de electricidad del sector (Centros de Transformación - Generación Eléctrica). Para esto se utilizó un modelo econométrico que utilizó como variable explicativa el PIB (con un R^2 de un 81,5%). Estos consumos se distribuyeron proporcionalmente entre los sistemas (SIC, SING, AYSEN, MAGALLANES y AP) en relación a los tamaños de estos.

La consolidación de los consumos de electricidad para todos los sectores (incluyendo autoconsumo) y la respectiva asignación según sistema eléctrico de estos, permite tener un modelo de generación eléctrica sensible a las fluctuaciones de cada demanda y diferenciada por sistema. Se asignó la demanda regional a cada sistema eléctrico según los valores presentados en la Tabla 3-2, que corresponden a una distribución en la que se asignó el consumo de cada región al sistema eléctrico existente en la región. Por otro lado se distribuyó regionalmente la generación de Autoprodutores (AP), según la demanda por electricidad de los sectores industrial y comercial agregados.

Tabla 3-2 Distribución de los consumos de electricidad de cada Región

Región	SING	SIC	AYSEN	MAGALLANES	AP
XV - Arica y Parinacota	99,9%				0,1%
I - Tarapacá	97,3%				2,7%
II - Antofagasta	88,3%				11,7%
III - Atacama		97,7%			2,3%
IV - Coquimbo		98,3%			1,8%
V - Valparaíso		97,			3,
XIII - RM		92,			8,
VI - O'Higgins		97,5%			2,5%
VII - Maule		97,9%			2,1%
VIII - Bio Bio		88,3%			11,7%
IX - Araucanía		98,5%			1,5%
X - de los Lagos		99,			1,
XIV - de los Ríos		99,3%			0,7%
XI - Aysén			99,9%		0,1%
XII - Magallanes y Antártica Chilena				99,2%	0,8%

Fuente: Elaboración Propia

Esta proyección de demanda eléctrica consolidada, se distribuye en función de la fracciones temporales (en el modelo se distinguen 3 bloques diarios y 4 estaciones, es decir 12 fracciones temporales). Las curvas de carga de la demanda se asignaron según sistema, se utilizaron las curvas del 2008 que se asumieron constantes, la información estaba disponible en CDEC (2009) para el SIC (que se extrapolo para Aysén y Magallanes) y el SING (que se extrapolo a Autoprodutores). Además, considerando las pérdidas de transmisión de cada sistema eléctrico (en base a la información del último balance nacional de energía), se determinó la generación necesaria para satisfacer la demanda para cada fracción temporal.

Por otro lado, se dispone con información sobre la proyección de capacidad instalada para dos escenarios base, Negro (se caracteriza por una matriz que propicia el Carbón y una tasa de crecimiento de la demanda de un 6% anual) y Azul (se caracteriza por una matriz que propicia la hidroelectricidad y una tasa de crecimiento de la demanda de un 5% anual)³. Esta información indica cantidad de recursos disponibles para satisfacer las necesidades energéticas para el BAU, en particular se eligió Negro para construir el BAU. Una vez determinada la capacidad disponible para generar electricidad, es necesario saber cuánto y cuando va a ser utilizada cada central. Para hacer esto se determinó el Factor de Planta Máximo disponible para cada central, según fracción temporal, en base a datos históricos de generación (CDEC 2009), con los cuales

³ CCG-UC/Poch Ambiental (2010). Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía.

se determino el promedio por tecnología y sistema al 2008 . Además, se analizó la oscilación en la disponibilidad de las centrales dependiendo de las tecnologías, para cada fracción temporal (fenómeno particularmente fuerte para el SIC entre las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas). Para las tecnologías cuya presencia en el sistema aun es baja, se asumió un factor de planta equivalente a los sugeridos por IEA (2008). Las tipologías de centrales utilizadas y las características del combustible que utilizan, consideradas en el modelo, se describen en la siguiente tabla:

Tabla 3-3 Energéticos utilizados según tipología central

Tipología de central	Energético que utiliza
Biomasa	Biomasa genérica (desechos, biogás, alcoholes, etc.)
Carbón	Carbón en un 86,2% y un 13,8% de coke
Embalse	Hidroelectricidad
Eólica	Energía del viento
Geotermia	Energía geotérmica
Gas	Gas natural en un 96,2%, Gas refinería en un 3,1% y Gas licuado en un 0,7%
Mini hidro	Hidroelectricidad
Pasada	Hidroelectricidad
Petróleo	Diesel en un 89,4% y petróleo combustible en un 10,6%
Solar	Energía del sol
Nuclear	Uranio
Mareomotriz	Energía del mar

Fuente: Elaboración Propia en base a CNE (2009e)

A continuación se procedió a estimar qué porcentaje del factor de planta corresponde a generación de base, las centrales térmicas tienen un 0% y las renovables que no pueden acumular tienen un 100%. Las tecnologías de embalse son las únicas con valores intermedios, se eligió preliminarmente un 75% (que garantiza la mantención del caudal mínimo ecológico) del Factor de Planta disponible para cada fracción temporal. De la multiplicación del Factor de Planta máximo y el porcentaje de generación base, se obtuvo el factor de planta mínimo. El factor de planta residual se obtiene de la resta entre el máximo y el mínimo.

De la multiplicación del factor de planta mínimo con la capacidad instalada eléctrica y las horas de cada fracción temporal, se obtiene la Generación de Base (MWh/estación-fracción día).

A continuación, de la resta entre la Generación necesaria y la generación de base, se obtiene el Déficit de Generación (MWh/estación-fracción día), que nos indica cuanta energía falta por generar en cada fracción temporal.

Por otra parte, con la ponderación del Factor de Planta Residual, la Capacidad Instalada Eléctrica y las horas de cada fracción temporal, es posible estimar la generación disponible por tecnología. Luego se determina la Generación Disponible por central.

Utilizando los costos marginales de cada central, se determina un Orden de Entrada de las Centrales según costos. Esta variable junto con la Generación Disponible por central va cubriendo el Déficit de Generación, desde la central más barata, hasta la más cara, para cada fracción temporal y sistema. El resultado de este análisis nos entrega un Nivel de Actividad por Central Según Fracción Temporal, que es una matriz que dice cuanto de su generación disponible usa cada central, para cada intervalo temporal. Multiplicando esta matriz por la Generación Disponible por central, se obtiene la Generación variable. Esta última sumada a la generación base, nos da la Generación total (en MWh/estación-fracción día).

Una vez que se ha determinado cuanta electricidad genera cada central, para cada año y fracción temporal, se procede a estimar el consumo de energía dividiendo la generación por las eficiencias de las centrales (se determinó del último balance nacional de energía, de manera indirecta la eficiencia promedio según tipo de combustible utilizado). De esta manera se llega al detalle de consumo de combustible, para cada central, año y fracción temporal.

3.1.2 Estimación de emisiones de GEI

Las emisiones del sector eléctrico están ligadas al consumo de energéticos de cada central y al factor de emisión de cada una de estas. A continuación se procederá a explicar cómo se determinaron estas variables.

El consumo de energéticos por central, se determinó según lo explicado anteriormente. A continuación, se procedió a agrupar las centrales según su provincia de procedencia. La información disponible de centrales, deja algunas sin localización específica, indicando solamente el sistema eléctrico (SIC, SING, Aysén, Magallanes o AP). Las emisiones provenientes de centrales en las que su localización se limita a la declaración del sistema eléctrico, se distribuyeron entre las provincias (del sistema eléctrico), que ya presentaran centrales térmicas, en proporción de los MW existentes declaradas en (DICTUC & Ambiente Gestión 2010).

Para los factores de emisiones de los GEI se utilizaron los factores de emisión que se establecen en IPCC (2006) según energético, correspondientes al sector, los valores se pueden ver en la siguiente tabla:

Tabla 3-4 Factores de Emisión de Gases Efecto Invernadero (kg/TJ) – Sector Generación eléctrica

Combustible	CH ₄	CO ₂	N ₂ O
Biomasa	30	112.000	4
Carbón	1	94.600	1,5
Coke	1	107.000	1,5
Diesel	3	74.100	0,6
Gas Licuado	1	44.400	0,1
Gas Natural	1	56.100	0,1
Gas Refinería	1	57.600	0,1
Petróleo Combustible	3	73.300	0,6

Fuente: IPCC 2006

Por medio de la multiplicación por los factores de emisión de los consumos proyectados según región y sector, se definió la línea base de emisiones de GEI.

3.1.3 Estimación de emisiones de HDP

Las emisiones de HDP del sector eléctrico están ligadas al consumo de energéticos de cada central y al factor de emisión de cada una de estas, la multiplicación de estas dos variables permite llegar al resultado final. El factor de emisión de cada HDP se construyó por medio de la multiplicación del Factor de emisión del CO₂ por el Factor_{HDP/CO₂}. Este último es un factor que dice, para cada contaminante HDP, la cantidad de HDP emitida por unidad de CO₂, según tipología de central. Por ello es necesario conocer las emisiones de CO₂ de cada tipología de central y multiplicarlas por cada Factor_{HDP/CO₂} respectivo.

Como se determinó anteriormente la cantidad de emisiones de GEI por central, incluido el CO₂, solo es necesario determinar el Factor_{HDP/CO₂}. La estimación de los factores de emisiones de los HDP, es un asunto delicado, ya que no depende exclusivamente del combustible utilizado, también del tipo de abatimiento aplicado a la central estudiada. Este asunto se vuelve más complejo cuando se quiere modelar proyección de emisiones, ya que es muy difícil determinar que tecnologías de abatimiento efectivamente tendrán las centrales nuevas. Preliminarmente el equipo consultor se basó en los datos de emisiones presentados en el estudio realizado por MG+ y Cifuentes (2010), en base a la razón entre la emisión de contaminante local y la de CO₂, se construyó un Factor_{HDP/CO₂} por contaminante local promedio para cada combustible.

Por medio de la multiplicación del Factor_{HDP/CO₂} y los factores de emisión de CO₂ proyectados según central, se definió la línea base de emisiones de HDP.

3.2 Sector Transporte

3.2.1 Proyección del consumo de energía

Para la proyección del consumo de energía en el sector transporte, se utilizó como base el estudio de SECTRA y Sistemas Sustentables (2010) y su modelo como guía, el cual proyectaba los consumos de energéticos por el sector hasta el año 2025. Por lo que para este sector no se realizó una proyección del consumo de energéticos, más bien se utilizaron las proyecciones desarrolladas por ellos, las que diferencian 4 modos de transporte:

3.2.1.1 Modo Aéreo, Ferroviario y Marítimo

Para estos modos se tomaron las proyecciones realizadas en SECTRA y Sistemas Sustentables (2010) y se extendió la proyección hasta el 2030, utilizando la tasa de crecimiento del 2025. La Tabla 3-5 muestra el valor utilizado como tasa de crecimiento del consumo de combustible entre los años 2025 y 2030 para este sector.

Tabla 3-5 Tasa anual de crecimiento de consumo de combustible sector transporte: 2025-2030

Combustible	Tasa
Diesel	2,8%
Gasolina	4,1%
Gasolina Aviación	2,9%
Kerosene Aviación	1,8%
Petróleo Combustible	6,5%

Fuente: Estimación en base a Sistemas Sustentables (2010)

3.2.1.2 Modo Terrestre o Caminero

Es el único modo de transporte en el cual se modeló el consumo, siguiendo la estructura sugerida por el modelo desarrollado en Sectra y Sistemas Sustentables (2010), para ello se tomaron las proyecciones del parque automotriz (caracterizado por tipo de vehículo y distribuido por regiones). Además se tomaron las estimaciones de los km recorridos anuales y los factores de consumo de combustible según tipo de vehículo. Por último se multiplicaron estas 3 variables (Parque vehicular, km recorridos anuales y factor de consumo), recreando así la proyección de consumos hasta el 2025, como en el resto de los modos, también se extendió la proyección hasta el 2030, utilizando las tasas del 2025.

3.2.2 Estimación de Emisiones de GEI y HDP

Para la proyección de las emisiones de GEI y HDP en el sector transporte, se utilizó la misma metodología para todos los contaminantes, sustentándose en el estudio de Sectra y Sistemas Sustentables (2010) y su modelo como guía, el cual proyecta las emisiones del sector hasta el año 2025, las que fueron extendidas hasta el 2030, utilizando las tasas de crecimiento del 2025. Por lo que en esta etapa no se realizó una proyección de las emisiones, más bien se recreó el modelo desarrollado por ellos donde se diferencian 4 modos de transporte.

3.2.2.1 Modo Aéreo

Este modo se caracteriza por tener dos tipos de emisiones las asociadas a los LTO (las que se generan en la fase de despegue y aterrizaje) y las asociadas a la fase crucero (las que se generan durante el vuelo). Resulta importante diferenciar estas emisiones, ya que las producto de los LTO se relacionan a la cantidad de despegues y aterrizajes, mientras que las provenientes de la fase Crucero, dependerán de las toneladas de combustibles consumidas durante el vuelo, que se asume son un 80% del consumo de combustible total Sectra y Sistemas Sustentables (2010). Las emisiones asociadas a LTO se obtendrán por medio de la multiplicación de la cantidad de LTO regionales y el Factor de emisión asociado a un LTO. Mientras que las emisiones asociadas a la fase Crucero, se obtienen gracias a la multiplicación del consumo de combustible regional proyectado por un 80% y un factor de emisión asociado a una tonelada de combustible del modo aéreo, los cuales están referidos al IPCC (2006) para GEI y a estimaciones realizadas por Sectra y Sistemas Sustentables (2010) para HDP. Es importante indicar que las emisiones de HDP emitidas en fase Crucero no son asignadas a ninguna comuna.

3.2.2.2 Modo Ferroviario y Marítimo

Estos modos se calcularon las emisiones por medio de la multiplicación entre la proyección de consumo de combustibles y los factores de emisión asociados a una tonelada de combustibles y al modo, los cuales están referidos al IPCC (2006) para GEI y a estimaciones realizadas por Sectra y Sistemas Sustentables (2010) para HDP.

3.2.2.3 Modo Terrestre o Caminero

Para este modo se calcularon las emisiones por medio de la multiplicación de los km recorridos totales por cada tipo de vehículo en cada región y factor de emisión por km de cada tipo de vehículo.

Para determinar los km recorridos totales por tipo de vehículo en cada región, se multiplicaron las proyecciones del parque automotriz (caracterizado por tipo de vehículo y distribuido por regiones) por la estimación de los km recorridos anuales por tipo de vehículo.

Para los factores de emisión se utilizaron los elaborados por SECTRA & Sistemas Sustentables (2010).

3.3 Otros Sectores Energía

Los sectores que incluye este apartado corresponden a los sectores Centros de Transformación - Otros, Industria y Comercial, Público y Residencial (CPR). A continuación se presenta la metodología que se siguió para la proyección de la línea base de emisiones.

3.3.1 Determinación de Subsectores

Para determinar los subsectores que se consideraron para la proyección del consumo de energía en los presentes sectores, y posteriormente la proyección de emisiones GEI, se han considerado las definiciones de los subsectores definidos en el Balance Nacional de Energía buscando una consistencia con la división que propone el IPCC. Se ha considerado prioritaria la subdivisión utilizada en los BNE debido a que posee información histórica de buena calidad, corresponde a información pública y transparente y representa la realidad nacional en cuanto a los subsectores más relevantes en consumo energético.

Resulta importante que cada uno de los subsectores definidos según el BNE se encuentre incluido en alguno de los subsectores del IPCC para que no existan inconsistencias al momento de querer presentar los resultados en el formato propuesto por el IPCC.

Las siguientes tablas muestran las subdivisiones de los sectores considerados en el presente estudio según ambas fuentes.

Tabla 3-6 Subdivisión del Sector Centros de Transformación según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC

Subdivisión según BNE		Subdivisión según IPCC	
Subsectores	Sector Centros de Transformación	Subsectores	Sector Industrias de la Energía
	Gas y Coke		Actividad Principal Producción de Electricidad y Calor
	Petróleo y Gas		Refinación de Petróleo
	Carbón y Leña		Manufactura de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía
	Gas y Metanol		
	Generación de Electricidad		

Fuente: Elaboración Propia

El subsector Generación de Electricidad posee una metodología diferente la cual se explica en la Sección 3.1, el subsector Petróleo y Gas presente en la subdivisión que entrega los BNE corresponde al subsector Refinación de Petróleo del IPCC. Por último, los subsectores Gas y Coke; Carbón y Leña; y Gas y Metanol, pertenecen al subsector Manufactura de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía establecido por el IPCC.

Tabla 3-7 Subdivisión del Sector Industria según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC

Subdivisión según BNE		Subdivisión según IPCC	
Subsectores	Sector Industrial	Subsectores	Sector Industrias Manufactureras y de la Construcción
	Cobre		Hierro y acero
	Salitre		Metales no ferrosos
	Hierro		Sustancias químicas
	Papel y Celulosa		Pulpa, papel e imprenta
	Siderurgia		Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco
	Petroquímica		Minerales no metálicos
	Cemento		Equipo de transporte
	Azúcar		Maquinaria
	Pesca		Minería (con excepción de combustibles) y cantería
	Industrias Varias		Madera y productos de la madera
	Minas Varias		Construcción
			Textiles y cueros
			Industria no especificada

Fuente: Elaboración Propia en base a BNE y IPCC

El único subsector que no presenta alguna relación entre lo planteado por el IPCC y la CNE corresponde a Pesca el cual está incluido en el sector "Otros Sectores" dentro del subsector Agricultura/Silvicultura/Pesca/Piscifactorías según el IPCC. Para el objetivo del presente estudio se mantendrá al sector Pesca como un componente del sector Industrial siendo consistente con la subdivisión utilizada en los BNE.

Tabla 3-8 Subdivisión del Sector CPR según el Balance Nacional de Energía y según el IPCC

Subdivisión según BNE		Subdivisión según IPCC	
Sector "CPR"		Sector "Otros Sectores"	
Subsectores	Comercial	Comercial e Institucional	
	Público	Residencial	
	Residencial	Agricultura/Silvicultura/Pesca/Piscifactorías	

Fuente: Elaboración Propia en base a BNE y IPCC

El análisis del sector CPR estará dividido solo en dos subsectores; "Residencial" y "Comercial y Público" para así seguir la misma línea de subsectores planteadas por el IPCC.

El tercer subsector propuesto por el IPCC, "Agricultura/Silvicultura/Pesca/Piscifactorías" no se incluye en el presente estudio exceptuando el sector Pesca que se encuentra incluido en el análisis del sector Industria.

3.3.2 Proyección del consumo de energía

3.3.2.1 Método

En primera instancia, para realizar la proyección de emisiones de GEI, se requiere estimar el consumo de energía para cada uno de los sectores y subsectores que se evaluarán en el presente estudio. Para esta estimación se han revisado las metodologías utilizadas en (POCH Ambiental 2009) y (O`Ryan, Díaz et al. 2008) las cuales son similares. Para el presente estudio utilizaremos una metodología en base a un enfoque econométrico tal como lo utilizaron los dos estudios recién mencionados.

La siguiente ecuación entrega el consumo energético por subsector y por combustible en el tiempo, función de variables socio-económicas para cada uno de los subsectores. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$Ln(Y_t) = \sum_i C_{1i} Ln(X_{it}) + C_2 \tag{Ecuación 3-1}$$

Donde:

Y_t corresponde al consumo de combustible para el sector en el tiempo t

C_{1i} corresponde a una constante que representa la elasticidad del consumo

C_2 corresponde a una constante

X_{it} corresponde a la variable explicativa i para el consumo Y en el tiempo t .

Para el presente estudio se utilizará solo una variable explicativa, y la estimación se realizará tanto para los consumos de cada combustible, como para los consumos totales de energía para de cada sub-sector. La proyección de consumo a nivel de combustible serán ajustados porcentualmente con el total consumo de energía del subsector.

Los consumos históricos pueden estar explicados por más de una variable explicativa, sin embargo, se privilegiará aquella que posea un R^2 mayor con respecto al consumo energético del subsector siempre y cuando esta variable posea una proyección respaldada para el periodo de evaluación del estudio (2010 - 2030).

La variable explicativa seleccionada para la proyección del consumo energético del subsector es la misma que se utilizará para la proyección de uso energético de cada uno de los combustibles de ese subsector.

3.3.2.2 Datos

La información del consumo energético histórico por sector, subsector y por tipo de combustible que fue utilizada como información base corresponde a la misma que se utilizó en (POCH Ambiental 2009) la cual está basada en los Balances Nacionales de Energía publicados por la CNE. Se utilizaron los consumos históricos correspondientes al periodo 1990 – 2008.

3.3.2.3 Variables Explicativas

Las variables explicativas utilizadas para la proyección del consumo energético son de tres tipos (capacidad de producción, PIB y Población) las cuales deben poseer una proyección dentro del periodo de evaluación debidamente justificada además de los datos históricos. A continuación se describen estas variables junto con la debida justificación de su proyección en caso de ser utilizadas.

A. Capacidad de Producción

Para el caso en que la variable explicativa corresponda a la capacidad de producción esta deberá tener una debida justificación de su proyección dentro del periodo de evaluación y deberá considerar que el crecimiento de esta no sobrepase a la capacidad máxima instalada. La evolución de la capacidad de producción se basa en la información del subsector y en la opinión de los expertos del respectivo subsector.

Para el presente estudio, los subsectores que proyectaron su consumo energético a partir de variables explicativas de capacidad de producción corresponden al subsector Cobre y al subsector Carbón y Leña. Para el caso de Cobre, la proyección de la producción de cobre que se utilizó corresponde a la utilizada en (POCH Ambiental 2009) que se obtuvo directamente de COCHILCO hasta el año 2020 mientras que para el periodo 2020 – 2030 se siguió una tendencia lineal de los valores históricos y proyectados disponibles. Por su parte, para el sector Carbón y Leña, la variable explicativa corresponde a la producción de carbón la cual se proyectó según lo realizado en (POCH Ambiental 2009) y que consideró a los yacimientos existentes y la información de proyectos que se encuentran actualmente en el SEIA, trabajo que se hizo en conjunto con la CNE.

B. Producto Interno Bruto

Se asumió un crecimiento anual del PIB del 4,18%, valor que corresponde al utilizado en (CEPAL 2009) y que corresponde al crecimiento de PIB entre los años 1971 a 2007 según el Banco Mundial.

Por su parte, los valores históricos del PIB fueron obtenidos a partir de la información del Banco Central de Chile y se utilizan como valores reales (millones de pesos del 2003).

C. Población

Para los casos en que la variable explicativa del consumo de energía corresponda a la población se utilizaron como datos históricos y proyectados los reportados en (CEPAL & INE 2005).

3.3.2.4 Ajustes al modelo

Los resultados de la proyección de consumo de combustibles deben ser ajustados para que la suma del consumo de energía a partir de todos los combustibles sea igual al consumo energético del subsector, para cada uno de los años de la proyección.

Además de este ajuste, se realizaron dos ajustes adicionales para considerar otros factores que no logran ser capturados por el modelo econométrico. Estos se explican a continuación.

A. Gas Natural

Debido al corte de abastecimiento de este combustible desde Argentina y la posterior instalación de la planta de regasificación de GNL Quintero, la proyección del consumo energético del Gas Natural requiere de un tratamiento especial que no es posible realizar

únicamente con una proyección en base a un método econométrico que utiliza datos históricos de consumo.

Según (POCH Ambiental 2009), en base a información de la CNE, existen 2.477.000 m³/día destinados al sector CPR y 2.057.000 m³/día destinados a ENAP para consumo propio o distribución y venta a terceros.

Para los subsectores Residencial, Comercial y Público y Petróleo y Gas se sigue la misma metodología que se describió en la sección 3.3.2.1 obteniendo la proyección de consumo de gas natural, sin embargo, este consumo se encuentra acotado por la disponibilidad en la planta de GNL Quintero. Para los años en donde el consumo de gas natural en dichos subsectores no supera la disponibilidad máxima, el excedente de GNL de la planta de Quintero se destina a los subsectores que tradicionalmente han consumido gas natural⁴. La asignación se hace según el promedio de participación del combustible en cada subsector entre los años 2000 – 2008 y la capacidad de distribución del Gas Natural. En particular, al sector Salitre se le impone una participación nula en esta repartición de gas natural debido a que este subsector concentra todas sus actividades en el norte del país por lo que se encuentra fuera del radio de distribución de este combustible. El subsector Cobre concentra aproximadamente el 75% de sus actividades en el norte del país por lo que solo un cuarto del consumo histórico de gas natural de este subsector será utilizado para realizar la distribución del gas natural disponible. Por último, para el subsector Gas y Metanol se utilizó la metodología descrita en la sección 3.3.2.1 ya que este subsector concentra sus actividades en el extremo sur del país y posee la capacidad de generar contratos de abastecimiento directamente en esa zona.

B. Ajuste de los Modelos Econométricos

Los modelos econométricos se ajustaron usando regresión lineal multivariada. La bondad de ajuste de los modelos se evaluó con el indicador R^2 . La significancia estadística de cada parámetro se evaluó con el test t, con un 5% de confianza.

Una vez aplicado el test t a cada uno de los parámetros C_1 (elasticidad) generados por el modelo para cada uno de los subsectores y combustibles y para aquellos en que el resultado del test t no rechaza la hipótesis nula ($C_1=0$) fueron realizados ajustes independientes. En general, los ajustes correspondieron a asignar un valor constante de participación del combustible en el total del consumo del subsector correspondiente a la mediana de la participación histórica. Los ajustes específicos realizados se presentan en las secciones particulares de cada subsector.

⁴ Los subsectores que tradicionalmente han consumido Gas Natural corresponden a Cobre, Salitre, Hierro, Celulosa, Siderurgia, Petroquímica, Cemento, Azúcar, Industrias y Minas Varias, Pesca y Gas y Metanol.

En el Anexo I se encuentra la metodología y resultados particulares de la proyección del consumo energético de cada sector y subsector junto con la descripción de todos los ajustes realizados.

3.3.3 Estimación de emisiones de GEI

3.3.3.1 Nivel Nacional

Para los subsectores que están incluidos en esta sección (Industria, CPR y Otros Centros de Transformación) la información disponible para su evaluación es limitada ya que no es posible obtener información desagregada mayor a la que está contenida en los balances nacionales. Por lo mismo, no existe información de un factor de emisión específico para cada categoría de fuentes ni de combustible utilizado en Chile por lo que se deberán utilizar factores de emisión por defecto de acuerdo a los lineamientos del IPCC.

Estas características corresponden, según el IPCC, a una evaluación *Tier 1* el cual requiere para cada fuente (sector) y combustible datos sobre la cantidad de energía consumida por tipo de combustible y un factor de emisión por defecto establecido por el IPCC (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/efdb>). Así, la manera de calcular las emisiones GEI es la siguiente.

$$Emisiones_{GEI} = Consumo\ Energetico_{Combustible} \bullet Factor\ Emision_{GEI, Combustible}$$

Para calcular el total de emisiones GEI de un subsector se sumaran las emisiones calculadas para cada uno de los combustibles.

Las siguientes tablas muestran los factores de emisión que se utilizarán según las directrices del IPCC 2006 para cada uno de los sectores.

Tabla 3-9 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Industria

Combustible	CH ₄	CO ₂	N ₂ O
Alquitrán	10	107.000	2
Biomasa	30	112.000	4
Carbón	10	94.600	2
Coke	10	107.000	2
Gas Alto Horno	1	44.400	0
Gas Corriente	1	44.400	0
Gas Licuado	1	63.100	0
Gas Natural	1	56.100	0
Gas Refinería	1	57.600	0
Gas s/p	3	69.300	1
Kerosene	3	71.900	1
Metanol	3	70.800	1
Nafta	3	73.300	1
Petróleo Combustible	3	73.300	1

Fuente: IPCC 2006

Tabla 3-10 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector CPR

Combustible	CH ₄	CO ₂	N ₂ O
Alquitrán	10	107.000	2
Biomasa	300	112.000	4
Carbón	10	94.600	2
Coke	10	107.000	2
Gas Alto Horno	5	44.400	0
Gas Corriente	5	44.400	0
Gas Licuado	5	63.100	0
Gas Natural	5	56.100	0
Gas Refinería	5	57.600	0
Gas s/p	10	69.300	1
Kerosene	10	71.900	1
Metanol	10	70.800	1
Nafta	10	73.300	1
Petróleo Combustible	10	73.300	1

Fuente: IPCC 2006

Tabla 3-11 Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Centros de Transformación

Combustible	CH ₄	CO ₂	N ₂ O
Alquitrán	1	107.000	1,5
Biomasa	30	112.000	4
Carbón	1	94.600	1,5
Coke	1	107.000	1,5
Gas Alto Horno	1	44.400	1
Gas Corriente	1	44.400	0,1
Gas Licuado	1	44.400	0,1
Gas Natural	1	56.100	0,1
Gas Refinería	1	57.600	0,1
Gas s/p	1	69.300	0,1
Kerosene	3	71.900	0,6
Metanol	3	70.800	0,6
Nafta	3	73.300	0,6
Petróleo Combustible	3	73.300	0,6

Fuente: IPCC 2006

3.3.3.2 Nivel Provincial

Una vez obtenida la proyección de emisiones GEI a nivel nacional es necesario desagregarlas a nivel provincial para así proyectar las emisiones de HDP. Para el presente informe estas emisiones se encuentran desagregadas a nivel regional para luego desagregar las emisiones de aquellos subsectores donde hay información a nivel provincial. Para los subsectores sin información para la desagregación provincial, las emisiones se desagregaron hasta dicho nivel según la población habitante de cada una de las provincias.

La tabla a continuación muestra el criterio que se siguió para desagregar el consumo energético (y por ende las emisiones GEI) de cada uno de los subsectores a nivel regional.

Tabla 3-12 Criterios de desagregación de emisiones GEI

Sector	Subsector	Criterio de asignación	Referencia
Industrial	Cobre	Participación (%) de la producción (ton Cobre) según ubicación geográfica de la actividad	Estadística de Producción Minera – Cobre, SERNAGEOMIN (2008)
	Salitre	Participación (%) de la producción (ton Nitratos) según ubicación geográfica de la actividad	Estadística de Producción Minera – Nitratos, SERNAGEOMIN (2008)
	Hierro	Participación (%) de la producción (ton Hierro) según ubicación geográfica de la actividad	Estadística de Producción Minera – Hierro, SERNAGEOMIN (2008)
	Celulosa	Participación (%) del consumo (m3 madera troza) según ubicación geográfica de la actividad	Series y Estadísticas – Consumo de Madera en Troza según localización de la Industria por Región, INFOR (2008)
	Siderurgia	Participación (%) de la producción (ton Acero) según ubicación geográfica de la actividad	CAP - Compañía Siderúrgica Chile
	Petroquímica	Participación (%) en el PIB sectorial (Manufactura) según región.	Banco Central (2005)
	Cemento	Participación (%) de la producción (ton Caliza) según ubicación geográfica de la actividad	Estadística de Producción Minera – Caliza, SERNAGEOMIN (2008)
	Azúcar	Participación (%) de la producción (ton Remolacha) según ubicación geográfica de la actividad	Estadísticas Agrícolas, Cultivos Anuales, Superficie y Producción – Remolacha, ODEPA (2009)
	Industrias y Minas Varias	Participación (%) del consumo electricidad de actividad sectorial (Industrial)	"Energía Eléctrica - Informe Anual", INE (2008)
	Pesca	Participación (%) en el PIB sectorial (Pesca) según región.	Banco Central (2005)
CPR	Comercial, Público y Residencial	Leña: Consumo de Leña Regional. Gas Corriente, Gas Licuado, Gas Natural, Petróleo Diesel y Electricidad: según demanda por energía en distintas zonas térmicas del país, asignando zonas a regiones. Carbón, Petróleo Combustible: Participación % de la población por regiones.	Leña: Ambiente Consultores (2007) Gas Corriente, Gas Licuado, Gas Natural, Petróleo Diesel y Electricidad: IIT/Fundación Chile (2009). Carbón, Petróleo Combustible: "Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050", INE (2005)
Centros de Transformación	Gas y Coke	Participación (%) de la producción (ton Acero) según ubicación geográfica de la actividad	CAP - Compañía Siderúrgica Chile
	Petróleo y Gas	Participación (%) de la producción (Refinación de Petróleo) según ubicación geográfica de la actividad	ENAP – Empresa Nacional del Petróleo
	Carbón y Leña	Participación (%) de la producción (Carbón) según ubicación geográfica de la actividad	"Proyección de la evolución de los GEI en el sector Energía en Chile", POCH (2009)
	Gas y Metanol	Participación (%) de la producción (Metanol) según ubicación geográfica de la actividad	Empresa METHANEX

Fuente: Elaboración Propia

Bajo estos criterios se estimaron los porcentajes de las emisiones GEI nacionales para cada uno de los subsectores según región, los cuales se pueden apreciar en las siguientes tablas.

Tabla 3-13 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector CPR

Región / Subsector	%
XV	0,2%
I	0,3%
II	0,6%
III	0,3%
IV	1,9%
V	2,7%
RM	11,2%
VI	4,8%
VII	14,0%
VIII	19,7%
IX	12,1%
X	17,8%
XIV	8,1%
XI	3,8%
XII	2,6%

Fuente: Elaboración Propia

La desagregación provincial para este sector fue realizada según la participación de la población por provincias.

Tabla 3-14 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector Otros Centros de Transformación

Región / Subsector	Carbón Leña	Gas Coke	Gas Metanol	Petróleo Gas
XV	-	-	-	-
I	-	-	-	-
II	-	-	-	-
III	-	-	-	-
IV	-	-	-	-
V	-	-	-	47,3%
RM	-	-	-	-
VI	-	-	-	-
VII	-	-	-	-
VIII	2,5%	100,0%	-	52,7%
IX	-	-	-	-
X	-	-	-	-
XIV	-	-	-	-
XI	-	-	-	-
XII	97,5%	-	100,0%	-

Fuente: Elaboración Propia

El sector Otros Centros de Transformación cuenta con información que hace posible desagregar las emisiones de todos los subsectores a nivel provincial. Para el subsector Carbón y Leña la participación en las emisiones de la VIII Región se asignó en un 50% a la provincia de

Concepción y en un 50% a la provincia de Arauco mientras que la participación en las emisiones de la XII Región se asignó en un 100% a la provincia de Magallanes. Por su parte, las emisiones del subsector Gas y Coke son asignadas en un 100% a la provincia de Concepción mientras que las emisiones del subsector Gas y Metanol corresponden en un 100% a la provincia de Magallanes. Por último, para el subsector Petróleo y Gas, las emisiones de la V Región corresponden en un 100% a la provincia de Valparaíso y las de la VIII Región en un 100% a la provincia de Concepción.

Tabla 3-15 Porcentajes de participación de las emisiones GEI nacional según región – Sector Industria

Región / Subsector	Azúcar	Cemento	Cobre	Hierro	Ind. Minas Varias	Celulosa	Pesca	Petroquímica	Salitre	Siderurgia
XV							3%	1%		
I			13%		1%		5%	1%	17%	
II		10%	54%		3%		2%	2%	83%	
III			8%	80%			3%			
IV			7%	20%	1%		2%	1%		
V		29%	6%		4%	2%	1%	13%		
RM		19%	4%		31%			45%		
VI	1%		7%		6%	1%		3%		
VII	21%	20%			7%	12%		5%		
VIII	74%	19%			36%	62%	21%	20%		100%
IX	5%				5%	10%		2%		
X		4%			4%	2%	33%	2%		
XIV						11%	15%	1%		
XI							10%			
XII					1%		5%	3%		

Fuente: Elaboración Propia

Para este sector, solo los subsectores Hierro y Siderurgia cuentan con información para desagregar las emisiones a nivel provincial. Para los demás subsectores la desagregación a nivel provincial se realizó a través de la participación de la población por provincias.

Para el subsector Hierro, las emisiones correspondientes a la III Región se asignaron en un 100% a la provincia de Huasco mientras que las correspondientes a la IV Región fueron asignadas en un 100% a la provincia de Elqui. Por su parte, para el sector Siderurgia, las emisiones de la VIII Región fueron asignadas en un 100% a la provincia de Concepción.

3.3.4 Estimación de emisiones de HDP

La información base que se utilizó para la proyección de emisiones de contaminantes locales corresponde a los inventarios de emisiones disponibles a la actualidad para los sectores Industria y Centros de Transformación, mientras que para el sector CPR se utilizaron los factores de emisión por unidad de combustible presentados en DICTUC (2007). Los inventarios

que se utilizaron finalmente requerían que estuviera incluida la estimación de las emisiones de los contaminantes locales evaluados en el presente estudio (CO, COV, NOX, PM25 y SOX). En la siguiente tabla se listan los inventarios que cumplen con dichos requerimientos.

Tabla 3-16 Inventarios utilizados como información base

Región	Zona	Tipos de Fuente	Fuente	Año Inventario
I	Toda	FF, FM	CONAMA (2006)	2005
II	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
III	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
IV	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
V	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
VI	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
VII	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
VIII	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
IX	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
X	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
XI	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
XI	Coihaique ⁵	FF, FM	CONAMA (2008)	2008
XII	Toda	FF	CONAMA (2006)	2005
RM	Gran Santiago	FF	CONAMA (2006)	2005

Fuente: Elaboración Propia

La información contenida en los inventarios fue trabajada para obtener finalmente las emisiones totales por contaminante según los subsectores útiles para el análisis. Se consideró solamente la información correspondiente a las fuentes fijas del subsector Industrial, sin considerar fuentes de generación térmica, grupos electrógenos ni calderas de calefacción.

Asumiendo que los inventarios de emisiones nacionales tienen estimaciones correctas para contaminantes locales, se utilizó la siguiente metodología de estimación de emisiones futuras para los sectores industrial y otros centros de transformación usando las emisiones del inventario para un año base (el año base fue el 2005 para todas las regiones) y la variación en el tiempo de las emisiones de GEI para estimar la evolución de las emisiones futuras, según la siguiente ecuación:

$$E_{ijk}^t = E_{ijk}^{añoinv} \cdot \left(1 + \frac{E_{GEIjk}^t - E_{GEIjk}^{añoinv}}{E_{GEIjk}^{añoinv}} \right) \cdot f(t) \quad \text{Ecuación 3-2}$$

Donde:

⁵ Este inventario cumplía con los requerimientos necesarios pero finalmente se utilizó el correspondiente a toda la región por ser más representativo a las características regionales.

- E_{ijk}^t corresponde a las emisiones E para un contaminante local i en una localidad (región o provincia) j para un sub-sector k para un tiempo t
- $E_{ijk}^{añoinv}$ corresponde a las emisiones E para un contaminante local i en una localidad (región o provincia) j para un sub-sector k para el año del inventario de la base de datos⁶. Para estimar la emisión de GEI a nivel sub-sectorial para el año del inventario se utilizará un subproducto de la metodología presentada en la sección 3.3.3.2, que consiste en la distribución de emisiones de CO2 por región y subsector para el año en cuestión.

- $\frac{E_{GEIjk}^t - E_{GEIjk}^{añoinv}}{E_{GEIjk}^{añoinv}}$ corresponde a la tasa de variación de las emisiones de GEI en una localidad (región o provincia) j para un sub-sector k entre el año del inventario y el año t.
- $f(t)$ corresponde a una función que considera una disminución de las emisiones de contaminantes locales en función del tiempo producto de probables mejoras tecnológicas.

La IIASA, como parte del programa “Atmospheric Pollution & Economic Development”, publicó el modelo GAINS (Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies) con el fin de proponer un método de análisis para las estrategias de reducción de emisiones de contaminantes locales y gases de efecto invernadero para los países del Anexo I.

En la página web de la IIASA (IIASA 2010) se encuentran disponibles, para ciertos sectores (CPR, Generación Eléctrica e Industrial) y procesos, proyecciones de implementación de tecnologías para los años 2020 y 2030 como también los datos de implementación para el año 2005. Además cuenta con factores de emisión para las tecnologías relevantes en los años de interés. Sobre estos datos se calcula el factor $f(t)$, en el Anexo II se puede apreciar en detalle la metodología de cálculo.

Para el caso del sector CPR se utilizaron los factores de emisión disponibles en DICTUC (2007), los cuales se presentan a continuación:

⁶ Es necesario asignar las fuentes según la clasificación del inventario a los subsectores según la clasificación del estudio.

Tabla 3-17 Factores de Emisión de Contaminantes Locales Sector CPR

Combustible	TOC	CO	NOX	MP	SO2	NH3	MP25	Unidad
GLP	87,47	221,68	1090,42	33,55	1,4	2,079	33,55	g/m3
Gas Natural	0,180	0,64	1,50	0,183	0,01	8,339	0,183	g/m3
Gas Corriente	0,180	0,64	1,50	0,183	0,01	0,003	0,183	g/m3
Kerosene	298,7	599,1	2156,9	299,6	3567,1	0	72,0	g/m3
Leña	114,50	126,30	1,30	10,63	0,18	1,09	10,3	g/kg

Fuente: (DICTUC 2007)

Para el caso del sector CPR también se considera una disminución en los factores de emisión por probables mejoras tecnológicas utilizando los $f(t)$ siguiendo la metodología presentada en el Anexo II.

3.4 Sector Forestal

En Chile la superficie que está bajo uso forestal asciende a un 21,5% del total nacional, lo que corresponde a aproximadamente 16 millones de hectáreas, de las cuales 13,6 millones corresponde a bosques nativos y 2,3 millones a plantaciones forestales (Instituto Forestal (INFOR) 2009).

Tabla 3-18 Uso actual de los suelos en Chile

Uso Actual	Superficie (ha)	%
Áreas Urbanas	233.884	0,3
Terrenos Agrícolas	3.599.244	4,8
Praderas y Matorrales	20.189.763	26,7
Bosques	16.219.463	21,5
Humedales	4.620.164	6,1
Áreas Desprovistas de Vegetación	24.739.215	32,7
Nieves y Glaciares	4.351.084	5,8
Otros	1.602.069	2,1
Total País	75.554.886	100

Fuente: El Sector Forestal Chileno 2009, INFOR

En los bosques nativos predominan las especies forestales siempre verde (30,4%) y Lengua (26,5%). En el caso de las plantaciones forestales las especies predominantes corresponden a Pino Radiata (64%) y Eucalipto (28,3%), en sus especies *Eucalyptus globulus* y *Eucalyptus nitens*.

La tasa de plantación anual ha sido en promedio 122.000 hectáreas anuales durante el período 2004-2007, siendo de 116.000 hectáreas en el año 2007. De estas plantaciones, un 47% corresponde a superficies forestadas (plantaciones en superficies donde no existía recursos forestales) y un 53% a superficies reforestadas, es decir plantaciones forestales con el fin de restablecer bosques en tierras donde existían recursos forestales que se perdieron ya sea porque fueron talados o por incendios, tormentas, etc.

En Chile, así como internacionalmente, los bosques han presentado una deforestación que conlleva a una degradación de los bosques y en consecuencia a una degradación de los suelos. Debido al papel esencial que cumplen los bosques en el ciclo del carbono, y en un contexto en que el cambio global se ha tornado sumamente relevante en el mundo, se ha promovido mundialmente la protección, forestación y gestión forestal sostenible de los recursos forestales. Hace más de una tres décadas que Chile ha promovido la forestación a través de un sistema de incentivos que fue plasmado en un decreto ley en el año 1974 (DL 701) que tenía como objetivo principal *“regular la actividad forestal en suelos de aptitud preferentemente forestal y en suelos degradados del país, como asimismo, incentivar la ejecución de programas de forestación y aquellos trabajos necesarios para la prevención de la degradación, protección y recuperación de los suelos del territorio nacional”* (Francisco Neira Martínez 2002).

Este decreto fue actualizado en el año 1998 a través de la Ley 19.561 y establece un sistema de incentivos a la forestación hasta el presente año (2010). Es importante destacar que las forestaciones de especies forestales en el territorio nacional no sólo se realizan bajo el marco del DL701, también existen forestaciones fuera de este decreto, de acuerdo a la información entregada por INFOR y CONAF.

3.4.1 Metodología para la proyección de emisiones GEI a nivel Nacional

A continuación se describe la metodología utilizada para estimar las emisiones/captaciones de gases efecto invernadero (GEI) del sector Forestal. La metodología utilizada es coherente a la información internacional y nacional disponible. En la primera parte de esta sección se describe el método general que corresponde al propuesto por las directrices del IPCC, (IPCC 2006), luego se describe la metodología aplicada en el presente estudio, aterrizada al sector forestal nacional así como los escenarios de mitigación analizados y las variables requeridas para estimar las emisiones / captaciones de GEI.

3.4.1.1 Metodología General de Estimación de Emisiones GEI

Para estimar las emisiones de GEI del sector forestal es necesario estimar las variaciones anuales de las existencias de carbono de las plantaciones. Estos cambios corresponden a la diferencia que existe entre las ganancias y pérdidas de carbono para los distintos depósitos establecidos en las directrices para la generación de inventarios de GEI del IPCC para el sector forestal (IPCC 2006), como se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$\Delta C = \Delta C_G - \Delta C_L$$

Ecuación 3-3

Donde,

ΔC = Cambio en las existencias anuales de carbono del depósito [ton C/año]

ΔC_G = Ganancia anual de carbono [ton C/año]

ΔC_L = Pérdida anual de carbono [ton C/año]

Los depósitos, de acuerdo a las directrices del IPCC, son 5 agrupadas en tres grandes grupos: biomasa (biomasa aérea y subterránea), materia orgánica muerta (madera muerta y hojarasca) y suelos (materia orgánica del suelo).

Para fines de este estudio sólo se considerarán los cambios de carbono proveniente de la biomasa de las plantaciones forestales, es decir, las capturas de carbono en la biomasa de los árboles en fuste, ramas, hoja, corteza, conos y raíces (ganancias), y las emisiones de carbono a la atmósfera cuando las plantaciones son cosechadas (pérdidas) de las plantaciones forestales, sin considerar el bosque nativo.

3.4.1.2 Estimación Captación /Emisión GEI Sector Forestal

La estimación de las emisiones/captaciones de GEI para el sector forestal, de acuerdo al enfoque adoptado en el presente estudio, consiste en obtener el contenido de carbono presente en la biomasa total de las plantaciones forestales, el cual es capturado por las plantaciones mientras están no sean cosechadas y es emitido al momento en que estas plantaciones son cosechadas, liberando todo el carbono capturado a lo largo de su vida.

El carbono acumulado (CA) corresponde al total de carbono que se ha acumulado en la biomasa seca de las partes aéreas y raíces de las especies forestales. Este se obtiene a partir del rendimiento de las especies forestales en la generación de biomasa, las participaciones de la biomasa por componente (factor de expansión) y de la razón que existe entre la biomasa de las raíces y la biomasa aérea⁷.

Es importante destacar que el rendimiento utilizado por el Centro de Cambio Global UC, presenta unidades distintas para las especies seleccionadas. Es así como el rendimiento para las especies Pino Radiata, Pino Ponderosa, Pino Oregón, Eucalyptus globulus y Eucalyptus nitens es entregado en metros cúbicos fustales, sólidos sin corteza (m³ ssc/ha). Mientras que el rendimiento para las especies Acacia saligna y Atriplex nummularia se reporta en biomasa seca (tMS/ha). De esta manera, para obtener el carbono que se ha acumulado (ton C/ha) en la biomasa total (aérea y raíces) de aquellas especies cuyos rendimientos son entregados en biomasa seca, se debe ponderar el rendimiento de las especies por la razón biomasa raíz – aérea que presenta el tipo de especie, como se muestra en la siguiente ecuación.

⁷ Los rendimientos, factor de expansión y la razón biomasa raíces- biomasa total utilizados se reportan en la sección 3.4.1.4

$$CA \left[\frac{\text{TonC}}{\text{ha}} \right] = RD [\text{tonMS} / \text{ha}] * (1 + R_{BR}) * CC$$

Ecuación 3-4

Donde,

CA = Carbono anual acumulado en la biomasa seca total [ton C/ha]

RD= Rendimiento de las especies forestales [tMS/ha]

R_{BR}=Razón existente entre la biomasa en raíces y la biomasa aérea

CC= Contenido de carbono en la biomasa seca total [ton CO2/ton MS]

Para aquellas especies cuyo rendimiento es entregado en metros cúbicos fustales sin corteza, en primer lugar se debe convertir este rendimiento a biomasa seca (tMS/ha) a partir de las densidades anhidridas de las distintas especies. Luego, debido a que la materia seca obtenida corresponde a la biomasa sin corteza, se debe utilizar un factor de expansión (Biomasa Fuste - Biomasa Aérea Total), que permite obtener la biomasa aérea total considerando los distintos componentes de la especie forestal. Finalmente, para obtener la biomasa total (aérea y de raíces) se debe aplicar la razón biomasa raíces. A continuación se presenta la ecuación utilizada para obtener el carbono acumulado en especies cuyos rendimientos son entregados en metros cúbicos fustales sin corteza.

$$CA \left[\frac{\text{TonC}}{\text{ha}} \right] = \frac{RD [m3ssc / \text{ha}] * DA [kgC / m3ssc] / 1000}{FE_F} * (1 + R_{BR}) * CC$$

Ecuación 3-5

Donde,

CA = Carbono anual acumulado en la biomasa seca total [ton C/ha]

RD= Rendimiento de las especies forestales [m3 SSC/ha]

DA= Densidades Anhidridas [kg C/m3 SSC]

FE_F= Factor expansión biomasa Fuste - biomasa Aérea Total

R_{BR}=Razón existente entre la biomasa en raíces y la biomasa aérea

CC= Contenido de carbono en la biomasa seca total [ton CO2/ton MS]

Las captaciones anuales de GEI de las superficies forestales se estiman a partir del carbono acumulado por hectárea y el número de superficies forestales del País, como se presenta en la siguiente ecuación:

$$Cap_{GEI} = PF * CA * 44 / 12$$

Ecuación 3-6

Donde,

Cap_{GEI} = Captación de GEI Plantaciones Forestales [ton CO₂eq/año]

PF= Plantaciones forestales anuales [ha/año]

CA= Carbono acumulado en la biomasa seca total [ton C/ha]

Es importante destacar que en la ecuación se considera un factor igual a 44/12 que permite convertir las toneladas de carbono a dióxido de carbono equivalente. Este factor corresponde a la proporción que representa el peso molecular del carbono (12) sobre el peso molecular del dióxido de carbono (44)

Las emisiones anuales de GEI se obtienen a partir del carbono acumulado por las superficies forestales durante todos los años desde su plantación hasta la cosecha y el número de superficies forestales del País.

$$Em_{GEI} = PC * \sum_{i=0}^{cosecha} CA * 44/12$$

Ecuación 3-7

Donde,

Em_{GEI} = Captación de GEI Plantaciones Forestales [ton CO₂eq/año]

PC= Plantaciones forestales cosechadas en el año [ha/año]

$\sum_{i=0}^{cosecha} CA$ = Carbono total acumulado en la biomasa seca total durante los años transcurridos entre la plantación y cosecha de las superficies forestales [ton C/ha]

i=edad de las superficies forestales

Una vez obtenidas las emisiones y captaciones anuales, las emisiones netas de las plantaciones forestales se obtiene aplicando la ecuación descrita en la sección 3.4.1.1

3.4.1.3 Escenarios de Emisiones

La estimación de los potenciales de reducción de GEI y contaminantes locales de las posibles medidas que podrían implementarse para la mitigación del cambio climático para este sector, requiere definir el escenario base (BAU) y los escenarios de mitigación en los cuales las medidas de mitigación son implementadas. A continuación se describe cada uno de los escenarios considerados.

3.4.1.3.1 Business as usual (BAU)

El escenario BAU corresponde a la situación base en el que no se implementan medidas de mitigación. Para el contexto de este estudio, el escenario BAU consiste en aquel en que el decreto DL701 deja de estar vigente en el año 2010 y por tanto las bonificaciones para forestar bajo las condiciones que el decreto exige desaparecen. Se ha considerado entonces que para este escenario las plantaciones forestales en el año 2011 corresponden a un 10% de las forestadas bajo el decreto en el año 2010, porcentaje que va disminuyendo gradualmente en un 1% hasta alcanzar 0% en el año 2021.

3.4.1.3.2 Escenarios de Mitigación

Los escenarios de mitigación analizados suponen que el decreto DL701 se renueva y por tanto se mantiene vigente a partir del año 2011, pero considerando distintas duraciones del programa de incentivos. De esta manera se han definido tres escenarios de mitigación: suave, medio y fuerte. El escenario **suave** considera que el programa de incentivos sólo dura 5 años (2011 – 2015) y por falta de incentivos las superficies forestadas disminuyen gradualmente a partir del 2015. Durante los años que dura el programa, se ha considerado que las superficies forestadas se mantienen constantes y una vez finalizado éste, las superficies ascienden a un 10% de las forestadas en el año 2015 para alcanzar un 0% en el año 2026, al igual que en el escenario BAU. El escenario **medio** considera que el programa de incentivos tiene una duración de 10 años (2011 – 2020) y al igual que el escenario de mitigación anterior las superficies forestadas se mantienen constantes durante el tiempo que dura el programa y llegan a 0 en el año 2021. Finalmente el escenario de mitigación **fuerte** considera que el programa dura 20 años (2011-2030) con una tasa de forestación anual constante durante este periodo y volviéndose 0 a partir del año 2031.

Es importante destacar que en todos los escenarios de mitigación se ha considerado que las forestaciones que se realizan fuera del contexto del decreto DL701, se mantienen constantes año a año durante todo el período de evaluación.

3.4.1.4 Variables Inputs

Para estimar las capturas y emisiones de GEI del sector forestal es necesario contar con información de las variables esenciales que explican y describen el comportamiento de las emisiones de GEI de este sector. A continuación se detallan cada una de estas variables inputs.

3.4.1.4.1 Superficies Forestales

Las superficies forestales en Chile corresponden a 2,3 millones de hectáreas, concentradas mayoritariamente en las Regiones del Maule, del Bío Bío y la Araucanía, cuyas plantaciones representan el 75% de la superficie total plantada, de acuerdo a lo reportado por INFOR en su

anuario 2008. La distribución de las superficies forestales al año 2007 por región se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 3-19 Distribución Superficies Forestales por Región año 2007

Regiones	Superficies Forestales (ha)	Superficies Forestales (%)
XV Región - Arica y Parinacota	24.895	1,08
I Región - Tarapacá	24.895	1,08
II Región - Antofagasta	1.196	0,05
III Región - Atacama	3.300	0,14
IV Región - Coquimbo	82.745	3,60
V Región - Valparaíso	51.751	2,25
XIII Región - RM	257	0,01
VI Región - O'Higgins	13.913	0,61
VII Región - Maule	102.457	4,46
VIII Región - Bío Bío	432.638	18,82
IX Región - Araucanía	858.592	37,34
X Región - de los Lagos	442.106	19,23
XIV Región - de los Ríos	180.700	7,86
XI Región - Aysén	61.647	2,68
XII Región - Magallanes y Antártica Chilena	43.137	1,88
Total	2.299.334	100

Fuente: Anuario Sector Forestal 2008, INFOR

Las plantaciones forestales realizadas durante el año 2007 ascendieron a 116 mil hectáreas, correspondientes a reforestación y forestación. En el caso de la forestación, esta incluye tanto la forestación promovida por el Decreto de Ley 701 como forestaciones realizadas de manera voluntaria. A continuación se presenta las plantaciones promedio realizadas durante los años 2000 - 2007 en las distintas regiones del País.

Tabla 3-20 Superficies Forestales Plantadas Promedio en Chile por Región (2000 -2007). Hectáreas (ha)

Regiones	Superficies Plantadas	Superficies Plantadas (%)
XV Región - Arica y Parinacota	31	0,03
I Región - Tarapacá	45	0,04
II Región - Antofagasta	60	0,05
III Región - Atacama	175	0,15
IV Región - Coquimbo	3.029	2,53
V Región - Valparaíso	2.975	2,49
XIII Región - RM	280	0,23
VI Región - O'Higgins	6.775	5,67
VII Región - Maule	19.222	16,07
VIII Región - Bío Bío	38.923	32,55
IX Región - Araucanía	24.757	20,70
X Región - de los Lagos	11.114	9,29
XIV Región - de los Ríos	7.015	5,87
XI Región - Aysén	2.589	2,17
XII Región - Magallanes y Antártica Chilena	2.589	2,17
Total	119.579	100

Fuente: Anuario Sector Forestal 2008, INFOR

Se ha considerado para fines de este análisis una superficie forestal al año 2010 de 2.488.552 de hectáreas, que considera la superficie forestal total al año 2007 reportada por INFOR (2,3 Mha) y el aumento de esta debido a las forestaciones promovidas por el DL y no promovida por el DL 701.

3.4.1.4.2 Especies Seleccionadas

De acuerdo a la información reportada por el Centro de Cambio Global UC, son 7 especies utilizadas mayoritariamente en el programa de bonificaciones del DL 701, para los componentes forestación (FOR) y recuperación de suelos degradados (RSD), lo que es coherente con la información entregada por INFOR con respecto a las especies que predominan en las plantaciones forestales. Para los escenarios de mitigación, el Centro de Cambio Global UC reporta 5 especies que se utilizarían en el programa de bonificaciones DL701, dos de ellas corresponden a . En la tabla siguiente se presentan las edades de cosecha de las especies seleccionadas para el escenario BAU y los escenarios de mitigación.

Tabla 3-21 Edad de Cosecha Especies Forestadas Seleccionadas. Años

Especie	Edad de cosecha	
	Escenario BAU	Escenario Mitigación
Atriplex nummularia (AN)	4	
Acacia saligna (AS)	6	
Eucalyptus globulus (EG)	12	
Eucalyptus nitens (EN)	12	
Pinus radiata (PR)	20	
Pino oregón (PO)	40	40
Pinus ponderosa (PP)	40	40
Atriplex spp. (AT)		4
Acacia spp. (AC)		6
Eucalyptus spp. (EU)		5

Fuente: Centro de Cambio Global UC

Nota: La edad de cosecha para las especies AT, AC y EU consideradas en el escenario de mitigación es válida solamente para las plantaciones realizadas bajo el DL 701. Para otro caso, se consideran los mismos supuestos del escenario BAU.

La distribución (en hectáreas) de las superficies forestales por tipo de especies y por región en el País en el año 2007, así como la distribución de las superficies forestales por tipo de especies y por región, considerando sólo las especies seleccionadas para el análisis, se presentan en la Tabla 3-22 y la Tabla 3-23. Es importante destacar que los porcentajes presentados en la Tabla 3-23 fueron normalizados para obtener la representatividad sólo de las especies elegidas.

Tabla 3-22 Distribución de las Superficies Forestales por Especies y por Región de Chile. Año 2007 (ha)

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	OE	AT	AC	EU
I	9		328	0	0	0	0	24.558			
II	44		2	0	0	0	0	1.150			
III	30		1.404	0	0	0	0	1.866			
IV	58.768		2.634	0	0	0	0	21.343			
V			39.065	0	10.903	0	0	1.783			
RM			11.369	0	0	0	0	2.544			
VI			34.153	17	66.380	0	0	1.907			
VII			37.565	631	389.434	219	0	4.789			
VIII			195.198	45.275	610.124	383	172	7.440			
IX			119.975	48.044	262.430	6.845	1.896	2.916			
X			16.993	25.191	15.179	643	58	3.583			
XIV			19.883	41.184	106.762	3.703	3	9.165			
XI			0	0	0	4.276	23.564	15.297			
XII			0	0	0	6	0	251			

Fuente: Anuario Sector Forestal 2008, INFOR

Tabla 3-23 Distribución de las Superficies Forestales por Especies Seleccionadas y por Región de Chile. Año 2007 (%)

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	AT	AC	EU
I	2,7		97,3							
II	95,7		4,3							
III	2,1		97,9							
IV	95,7		4,3							
V			78,2		21,8					
RM			100							
VI			34,0		66,0					
VII			8,8	0,1	91,0	0,1				
VIII			22,9	5,3	71,7	0,0				
IX			27,3	10,9	59,8	1,6	0,4			
X			29,3	43,4	26,1	1,1	0,1			
XIV			11,6	24,0	62,2	2,2				
XI						15,4	84,6			
XII						100				

Fuente: Elaboración propia a partir de Anuario Sector Forestal 2008, INFOR

3.4.1.4.3 Tasa de Forestación

Durante el año 2007, las superficies reforestadas ascendieron a 61,000 hectáreas mientras que las superficies forestadas ascendieron a 54.000 hectáreas aproximadamente. A pesar de que las

superficies reforestadas sean mayores a las de forestación en el 2007, en promedio los porcentajes son del 50% para cada uno. En la Tabla 3-24 se presentan las superficies forestadas y reforestadas considerando los años 2000 – 2007.

Tabla 3-24 Forestación y Reforestación Históricas de las Superficies Forestales en Chile (%)

Año	Forestación	Reforestación
2000	43,32	56,68
2001	46,57	53,43
2002	52,47	47,53
2003	47,49	52,51
2004	51,73	48,27
2005	54,79	45,21
2006	56,95	43,05
2007	47,22	52,78

Fuente: Anuario Sector Forestal 2008, INFOR

Como se comentó en la sección anterior, las forestaciones de plantaciones anuales forestales se realizan promovidas y no promovidas por el DL701. De esta manera para cada uno de estos tipos de “forestación” se definieron las tasas de forestación anuales de acuerdo a la información nacional recopilada y analizada.

3.4.1.4.3.1 **Forestación promovida por DL701**

A partir de la información reportada por el Centro de Cambio Global UC, basada en la información entregada por CONAF con respecto a las plantaciones forestadas promovidas por el DL701, para los años 2000 – 2009, se calculó las superficies forestadas promedio para cada una de las regiones del País. De esta manera, para el 2010 se asume que se forestaron por el DL701 las superficies promedio presentadas en la Tabla 3-25.

Tabla 3-25 Superficies Promedio Forestadas por el DL701 por Región (2000-2009). Hectáreas (ha)

Regiones	Superficies Forestadas (ha)
XV Región - Arica y Parinacota	0
I Región - Tarapacá	0
II Región - Antofagasta	0
III Región - Atacama	0
IV Región - Coquimbo	1.919
V Región - Valparaíso	371
XIII Región - RM	36
VI Región - O'Higgins	2.601
VII Región - Maule	7.976
VIII Región - Bío Bío	10.307
IX Región - Araucanía	10.034
X Región - de los Lagos	1.291
XIV Región - de los Ríos	1.858
XI Región - Aysén	1.834
XII Región - Magallanes y Antártica Chilena	0
Total País	38.227

Fuente: Elaboración propia a partir de Centro de Cambio Global UC y CONAF

Para el escenario BAU se ha considerado que las superficies forestadas, al siguiente año del término del al DL701 (2011), ascienden al 10% de las forestadas en el año 2010. Este porcentaje va disminuyendo gradualmente de manera lineal, hasta alcanzar un 0% el año 2021 por la falta de incentivos. (Centro de Cambio Global UC 2010)

En el caso de los escenarios de mitigación, para el escenario de mitigación **suave** se ha considerado que las plantaciones forestadas se mantienen constantes e iguales al promedio de las superficies forestadas debido al DL 701 entre los años 2000 – 2009, a partir del 2011, hasta alcanzar a 0 en el año 2015.

En el escenario de mitigación **medio** se ha asumido que las superficies forestadas se mantienen constantes en el tiempo, siendo siempre iguales a las superficies forestadas en el año 2010. Pero para este caso las superficies forestadas disminuyen a 0 en el año 2021.

En el escenario **fuerte** de mitigación, al igual que en los escenarios anteriores, se asume que las superficies forestadas se mantienen constantes hasta el año 2030, disminuyendo a 0 al siguiente año (2031).

3.4.1.4.3.2 **Forestación no promovida por DL701**

A partir de la información de las superficies reforestadas y forestadas entregadas por INFOR y de las superficies forestadas en el marco del DL701 registradas por CONAF, se obtuvo la forestación que se realiza de manera voluntaria, fuera del contexto del DL701. A partir de esta información se calculó el promedio de las superficies anuales forestadas de manera voluntaria (no promovida por el DL701), como se presenta en la tabla a continuación.

Tabla 3-26 Forestación Histórica Promovida y no Promovida por el DL701. Hectáreas (ha)

Año	Forestación Total (INFOR)	Forestación DL 701 (CONAF)	Forestación no DL 701
2000	44.334	38.564	5.770
2001	44.176	20.855	23.320
2002	46.220	24.767	21.453
2003	56.744	40.605	16.139
2004	67.580	39.868	27.712
2005	73.306	51.688	21.619
2006	69.483	54.671	14.812
2007	54.545	45.221	9.324
Promedio	56.293	39.530	17.518

Fuente: Elaboración propia a partir de INFOR y CONAF

Al igual que para la forestación por DL701, se aplica el supuesto que para el año 2010 las superficies forestales plantadas por forestación no promovida por el DL701, corresponden al promedio histórico presentado en la tabla anterior.

Para los escenarios BAU y de Mitigación se ha considerado que las plantaciones por forestación no incentivada por el DL701, se mantiene constante durante todo el período de evaluación.

3.4.1.4.4 Distribución de las Especies Forestadas

Las plantaciones forestadas deben ser distribuidas de acuerdo a las especies forestales seleccionadas para el análisis (Tabla 3-21).

Para las forestaciones DL701, la distribución de especies se estimó a partir de la información de las forestaciones por especies registradas por CONAF, para el año 2007. En la Tabla 3-27 se presenta la distribución de las superficies plantadas en el marco del DL701. Es importante destacar que los porcentajes presentados fueron normalizados para obtener la representatividad sólo de las especies seleccionadas para el análisis.

Tabla 3-27 Distribución de las Especies Forestadas por el DL701 por Región de Chile (%) escenario BAU

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	AT	AC	EU
IV	35	65								
V		13	87							
RM			100							
VI		0	69		31					
VII			27	0	73		0			
VIII			59	13	28					
IX			69	12	17	1	1			
XIV			8	74	10	8				
X			4	80	12	1	3			
XI						6	94			

Nota: Las regiones que no aparecen en la tabla son aquellas que no presentan forestación por el DL701 de acuerdo a la información reportada por CONAF.

Fuente: Elaboración propia a partir de CONAF

Al igual que las forestaciones promovidas por el DL701, se ha considerado que la distribución de especies de las nuevas plantaciones forestales que no han sido promovidas por este decreto (forestaciones No DL701) es consistente con la distribución presentada en la tabla anterior para un escenario BAU. En el caso de los escenarios de mitigación, la distribución de especies por región se presenta en la tabla a continuación:

Tabla 3-28 Distribución de las Especies Forestadas por el DL701 por Región de Chile (%) escenarios de mitigación

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	AT	AC	EU
IV								33	67	
V								50	50	
RM										100
VI									50	50
VII									50	50
VIII									50	50
IX									50	50
XIV									50	50
X									50	50
XI						6	94			

Nota: Las regiones que no aparecen en la tabla son aquellas que no presentan forestación por el DL701 de acuerdo a la información reportada por CONAF.

Fuente: Elaboración propia a partir de CONAF

Es importante destacar que el análisis realizado por el consultor considera que todas las cosechas de superficies forestales del bosque forestal base (2,488 Millones de hectáreas al año

2010) reingresan al bosque, correspondiendo estas a reforestaciones. Estas reforestaciones reingresan a la superficie forestal con la misma distribución de cosecha.

3.4.1.4.5 Productividad

Centro de Cambio Global UC (CCGUC), para el estudio “Informe Preliminar Análisis de opciones futuras de mitigación de gases efecto invernadero para Chile asociadas a programas de fomento del sector silvoagropecuario” estimó la productividad de cada una de las especies mayoritariamente utilizadas a partir de modelos de crecimiento, juicio de expertos y de información de estudios reportados en INFOR. La productividad corresponde a la cantidad de carbono asimilado o capturado por estas especies forestales, la cual se obtiene a partir del rendimiento de cada especie, que consiste en la cantidad de biomasa que es capaz de generar la especie. El rendimiento varía de acuerdo a la edad de la especie forestal, siendo esta mayor a medida que la especie tiene más años y por tanto, debido a que la captura de carbono corresponde al 0.5 de la biomasa seca total, la productividad es también mayor a medida que aumenta la edad de la especie forestal. A continuación se presenta el rendimiento de las especies a la edad de cosecha para el escenario BAU.

Tabla 3-29 Rendimiento de las Especies a Edad de Cosecha Escenario BAU (tonMs/ha)

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	AT	AC	EU
XV Región - Arica y Parinacota										
I Región - Tarapacá	12.6		121.0							
II Región - Antofagasta	12.6		121.0							
III Región - Atacama	12.6		121.0							
IV Región - Coquimbo	12.6		121.0							
V Región - Valparaíso			121.0		156.2					
XIII Región - RM			120.1							
VI Región - OHiggins			120.2	171.2	156.2					
VII Región - Maule			120.2	171.2	183.4	538.2				
VIII Región - Bio Bio			120.3	171.2	193.0	538.2	342.8			
IX Región - Araucanía			120.7	182.2	205.6	538.2	342.8			
XIV Región - de los Ríos			121.0	202.3	180.1	538.2				
X Región - de los Lagos			121.0	202.3	180.1	484.3	342.8			
XI Región - Aysén						538.2	420.1			
XII Región - Magallanes y Antártica Chilena						484.3				

Fuente: Elaboración propia a partir de Centro de Cambio Global UC

Un nuevo programa de incentivos de forestación (escenarios de mitigación), de acuerdo a la información recogida por el Centro de Cambio Global UC, consideraría dentro de las opciones más probables, la plantación de especies dendroenergéticas, que tienen turnos de cosecha reducidos, alta biomasa disponible, de calidad adecuada, sustentable y a costo razonable⁸. A

⁸ <http://www.forestalweb.com/Medio-ambiente-y-desarrollo-sostenible/opciones-dendroenergeticas-instituto-forestal-de-chile/>

continuación se presentan los rendimientos de las especies seleccionadas a la edad de cosecha para los escenarios de mitigación.

Tabla 3-30 Rendimiento de las Especies a Edad de Cosecha Escenarios Mitigación (tonMs/ha)

Región	AN	AS	EG	EN	PR	PO	PP	AT	AC	EU
XV Región - Arica y Parinacota										
I Región - Tarapacá										
II Región - Antofagasta										
III Región - Atacama										
IV Región - Coquimbo								3.6	5.1	
V Región - Valparaíso								4.4	6.9	
XIII Región - RM										11.3
VI Región - O`Higgins									9.4	14.6
VII Región - Maule									10.3	15.1
VIII Región - Bio Bio									14.2	17.3
IX Región - Araucanía									15.1	17.8
XIV Región - de los Ríos									20.9	21.1
X Región - de los Lagos									16.4	18.5
XI Región - Aysén										
XII Región - Magallanes y Antártica Chilena										

Fuente: Elaboración propia a partir de Centro de Cambio Global UC

Los rendimientos, así como las edades de cosecha (ver Tabla 3-21), varían en los escenarios de mitigación especialmente porque en este último se consideraron especies genéricas para las plantaciones: Atriplex spp. (AT), Acacia spp. (AC) y Eucalyptus spp. (EU). Cabe destacar que estas especies se consideraron solamente para las forestaciones realizadas bajo el marco del DL701 en los escenarios de mitigación, en todos los demás casos se consideraron las especies y rendimientos del escenario BAU. Es posible apreciar en la Tabla 3-30 que los rendimientos de las especies consideradas en el escenario de mitigación son considerablemente menores que aquellos modelados en un escenario BAU, pero lo mismo sucede con las edades de cosecha.

Debido a que el análisis realizado por el consultor, a diferencia del realizado por el CCGUC, considera toda la superficie forestal presente en el País y no sólo las superficies forestales forestadas en el marco del decreto 701, algunos rendimientos, tanto para el escenario BAU como Mitigación, fueron asignados a aquellas especies que se encontraban en regiones en las cuales los rendimientos no fueron reportados y que forman parte del bosque forestal base (2.488 Millones de hectáreas al año 2010). Esta asignación se realizó respetando la similitud y características geográficas de las regiones.

Es importante destacar que los rendimientos utilizados en el estudio son reportados en distintas unidades. Los rendimientos de algunas especies son entregadas toneladas de materia seca total por hectárea, mientras otros son entregados en volumen fustal por hectárea. En este último caso estos rendimientos deben ser convertidos a toneladas de materia seca a partir de la

densidad anhidras de las especies (ver sección 3.4.1.2). Las densidades anhidras utilizadas se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 3-31 Densidades Anhidras Especies [kg/m³]

Especie	Densidad
Eucalyptus globulus (EG)	543,2
Eucalyptus nitens (EN)	442
Pinus radiata (PR)	384,6
Pino oregón (PO)	401,9
Pinus ponderosa (PP)	360

Fuente: Centro de Cambio Global UC

3.4.1.4.5.1 **Biomasa Aérea y Biomasa Total**

Para las especies EG, EN, PR, PO y PP, en el escenario BAU y las especies PR, PO y PP en los escenarios mitigación, el rendimiento entregado corresponde sólo al volumen fustal de corteza, que es sólo una parte de los componentes de la biomasa aérea. Para obtener la biomasa aérea total de estas especies, se debe incluir la biomasa contenida de los otros componentes. Las participaciones de cada componente de la biomasa aérea se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3-32 Participación de cada componente de la biomasa aérea total para las especies de Pino y Eucalyptus consideradas (%)

Componente	PR	PO	PP	EG	EN	EU
Fuste	60,61	46,21	40,27	57,60	75,21	75,21
Ramas	14,6	25,46	24,54	14,45	8,25	8,25
Hojas	14,13	19,96	28,44	14,51	6,66	6,66
Corteza	9,61	8,38	6,69	13,44	9,88	9,88
Cono	1,05	0	0,06	0	0	0

Fuente: Centro de Cambio Global UC

Para calcular las emisiones/captaciones de GEI es necesario contar con la biomasa total de las superficies forestales (biomasa aérea más biomasa de las raíces). Aplicando la razón de la biomasa existente en la raíz y en la parte aérea se obtiene la biomasa total. Esta razón difiere en cada una de las especies como se presenta en la Tabla 3-33.

Tabla 3-33 Razón Biomasa Raíces – Biomasa Aérea

Especie	Razón
Pinus radiata (PR)	0,2543
Pino oregón (PO)	0,2788
Pinus ponderosa (PP)	0,3311
Eucalyptus globulus (EG)	0,2159
Eucalyptus nitens (EN)	0,2
Acacia saligna (AS)	0,25
Atriplex nummularia (AN)	0,335
Atriplex spp. (AT)	0,335
Acacia spp. (AC)	0,25
Eucalyptus spp. (EU)	0,2

Fuente: Centro de Cambio Global UC

3.4.1.4.6 Contenido de Carbono

Se ha considerado que el contenido de carbono de la biomasa seca corresponde a un 50%, de acuerdo a lo propuesto como valor por defecto en las directrices del IPCC 1996 y corroborado por las directrices del 2006.

3.4.1.4.7 Factores de Emisión

Siguiendo el criterio conservador presentado por el Centro de Cambio Global UC, se ha asumido que todo el carbono contenido en la biomasa viva que es cosechada se emite a la atmósfera, lo cual es consistente con el uso de la biomasa residual de cosecha y con la metodología propuesta en las directrices del IPCC para este sector. (Centro de Cambio Global UC 2010)

3.4.2 Metodología para la proyección de emisiones de otros contaminantes a nivel Nacional

La implementación de un programa de incentivos que promueva la forestación en superficies degradadas preferentemente forestales, implica que las plantaciones se realicen mayoritariamente, sino en su totalidad, en áreas rurales, principalmente de sectores cordilleranos y faldones cordilleranos, donde la existencia de población es muy baja o incluso inexistente.

Adicionalmente a esto, los estudios y reportes revisados y analizados por el consultor hacen referencia principalmente a la captación de contaminantes locales de áreas verdes urbanas, es decir, en lugares con concentraciones de contaminantes altas en que la capacidad de las áreas verdes de capturar estos gases contaminantes puede variar considerablemente.

En este contexto, considerar las captaciones de contaminantes locales parece aventurado, por una parte, por la poca información de captación de superficies forestales en áreas no urbanas que puede implicar un comportamiento distinto en la captación de gases de las especies y por otra parte debido a la poca o nula presencia de población en los lugares en que se producen las captaciones, que impide traducir estas captaciones en beneficios a la salud de la población.

Es por esto que el equipo consultor considera no incluir estas captaciones en el contexto de este estudio.

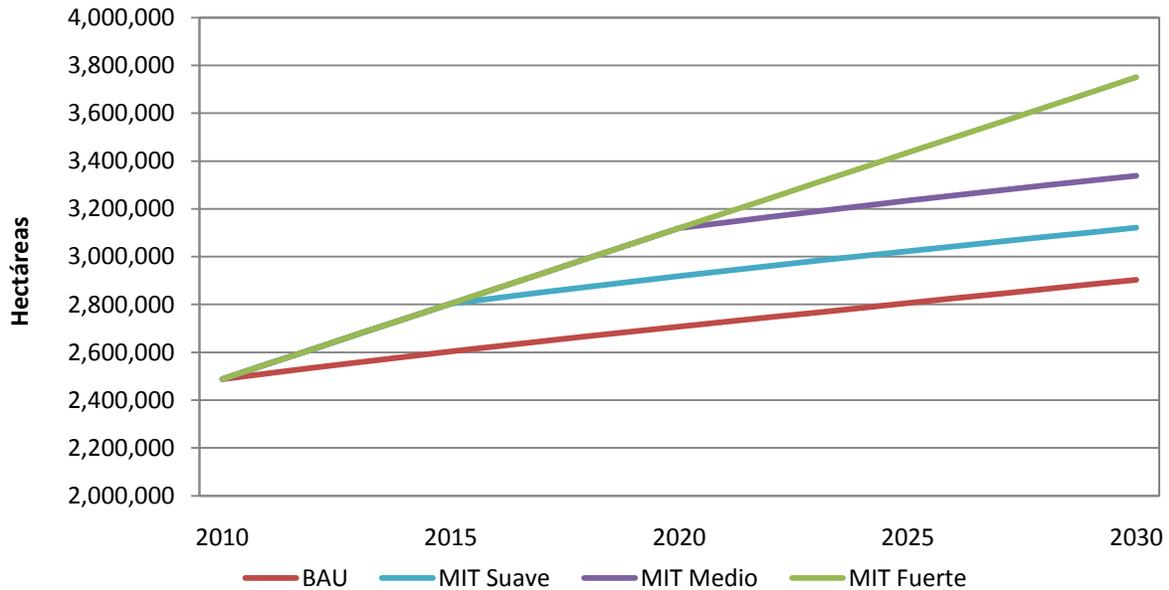
3.4.3 Resultados

Las superficies forestales totales al año 2010 ascienden a 2.488.552 de hectáreas hasta alcanzar 2.894.067 en el escenario base (BAU). En los años posteriores las superficies forestales aumentan debido a la forestación promovida por el Decreto 701 y a aquellas forestaciones que se realizan de manera voluntaria fuera del contexto de este decreto.

En los escenarios de mitigación las superficies forestales aumentan con respecto al escenario BAU. En el escenario mitigación **suave**, las superficies aumentan en un 8% los años 2015, 2020 y 2025 y un 7% en el año 2030. El escenario mitigación **medio** presenta aumentos del 8% para el año 2015 y 15% para los años 2020, 2025 y 2030. El escenario de mitigación fuerte es el que presenta el mayor aumento de superficies forestales con respecto al escenario base, con un 8, 15, 22 y 29% en los años 2015, 2020, 2025 y 2030 respectivamente.

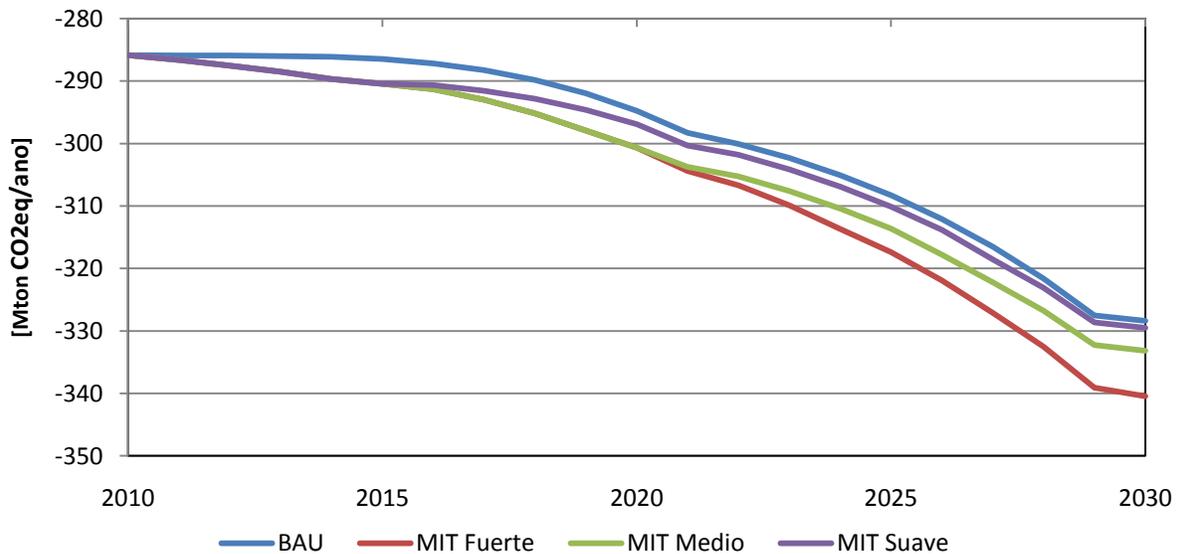
En la gráfica a continuación se presenta las superficies forestales para todo el horizonte de análisis (2010 -2030) para los distintos escenarios de emisiones analizados.

Gráfico 3-1 Superficies Forestales País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación



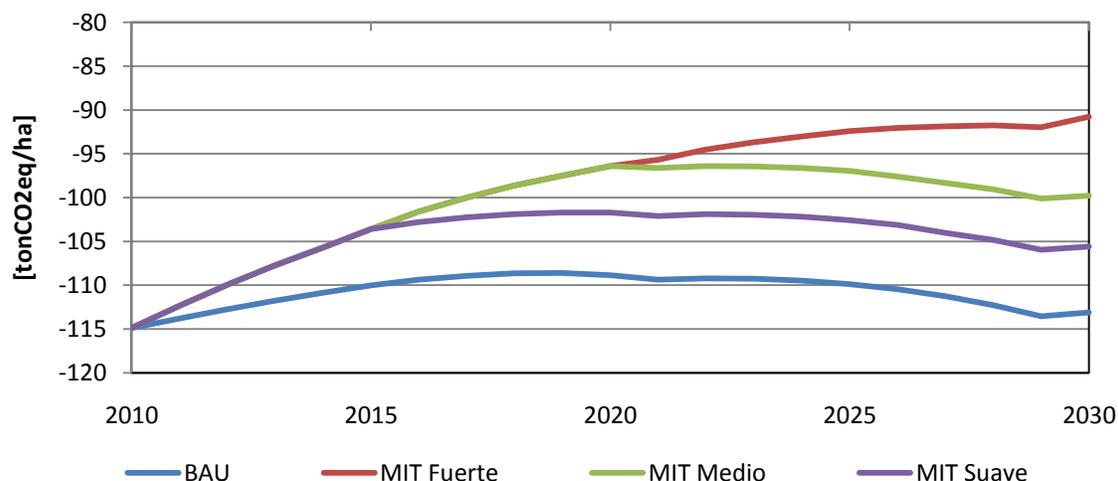
El stock acumulado neto en las superficies forestales hace referencia a la cantidad de carbono que se va acumulando año a año en la biomasa de las superficies forestales descontando las emisiones de carbono a la atmósfera, expresado en CO₂eq. El stock de GEI en los escenarios mitigación es menor que en el escenario BAU, lo que puede estar explicado principalmente debido a que en el escenario BAU la edad de cosecha de algunas especies es mayor y por tanto la acumulación de carbono es mayor.

Gráfico 3-2 Stock GEI Neto País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación



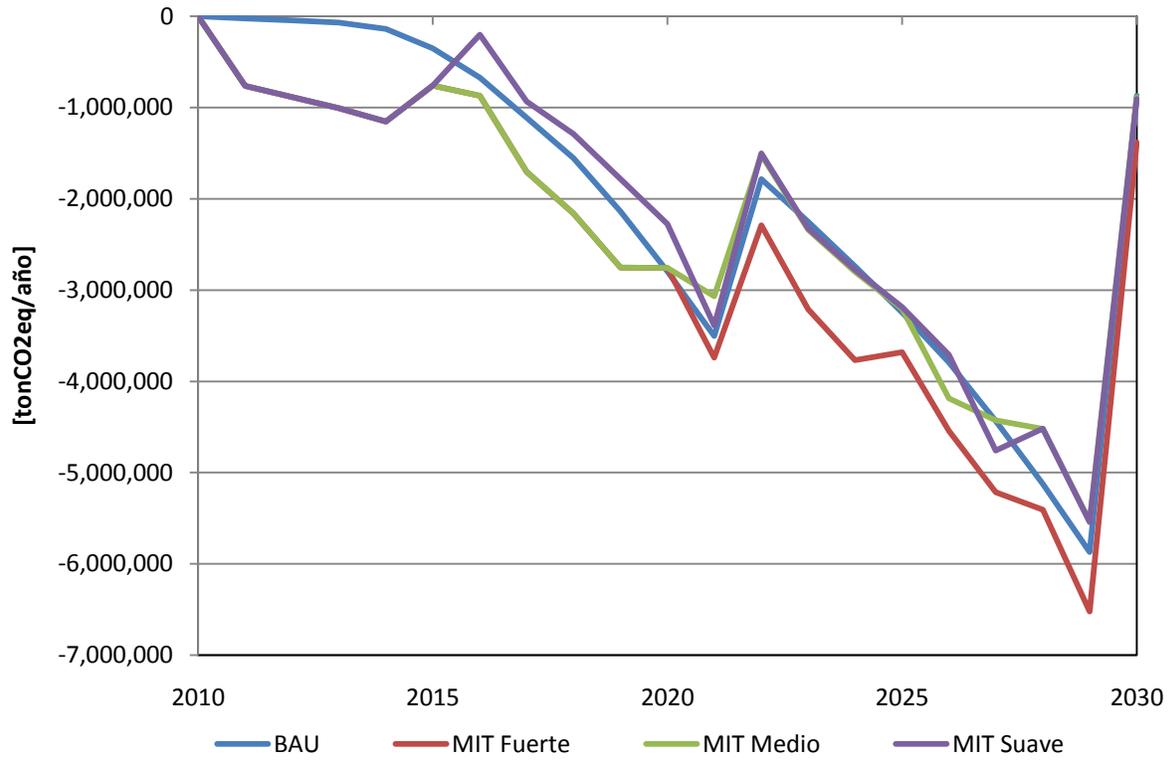
Adicionalmente el stock acumulado por hectárea de superficie forestal es también mayor en el escenario BAU que en los escenarios de Mitigación, lo que es coherente con el total de superficies forestales que en el caso del escenario base es menor.

Gráfico 3-3 Stock GEI por hectárea a nivel País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación



En la gráfica a continuación se presentan las emisiones de GEI del sector forestal a nivel País para todo el horizonte de análisis (2010 – 2030) y para los distintos escenarios de mitigación analizados. Se puede observar los ciclos de captura y emisión de las plantaciones forestales para los distintos escenarios, destacándose el ciclo del escenario BAU, el cual presenta grandes captaciones y grandes emisiones, lo que se explica, como se mencionó anteriormente, por la mayor edad de rotación de algunas especies en relación a los escenarios mitigación, lo que permite una acumulación mayor de carbono en la biomasa forestal y luego una mayor cantidad de carbono liberado al momento de cosecha.

Gráfico 3-4 Emisiones GEI Sector Forestal [ton CO₂eq/año] a nivel País (2010 – 2030). Escenario BAU versus Escenarios de Mitigación



4 Potencial de Mitigación

El análisis contempla las medidas contenidas en los siguientes estudios.

- ✓ Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros. (Centro de Cambio Global (UC) para Ministerio de Hacienda, 2009)
- ✓ Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía. (POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC 2010)

La lista de medidas que incluyen estos estudios y que han sido evaluadas en el presente estudio, según sector de evaluación, se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 4-1 Medidas de mitigación de GEI consideradas en el análisis

Sector	Subsector	Medida
Energía	Generación Eléctrica	Aumento capacidad mini-hidro
		Aumento capacidad eólica
		Instalación capacidad geotérmica
		Aumento capacidad biomasa
		Instalación capacidad mareomotriz
		Instalación central nuclear
		Aumento capacidad solar
Industria	General	Cogeneración
		Motores Eficientes
CPR	Residencial	Aislación Viviendas
		Calderas de Condensación
		Colectores Solares
		Duchas Eficientes
		Electrodomésticos Eficientes
		Calentadores Eficientes
		Iluminación Residencial Eficiente
		Reducción Pérdidas Standby
		Refrigeración Residencial Eficiente
	Comercial	Refrigeración Comercial Eficiente
Transporte	Terrestre	Conducción eficiente
		Expansión Líneas de Metro
		Mejoras Aerodinámicas en Camiones
		Renovación parque de camiones de carga
		Renovación parque de vehículos livianos
		Vehículos Híbridos
		Buses Híbridos
		Vehículos Híbridos Plug-in
		Subvención Transporte Publico
		Impuesto a Combustibles
		Carga en Ferrocarril
		Biocombustibles
Forestal	Forestal	Extensión DL - 701

Fuente: (Centro de Cambio Global UC 2009; Centro de Cambio Global UC 2010; POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC 2010)

4.1 Sector Generación Eléctrica

El modelo de generación realizado para el sector eléctrico, permite la incorporación de nueva capacidad instalada, produciendo un reordenamiento del despacho según las centrales disponibles.

Para el potencial de penetración, en MW, de distintas tecnologías en este sector, se tomó como base la información presentada por POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC (2010) en su estudio de opciones de mitigación.

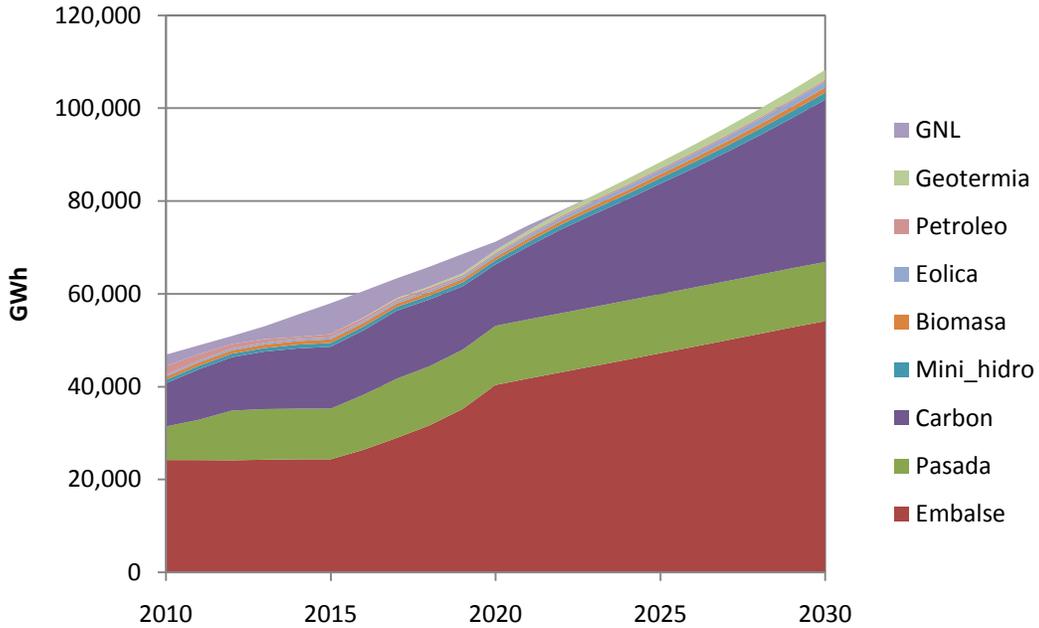
Tabla 4-2 Potencial de penetración medidas sector eléctrico (MW)

Sistema Eléctrico	Tecnología	2020	2030
SIC	Mini-hidro	338	638
	Eólica	982	2143
	Geotérmica	348	1188
	Biomasa	182	402
	Mareomotriz	0	100
	Nuclear	0	2000
SING	Solar	0	110
	Eólica	60	560
	Geotérmica	320	0

Fuente: POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC (2010)

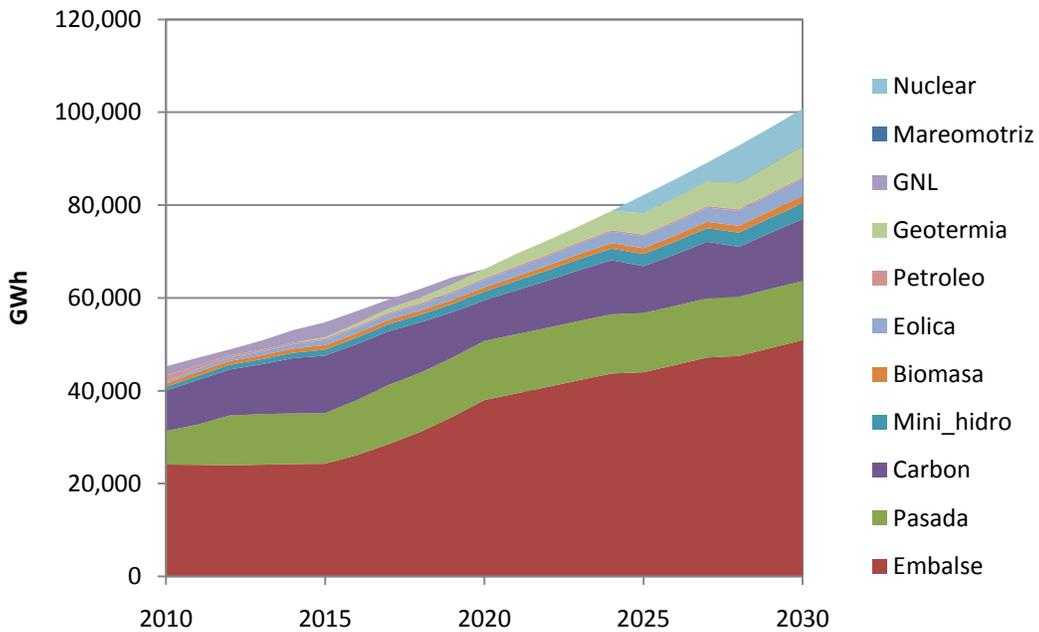
A continuación, se presentan las figuras con la generación modelada para el escenario base y los escenarios de mitigación tanto para el SIC como el SING. En los Gráfico 4-2, Gráfico 4-3 y Gráfico 4-4 es posible observar un claro impacto en la generación del SIC por la entrada de tecnologías ERNC y Nuclear, además de la reducción de demanda eléctrica por la aplicación de medidas de eficiencia energética. Por otro lado, en los Gráfico 4-6, Gráfico 4-7 y Gráfico 4-8 se ve un mayor impacto especialmente en los años intermedios de la evaluación produciendo un adelanto en la entrada de tecnologías limpias.

Gráfico 4-1 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario BAU (GWh/año)



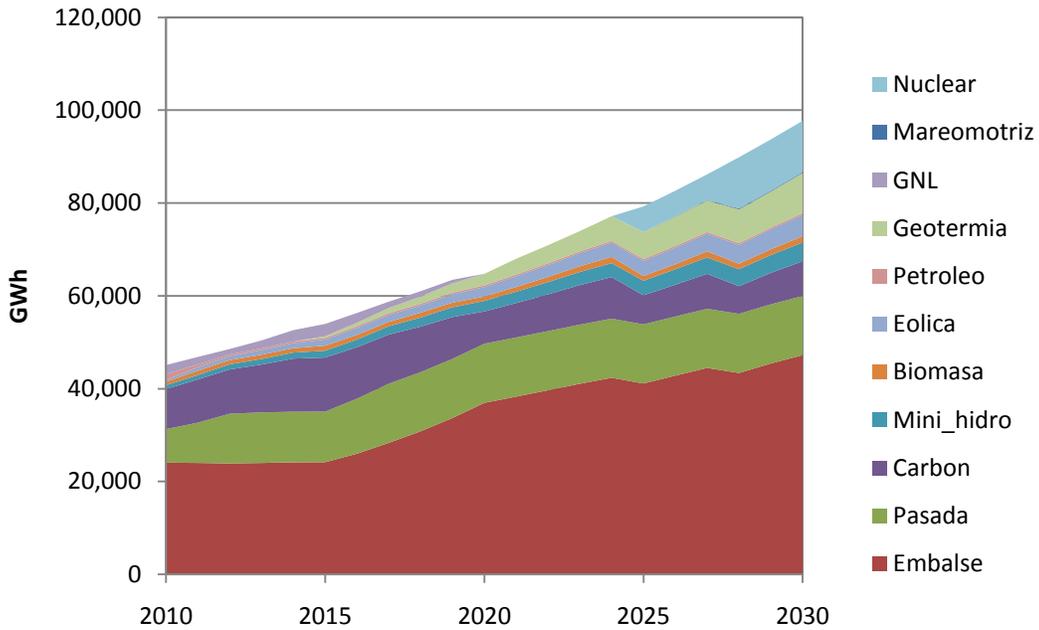
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-2 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Suave (GWh/año)



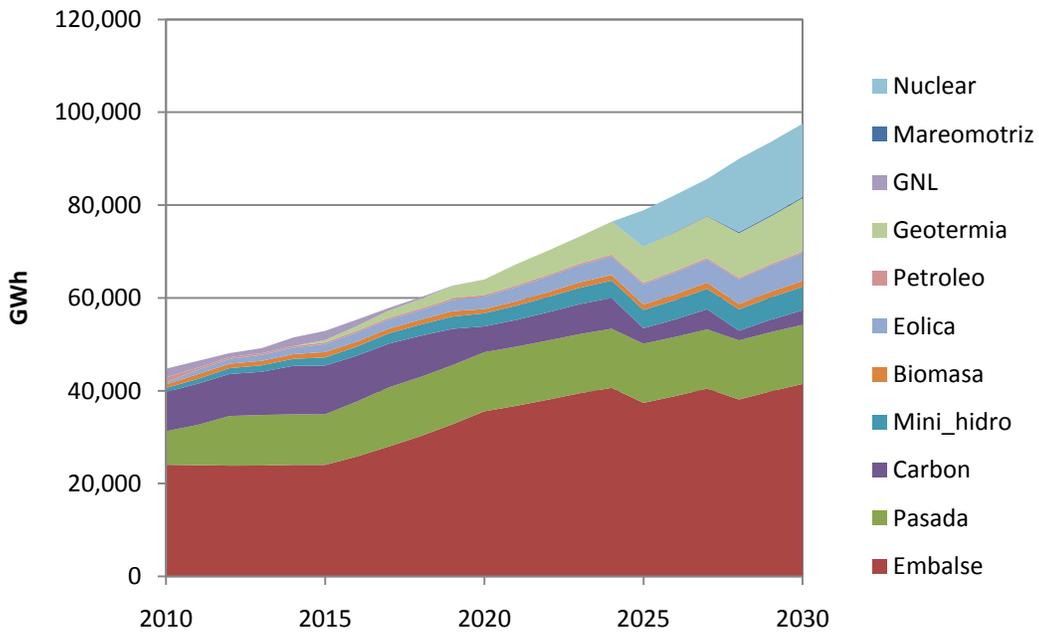
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-3 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Medio (GWh/año)



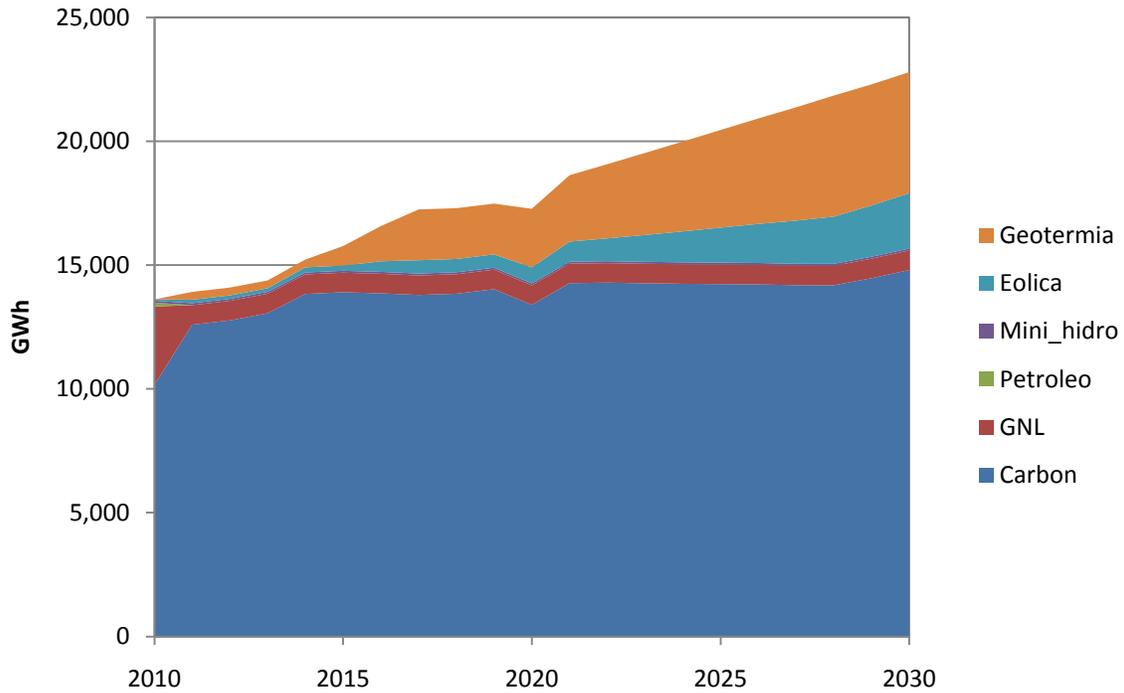
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-4 Evolución de la generación eléctrica en el SIC– Escenario MIT Fuerte (GWh/año)



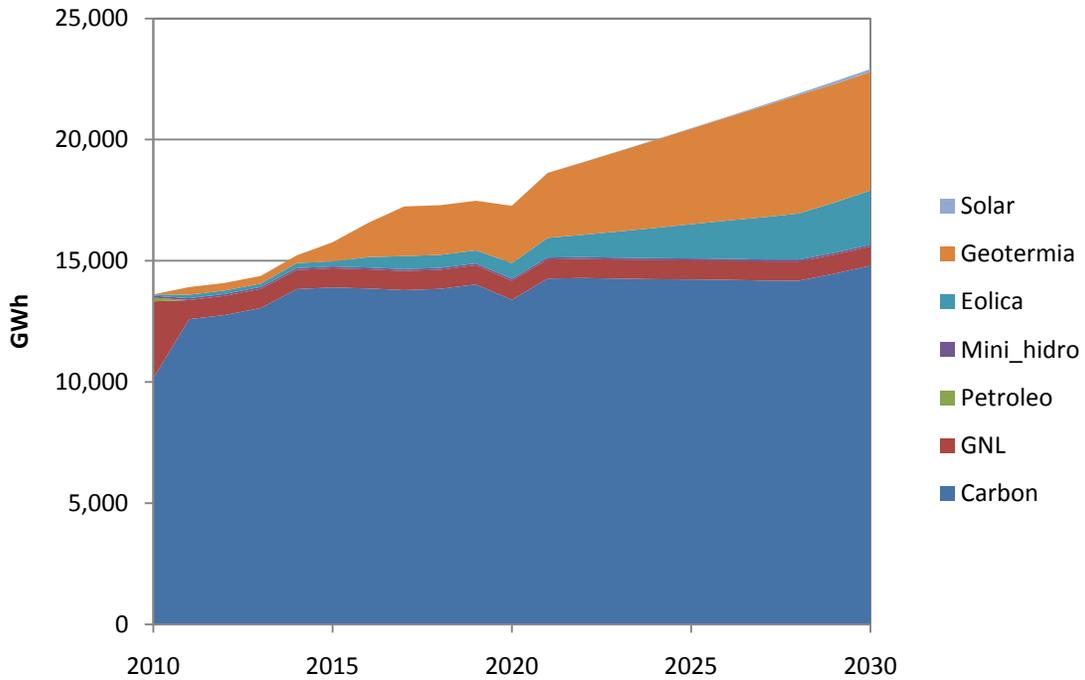
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-5 Evolución de la generación eléctrica en el SING– Escenario BAU (GWh/año)



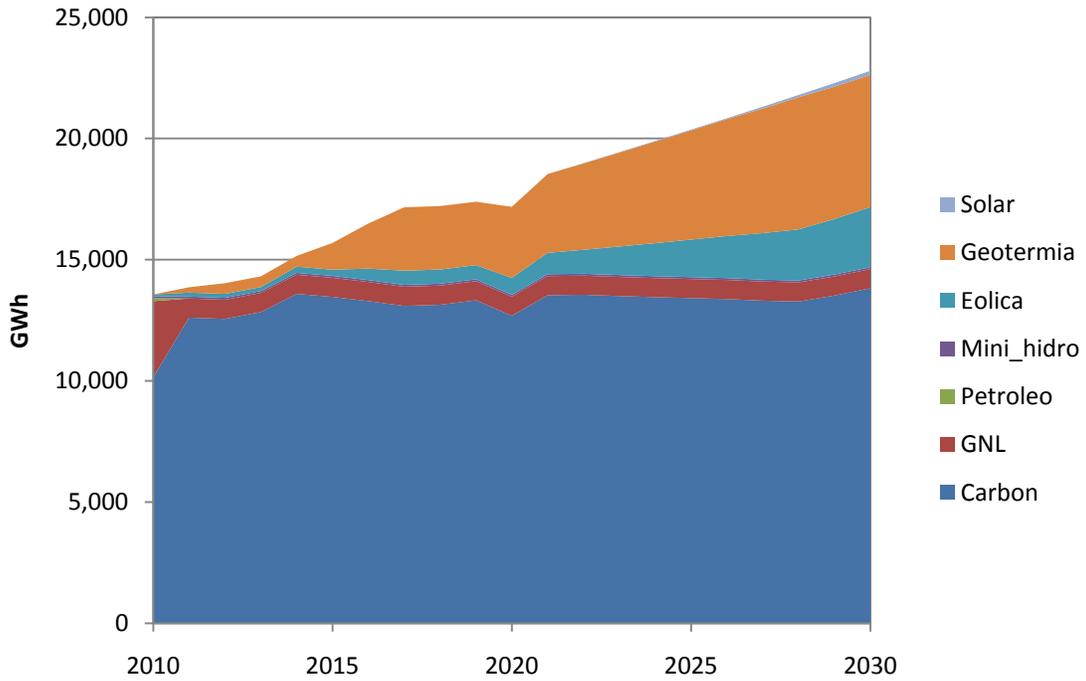
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-6 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Suave (GWh/año)



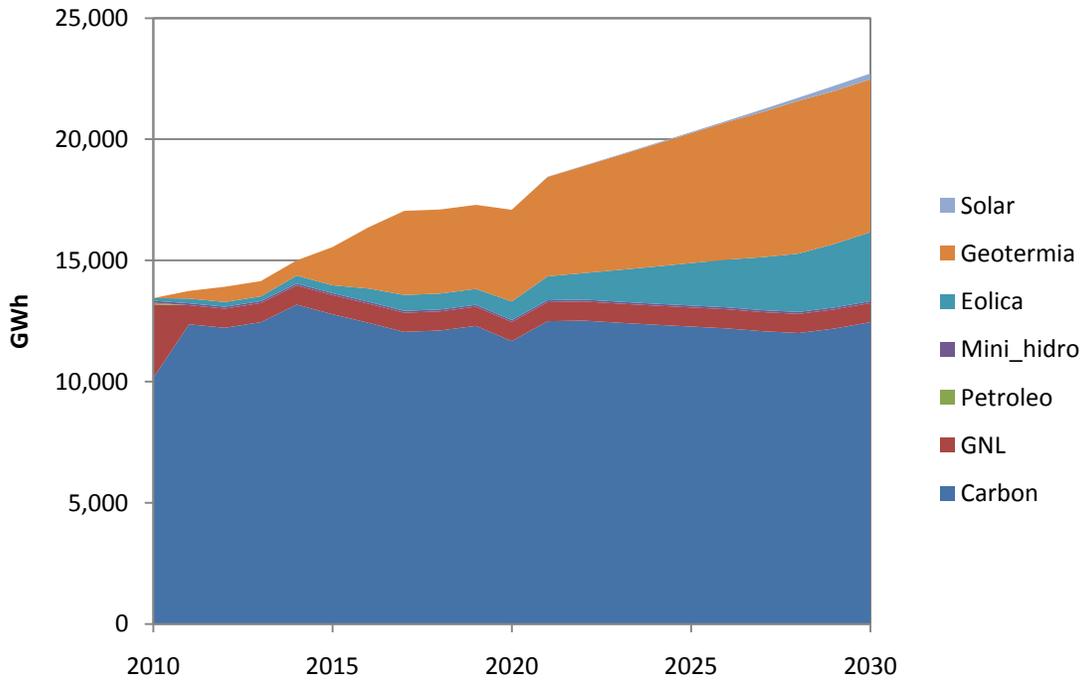
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 4-7 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Medio (GWh/año)



Fuente: Elaboración Propia

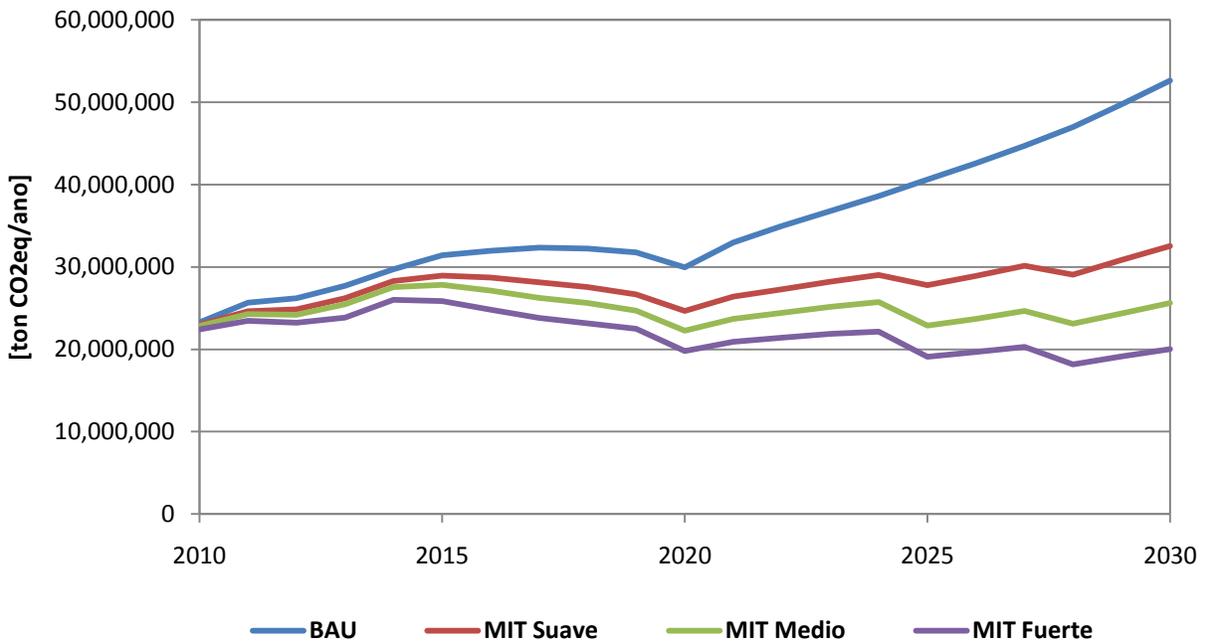
Gráfico 4-8 Evolución de la generación eléctrica en el SING – Escenario MIT Fuerte (GWh/año)



Fuente: Elaboración Propia

A continuación en el Gráfico 4-9 es posible apreciar el gran potencial de mitigación de GEI que tiene este sector. Las reducciones de emisiones de GEI para los escenarios de mitigación incluye la reducción en la demanda eléctrica por aplicación de medidas de eficiencia energética en los otros sectores. Además, la Tabla 4-3 muestra la reducción de emisiones que se producen al año 2030 en cada una de las regiones del país por el cambio del parque generador de electricidad. En algunos casos se produce un aumento de las emisiones. Destaca el aumento que se produce en varias regiones en la emisión de CO2 producto de la generación en base a biomasa.

Gráfico 4-9 Emisiones GEI sector de generación eléctrica



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-3 Reducción porcentual de emisiones sector generación eléctrica – Año 2030

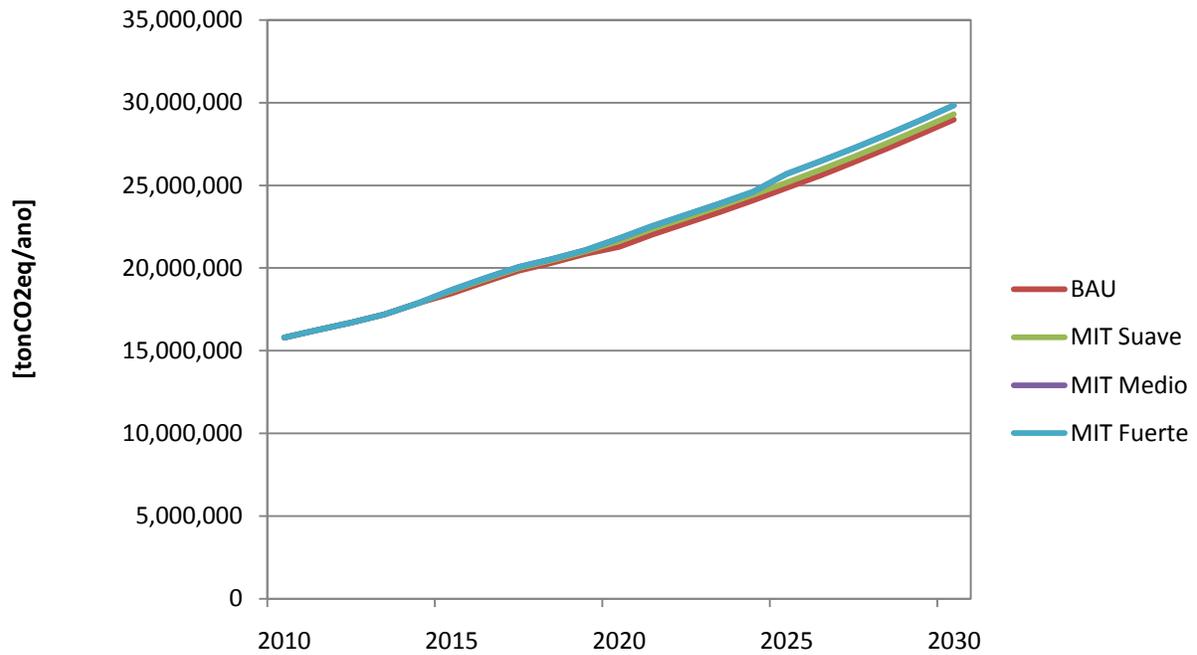
Región	CO2	CH4	N2O	MP25	SOX	NOX	CO	COVNM	NH3
XV Region - Arica y Parinacota	0%	17%	17%	17%	7%	10%	18%	17%	14%
I Region - Tarapaca	19%	17%	19%	19%	20%	19%	18%	18%	19%
II Region - Antofagasta	23%	19%	22%	21%	25%	23%	19%	20%	22%
III Region - Atacama	65%	37%	57%	54%	65%	64%	34%	46%	61%
IV Region - Coquimbo	0%	17%	17%	17%	7%	10%	18%	17%	14%
V Region - Valparaiso	76%	36%	62%	58%	77%	74%	34%	47%	69%
XIII Region - RM	27%	18%	20%	19%	57%	25%	18%	18%	21%
VI Region - OHiggins	55%	19%	29%	26%	71%	47%	20%	22%	35%
VII Region - Maule	71%	25%	46%	41%	76%	66%	24%	31%	55%
VIII Region - Bio Bio	67%	23%	43%	38%	75%	62%	23%	29%	51%
IX Region - Araucania	0%	17%	17%	17%	7%	10%	18%	17%	14%
X Region - de los Lagos	0%	17%	17%	17%	7%	10%	18%	17%	14%
XIV Region - de los Rios	69%	23%	43%	38%	75%	63%	23%	29%	51%
XI Region - Aysen	61%	42%	46%	46%	60%	60%	25%	42%	57%
XII Region - Magallanes y Antartica Chilena	1%	5%	4%	3%	0%	2%	8%	3%	2%

Fuente: Elaboración Propia

4.2 Sector Industrial

A continuación es posible apreciar las reducciones por la aplicación de medidas de mitigación en el sector industrial. Para los 4 escenarios se están considerando las emisiones indirectas por consumo de electricidad. Se puede apreciar que todos los escenarios de mitigación presenta un aumento de las emisiones de GEI, lo que se explica fundamentalmente por la medida de cogeneración que aumenta el consumo de combustible.

Gráfico 4-10 Emisiones GEI sector industrial



Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 4-4 es posible apreciar la reducción porcentual de emisiones que se logra al año 2030 para todos los contaminantes considerando las medidas de reducción de GEI del sector Industrial. En realidad para este sector, se produce un aumento en las emisiones, por el aumento en el consumo de GNL para la cogeneración.

Tabla 4-4 Reducción porcentual de emisiones sector industrial– Año 2030

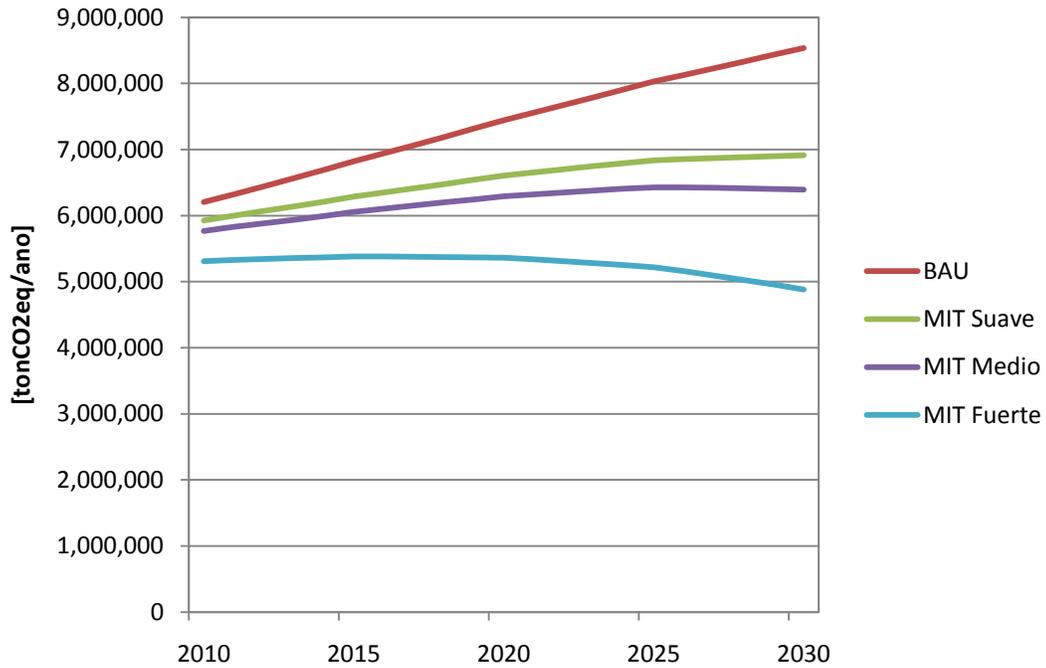
Región	CO2	CH4	N2O	MP25	SOX	NOX	CO	COVNM	NH3
XV Region - Arica y Parinacota	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
I Region - Tarapaca	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
II Region - Antofagasta	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
III Region - Atacama	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
IV Region - Coquimbo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
V Region - Valparaiso	-1%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
XIII Region - RM	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
VI Region - OHiggins	-1%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
VII Region - Maule	-5%	-1%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
VIII Region - Bio Bio	-6%	-1%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
IX Region - Araucania	-9%	-1%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%
X Region - de los Lagos	-2%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
XIV Region - de los Rios	-41%	-1%	-1%	-41%	-41%	-41%	-41%	-41%	-41%
XI Region - Aysen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
XII Region - Magallanes y Antartica Chilena	-1%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%

Fuente: Elaboración Propia

4.3 Sector CPR

A continuación es posible apreciar las reducciones por la aplicación de medidas de mitigación en el sector CPR, principalmente medidas en el subsector residencial. Para los 4 escenarios se están considerando las emisiones indirectas por consumo de electricidad.

Gráfico 4-11 Emisiones GEI sector CPR



Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 4-5 es posible apreciar la reducción porcentual de emisiones que se logra al año 2030 para todos los contaminantes considerando las medidas de reducción de GEI del sector CPR.

Tabla 4-5 Reducción porcentual de emisiones sector CPR – Año 2030

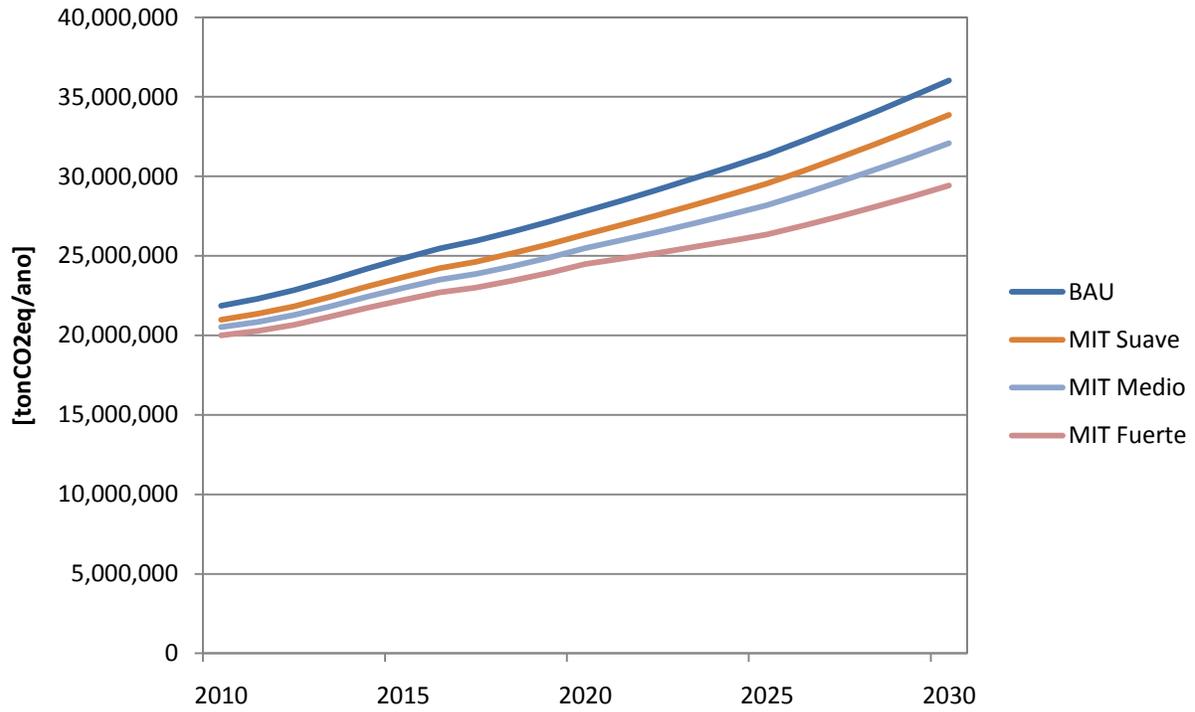
Región	CO2	CH4	N2O	MP25	SOX	NOX	CO	COVNM	NH3
XV Region - Arica y Parinacota	29%	28%	30%	23%	54%	28%	26%	27%	19%
I Region - Tarapaca	29%	29%	31%	24%	55%	29%	26%	28%	19%
II Region - Antofagasta	29%	29%	31%	24%	55%	29%	26%	28%	19%
III Region - Atacama	29%	29%	31%	24%	55%	29%	26%	28%	19%
IV Region - Coquimbo	29%	9%	10%	9%	18%	17%	9%	9%	15%
V Region - Valparaiso	29%	12%	14%	9%	39%	25%	9%	9%	18%
XIII Region - RM	29%	16%	20%	10%	51%	28%	9%	9%	19%
VI Region - OHiggins	29%	9%	9%	9%	16%	15%	9%	9%	14%
VII Region - Maule	29%	9%	9%	9%	10%	10%	9%	9%	11%
VIII Region - Bio Bio	29%	9%	9%	9%	11%	11%	9%	9%	11%
IX Region - Araucania	34%	9%	9%	9%	11%	11%	9%	9%	9%
X Region - de los Lagos	35%	9%	9%	9%	10%	10%	9%	9%	9%
XIV Region - de los Rios	35%	9%	9%	9%	10%	10%	9%	9%	9%
XI Region - Aysen	19%	9%	9%	9%	9%	10%	9%	9%	14%
XII Region - Magallanes y Antartica Chilena	19%	9%	9%	9%	9%	11%	9%	9%	16%

Fuente: Elaboración Propia

4.4 Sector Transporte

A continuación es posible apreciar las reducciones por la aplicación de medidas de mitigación en el sector transporte, principalmente medidas en el subsector de transporte terrestre.

Gráfico 4-12 Emisiones GEI sector Transporte



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-6 Reducción porcentual de emisiones sector Transporte – Año 2030

Región	CO2	CH4	N2O	MP25	SOX	NOX	CO	COVNM	NH3
XV Region - Arica y Parinacota	17%	15%	13%	8%	16%	8%	22%	17%	20%
I Region - Tarapaca	10%	10%	6%	5%	12%	5%	13%	11%	11%
II Region - Antofagasta	9%	10%	4%	5%	11%	6%	11%	10%	5%
III Region - Atacama	7%	7%	3%	4%	8%	4%	8%	8%	3%
IV Region - Coquimbo	11%	11%	5%	7%	13%	8%	12%	12%	4%
V Region - Valparaiso	16%	16%	6%	9%	21%	9%	17%	19%	5%
XIII Region - RM	14%	15%	8%	24%	16%	14%	15%	14%	5%
VI Region - OHiggins	21%	20%	10%	33%	21%	19%	23%	20%	3%
VII Region - Maule	16%	15%	8%	24%	16%	14%	17%	15%	2%
VIII Region - Bio Bio	12%	12%	5%	8%	14%	8%	14%	13%	3%
IX Region - Araucania	16%	17%	10%	26%	18%	15%	18%	16%	4%
X Region - de los Lagos	11%	11%	6%	14%	11%	9%	12%	10%	3%
XIV Region - de los Rios	7%	7%	4%	9%	8%	6%	9%	7%	2%
XI Region - Aysen	21%	20%	10%	24%	21%	17%	23%	20%	4%
XII Region - Magallanes y Antartica Chilena	6%	8%	2%	3%	10%	4%	8%	8%	4%

Fuente: Elaboración Propia

4.5 Sector Forestal

El potencial de mitigación para este sector se explicó anteriormente en el análisis de emisiones del sector en la sección 3.4.3.

5 Estimación de Costos asociados a las medidas GEI

Los costos fueron obtenidos inicialmente de los estudios de referencia:

- ✓ Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros. (Centro de Cambio Global (UC) para Ministerio de Hacienda, 2009)
- ✓ Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía. (POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC 2010)
- ✓ Centro de Cambio Global UC (2010). Informe Preliminar Análisis de opciones futuras de mitigación de gases efecto invernadero para Chile asociadas a programas de fomento del sector silvoagropecuario.

5.1 Sector Generación Eléctrica

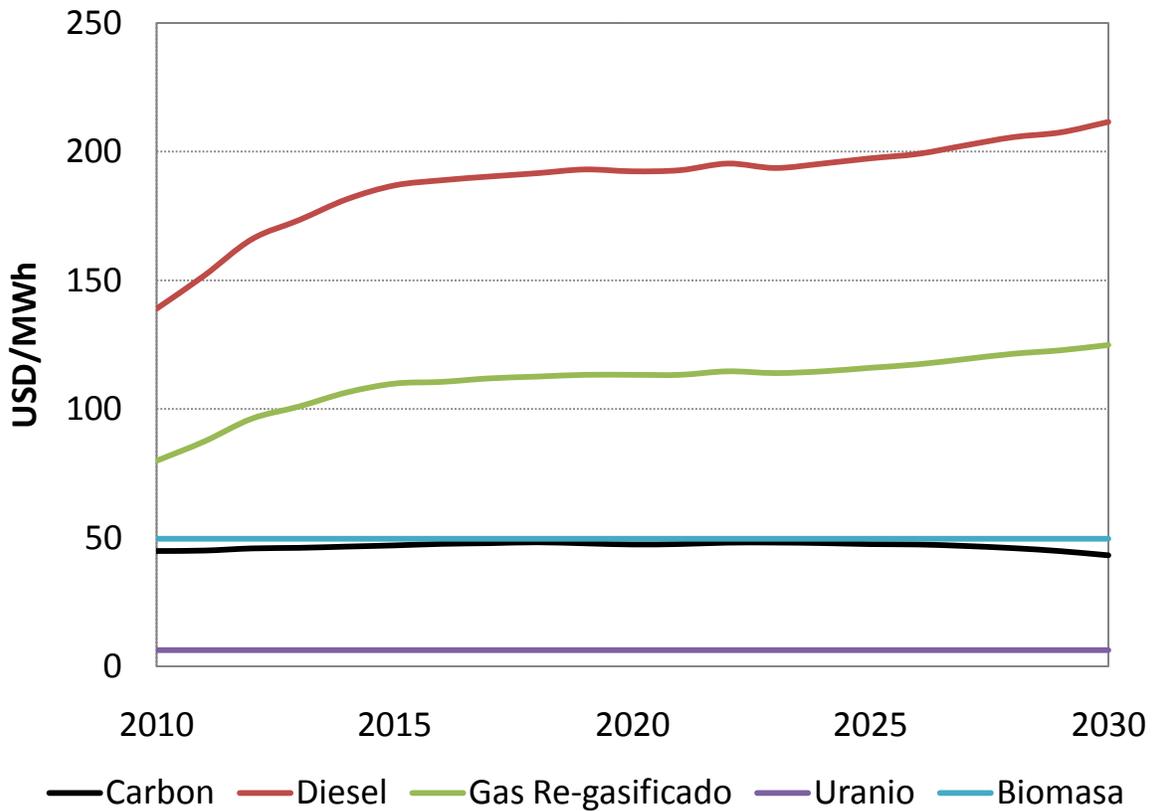
En la Tabla 5-1 se presentan todos los costos que se utilizaron para evaluar el sector, excepto por el costo de los combustibles que están presentados por tecnología en la Gráfico 5-1.

Tabla 5-1 Costos de tecnologías de generación eléctrica

Tecnología	Inversión						Operación							
	Presente			Proyección			Presente							
	Costo Inversión [US\$/kW]	Año	Ref.	Costo Inversión [US\$/kW]	Año	Ref.	Factor de planta [%]	Ref.	Costo Var US\$/MWh	CV Comb US\$/MWh	CV No Comb US\$/MWh	Ref.	Vida Útil [años]	Ref.
ERNC														
Mini Hidraulica	2.500	2005	[5]	2.200,0	2030	[5]	0,62	[1], [6]	5	0	5	[1]	45	[13]
Geotermica	3.517	2009	[2]	3.325,0	2030	[5], [3]	0,84	[2]	2	0	2	[1]	40	[1]
Eólica	1.629	2009	[3], [4]	1.300,0	2030	[3], [1]	0,28	[4]	7,7	0	7,7	[1]	20	[1]
Biomasa Co firing	679	2008	[1], [5]	+			0,35	[5]	56,26	49,55	6,71	[11]	40	[1]
Biomasa BIGCC	5.245	2009	[1]	1.852,0	2030	[9]	0,45	[5]	56,26	49,55	6,71	[11]	40	[1]
Solar-Th	4.788	2008	[8], [3], [2], [1]	1.900,0	2030	[3]	0,29	[2]	4,45	0	4,45	[1]	25	[1]
Solar-PV	4.296	2005	[2], [1][3]	2.267,0	2030	[5], [3]	0,21	[2], [1], [8]	4,45	0	4,45	[1]	25	[1]
Mareomotriz	8.500	2009	[1]	3.750,0	2030	[5]	0,28	[2]	17,5	0	17,5	[1]	20	[1]
Convencional														
Embalse	2.000	2009	[1]	2.600,0	2030	[3]	0,54	[1], [6]	5	0	5	[1]	45	[1]
Pasada	2.500	2009	[1]	3.100,0	2030	c.p.	0,62	[1], [6]	5	0	5	[1]	45	[1]
Carbon CIF	1.260	2005	[4]	+			0,85	[1]	38,84	36,52	2,32	[11]	35	[1]
Carbon CP	1.358	2005	[4]	+			0,85	[1]	38,84	36,52	2,32	[11]	35	[1]
Carbon CCIG	1.499	2005	[4]	+			0,85	[1]	38,84	36,52	2,32	[11]	35	[1]
CCGNL	930	2008	[2]	+			0,70	[2]	86,90	84,69	2,21	[11]	25	[1]
Nuclear	3.967	2008	[5]	2.261,0	2030	[1]	0,90	[2]	14,1	13,61	0,49	[1]	40	[1]
Diesel	500	2009	[1]	+			0,85	[1]	96	84,83	11,17	[15]	25	[1]
CCS	750	2010	[5]	600	2050	[5]	0,85		42,48	36,52	5,96	[14]	35	[1]

Referencias							
[1]	(Borregaard 2009a)	[5]	(IEA 2008a)	[9]	Suposición propia en base a [2]	[13]	Suposición propia en base a [1]
[2]	(NREL 2009)	[6]	(PROGEA 2008)	[10]	(Borregaard & Katz 2009b)	[14]	Consumo carbón x 1,094
[3]	(IEA 2008b)	[7]	(PRIEN & NEIM 2008b)	[11]	(CNE 2009a)	[15]	Elaboración propia ICCP, ITD
[4]	(IEA 2005)	[8]	(NREL 1997)	[12]	Estimación propia en base a [11]	[16]	Elaboración propia en base a (de Carvalho & Sauer 2009)

Gráfico 5-1 Costos de Combustible asociados al sector de generación eléctrica (USD/MWh)



Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Chile 2030

Se puede observar que las proyecciones de los costos de los combustibles para Biomasa y Uranio se mantienen constantes en el tiempo. Esto se debe a que no existen proyecciones confiables de los costos de la biomasa para Chile. Para el Uranio no existen datos en Chile y las proyecciones a nivel internacional son muy inciertas, si bien la tendencia histórica es la disminución del costo del Uranio, cabe recordar que esto se debe a que la demanda por este combustible ha sido baja desde finales de los 80', cosa que no se debiera cumplir necesariamente en el futuro, ya que en los últimos años ha aumentado la instalación de centrales nucleares. En cualquier caso el costo del combustible y su disposición final, representan en torno a un 10% del costo de generación de este tipo de centrales.

Con la información anterior es posible estimar el costo por unidad de energía generada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$CTeP(\text{USD}/\text{MWh}) = \frac{(\text{InvAnual} + \text{CO \& M})}{fp \cdot 8760} + \text{CVComb} + \text{CVNoComb}$$

Ecuación 5-1

Donde:

- InvAnual: Es la inversión (USD/kW) anualizada para la vida útil de la central.
- CO&M: Es el costo de operación y mantenimiento (USD/kW-año).
- CVComb: Es el costo variable por consumo de combustible (USD/MWh).
- CVNoComb: Es el costo variable no asociado al consumo de combustible (USD/MWh)
- Fp: Es el factor de planta
- 8.76: Es el factor que incorpora horas por año (8760) y transformación de kW a MW (1/1000).

Así, es posible estimar el costo de la medida del sector, sabiendo la cantidad de generación entregada por la nueva penetración y comparando con el costo de la generación desplazada.

$$CT(\text{USD}) = CTeP\left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}\right) \cdot \text{GenTec}(\text{MWh}) - \text{CostoGen}\left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}\right) \cdot \text{GenDesplazada}(\text{MWh})$$

Ecuación 5-2

Donde:

- CTeP: Es el costo tecnológico de producción de la nueva tecnología ingresada (USD/MWh).
- GenTec: Es la generación entregada por la nueva tecnología (MWh).
- CostoGen: Es costo unitario de la generación desplazada por la nueva tecnología ingresada (USD/MWh).
- GenDesp: Es la generación desplazada por la nueva tecnología (MWh). No siempre calza con la Generación entregada por ineficiencias que se producen en el sistema.

5.2 Sectores Industria, CPR y Transporte

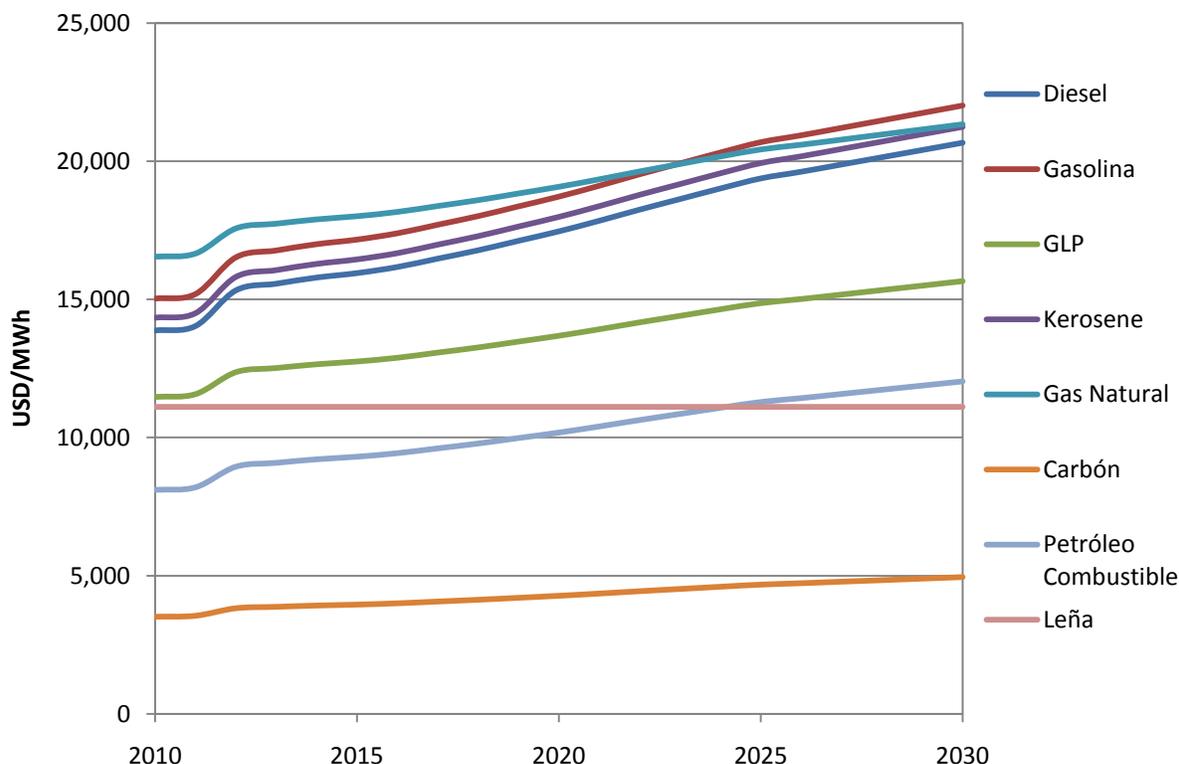
El costo para cada medida se desgrega como se muestra a continuación:

- Costos de Inversión
- Costos de Operación y Mantenimiento (OyM)
- Costos de Energía

De POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC (2010) se obtienen los costos de inversión y OyM, y el cambio en los consumos de energía (combustible y electricidad) para poder estimar los costos finales utilizando las proyecciones del modelo.

Los costos proyectados de los combustibles para estos sectores se presentan en la Gráfico 5-2.

Gráfico 5-2 Costos de combustible sectores Industria, CPR y Transporte (USD/MWh)



Fuente: Modificado de (POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC 2010)

5.3 Sector Forestal

El programa de incentivos promovido a través del decreto 701, considera bonificaciones por las forestaciones realizadas. Los costos del programa utilizados en el presente estudio corresponde a los reportados por el Centro de Cambio Global UC, quien determinó un costo promedio regional por hectárea (2005 – 2009) a partir de la información entregada por CONAF. Estos costos corresponden a los costos en que incurre el estado por la ejecución del programa de incentivos.

Tabla 5-2 Costos promedios de forestación por Región (USD 2009/ha)

Regiones	Costo Forestación
IV Región - Coquimbo	704
V Región - Valparaíso	646
VI Región - O'Higgins	1.129
VII Región - Maule	945
VIII Región - Bío Bío	802
IX Región - Araucanía	805
X Región - de los Lagos	607
XI Región - Aysén	732
XIV Región - de los Ríos	420

Fuente: (Centro de Cambio Global UC 2010)

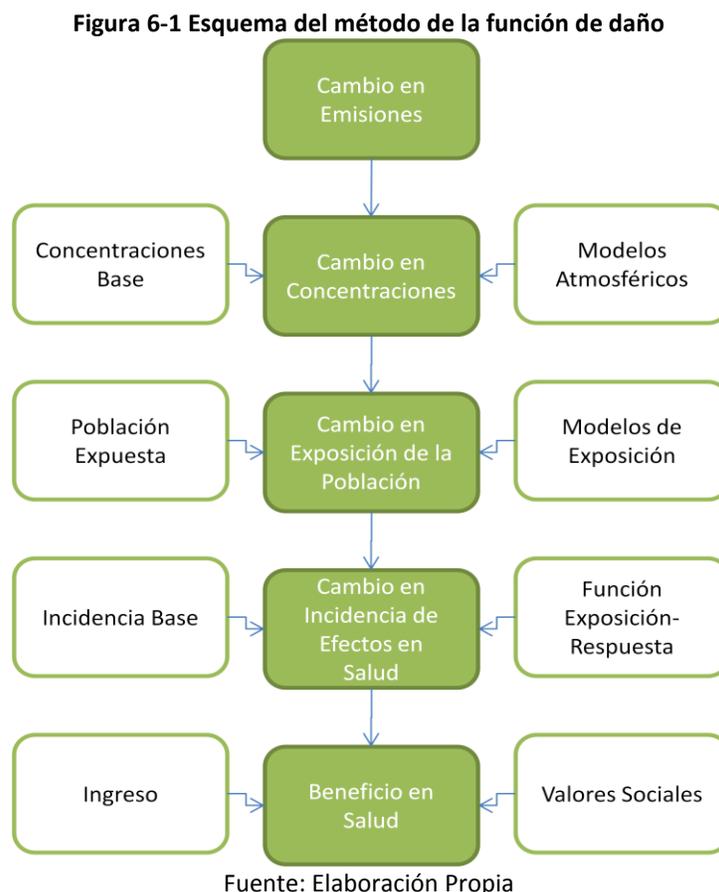
Estos costos fueron corregidos a USD del 2010 utilizando una tasa de deflación del dólar al 2010 de 0.899.

6 Estimación de Beneficios asociados a las medidas GEI

Esta sección presenta la metodología que se utilizará para la estimación de los beneficios económicos generados por la reducción de emisiones de contaminantes locales (desagregadas provincialmente) para los diferentes escenarios de mitigación evaluados en la sección 4.

6.1 Método de la Función Daño

Para poder llevar a cabo una evaluación económica de los impactos en salud, es necesario en primer lugar cuantificar la magnitud de estos impactos en función de la variación en los niveles de contaminación existentes. Para llevar a cabo este paso, en este estudio se utilizará el método conocido como la función de daño que se resume en la Figura 6-1.



El método de la función de daño comprende una secuencia de modelos interrelacionados. En primer lugar se dispone de un modelo que estima los cambios en emisiones producto de cambios en el nivel de actividad de las fuentes, luego un modelo que estima el cambio en

concentraciones ambientales resultante de los cambios en emisiones, luego un modelo que vincula los cambios en concentraciones de contaminantes con los cambios en la incidencia de efectos nocivos sobre la salud de la población. Finalmente, se valoriza el cambio en la incidencia de los efectos usando valores sociales.

El primer paso, el cambio de emisiones, corresponde a la reducción de emisiones por parte de las medidas de mitigación GEI estimadas en la sección 4. A continuación se describirá la metodología que se seguirá en los pasos restantes.

6.1.1 Cambio en la Concentración Ambiental

Se realizará un análisis de la reducción de la concentración ambiental producto de las medidas de mitigación GEI a nivel provincial y se evaluará la reducción en concentración de $PM_{2.5}$ de cada una de las provincias de Chile⁹.

La reducción de contaminantes locales producirá una reducción en la concentración de material particulado fino ($PM_{2.5}$). Por esto, se requiere de un modelo que estime la reducción en la concentración de $PM_{2.5}$ que incorpore tanto las emisiones directas de $PM_{2.5}$ como la formación de material particulado fino a partir de sus precursores (SO_x , NO_x y NH_3).

6.1.1.1 Información base

La metodología utilizada para estimar el cambio en la concentración de $PM_{2.5}$ toma como punto de partida aquella utilizada en el AGIES de la norma de calidad de $PM_{2.5}$ (DICTUC 2010). Ésta consiste en un modelo del tipo *rollback* simple, en el que se supone una relación lineal entre la densidad de emisiones de un contaminante y la concentración que ésta genera, lo que permite construir los factores emisión-concentración (FEC) utilizando la siguiente ecuación:

⁹ A pesar de que existe suficiente evidencia de que un aumento en la concentración de Ozono Troposférico genera efectos nocivos en la salud, no se estimará su impacto (generado por la reducción en emisiones de NO_x) debido a que la estimación de las concentraciones de Ozono mediante modelación fotoquímica es de alta complejidad y nivel de incertidumbre.

$$FEC_i^t \left(\frac{ton}{\mu g/m^3} \right) = \left(\frac{\delta C_i^t \left(\frac{\mu g}{m^3} \right)}{\delta E^t (ton)} \right)^{-1} \approx \frac{E_i^t (ton)}{C_i^t \left(\frac{\mu g}{m^3} \right)}$$

Ecuación 6-1

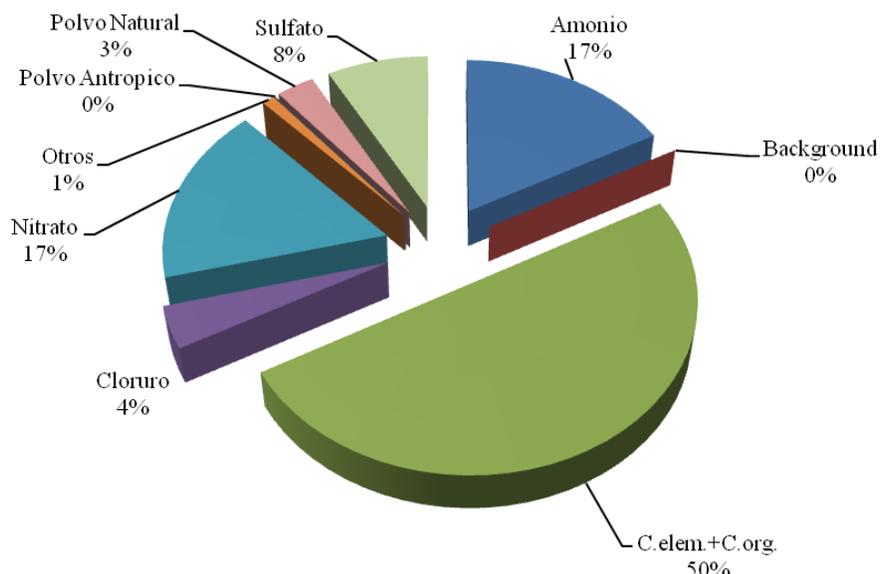
Donde:

- $FEC_i^t \left(\frac{ton}{\mu g/m^3} \right)$: Factor emisión-concentración en la zona i en el año t
- $C_i^t \left(\frac{\mu g}{m^3} \right)$: Concentración ambiental de contaminante correspondiente al emitido (eventualmente secundario), en la zona i para el año t
- $E_i^t (ton)$: Emisión de contaminante en la zona i para el año t .

En rigor, lo que interesa es la sensibilidad de las concentraciones ambientales frente a cambios en las emisiones, evaluado en un punto cercano a las condiciones actuales. Como esto no es posible, se aproximará esta relación según el cociente entre las emisiones E_i^t y la concentración ambiental del contaminante C_i^t .

Se considera que la emisión de los contaminantes NH₃, SO₂, PRS y NO_x, además de PM₂₅, aportan a las concentraciones ambientales del PM₂₅, de acuerdo a la información disponible de composición elemental del material particulado. La Figura 6-2 muestra la caracterización del PM₂₅ para el año 2005.

Figura 6-2 Fracción de componentes elementales de PM 2.5 (2005)



Fuente: Comunicación personal, Roberto Martínez, CONAMA, 20 de marzo de 2007.

Para el cálculo de los FEC_i^t se cuenta con la información proveniente de los inventarios de emisiones que ha generado el gobierno además de la línea base de concentraciones que proviene de aquellas ciudades que cuentan con monitoreo de los respectivos contaminantes (PM25, PM10).

Utilizando la información disponible por el consultor hasta el momento (inventarios e información de monitores), la Tabla 6-1 muestra los FEC para PM25 para aquellas ciudades relevantes según la metodología propuesta.

Tabla 6-1: Factores Emisión-Concentración (FEC) para PM2,5 ((ton/año)/(ug/m³)) disponibles

Ciudad	PM25	NOX	PRS	SOX
Calama	2.160	866	71.700	86.100
Tocopilla	32	3.530		11.000
Ventanas	35	824	840	16.800
Gran Valparaiso	98	1.610	59.100	1.300
Gran Santiago	228	6.344	21.536	4.291
Gran Concepción	1.082	2.250	6.250	7.170
Gran Temuco	125		10.100	

Fuente: (DICTUC S.A. 2009)

Cabe destacar que los FEC presentados anteriormente en la Tabla 6-1 son válidos para las ciudades respectivas y las condiciones particulares presentes en cada una de estas localidades, entre las que se destacan el clima, la temperatura, la superficie, la ubicación geográfica, composición de fuentes emisoras, etc.

6.1.1.2 Metodología asignación FEC por Provincias

En el presente estudio, se requiere evaluar el cambio en la concentración ambiental de PM2.5 en todas las provincias de Chile, utilizando como información base los FEC disponibles y presentados anteriormente. A continuación se presenta la metodología propuesta para transferir valores de FEC a las distintas provincias del país.

En primer lugar es importante aclarar que la teoría detrás de la aproximación del cambio de concentración a través de FEC se basa en el modelo de caja. Considerando de manera sencilla un volumen de control de ancho Δx , profundidad Δy y altura H , además de la emisión de contaminantes E , es posible estimar de manera gruesa la concentración ambiental de un contaminante C según la siguiente ecuación:

$$C\left(\frac{\mu g}{m^3}\right) = \frac{E(ton)}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot H(m^3)} \cdot \left(\frac{10^{12}(\mu g)}{1(ton)}\right) \quad \text{Ecuación 6-2}$$

De lo anterior es posible desprender que un FEC será constante y por ende aplicable directamente a otra localidad siempre y cuando el volumen de control sea el mismo, además de existir una similitud en las condiciones locales y la distribución de tipos de fuentes emisoras. Asumiendo que la altura de mezcla es la misma en las distintas zonas del país será posible transferir un FEC de una ciudad (de la Tabla 6-1) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FEC'_j \left(\frac{ton}{\mu g/m^3}\right) = FEC'_i \left(\frac{ton}{\mu g/m^3}\right) \cdot \frac{Superficie_j(m^2)}{Superficie_i(m^2)} \quad \text{Ecuación 6-3}$$

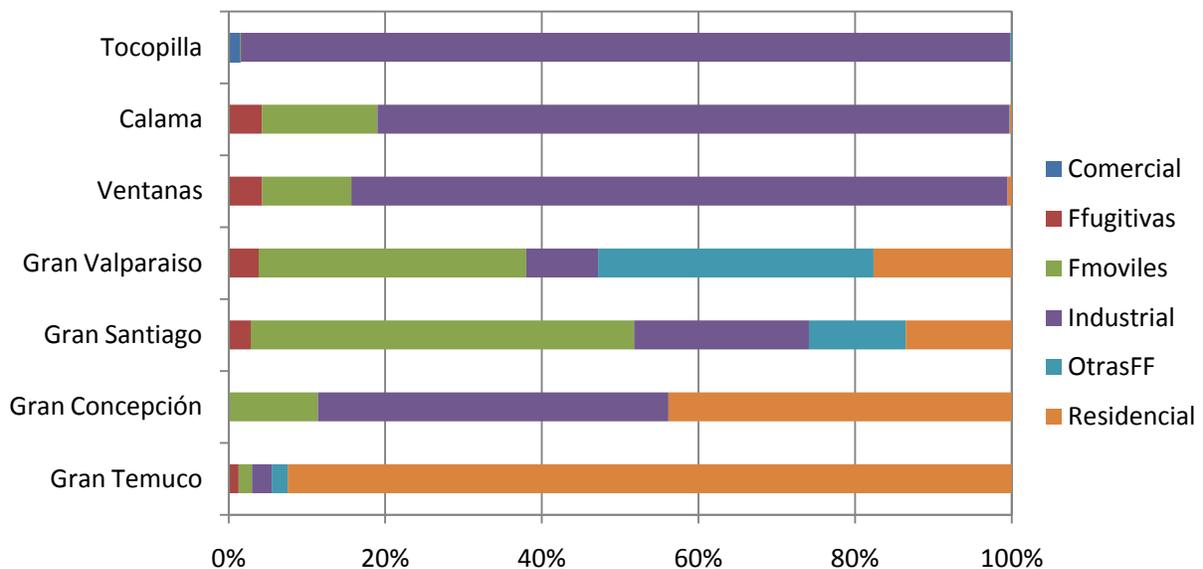
Donde:

- $FEC'_j \left(\frac{ton}{\mu g/m^3}\right)$: Factor emisión-concentración ajustado para la provincia j en el año t
- $FEC'_i \left(\frac{ton}{\mu g/m^3}\right)$: Factor emisión-concentración de la ciudad i en el año t
- $Superficie_j(m^2)$: Superficie urbana de la provincia j
- $Superficie_i(m^2)$: Superficie urbana de la ciudad i

Como se mencionó anteriormente, otra condición necesaria para transferir un FEC de una localidad a otra, es que la distribución de tipos de fuentes emisoras sea igual o similar. No es posible asignar, por ejemplo, el FEC de Tocopilla a Arica, aún cuando ambas ciudades son costeras y tienen un emplazamiento geográfico relativamente similar. Las emisiones de Tocopilla son principalmente (>95%) a causa de la generación térmica en la zona, mientras que en Arica el principal responsable de las emisiones es el Transporte Terrestre.

Se analizaron las concentraciones base de las ciudades presentadas en la Tabla 6-1 de manera de definir los sectores emisores con mayor participación en cada ciudad.

Gráfico 6-1 Distribución Concentración PM2.5 según Fuente Emisora



Fuente: Elaboración propia en base a (DICTUC S.A. 2009)

Del gráfico anterior y con la información de las fuentes emisoras de los respectivos inventarios es posible observar la preponderancia de ciertas fuentes en cada una de las ciudades según la siguiente tabla:

Tabla 6-2: Fuentes predominantes según Ciudad

Ciudad	Fuentes Predominantes
Tocopilla	Generación Térmica
Calama	Industria del Cobre
Ventanas	Generación Térmica
Gran Valparaíso	Homogéneo con dominancia de Fuentes Móviles
Gran Santiago	Homogéneo con dominancia de Fuentes Móviles
Gran Concepción	Residencial e Industrial
Gran Temuco	Emisiones residenciales por quema de biomasa

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a las características geográficas del país y los tipos de fuentes emisoras es posible asignar los FEC disponibles de acuerdo a lo presentado en la siguiente tabla:

Tabla 6-3 Asignación de FEC por ciudad a Zonas y Tipos de Fuentes Emisoras

Zona	Térmicas	Industrial	Industria del Cobre	CPR	Transporte
Norte Costa	Tocopilla	Calama	Calama	Gran Valparaíso	Gran Valparaíso
Norte No Costa	Tocopilla	Calama	Calama	Gran Santiago	Gran Santiago
Centro Costa	Ventanas	Gran Concepción	Calama	Gran Concepción	Gran Valparaíso
Centro No Costa	Ventanas	Gran Concepción	Calama	Gran Concepción	Gran Santiago
Sur Costa	Ventanas	Gran Concepción	Calama	Gran Concepción	Gran Valparaíso
Sur No Costa	Ventanas	Gran Concepción	Calama	Gran Temuco	Gran Santiago

Fuente: Elaboración propia

A continuación se procedió a caracterizar las Provincias del país según la zona geográfica y la magnitud de la superficie urbana. Esta información se presenta a continuación en la Tabla 6-4:

Tabla 6-4 Caracterización de provincias según zona geográfica y superficie urbana

Provincia	Zona	Superficie (km ²)
Arica	Norte Costa	41,9
Parinacota	Norte No Costa	0,8
Iquique	Norte Costa	39,6
Tamarugal	Norte No Costa	13,3
Tocopilla	Norte Costa	8,3
El Loa	Norte No Costa	24,5
Antofagasta	Norte Costa	54,6

Provincia	Zona	Superficie (km ²)
Chanaral	Norte Costa	21,2
Copiapo	Norte Costa	82,1
Huasco	Norte Costa	18,1
Elqui	Norte Costa	121,4
Limari	Norte Costa	29,4
Choapa	Norte Costa	23,7
Petorca	Centro No Costa	57,5
San Felipe de Aconcagua	Centro No Costa	54,0
Los Andes	Centro No Costa	41,2
Quillota	Centro Costa	63,5
Valparaiso	Centro Costa	227,2
Marga Marga	Centro No Costa	107,0
San Antonio	Centro Costa	103,6
Isla de Pascua	Centro Costa	7,2
Chacabuco	Centro No Costa	44,7
Santiago	Centro No Costa	728,2
Cordillera	Centro No Costa	98,8
Maipo	Centro No Costa	107,6
Talagante	Centro No Costa	58,2
Melipilla	Centro No Costa	27,5
Cachapoal	Centro No Costa	180,2
Cardenal Caro	Centro Costa	25,9
Colchagua	Centro No Costa	83,5
Curico	Centro No Costa	64,1
Talca	Centro No Costa	84,4
Cauquenes	Centro Costa	26,7
Linares	Centro No Costa	63,0
nuble	Sur No Costa	114,2
Concepcion	Sur Costa	282,4
Biobio	Sur No Costa	85,9
Arauco	Sur Costa	43,8
Malleco	Sur No Costa	52,5
Cautin	Sur No Costa	131,1
Ranco	Sur No Costa	24,2
Valdivia	Sur Costa	82,7
Osorno	Sur No Costa	52,8
Llanquihue	Sur No Costa	75,5

Provincia	Zona	Superficie (km ²)
Chiloe	Sur Costa	28,5
Palena	Sur Costa	3,8
Aisen	Sur Costa	13,4
Coihaique	Sur Costa	18,3
General Carrera	Sur Costa	1,1
Capitan Prat	Sur Costa	1,3
ultima Esperanza	Sur Costa	5,6
Magallanes	Sur Costa	39,0
Tierra del Fuego	Sur Costa	2,6
Antarctica Chilena	Sur Costa	1,2

Fuente: Elaboración propia en base a (INE 2007)

Finalmente, el FEC asignado para cada provincia será un ponderado de diversos FEC representativos de fuentes emisoras y ajustados por superficie, y se estimará de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$FEC_j^t \left(\frac{ton}{\mu g / m^3} \right) = \sum_k x_k \cdot FEC_{ik}^t \left(\frac{ton}{\mu g / m^3} \right) \cdot \frac{Superficie_j (m^2)}{Superficie_i (m^2)} \quad \text{Ecuación 6-4}$$

Donde:

- $FEC_j^t \left(\frac{ton}{\mu g / m^3} \right)$: Factor emisión-concentración ajustado para la provincia j en el año t
- x_k : Participación en emisión de GEI del sector k (Generación térmica, Industria, Industria del cobre, CPR y Transporte)
- $FEC_{ik}^t \left(\frac{ton}{\mu g / m^3} \right)$: Factor emisión-concentración de la ciudad i representante del sector k en el año t
- $Superficie_j (m^2)$: Superficie urbana de la provincia j
- $Superficie_i (m^2)$: Superficie urbana de la ciudad i

6.1.2 Cambio en la Exposición de la Población

Se estableció la población expuesta durante el periodo de evaluación del presente estudio (2010 – 2030). Para esto se utilizó la información que dispone el INE la cual se encuentra

desagregada por provincia hasta el año 2020 y a nivel nacional hasta el año 2050. Con esta información se estableció para cada año la población según tramo de edad para cada una de las provincias que son analizadas: Niños (0-18 años), Adultos (18-65) y Adultos Mayores (65+ años).

6.1.3 Cambio en la Incidencia de Efectos en Salud

El núcleo principal del cálculo de los beneficios sociales en salud lo constituye el cálculo del cambio en la incidencia de efectos en salud en la población resultante del cambio en concentraciones atmosféricas de los contaminantes de interés. A continuación se presenta la metodología de cálculo del cambio en la incidencia de efectos en la salud para luego presentar los valores que serán utilizados en esta etapa del método de la función daño que nos permitirá calcular el beneficio social asociado a la salud de la mitigación de GEI.

6.1.3.1 Método

En esta etapa se debe estimar el impacto (efectos) que producen los cambios en las concentraciones ambientales. La mayoría de las funciones Concentración – Respuesta (C-R) son del tipo de “riesgo relativo”. Para estas funciones, que corresponden generalmente a relaciones de tipo log-lineal, el cambio en la incidencia de los efectos está dado por la siguiente ecuación:

$$\Delta E_{ij}^k = \left[\exp(\beta_{ij}^k \cdot \Delta C^k) - 1 \right] \cdot Pop_j^k \cdot IR_{ij} \quad \text{Ecuación 6-5}$$

Donde:

- ΔE_{ij}^k : es el cambio en el número de efectos i debido al cambio de concentraciones del contaminante k en la población i .
- β_{ij}^k : es el coeficiente de riesgo unitario del efecto i en la sub-población j producto del contaminante k (función Concentración Respuesta).
- ΔC^k : es el cambio de concentración del contaminante k .
- Pop_j^k : es el número de personas del grupo j que está expuesta al contaminante k .
- IR_{ij} : es la tasa incidencia del efecto i en la población j .

La población i corresponde generalmente a una división de la población según grupo etario. Los más usados generalmente son infantes (0-1 años), niños (0-17 años), adultos (18-64 años) y adultos mayores (mayores de 65 años), aunque en algunos estudios se usan grupos de edad definidos específicamente (por ejemplo, en el estudio de cohorte de Pope et al, se estudia el efecto en todas las personas mayores de 30 años de edad). En algunos casos no se distingue por grupo de edad, realizándose la estimación para la población completa. El cálculo de los efectos se debe realizar en concordancia con el grupo etario usado en el estudio original.

El término $Pop_j^k \cdot IR_{ij}$ representa sencillamente el número de casos del efecto i observado en la situación actual, es decir, sin que se produzca el cambio en las concentraciones del contaminante. Este número de casos se expresa en función de la tasa de incidencia IR_{ij} y la población expuesta Pop_j^k debido a que generalmente el número de casos no está disponible directamente, pero se puede calcular fácilmente a partir de datos locales de población expuesta y de tasas de incidencia promedio del país o de la región bajo análisis.

Debido a que el riesgo unitario es generalmente pequeño (los valores normales son del orden de magnitud de 10^{-3}), la ecuación anterior se puede linealizar, de modo de simplificar su cálculo:

$$\Delta E_{ij}^k = [exp(\beta_{ij}^k \cdot \Delta C^k) - 1] Pop_j^k IR_{ij} \cong \beta_{ij}^k \cdot \Delta C^k \cdot Pop_j^k \cdot IR_{ij} \quad \text{Ecuación 6-6}$$

Si el coeficiente de riesgo unitario es pequeño (y generalmente lo son) el error cometido al usar esta aproximación es pequeño, y despreciable frente a la incertidumbre de los parámetros. Por ejemplo, un valor típico de beta es de 0,001. Si consideramos un cambio de 10 ug/m³ en la concentración, el error porcentual de la aproximación es de 0,5%. Esto es muy inferior a solamente el error estadístico del parámetro de riesgo unitario.

6.1.3.2 Funciones Concentración - Respuesta

El análisis de riesgo y su posterior valoración descansa en las funciones Concentración-Respuesta (C-R), estas funciones relacionan la incidencia de determinados efectos en salud con los niveles de concentración ambiental de los contaminantes en estudio. El modelo de análisis de riesgo descrito en la sección anterior combina la información de los niveles de concentración con datos de incidencia de efectos y de población expuesta para estimar el número de casos anuales que son atribuibles a la contaminación atmosférica.

6.1.3.2.1 Criterios de Selección

Las funciones concentración-respuesta son el centro del análisis, por lo tanto su selección es crítica. Los estudios que se utilizaran en este análisis se seleccionaron usando los siguientes criterios:

- ✓ Se han considerado solamente estudios epidemiológicos, es decir, no se incorporaron estudios clínicos o experimentales (en humanos o animales).
- ✓ Se consideran solo estudios con sólida base científica, publicados en revistas especializadas con comité editorial, con un diseño estadístico apropiado y que han

considerado adecuadamente el control de factores confundentes tales como el clima, edad, patrones de comportamiento, etc.

- ✓ Se prefieren estudios nacionales frente a extranjeros, a igualdad de condiciones.
- ✓ Se seleccionaron sólo aquellos estudios que presentan resultados con información cuantitativos sobre el intervalo de confianza de la estimación.
- ✓ Para los efectos del material particulado, se han preferido estudios basados en PM2.5, pero si estos no existen para el efecto considerado, se han usado estudios de PM10 usando factores de conversión adecuados. No se han considerado otras medidas como British Smoke o PTS debido a la dificultad de relacionarlos con el PM2.5.
- ✓ Se consideraron estudios asociados con concentraciones atmosféricas de los contaminantes, eliminando de esta forma los estudios relacionados con contaminación intra-domiciliaria.
- ✓ Los estudios que consideran efectos definidos en forma específica (donde se indica el código ICD correspondiente ó una descripción detallada que no permita confusión con otro tipo de efecto).
- ✓ Han sido consideradas solamente publicaciones que estudian efectos que pueden ser valorados monetariamente. Los efectos que no pueden ser valorados actualmente, por ejemplo todos los efectos fisiológicos menores, como cambios en la función pulmonar, no se incluyen debido a la imposibilidad de valorarlos.

La aplicación de estos criterios es necesariamente subjetiva.

6.1.3.2.2 Funciones C – R para Material Particulado

La Tabla 6-5 muestra el resumen de los coeficientes de las funciones C-R que se usan en el cálculo de los efectos asociados al material particulado fino. Estos corresponden a los coeficientes disponibles en la literatura y que cumplen con los criterios de selección mencionados en la sección anterior, sin embargo, no es posible utilizar todos ellos debido, principalmente, a la falta de información de las tasas de incidencia base. Los coeficientes subrayados en gris representan a aquellos que finalmente fueron utilizados para la evaluación.

Sin duda el efecto más importante es la mortalidad. Es también el efecto para el cual existe la mayor cantidad de estudios. Para mortalidad prematura se usaron los resultados de los estudios de largo plazo realizados en EE.UU. Un valor bajo corresponde al resultado de Pope,

Burnett et al. (2002), para mortalidad por todas las causas, para todas las edades. Se usó el resultado basado en los cambios de exposición promedio del periodo 79-83 y 99-00, que resulta en un cambio de 6,2% por cada $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de cambio en el promedio anual de la exposición a MP_{10} (Pope, Burnett et al. 2002). Un escenario más alto corresponde al resultado de Pope, Burnett et al. (2004), para causas cardiopulmonares para adultos mayores de 30 años, que resulta en un cambio porcentual de 9,3% por cada $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de $\text{MP}_{2.5}$.

Estos valores están en el intervalo inferior de un estudio recientemente encargado por la USEPA, en que se consultó a 16 expertos por su opinión experta acerca del impacto de una reducción permanente en las concentraciones anuales de $\text{MP}_{2.5}$. Las estimaciones de los expertos se muestran en la siguiente figura.

Figura 6-3 Opiniones de expertos de EEUU con respecto a los beneficios de una reducción permanente de las concentraciones ambientales de $PM_{2.5}$

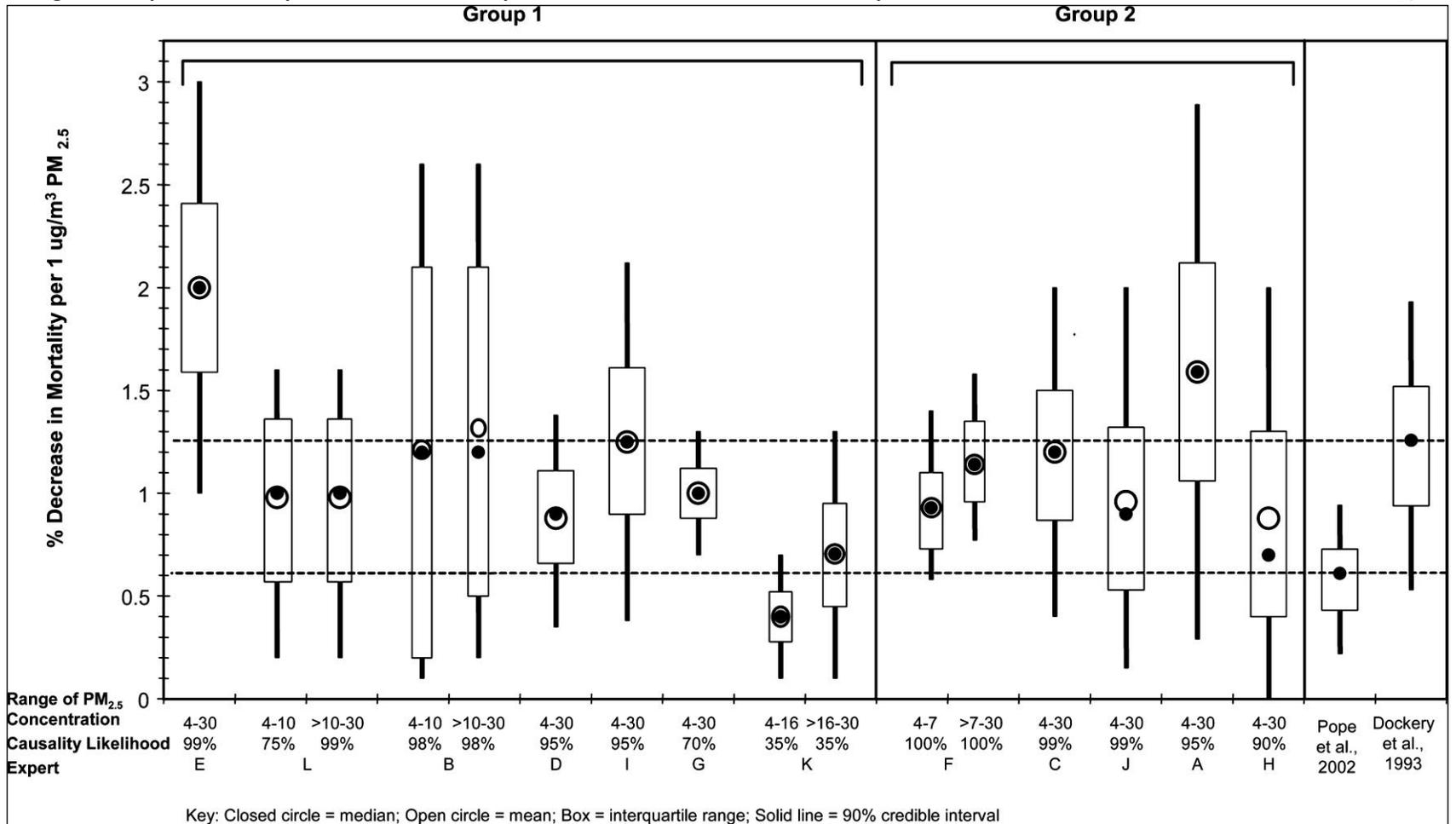


Tabla 6-5 Resumen de coeficientes de funciones C-R para material particulado fino

Effecto	Causa	Grupo Edad	Exposición	Inc. por 10µg/m ³ (IC)			Fuente
Mortalidad Prematura	Todas	Todos	Aguda	1,2%	(0,6%	1,8%)	(Cifuentes, Vega et al. 2000)
			Crónica	6,2%	(1,5%	10,9%)	(Pope, Burnett et al. 2002)
	Cardiopulmonar	Adultos > 30 años	Crónica	9,3%	(3,6%	15,0%)	(Pope, Burnett et al. 2004)
Admisiones Hospitalarias	Asma	Adultos	Aguda	3,3%	(1,3%	5,4%)	(Dockery et al., 1989)
		Niños	Aguda	3,3%	(1,3%	5,4%)	(Dockery et al., 1989)
	Cardiovascular	Adultos	Aguda	1,4%	(0,7%	2,1%)	(Schwartz 1997)
		Adultos Mayores	Aguda	1,6%	(0,9%	2,2%)	(Schwartz & Morris, 1995)
	Disritmia	Adultos Mayores	Aguda	1,3%	(-2,7%	5,2%)	Agrupado
	Enf Respiratoria Crónica	Adultos	Aguda	2,2%	(0,8%	3,6%)	(Schwartz & Morris, 1995)
	Neumonía	Adultos Mayores	Aguda	4,0%	(0,7%	7,2%)	Metanalysis
	Enf. Resp. Crónica	Adultos Mayores	Aguda	1,9%	(0,8%	2,9%)	(Whittemore and Korn, 1980)
	Enf. cardio congestiva	Adultos Mayores	Aguda	3,1%	(0,5%	5,6%)	Metanálisis
	Enf. cardio isquémica	Adultos Mayores	Aguda	1,4%	(-0,8%	3,7%)	Agrupado
Restricción de Actividad	Días Laborales Perdidos	Adultos	Aguda	4,6%	(4,0%	5,3%)	(Ostro et al, 1987)
	Días con Act. Restringida	Adultos	Aguda	4,8%	(4,2%	5,3%)	(Ostro et al, 1987)
	Días con Act. Rest. Level	Adultos	Aguda	7,4%	(6,0%	8,8%)	(Ostro et al, 1989)

Fuente: Elaboración Propia

6.1.3.2.3 Funciones C – R para Ozono

La evidencia de impactos en salud del ozono se ha desarrollado en forma paralela, aunque más tardíamente, que la del material particulado. Por ejemplo, hasta hace muy poco, no existía evidencia conclusiva de que el ozono tuviera efectos de mortalidad prematura.

El ozono presenta además una complicación adicional para la aplicación de estudios realizados en otros lugares. Debido a que el ozono se produce fundamentalmente durante la estación cálida, los estimadores que se obtienen analizando el año completo pueden estar sesgados, ya que dependen del patrón de concentraciones anuales del ozono. Debido a esto, hemos

preferido usar estudios que han estimado los efectos en forma aislada sólo para la estación cálida. Esto reduce el número de estudios disponibles.

Otra complicación adicional es que diferentes estudios usan diferentes métricas para estimar la exposición al ozono. Las más comunes son la concentración máxima de 1 hora, el máximo del promedio móvil de 8 horas, y el promedio de 24 horas.

En el presente análisis se ha considerado el promedio de 24 horas y al igual que en caso de material particulado, los coeficientes finalmente utilizados dependen de la información relativa a las tasas de incidencia base.

La siguiente tabla muestra los coeficientes de la relación concentración-respuesta existentes en la literatura que son utilizables según los criterios de selección mencionados en la sección 6.1.3.2.1. Sin embargo, como ya se ha mencionado, debido a que la estimación de las concentraciones de Ozono mediante modelación fotoquímica es de alta complejidad y nivel de incertidumbre, en el presente estudio no se evaluarán los cambios en los efectos en la salud generados por el Ozono Troposférico.

Tabla 6-6 Resumen de coeficientes de funciones C-R para Ozono

Efecto	Grupo Edad	Lugar	Referencia	Métrica	Inc 10 ppb (IC 95%)		
Mortalidad Prematura Todas las Causas	Todos	US & non-US	Bell et al , 2005	8hr Max	0,80%	(0,38%	- 1,21%)
				24hr avg	1,50%	(0,71%	-2,29%)
		US & non-US	Levy et al , 2005	8hr Max	1,12%	(0,77%	-1,47%)
Admisiones Hospitalarias Causas Respiratorias	Adultos Mayores 65 años	New Haven, CT	Schwartz , 1995	8hr Max	1,78%	(-0,06%	-3,61%)
				24hr avg	2,65%	(-0,09%	-5,39%)
		Tacoma, WA		8hr Max	4,93%	(1,46%	-8,40%)
				24hr avg	7,15%	(2,12%	-12,17%)
Atenciones Urgencia Asma	Todos	New Brunswick, CAN	Stieb et al , 1996	24hr avg	0,10%	(0,02%	-0,18%)

Fuente: Elaboración Propia

Al igual que para material particulado, los efectos de mortalidad prematura son los más importantes. El estudio más exhaustivo es el realizado por Bell, O'Neill et al. (2005), que analizó 144 estimadores de 39 estudios, tanto dentro y fuera de EE.UU. Los estimadores de 8 hrs son algo menores que los de Levy et al, 2005.

6.1.3.3 Tasas de Incidencia

Para este estudio las tasas de incidencia se calcularon para todos aquellos efectos para los cuales se dispone de información. Los dos grandes grupos de efectos que requieren de la estimación de sus tasas de incidencia base corresponden a los efectos de mortalidad y las admisiones hospitalarias además de los días de pérdida de trabajo. Las tasas fueron calculadas a nivel provincial.

6.1.3.3.1 Tasa de Mortalidad

La tasa de mortalidad se obtuvo directamente de los datos de certificados de defunción de INE, considerando los datos de 2003 a 2007. La tasa se obtiene dividiendo el total de casos debidos a una causa específica en una provincia en particular por la población de dicha provincia, obtenida de INE. Se utilizó el promedio de las tasas calculadas para los años disponibles (2003 al 2007) y ese promedio se mantuvo constante a lo largo del periodo de evaluación. Los efectos y grupos de edad (Tabla 6-5) que se evaluaron implican que se utilizó la tasa de mortalidad para todas las causas y todas las edades. La siguiente tabla muestra las tasas de mortalidad por provincia que se utilizaron.

Tabla 6-7 Tasas de Mortalidad por Provincia (Tasa por cada 100.000 hab)

Provincia	Tasa	Provincia	Tasa
Aisen	368,1	Linares	561,8
Antartica Chilena	284,7	Llanquihue	464,0
Antofagasta	474,7	Los Andes	467,4
Arauco	438,4	Magallanes	583,6
Arica	467,6	Maipo	405,6
Biobio	507,7	Malleco	611,2
Cachapoal	486,4	Marga Marga	558,4
Capitan Prat	439,1	Melipilla	459,8
Cardenal Caro	557,7	Nuble	598,4
Cauquenes	640,3	Osorno	608,6
Cautin	498,1	Palena	471,3
Chacabuco	441,5	Parinacota	331,7
Chanaral	432,8	Petorca	169,8
Chiloe	512,3	Quillota	568,6
Choapa	535,5	Ranco	589,1
Coihaique	509,7	San Antonio	531,0
Colchagua	500,3	San Felipe de Aconcagua	516,9
Concepcion	448,3	Santiago	497,1
Copiapo	388,6	Talagante	461,3
Cordillera	264,6	Talca	503,9
Curico	526,9	Tamarugal	285,9
El Loa	319,4	Tierra del Fuego	628,6
Elqui	441,4	Tocopilla	612,1
General Carrera	672,5	Ultima Esperanza	693,8
Huasco	516,7	Valdivia	528,2
Iquique	378,2	Valparaiso	649,3
Limari	513,4		

Fuente: Elaboración Propia

6.1.3.3.2 Tasas de Admisiones Hospitalarias

Las tasas de admisiones hospitalarias se calcularon del mismo modo, pero a partir de los datos de egresos hospitalarios de MINSALUD, disponibles para 2002 a 2006 a nivel provincial. Las causas y grupos de edad que requirieron un cálculo de las tasas de admisiones hospitalarias se muestran en la siguiente tabla. Los valores de las tasas de admisiones hospitalarias específicas que se utilizaron (según grupos de edad y previsión de salud) se encuentran en las planillas anexas al estudio.

Tabla 6-8 Tasas de Admisiones Hospitalarias que serán utilizadas.

Efecto	Causa	Grupo Edad
Admisiones Hospitalarias	Asma	Adultos
		Niños
	Cardiovascular	Adultos
		Adultos Mayores
	Disritmia	Adultos Mayores
	Enf Respiratoria Crónica	Adultos
	Neumonía	Adultos Mayores
	Enf. Resp. Crónica	Adultos Mayores
	Enf. Cardio Congestiva	Adultos Mayores
Enf. Cardio Isquémica	Adultos Mayores	

Fuente: Elaboración Propia

6.1.3.3.3 Días de Pérdida de Trabajo y Días de Actividad Restringida

La incidencia base de días de pérdida de trabajo se obtuvo según datos de diferentes fuentes y fue calculado con datos a nivel nacional. A partir de la información de egresos hospitalarios y días de hospitalización según diferentes causas a nivel nacional para el año 2005 (obtenida a partir de la página web del Ministerio de Salud), se obtuvieron los días de hospitalización (que implican días de pérdida de trabajo) según sistema de previsión. Además se consideró un periodo de convalecencia suponiendo una duración equivalente al 50% del periodo de hospitalización.

Por otro lado, a partir de la Superintendencia de Isapres se obtuvo, para el año 2005 el número agregado de días autorizados de licencias médicas a nivel nacional, los cuales fueron distribuidos según población perteneciente al sistema de previsión Isapre, dato que fue obtenido de la Encuesta CASEN. Con esta información fue posible obtener los días laborales perdidos para el sistema ISAPRE por otras causas (no hospitalización ni convalecencia) los que se extrapolaron proporcionalmente a las otras formas de previsión (FONASA, Particular, Otros). La siguiente tabla representa la metodología utilizada junto con el valor obtenido de la tasa de días laborales perdidos para los habitantes de Chile.

Tabla 6-9 Cálculo de la tasa de incidencia de días laborales perdidos a nivel nacional

Tipo Día de Perdida de Trabajo	FONASA	ISAPRE	PARTICULAR	OTROS	TOTAL	Fuente
Hospitalización	7.205.353	1.319.858	235.188	517.737	9.278.135	Base de Datos Egresos y días de estadía MiNSALUD 2005
Convalecencia	3.602.676	659.929	117.594	258.868	4.639.068	Estimación a partir de la duración de la hospitalización
Otras Causas	20.353.020	3.728.213	664.337	1.462.455	26.208.025	Para ISAPRE diferencia, para el resto a partir de datos ISAPRE
TOTAL	31.161.050	5.708.000	1.017.118	2.239.060	40.125.228	
Población Afectada	12.382.643	2.174.201	820.640	737.499	16.114.983	CASEN 2006
Tasa (días/persona)	2,5	2,6	1,2	3,0	2,5	Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

El valor que se aprecia en la tabla fue considerando tanto días hábiles como no hábiles, sin embargo, para este caso el número que interesa corresponde solo a los días hábiles por lo que la tasa finalmente utilizada es igual a 1.78 días/persona (multiplicada por el factor 5/7).

Para los días de actividad restringida y días de actividad restringida leve se utilizaron valores de tasas de incidencia internacional (Ostro et al. 1987; Ostro et al. 1999) los que se asumieron constantes para todas las provincias del país. Finalmente, las tasas que se utilizaron para esta sección se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 6-10 Tasas de Incidencia utilizadas - Días con actividad nula, restringida y restringida leve

Tipo Tasa (días/10 ⁵ hab)	Valor	Fuente
Días Laborales Perdidos	177.852	Elaboración propia
Días de Actividad Restringida	646.050	Ostro et al, 1987
Días de Act. Restringida Leve	780.005	Ostro et al, 1989

Fuente: Elaboración propia

6.1.4 Valoración de Efectos en Salud

Una vez cuantificada la magnitud de los impactos en salud de cada una de las medidas será necesario llevar estos valores a términos monetarios para poder cuantificarlos económicamente.

La valoración económica de los efectos a la salud puede ser estimada de las siguientes maneras:

- ✓ A través de medidas del costo que incluyen el tratamiento de la enfermedad y la pérdida de productividad por días no trabajados (método COI, de su sigla en inglés "Cost of illness").

- ✓ A través de medidas de la disposición a pagar de los individuos por disminuir riesgos a su salud, que incluyen los niveles valorizados por el método COI más la pérdida de bienestar que implica estar enfermo (WTP, de su sigla en inglés “Willingness to pay”).

Los impactos económicos de efectos en la salud producto de la contaminación del aire incluyen entonces tres niveles: (i) costo de tratamiento, (ii) productividad perdida y (iii) pérdida de bienestar.

Idealmente, valores de WTP son las mejores aproximaciones de los beneficios totales de mejoras en la calidad del aire en el bienestar de las personas. Desafortunadamente, estos valores no se encuentran generalmente disponibles para el caso chileno por lo que en estos casos, serán utilizados valores basados en el método COI o en su defecto valores WTP transferidos de otras ciudades o países utilizando la siguiente ecuación:

$$WTP_{Chile} = WTP_{PaísBase} \cdot \left(\frac{IPC_{Chile}}{IPC_{PaísBase}} \right)^\eta$$

Donde IPC es el ingreso per cápita del país correspondiente y η es la elasticidad de la demanda con respecto al ingreso por salud. La hipótesis subyacente en el método de transferencia de beneficios es que las diferencias en valoración pueden ser explicadas principalmente debido a diferencias en ingresos entre ambos países. Una elasticidad de 1 significa que los valores de WTP transferidos son proporcionales a las diferencias en ingreso, mientras que una elasticidad de 0 implicaría que la valoración no depende del ingreso; por lo que los valores de WTP transferidos serían constantes. Estudios de disposición al pago han estimado la elasticidad de la demanda con respecto al ingreso en un rango que va desde 0,2 a valores mayores a 2 (Alberini, Cropper et al. 1997). Los valores generalmente aceptados van desde 0,4 hasta 1,0.

Se preferirá utilizar valores nacionales, utilizando el valor WTP si es que se encuentra disponible o en su defecto el valor COI. En caso de no encontrarse disponible ninguno de estos dos valores nacionales se procederá a transferir el valor WTP de otras ciudades o países.

6.1.4.1 Valores sociales de cada efecto

Basándose en la información recabada en el estudio (Cifuentes, Krupnick et al. 2005) es posible identificar el total efectos cuantificables que es posible valorizar. La siguiente tabla muestra un resumen de los efectos que se valorizaron en el presente estudio. El grueso de los beneficios corresponde a la mortalidad prematura evitada, por lo que la valoración de las reducciones de riesgo de muertes es muy importante.

Tabla 6-11 Efectos según Causa y Grupo de Edad que serán valorizados

Efecto	Causa	GrupoEdad
Mortalidad Prematura Exposición de Largo Plazo	Todas	Todas
Mortalidad Prematura Exposición de Corto Plazo	Todas	Todas
Admisiones Hospitalarias	Asma	Niños
		Adultos
	Cardiovascular	Adultos
		Adultos Mayores
	Disritmia	Adultos Mayores
	Enf Respiratoria Crónica (EPOC)	Adultos
		Adultos Mayores
	Enf. cardio congestiva	Adultos Mayores
	Enf. cardio isquémica	Adultos Mayores
Neumonía	Adultos Mayores	
Respiratorias	Adultos Mayores	
Días Laborales Perdidos		Adultos
Días con Actividad Restringida		Adultos
Días con Act. Rest. Leve		Adultos

Fuente: Elaboración Propia

6.1.4.1.1 Mortalidad: La reducción de riesgos de muerte y el valor de una vida estadística

Uno de los principales efectos de la contaminación atmosférica es el aumento de la mortalidad. En nuestro caso esto se expresa como los casos de muertes en exceso en la población expuesta. Debido a que toda la población expuesta está sujeta al riesgo, el beneficio de reducir la contaminación corresponde realmente a la reducción de pequeños riesgos de muerte en toda la población. Por simplicidad, en la literatura se usa el concepto de “Valor de una Vida Estadística” (VVE), que no es más que la suma de las disposiciones a pagar de la población expuesta por reducciones de riesgo pequeñas¹⁰ tales que sumadas son igual a 1. Es necesario recalcar que este concepto no implica la valoración de la vida humana, sino que la valoración de riesgos pequeños de muerte¹¹.

Siendo éste uno de los efectos más importantes, lo ideal sería usar valores obtenidos localmente. De acuerdo a nuestro conocimiento, existe, en toda Latinoamérica, un sólo estudio que valora las reducciones de riesgo de muerte. Este estudio fue realizado por uno de los

¹⁰ La disminución media del riesgo anual de muerte debido a una baja de $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de $\text{PM}_{2.5}$ en Santiago está dado aproximadamente por $0.0012 \cdot 10 \cdot 483/100.000$, es decir 58 en 1 millón.

¹¹ Para una discusión de las implicancias éticas de ambos conceptos, ver Cropper, M. L. y A. M. Freeman III (1991), ‘Environmental Health Effects’ en J. B. Braden y C. D. Kolstad (eds.), Measuring the Demand for Environmental Quality, Amsterdam, North Holland: 165-211.

consultores como parte de un proyecto Fondecyt¹². Los resultados de este estudio son dependientes en la magnitud de la reducción de riesgo valorada. La siguiente tabla muestra el VVE obtenida para dos magnitudes de reducción de riesgo en los próximos 10 años: 5 en 1000 (VVE Presente 1) y 1 en 1000 (VVE Presente 2), además de una reducción de 5 en 1000 en el futuro (VVE Futuro), cuando el sujeto tenga 70 años de edad. El cálculo del VVE se obtiene de la disposición a pagar por una variación de riesgo, luego este delta se lleva a probabilidad 1. Cabe destacar, que la gente si bien paga más por una reducción de 5 en 1000, que por una variación de 1 en 1000, la disposición a pagar por unidad de riesgo es menor, lo que conlleva a un VVE, mayor si se usa como base el WTP por una reducción de 1 en 1000, que una de 5 en 1000. La demanda por disminución en el riesgo, disminuye en la medida que el riesgo es más bajo. Los valores originales (en pesos de 1998) han sido transformados a UF usando el valor promedio de la UF en 1998 (14.354,38 \$/UF). Se consideraron 2

Tabla 6-12 Estimaciones del VVE en Santiago por medio del método de valoración contingente (UF por vida estadística)

Caso	Media	p5	p95
VVE Presente 1	13.634	(12.125	- 15.644)
VVE Presente 2	37.569	(32.567	- 42.497)
VVE Futuro	6.988	(3.687	- 12.359)

Fuente: Cifuentes, Prieto y Escobar (2000)

Este es el valor base del VVE. Aun cuando esta expresado en UF, este valor puede aumentar en el tiempo, ya que depende del ingreso per cápita. Si el ingreso aumenta, también aumentara la disposición al pago por reducciones de riesgo de muerte. Para actualizar este valor se puede usar el ingreso per cápita (reportado por el Banco Mundial, por ejemplo), pero dado que esa medida se ve afectada por la variación en el tipo de cambio, se prefirió usar el aumento de ingreso medio reportado por la encuesta CASEN, que no está afecto a esa variación. Según la encuesta CASEN de 2008, el ingreso promedio mensuales de los santiaguinos pasó de \$ 173.527 en 1997 a \$ 261.960 en el ejercicio pasado - ambos medidos en pesos de 2007. Esto significa un aumento real de 51% para el periodo 1997 a 2007. Aun cuando este periodo no corresponde exactamente al periodo que queremos (1998 a 2008), creemos que el error de usar este incremento es pequeño. De este modo, los valores de VVE para el año 2008 son los que muestra la siguiente tabla. Para años posteriores a 2008, es necesario actualizar el valor considerando el incremento en el ingreso medio.

12 Cifuentes, L., J. J. Prieto y J. Escobar (2000), 'Valuation of mortality risk reductions at present and at an advanced age: Preliminary results from a contingent valuation study', Tenth Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists, Crete, Greece.

Tabla 6-13 Estimaciones del VVE en Santiago actualizadas al año 2008 (UF por vida estadística)

Caso	Media	p5	p95
5 in 1000	20.588	(18.309	- 23.622)
1 in 1000	56.729	(49.176	- 64.170)
Riesgo futuro	10.552	(5.567	- 18.661)

Fuente: Elaboración propia en base a Cifuentes, Prieto y Escobari (2000), actualizados de 2008 usando la variación de ingreso medio en Santiago entre 1997 y 2007.

Valores Recomendados para Chile

¿Cuál de estos valores se debe usar para la evaluación de los beneficios ambientales de proyectos de mejora de calidad del aire? Debido a que usamos funciones concentración-respuesta basadas en la exposición crónica al material particulado, el valor de riesgos futuros parecería apropiado. Pero el rezago entre la exposición y el aumento de riesgo no es claro que sea tan largo. Debido a esto, creemos que es pertinente usar dos escenarios para la valoración: un escenario bajo, basado en los riesgos futuros, y un escenario alto, basado en los riesgos presentes. Para este último escenario usamos el promedio de la estimación de 1 en 1000 y 5 en 1000. De esta manera, el valor de una vida estadística recomendado para usar en el análisis de beneficios es el siguiente. Para el escenario bajo, se recomienda **UF 10.500 (5.560- 18.700)** por vida estadística (mejor estimador, intervalo de confianza del 95% -- todos los valores con 3 cifras significativas). Para el escenario alto, se recomienda **UF 38.700 (33.700- 43.900)** por vida estadística.

Tabla 6-14 Valores de Vida Estadística propuestos para el análisis.

Escenario	Media	p5	p95
Bajo	10.500	(5.500	- 18.770)
Alto	38.700	(33.700	- 43900)

Fuente: Elaboración Propia en base a Cifuentes, Prieto y Escobari (2000)

6.1.4.1.2 Costos de Tratamiento Médicos

Los principales costos médicos son los asociados a admisiones hospitalarias. Los costos médicos se obtuvieron a partir de las estimación realizadas en 2000 por Holz (2000), debidamente actualizadas en cuanto al costo de las prestaciones e insumos individuales.

Holz (2000) realizó la estimación de costos médicos para varios tipos de atenciones hospitalarias y de urgencia. Desarrolló un perfil epidemiológico, y luego costó cada uno de los insumos requeridos, para así estimar el costo total de la atención. Desde 2000 hasta hoy los costos unitarios de salud han variado, por lo que es necesario actualizarlos. Los costos unitarios se actualizaron en base a los costos actuales de FONASA, obtenidos del Arancel de Prestaciones

de Salud 2009 de la Modalidad de Atención Institucional MAI (http://200.51.172.210/mai/MAI_2009.zip) y del Sistema de Consulta de Precios Intermediación de la Central Nacional de Abastecimiento CENABAST (<http://www.cenabast.cl/ConsultaPrecios/index.asp>). Como no todos los costos de los insumos estaban disponibles, cuando uno de ellos faltaba, se actualizó usando la tasa de variación promedio del costo de los insumos, agrupados según su tipo. Para esto, se tomaron sólo los ítems para los cuales existían ambos costos, y se calculó su incremento porcentual entre 2000 y 2009. Para actualizar los ítems que no tenían costos en 2009, se utilizó la variación nominal, ya que los costos de 2009 se expresan en \$ de 2009. Como muestra la siguiente tabla, todos los grupos de prestaciones, excepto Tratamientos, disminuyeron su valor nominal, y en mayor medida su valor real.

Tabla 6-15 Incremento medio de costo según tipo de prestación.

Grupo Prestación	Numero de Ítems	Valor Promedio de Ítems (\$)		Incremento 2009-2000	
		Original	Actualizado	Nominal	Real
Atención Urgencia	7	8.788	8.254	-6,1%	-34,0%
Consulta/Control	8	7.722	7.429	-3,8%	-32,4%
Día cama	20	312.360	223.034	-28,6%	-49,8%
Examen	100	8.186	7.815	-4,5%	-32,9%
Medicamento	61	1.136	806	-29,1%	-50,2%
Tratamiento	6	122	253	107,7%	45,9%

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de cada prestación se actualizaron basados en los perfiles epidemiológicos originales, modificados en dos aspectos:

- ✓ Los costos unitarios de las prestaciones se actualizaron usando los costos unitarios actuales, calculados según el procedimiento descrito anteriormente.
- ✓ Se actualizó el número de días cama por admisión, usando los valores promedio obtenidos del análisis de las admisiones hospitalarias.

Finalmente, los valores del costo de tratamiento se convirtieron de pesos a UF usando el valor de la UF del 1 de Enero de 2000 y de 2009, equivalentes a \$15.067,93 y \$21.451,88 respectivamente. Este procedimiento se efectuó para todas las prestaciones originalmente costeadas por Holz. La siguiente tabla muestra los costos de los tratamientos actualizados para cada admisión relevante en el presente estudio.

Tabla 6-16 Costos médicos de atenciones médicas (costo por caso)

Tipo	Grupo Edad	Causa	Original (\$2000)	Actualizado (\$2009)	Actualizado (UF)
Hospitalización	Niños	Respiratorias	530.177	384.091	17,90
	Todos	Respiratorias - Asma	511.725	450.380	20,99
		Respiratorias - Enf. Pulmonar Obstructiva	679.332	588.009	27,41
		Cardiovascular	1.360.197	971.890	45,31
	Adultos Mayores	Respiratorias	891.531	630.939	29,41
		Respiratorias - Asma	447.911	503.411	23,47
		Cardiovascular	1.400.132	942.552	43,94

Fuente: Actualización de costos de Holz 2000 usando método descrito en texto.

6.1.4.1.2.1 *Transferencia de Valores de Tratamientos Médicos*

Cuando no existe la información de valores de tratamientos médicos, ésta puede ser transferida de ser necesario. A continuación se presentan los resultados obtenidos en (Cifuentes, Krupnick et al. 2005).

Tabla 6-17 Valores unitarios de costos médicos transferidos de estudios en Latinoamérica (US\$ per 1000 \$IPC)

Endpoint	Age Group	Number of estimates	Average	Mid	Range	Uncertain Distribution
Hospital Costs						
Chronic Bronchitis	All	3	609,4	251,3	19 to 1558	Triangular(19, 251, 1558)
Hospital Admissions						
Respiratory (ICD 460-519)	All	3	164,4	137,1	137 to 192	Triangular(137, 137, 192)
	Elder	1	137,1			
Pneumonia (ICD 480-487)	All	3	281,6	185,3	137 to 522	Triangular(137, 185, 522)
	Elder	1	137,1			
COPD (ICD 490-496)	All	2	1.037,6		517 to 1558	Uniform(517, 1558)
Asthma (ICD 493)	Adult	1	137,1			
	All	3	201,2	137,1	53 to 414	Triangular(53, 137, 414)
	Children	1	137,1			
Cardiovascular disease (ICD 390-429)	All	4	592,1	724,1	308 to 956	Triangular(308, 724, 956)
	Elder	1	307,9			
Congestive Heart Failure (ICD 428)	All	1	1.167,3			
	Elder	1	164,1			
Ischemic Heart Failure (ICD 410-414)	All	1	744,3			
Dysrhythmias (ICD 427)	All	1	307,9			
	Elder	1	307,9			
Emergency Room Visits						
Respiratory (ICD 460-519)	All	3	12,6	8,0	6 to 24	Triangular(6, 8, 24)
Pneumonia (ICD 480-486)	All	1	6,1			
	Elder	1	6,1			
Upper respiratory symptoms (ICD 460, 465, 487)	All	1	6,1			
	Elder	1	6,1			
Asthma (ICD 493)	Adult	1	6,1			
	All	3	15,6	12,8	6 to 28	Triangular(6, 13, 28)
	Children	1	6,1			
Medical Visits						
Lower respiratory symptoms	Children	1	4,1			
Upper respiratory symptoms	Children	1	4,1			
Illness and Symptoms						
Asthma Attacks	All	1	29,6			
Respiratory Symptoms	All	1	0,9			

Fuente: Elaborado en base a (Cifuentes, Krupnick et al. 2005)

6.1.4.1.3 Productividad Perdida

Los valores de la productividad pérdida fueron computados usando el promedio de días perdidos de trabajo producto de la ocurrencia de un evento, por el salario promedio diario y por el porcentaje de ocupación. Todos los valores utilizados correspondieron a un promedio nacional. Este componente del costo se le atribuye a los efectos de admisiones hospitalarias, días laborales perdidos, días con actividad restringida y días con actividad restringida leve.

El salario promedio diario fue estimado a partir de la información entregada por la Encuesta CASEN el cual es entregado según grupos de edad y región, y además a nivel nacional.

El porcentaje de ocupación también fue obtenido a partir de la información de la Encuesta CASEN la cual presenta la información según rangos de edad.

6.1.4.1.3.1 Admisiones Hospitalarias

Para las admisiones hospitalarias, los días de trabajo perdido son representados principalmente con el periodo en que el individuo se ve obligado a permanecer hospitalizado.

Probablemente los individuos que requieren un periodo de hospital requerirán un periodo de convalecencia, aumentando su productividad perdida. Como esta información no está generalmente disponible se consideró un periodo de convalecencia igual a la mitad del periodo de hospitalización.

La duración media de un evento se obtuvo de los datos del Ministerio de Salud según datos a nivel nacional considerando valores promedios entre los años 2002-2006.

Para el caso de las admisiones hospitalarias de niños (0 – 17 años) se supone que estos no están ocupados por lo que directamente no poseen el componente de productividad perdida, sin embargo se considerará que los niños son cuidados por un adulto (18 - 64 años). El adulto que cuida al niño no pierde toda su capacidad productiva diaria (en el caso de que se encuentre ocupado) ya que se considera que lo cuida parcialmente. La productividad perdida en este caso se valora en un monto que corresponde a un día de actividad restringida¹³ por cada día hábil que un niño permanece enfermo y sólo se le asigna a la población ocupada.

6.1.4.1.3.2 *Días de Perdida de Trabajo y Días de Actividad Restringida*

El valor de la productividad perdida para cada día de pérdida de trabajo para las personas ocupadas corresponde al salario diario promedio reportado por la Encuesta CASEN.

Por su parte, los días de actividad restringida se valorarán siguiendo las recomendaciones de Ostro (1994) en donde se ha considerado que el 20% del día resulta en pérdida de trabajo, y que en el 80% del día restante se pierde un tercio de la productividad. Esto resulta en un 46,7% de productividad neta por día de actividad. Este costo, además, corresponde al asignado a la componente productividad perdida de los Adultos ocupados que cuidan al grupo de edad Niños en las admisiones hospitalarias.

Para un día de actividad restringida menor se ha supuesto que no existe pérdida de productividad por lo que no se valoriza.

6.1.4.1.4 **Resumen de Valores Utilizados**

La siguiente tabla muestra los valores utilizados para la valorización de los efectos en la salud según su respectivo componente de valor (WTP, Costos Médicos (CM), Productividad Perdida (PP)).

¹³ La estimación del valor de un día de actividad restringida se detalla más adelante.

Tabla 6-18 Valores Utilizados en la cuantificación de los efectos considerados (UF/caso)

Efecto	Causa	Grupo Edad	CM	PP	WTP	Total
Mortalidad					(10.500 – 38.700)	(10.500 – 38.700)
Admisiones Hospitalarias	Asma	Niños	20,99	1,11		22,10
		Adultos	20,99	2,37		23,36
	Cardiovascular	Adultos	45,31	2,75		48,06
		Adultos Mayores	43,94	2,85		46,79
	Disrítmia	Adultos Mayores	43,94	2,47		46,41
	Enf Respiratoria Crónica (EPOC)	Adultos	27,41	2,77		30,18
		Adultos Mayores	27,41	2,52		29,93
	Enf. cardio congestiva	Adultos Mayores	27,41	2,50		29,91
	Enf. cardio isquémica	Adultos Mayores	20,90	2,08		22,98
	Pneumonia	Adultos Mayores	29,41	2,86		32,27
	Respiratorias	Adultos Mayores	29,41	2,79		32,20
Días Laborales Perdidos		Adultos		0,55		0,55
Días con Actividad Restringida		Adultos		0,29		0,29
Días con Act. Rest. Leve		Adultos		0,00		0,00

Fuente: Elaboración propia

Estos valores corresponden a al año 2009 mientras que a lo largo de los años de evaluación estos fueron proyectados según la siguiente ecuación.

Ecuación 6-7 Proyección valorización de efectos

$$Valor_{año\text{proy}} = Valor_{2009} * (1 + TasaCrecimientoIPC)^{año\text{proy}-2009}$$

Donde TasaCrecimientoIPC corresponde a la tasa de crecimiento del ingreso per cápita y está dada por la siguiente ecuación.

Ecuación 6-8 Cálculo de la tasa de crecimiento del ingreso per cápita

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

Utilizando el valor de 4.18% como crecimiento anual del PIB y una tasa de crecimiento de la población igual a un 1%, la tasa de crecimiento del ingreso per cápita considerada corresponde a un 2.96%.

7 Incertidumbre

Realizar proyecciones, estimaciones y evaluaciones, generan resultados que están sujetos a error. El análisis de incertidumbre constituye un elemento esencial en cualquier análisis ya que permite caracterizar el rango y la probabilidad de los valores obtenidos, ayudando así a los tomadores de decisión a poner las estimaciones en la perspectiva adecuada, considerando su aversión al riesgo y facilitando la toma de decisiones informada.

De acuerdo a las recomendaciones de Morgan y Henrion (1990), es necesaria la incorporación del análisis de incertidumbre cuando hay que combinar información incierta de diversas fuentes.

Para tratar la incertidumbre existen diversas herramientas, que procuran otorgar un intervalo de variabilidad de los resultados obtenidos. Es altamente deseable conocer la probabilidad de error de este intervalo. Una de las metodologías de análisis más difundidas son las simulaciones de Montecarlo, que es un método no determinístico, que por medio de la introducción de un conjunto de variables pseudo-aleatorias y otros valores, replica un cierto número de veces (tamaño de la muestra), la vida del “sistema” o modelo, obteniendo así para cada resultado el intervalo de confianza deseado, ya que se sabe qué valor arroja el “sistema” para cada vida. En la medida que aumenta la muestra (N) el error absoluto de la estimación decrecerá como $N^{-1/2}$. La gran limitación del método de Montecarlo es el nivel de recursos que necesita para poder aumentar el tamaño de la muestra, lo suficiente para que los resultados alcancen un error absoluto lo suficientemente bajo.

En particular el modelo de co-beneficios fue desarrollado en Analytica un software que permite realizar el método de Montecarlo, pero dado el tamaño y la extrema complejidad del modelo, actualmente (debido a las limitaciones propias de Analytica y de Hardware), no resulta viable introducir incertidumbre a todas las variables del modelo que se quisiera. Por ello se hizo necesario desarrollar una estrategia, para poder tener un control de la incertidumbre de los distintos aspectos del modelo, definiendo en qué casos se realizaría un simple análisis de distintos escenarios (convirtiéndose en estos en nuestro intervalo de confianza) y en qué casos se podía hacer simulaciones de Montecarlo.

El modelo que se presenta en la actual entrega incorpora la incertidumbre en diferentes etapas de la modelación y se pretende además continuar incorporándola en las etapas siguientes. A continuación se presenta en mayor detalle los parámetros que contienen o contendrán incertidumbre en su modelación.

7.1.1.1 Línea Base

Se ha incorporado incertidumbre en la modelación de los consumos energéticos proyectados estimando el intervalo de confianza al 95% de una distribución t-student (debido a que el tamaño de la muestra era pequeño) para cada uno de los subsectores pertenecientes a Industria, CPR y Otros Centros de Transformación. En la siguiente tabla se puede observar los porcentajes de variación entre los límites del intervalo y la media para cada uno de los subsectores.

Tabla 7-1 Variación entre los límites del intervalo y la media de las proyecciones de los consumos energéticos

Sector	Subsector	% Variación (IC95%)
Otros Centros de Transformación	Gas y Coque	18,11%
	Petróleo y Gas	7,30%
	Carbón y Lena	38,07%
	Gas y Metanol	17,84%
Industria	Cobre	4,43%
	Salitre	5,80%
	Hierro	4,53%
	Papel y celulosa	11,66%
	Siderurgia	5,01%
	Petroquímica	13,38%
	Cemento	5,27%
	Azúcar	4,91%
	Industria y Minas Varias	6,10%
	Pesca	11,46%
CPR	Comercial y Publico	7,44%
	Residencial	2,33%

Fuente: Elaboración Propia

7.1.1.2 Escenarios de Mitigación

Se ha considerado que existen tres escenarios de mitigación y que son explicados por el nivel de penetración de las medidas de reducción de emisiones los cuales corresponden a los escenarios Suave, Medio y Fuerte. La incorporación de incertidumbre en la penetración de las medidas es relevante ya que tiene una relación directa con el estado de la tecnología, el nivel de información existente y la efectividad de los instrumentos utilizados para la implementación de estas, parámetros o características que poseen, a priori, una alta incertidumbre.

En particular, para el sector Forestal las características de cada uno de los escenarios de mitigación se encuentran descritas en la sección 31. Para los otros sectores, en el Anexo III se encuentran los supuestos y penetraciones para cada una de las medidas evaluadas (la lista de las medidas evaluadas se puede apreciar en la Tabla 4-1).

7.1.1.3 Proyección de Costos de los Combustibles

Se incorporará la incertidumbre al precio proyectado de los combustibles en la próxima entrega. Probablemente se le incorporara directamente la incertidumbre a la proyección del precio del petróleo el cual modificará el precio del resto de los energéticos al estar fuertemente correlacionados.

7.1.1.4 Valoración de efectos y beneficios

Para el cálculo de los Co-beneficios por salud, se utilizaron betas determinados por los estudios indicados en la Tabla 6-5, en estos estudios se entrega una desviación estándar de cada beta con la cual es posible construir una distribución normal del valor del beta, para la cual podemos definir un intervalo de confianza del 95%.

Por otro lado, a partir del análisis del daño marginal provocado por un aumento en las concentraciones ambientales nacerán dos escenarios de evaluación que implican diferentes valoraciones económicas. El primero corresponde a un escenario de beneficios el cual cuantifica el valor de la vida estadística (VVE) para un escenario bajo y alto de beneficios. El segundo escenario, que llamaremos escenario de efectos, cuantifica en un escenario de efectos alto la mortalidad prematura por exposición a largo plazo, mientras el bajo solo cuantifica la mortalidad prematura por exposición al corto plazo. La siguiente tabla resume lo expuesto anteriormente.

		Esc. de Beneficios	
		Bajo	Alto
Esc. de Efectos	Bajo	VVE Bajo Mortalidad Prematura CP	VVE Alto Mortalidad Prematura CP
	Alto	VVE Bajo Mortalidad Prematura LP	VVE Alto Mortalidad Prematura LP

De estos escenarios se eligieron los 2 escenarios extremos y cruzando estos VVE con la distribución de probabilidades de los betas. Es posible valorizar el efecto en la salud, controlando la incertidumbre del intervalo de confianza del 95%, para 2 escenarios de valoración extremos.

7.1.1.5 Estrategia para el manejo de la incertidumbre

Si bien, idealmente, se quisiera contar con una combinación de software y hardware lo suficientemente potente, como para correr el modelo considerando todas las incertidumbres introducidas, esto no es aún posible debido a la gran complejidad del modelo.

El equipo consultor para tratar la incertidumbre en los co-beneficios por salud creó un modulo específico, donde se leen desde una base de datos, los resultados de variación en las concentraciones provinciales de MP2.5 para todos los escenarios de mitigación, lo que se ponderó por el daño social unitario provincial, con distribución de probabilidad. De este modo, se pueden ver las bandas de probabilidad para el cobeneficio por medida, para todos los tres escenarios de mitigación y para los 2 escenarios de VVE, obteniendo los mismos resultados del modelo y para una muestra bastante grande.

Por otra parte de quererse así, existe un modelo del sector eléctrico alternativo, en el cual se utilizan solo los factores de emisión por franja horaria, para cada sistema. Estos valores se determinaron en el mismo modelo y se cargaron a bases de datos. Si se elige utilizar solo los factores de emisión del sector eléctrico, es posible obtener un costo con co-beneficios de las medidas finales con incertidumbre, pero limitado a utilizar una muestra pequeña.

8 Resultados

En esta sección se describen los resultados relacionados con las emisiones de Línea Base (global y local) y los costos asociados a la aplicación de medidas de mitigación, mientras que los resultados de potencial de mitigación de GEI según escenarios están explicados en la sección 4.

8.1 Línea Base de Emisiones

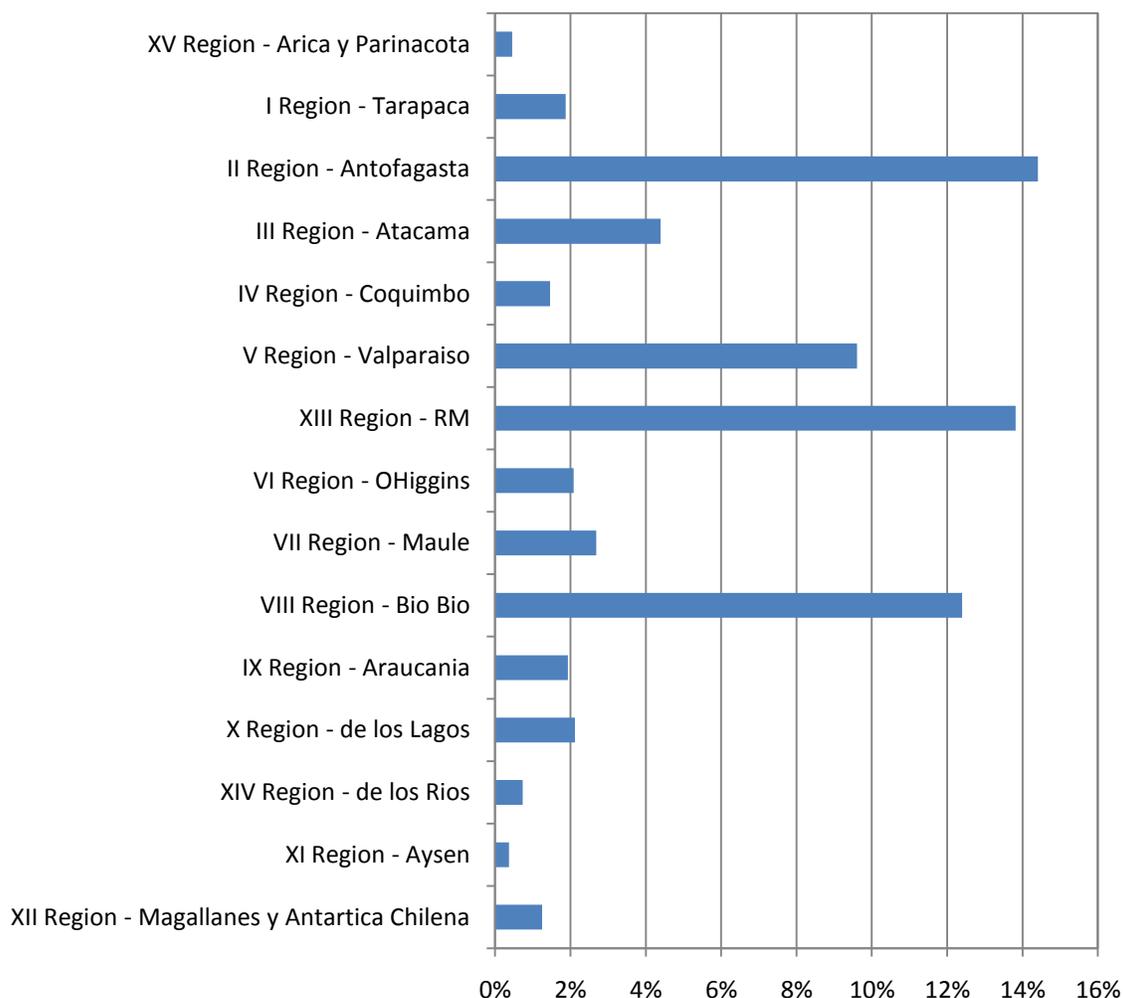
Los resultados de la modelación de las emisiones para la línea de los distintos contaminantes, están caracterizados a nivel provincial - regional y según sector - subsector. Cabe destacar la diferencia del Sector Forestal, que en vez de emitir, captura, por ello se debe analizar como un sector especial. Los resultados particulares de este sector se aprecian en la sección 3.4.3.

En general los resultados se presentarán a nivel regional y no provincial debido a la gran cantidad de provincias existentes. Además, al no estar incluyendo los resultados que incorporan los beneficios asociados a la disminución de efectos en salud no tiene un sentido relevante hacer un análisis profundo local.

8.1.1 Emisiones de GEI

Para el año 2010 la distribución de emisiones de tCO₂e (considerando la captura del sector forestal) según región se presenta en la siguiente tabla. Esta distribución no se modifica en gran medida a lo largo de los años de evaluación.

Gráfico 8-1 Participación de Emisiones GEI (tCO2e) según región - 2010

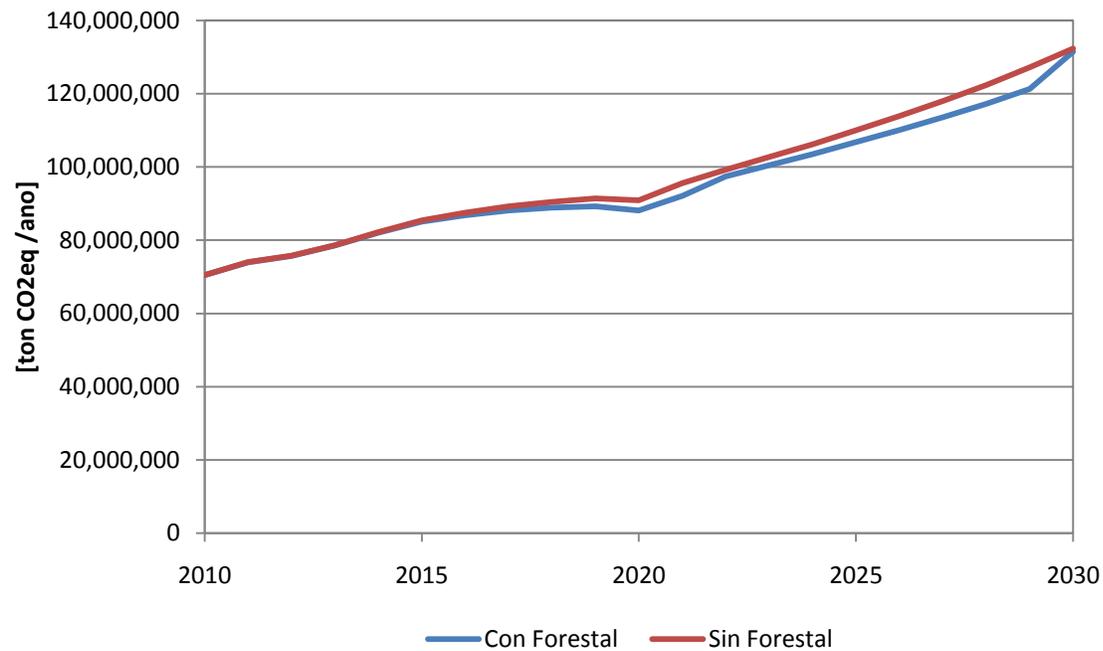


Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar, las regiones que poseen mayor participación corresponden a la VIII Región (22%), la Región Metropolitana (16%) y la II Región (16%). Esto se explica principalmente a la participación del sector Industrial de la VIII Región, la participación del sector CPR en la Región Metropolitana y la participación de la Minería en la Segunda. Estos resultados por región y sector se podrán apreciar en la presentación de resultados de los siguientes gráficos.

Las emisiones de CO₂, para el total de los sectores (considerando la captación del sector Forestal) presentan la siguiente evolución:

Gráfico 8-2 Emisiones Totales de CO₂e

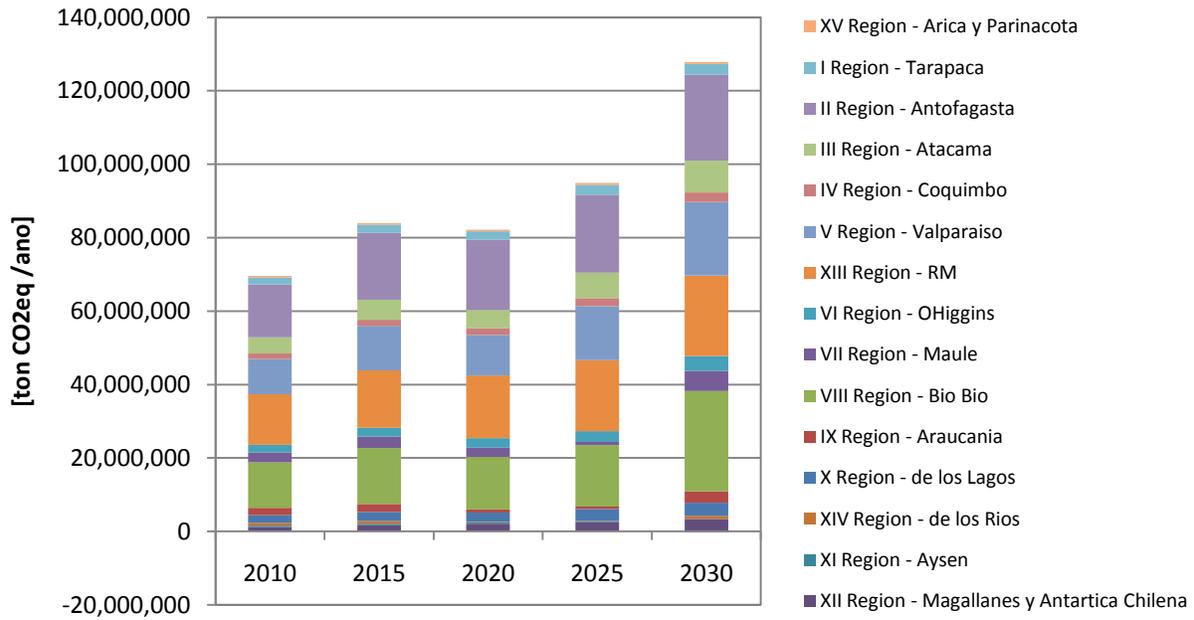


Fuente: Elaboración Propia

El gráfico anterior muestra que en el periodo de análisis del estudio las emisiones de tCO₂e aumentan en un 74%. El aumento que se aprecia en el año 2022 se explica por el sector forestal debido a que existe una cosecha de mayor magnitud lo que provoca una disminución de la captura del sector.

Si consideramos las emisiones de CO₂, caracterizada por regiones y tomando solo los sectores emisores netos, apreciamos la siguiente evolución.

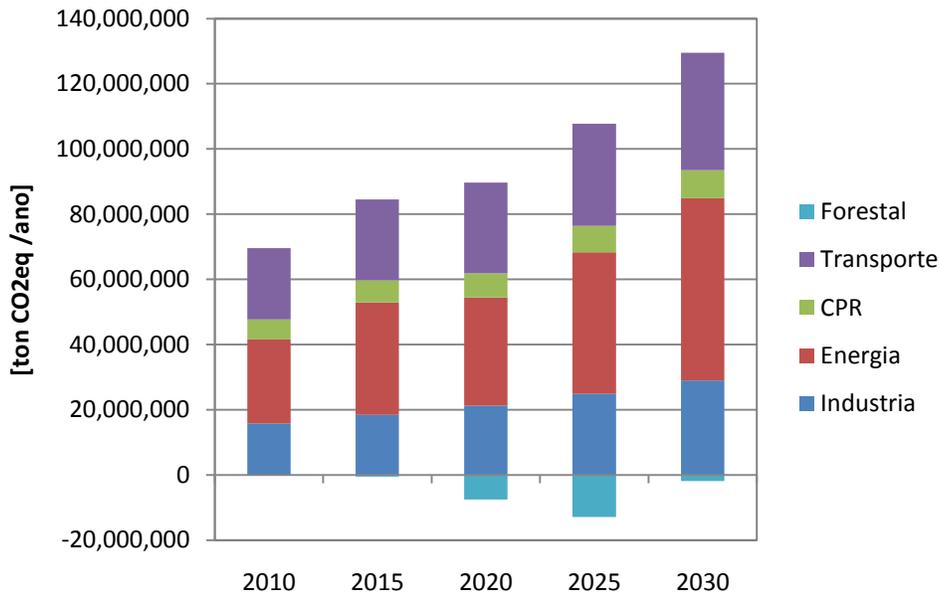
Gráfico 8-3 Emisiones Regionales de tCO2e



Fuente: Elaboración Propia

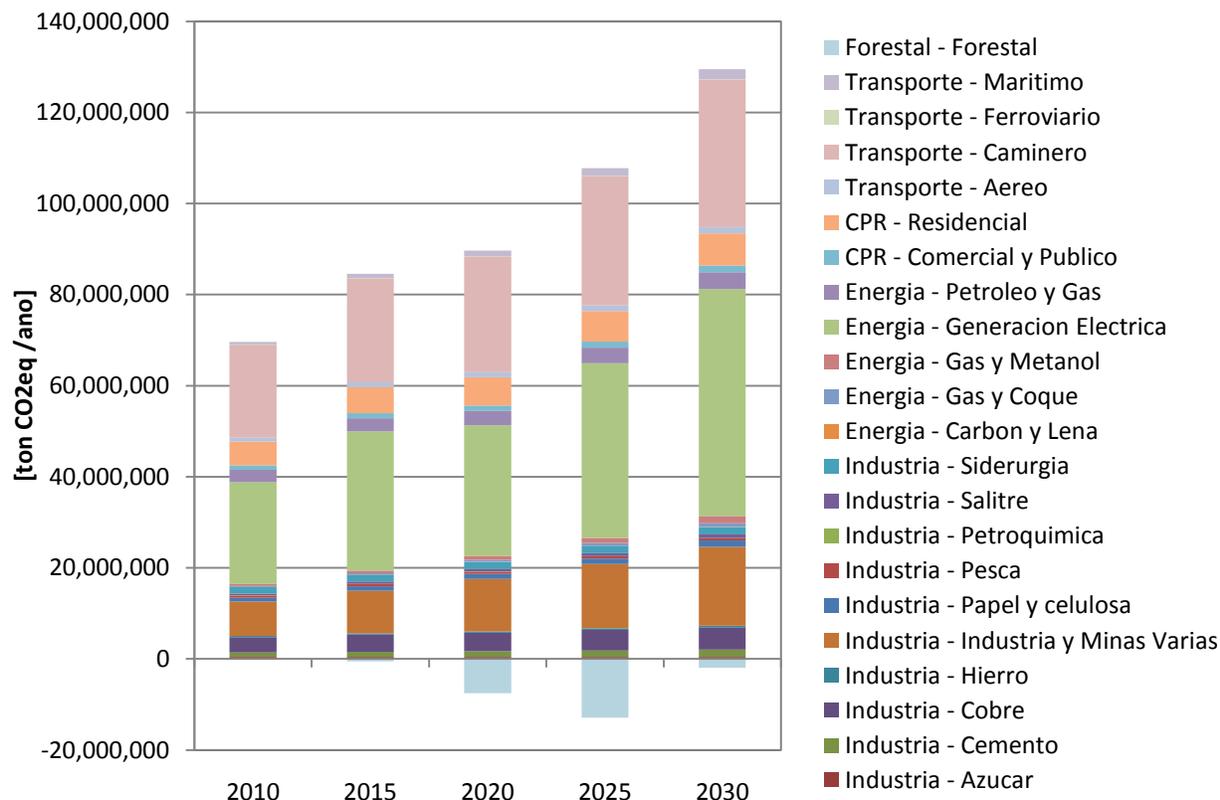
Por otra parte si consideramos las emisiones de tCO2e, caracterizadas por sectores apreciamos la siguiente evolución.

Gráfico 8-4 Emisiones Sectoriales de CO2e



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-5 Emisiones subsectoriales de CO2e



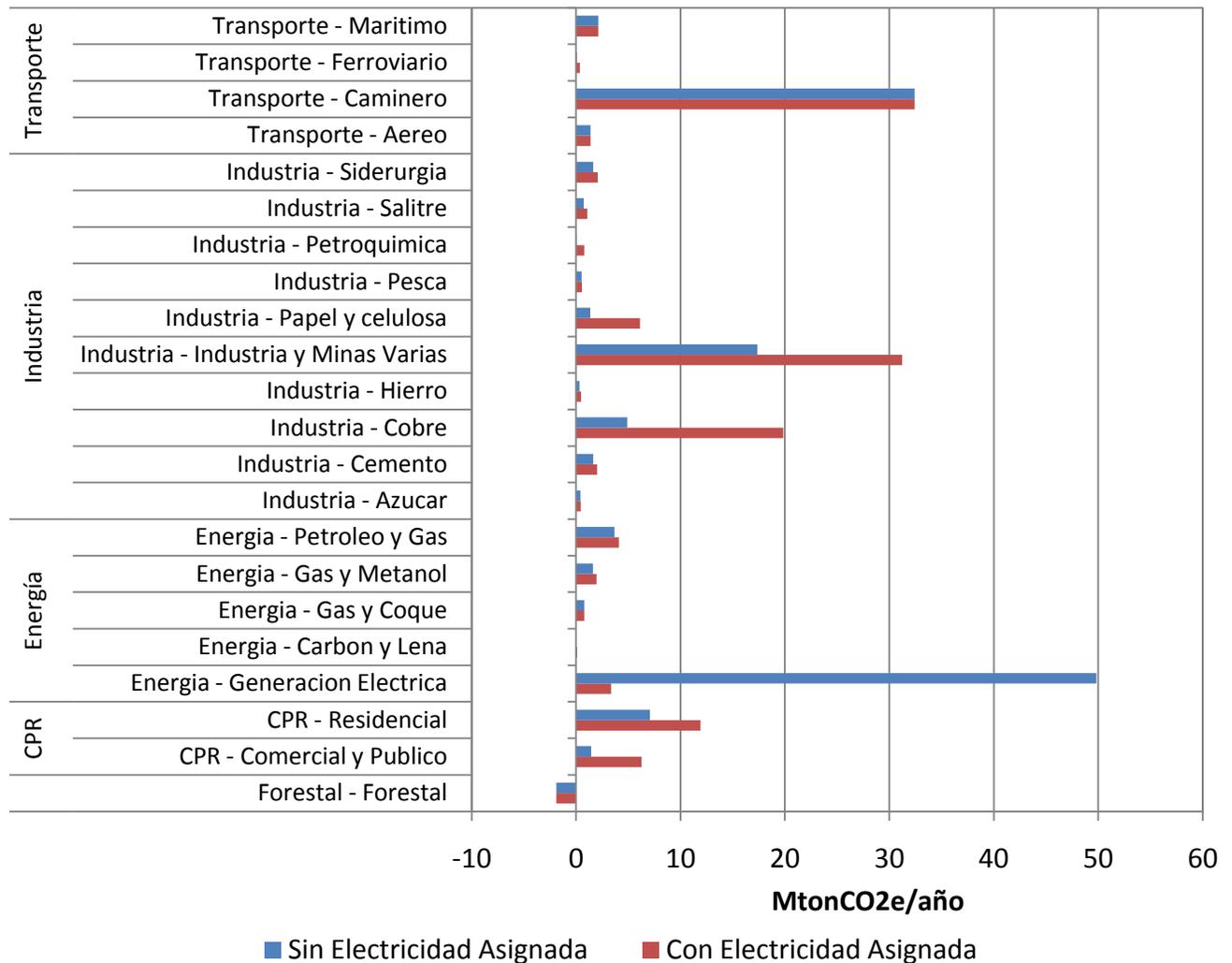
Fuente: Elaboración Propia

Los sectores que aportan en mayor medida a las emisiones GEI corresponden a Centros de Transformación (Energía) y Transporte, que son principalmente los sectores que mayor participación tienen en el consumo de energía primaria. De acuerdo al Gráfico 8-5 los subsectores que tienen mayor participación en las emisiones son el transporte caminero, Industria y Minas Varias y el subsector Residencial. Sin embargo hay que considerar que las emisiones correspondientes a Electricidad se están asignando al sector Energía y no al sector que la consume, lo que cambia mucho este análisis.

Otro análisis interesante es comparar las emisiones de cada sector y subsector en el caso en que no se considera “responsabilidad” por las emisiones del consumo eléctrico y en el caso que sí. En el Gráfico 8-6 es posible apreciar la emisión de CO2e en el escenario BAU al año 2030 para cada uno de los subsectores evaluados. Muchas veces el aporte de emisiones de cada sector de acuerdo a los inventarios resulta engañoso por estar las emisiones del sector de generación eléctrica atribuidas a dicho sector. Analizar las emisiones de GEI de cada subsector atribuyéndole las emisiones por el consumo de electricidad resulta interesante para algunos sectores. Destacan el caso del subsector Minería del cobre cuyas emisiones aumentan en más

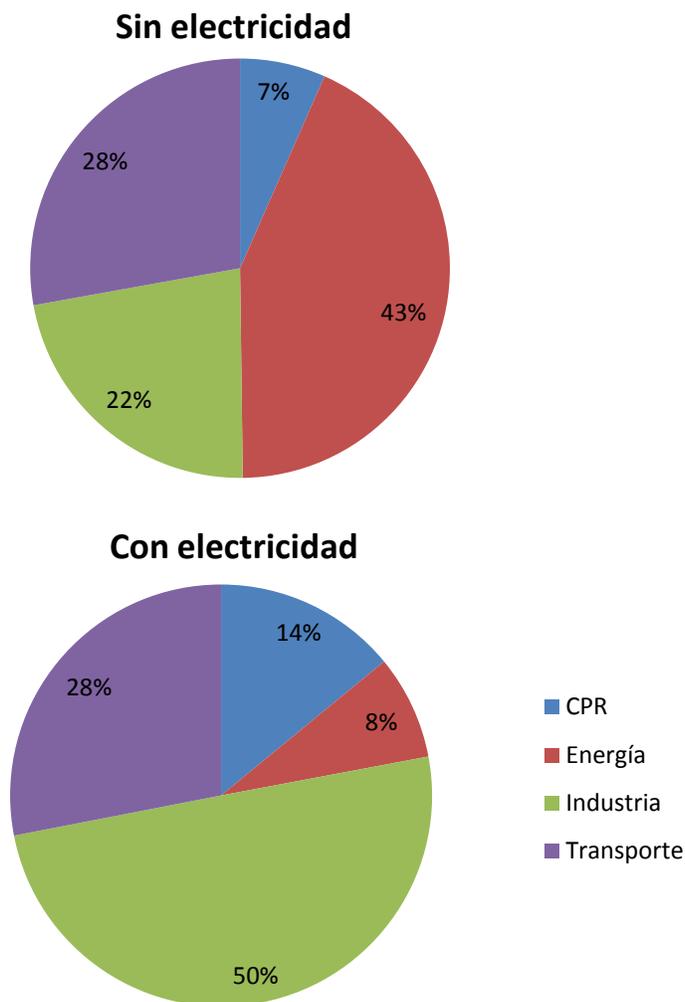
de 3 veces al considerar el consumo eléctrico. Se aprecia un aumento considerable para los subsectores Papel y Celulosa, Industria y Minas Varias, Cemento, Residencial y Comercial y Público. También se puede apreciar la situación agregada por sectores en el Gráfico 8-7 donde el sector industrial pasa de aportar un 30% de emisiones sin considerar emisiones eléctricas, a aportar cerca de un 49% considerando estas últimas. El sector energía baja su aporte de emisiones de 28% a 7,8%, diferencia que se reparte principalmente al sector industrial.

Gráfico 8-6 Comparación emisiones GEI con y sin asignación de emisión por consumo eléctrico – Año 2030



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-7 Comparación participación % emisiones con y sin asignación de emisiones por consumo eléctrico – Año 2030

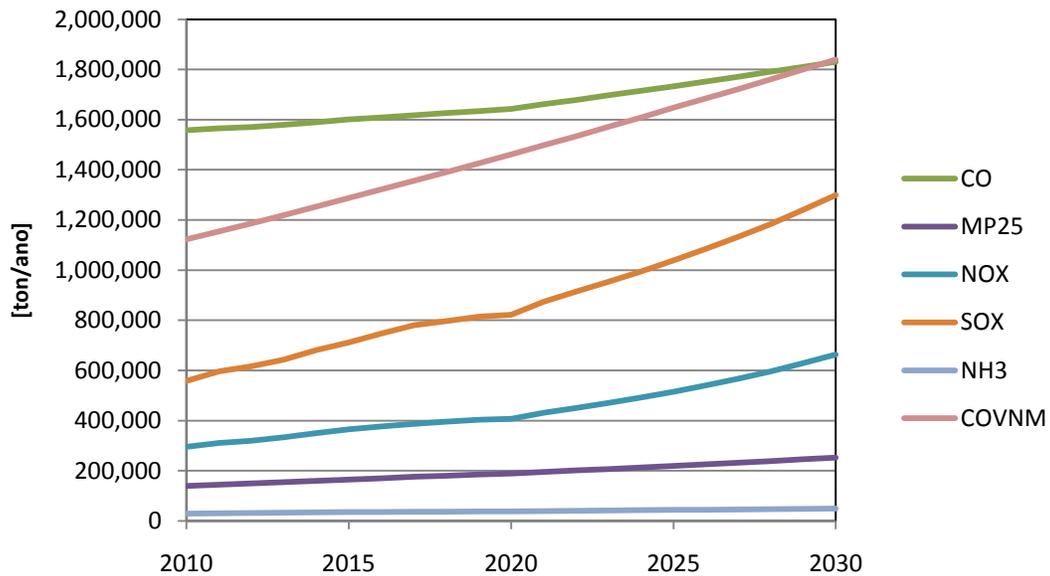


Fuente: Elaboración Propia

8.1.2 Emisiones de HDP

Las emisiones de contaminantes de HDP para el total de los sectores presentan la siguiente evolución

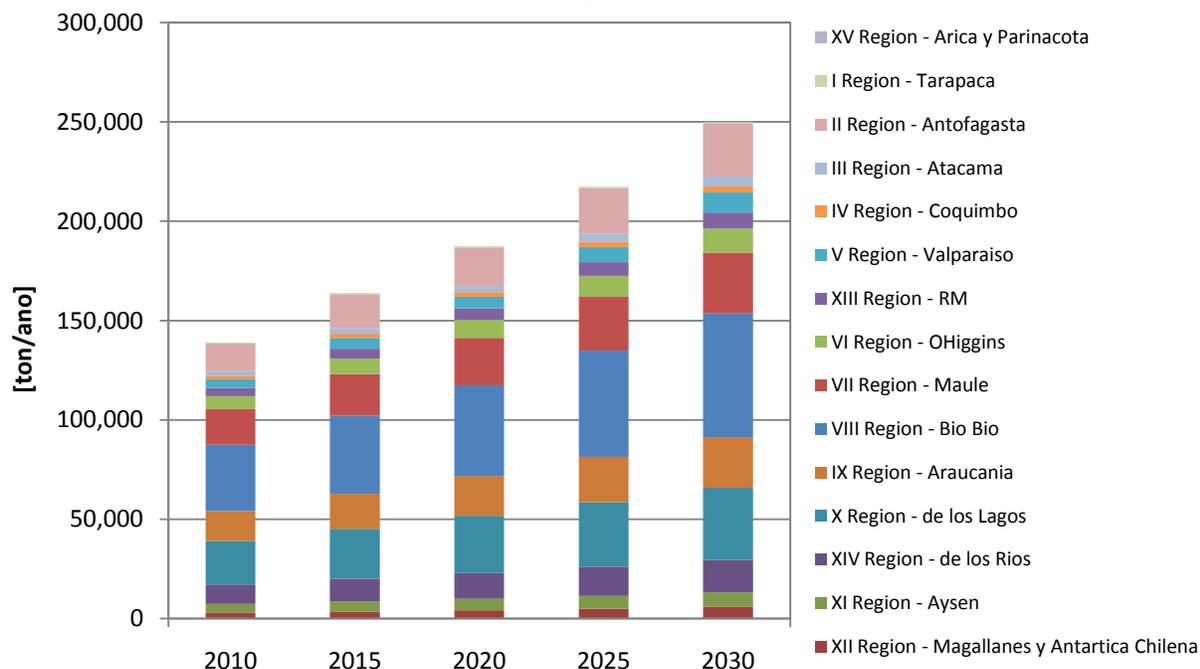
Gráfico 8-8 Emisiones Totales HDP



Fuente: Elaboración Propia

Los gráficos a continuación muestran la distribución del total de los contaminantes locales según región. Los contaminantes que serán representados son los que serán utilizados en el cálculo del daño marginal por efectos en salud (PM2.5, NOx, SOx, NH3).

Gráfico 8-9 Distribución regional de las emisiones de PM2.5



Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en el gráfico anterior, la RM posee una baja participación en las emisiones de PM2.5. Esto se debe a que el uso de biomasa (leña) tiene una alta influencia por poseer un factor de emisión muy alto en comparación con los otros combustibles lo que implica que las regiones con un alto consumo de leña (regiones del sur) tengan una alta participación en las emisiones de PM2.5.

Gráfico 8-10 Distribución regional de las emisiones de NH3

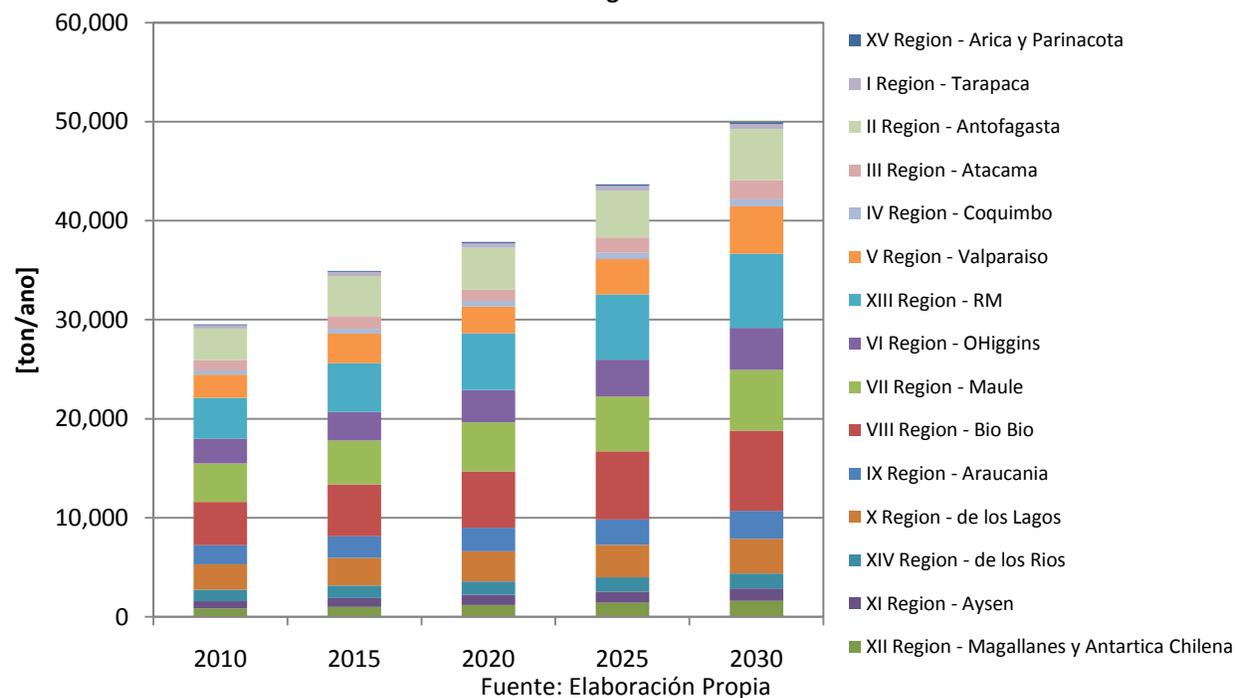


Gráfico 8-11 Distribución regional de las emisiones de NOx

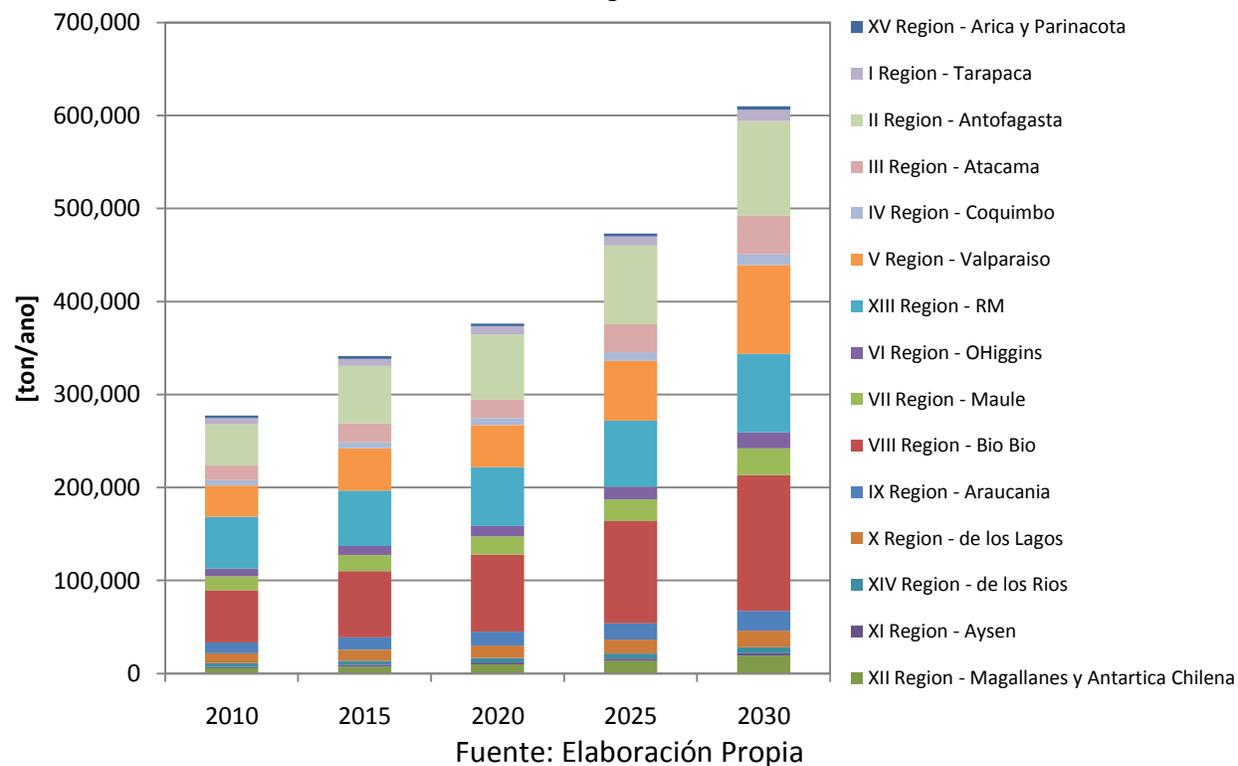
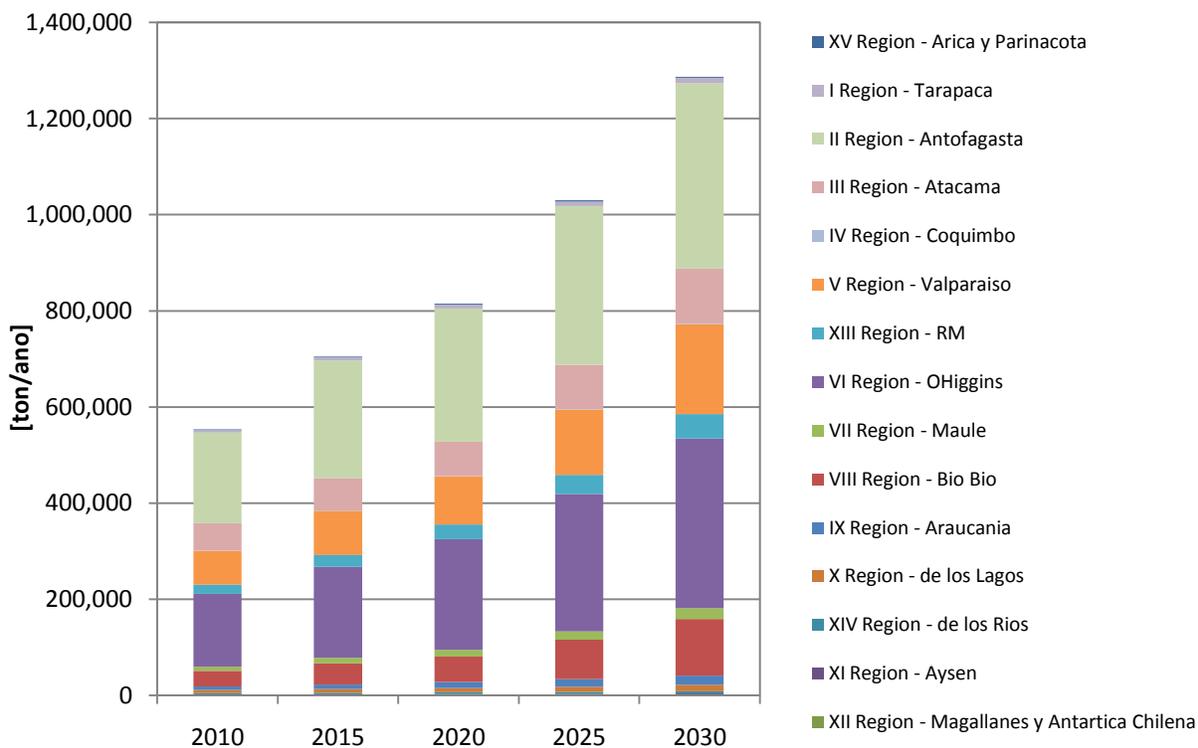


Gráfico 8-12 Distribución regional de las emisiones de SOx

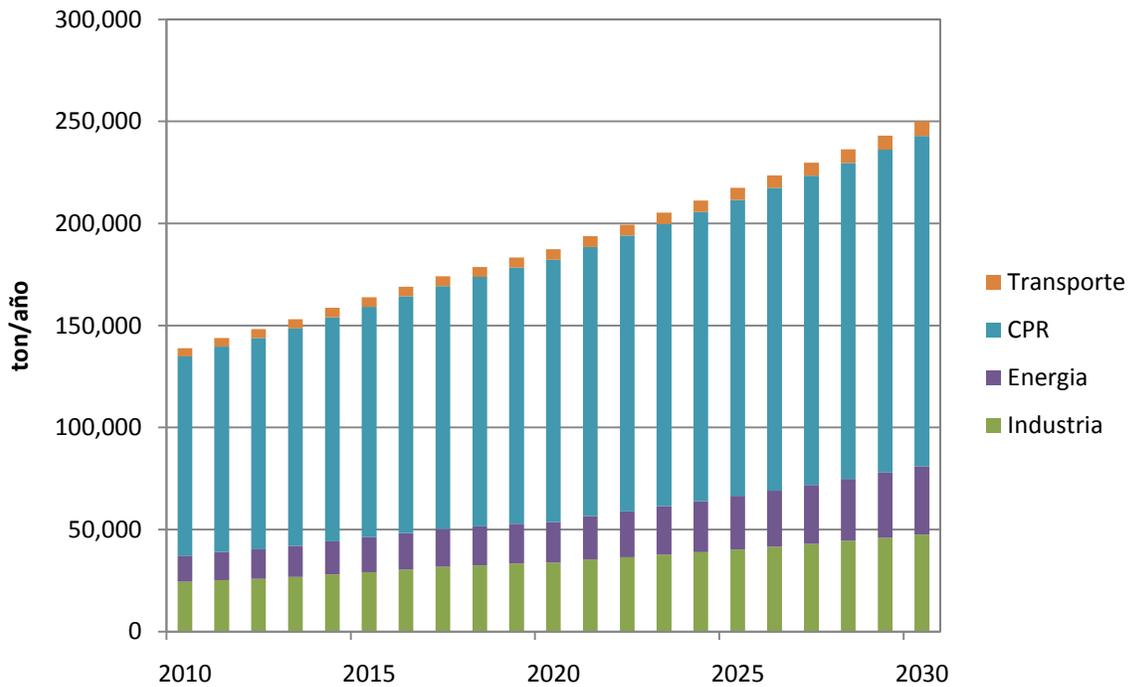


Fuente: Elaboración Propia

En las emisiones de SOx, NOx y NH3 la influencia de la biomasa no es suficientemente relevante como para el caso del PM2,5 (los factores de emisión no difieren en gran medida para los diferentes contaminantes) por lo que la participación de las emisiones de la RM cobra relevancia tal como se aprecia en los últimos gráficos.

Por último, si realizamos un análisis más detallado a nivel de Sectores para los diferentes contaminantes, podemos apreciar la siguiente evolución y participación de los sectores en las emisiones.

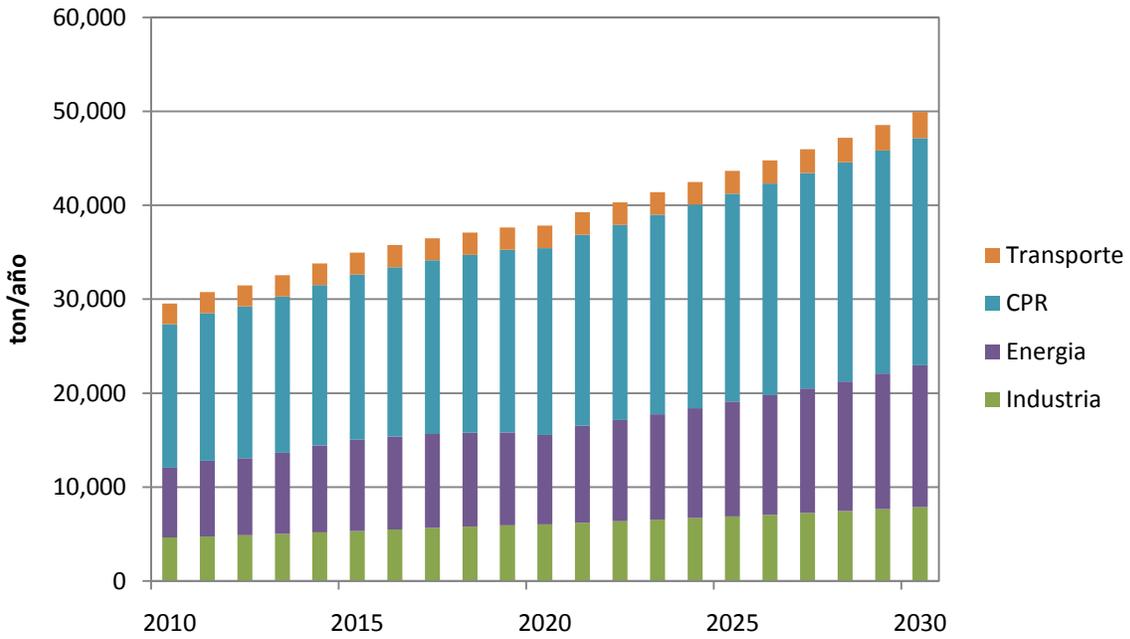
Gráfico 8-13 Emisiones PM2,5 según sector



Fuente: Elaboración Propia

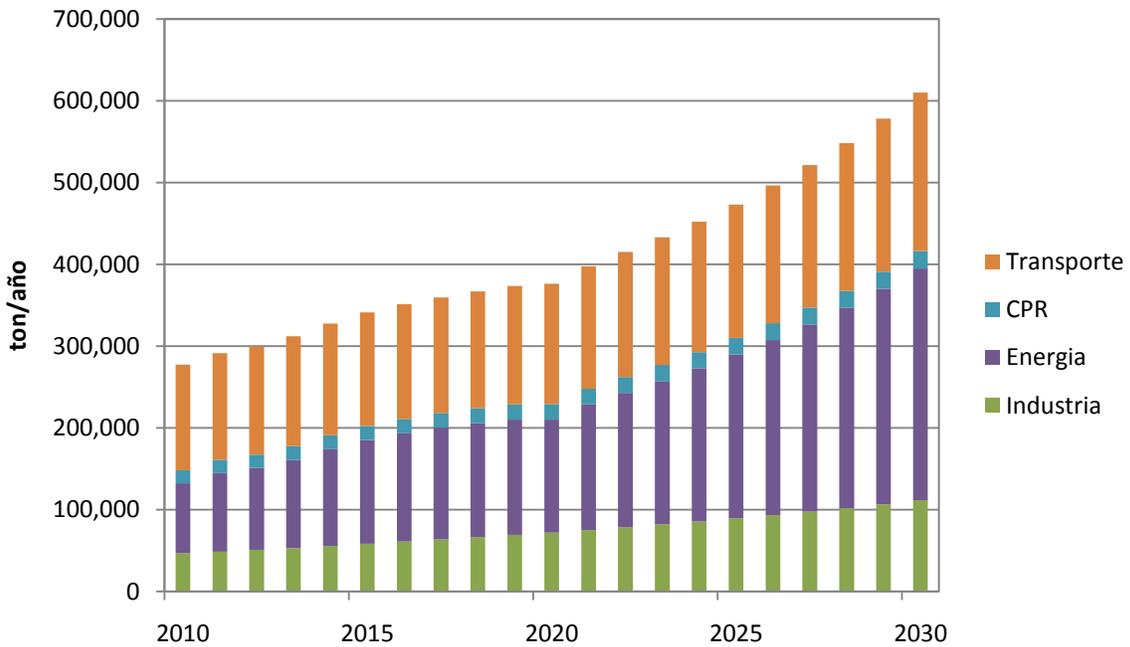
Debido a que el consumo de leña es uno de los principales aportes a las emisiones de PM2,5 el sector CPR posee una alta participación.

Gráfico 8-14 Emisiones NH3 según sector



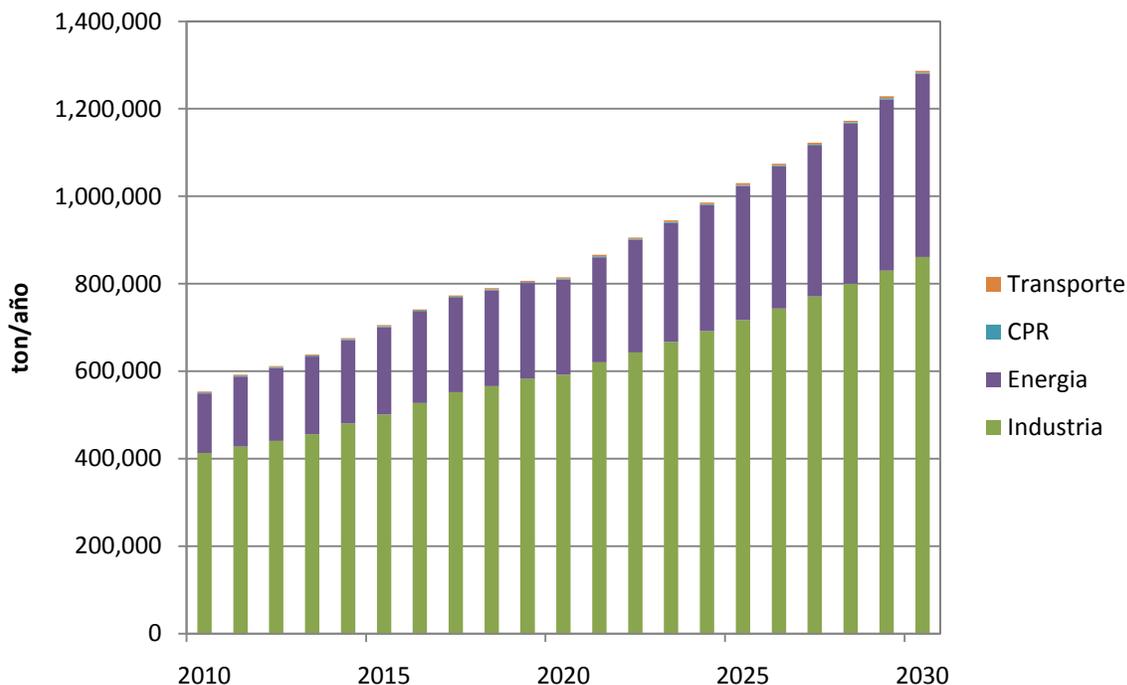
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-15 Emisiones NOx según sector



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-16 Emisiones SOx según sector



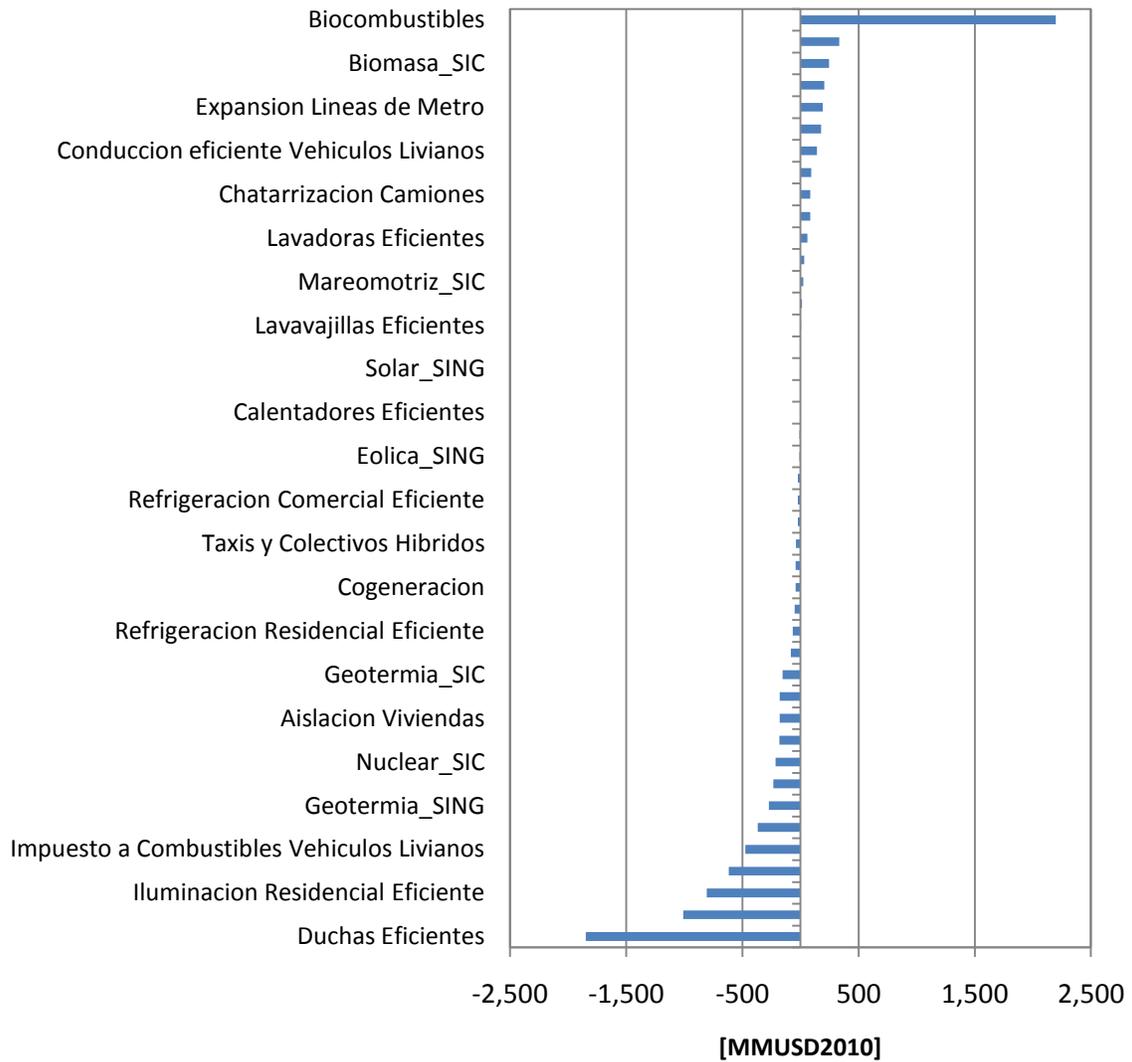
Fuente: Elaboración Propia

Tanto para las emisiones de NOx como de SOx los sectores relevantes en la participación en las emisiones son el sector Industria y Energía mientras que para el contaminante NH3 las emisiones provienen principalmente del sector CPR.

8.2 Costos Totales Medidas de Mitigación

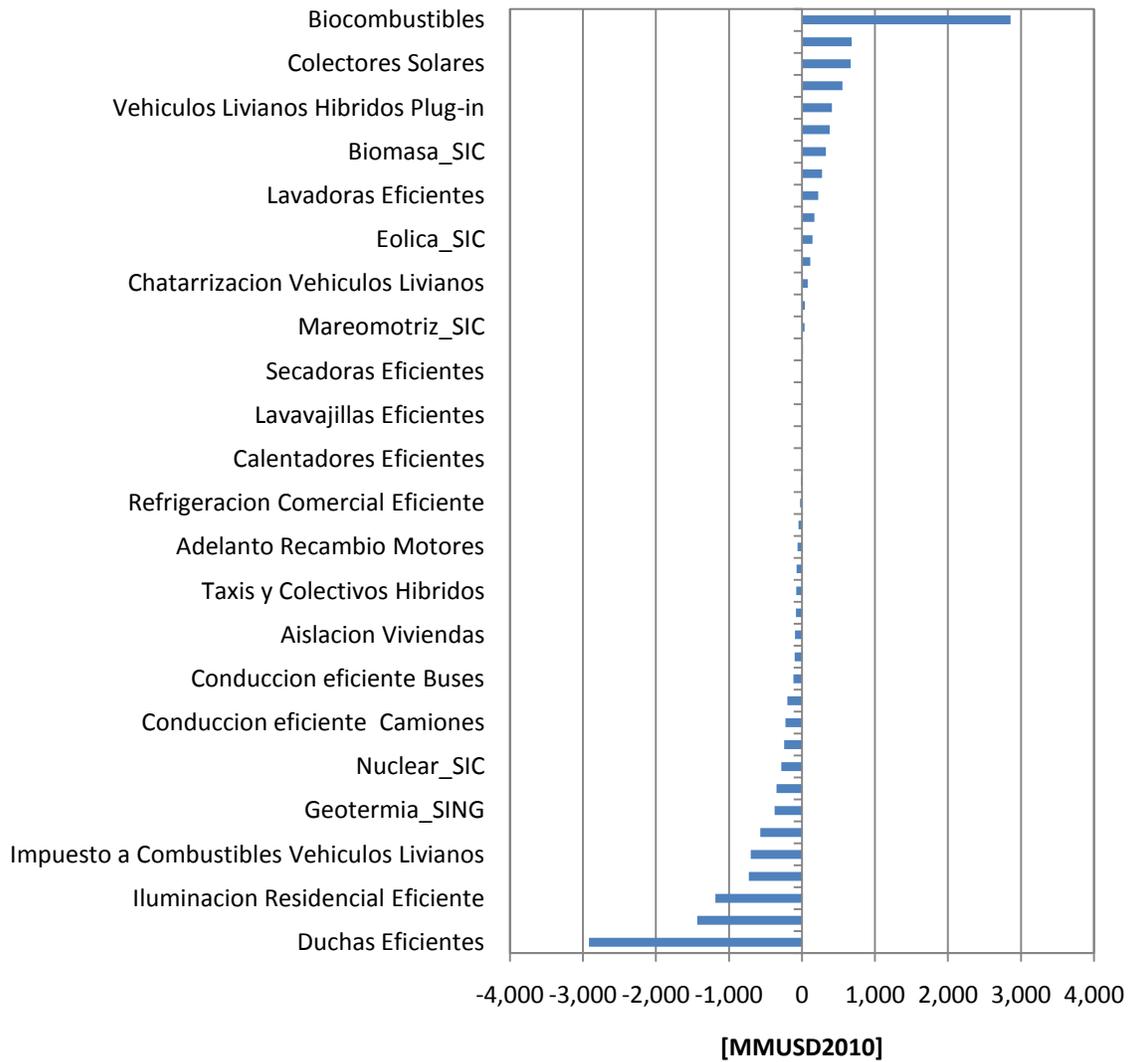
Los costos netos totales asociados a la implementación de las medidas de mitigación se pueden apreciar, para los 3 escenarios de mitigación, en los siguientes gráficos:

Gráfico 8-17 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Suave



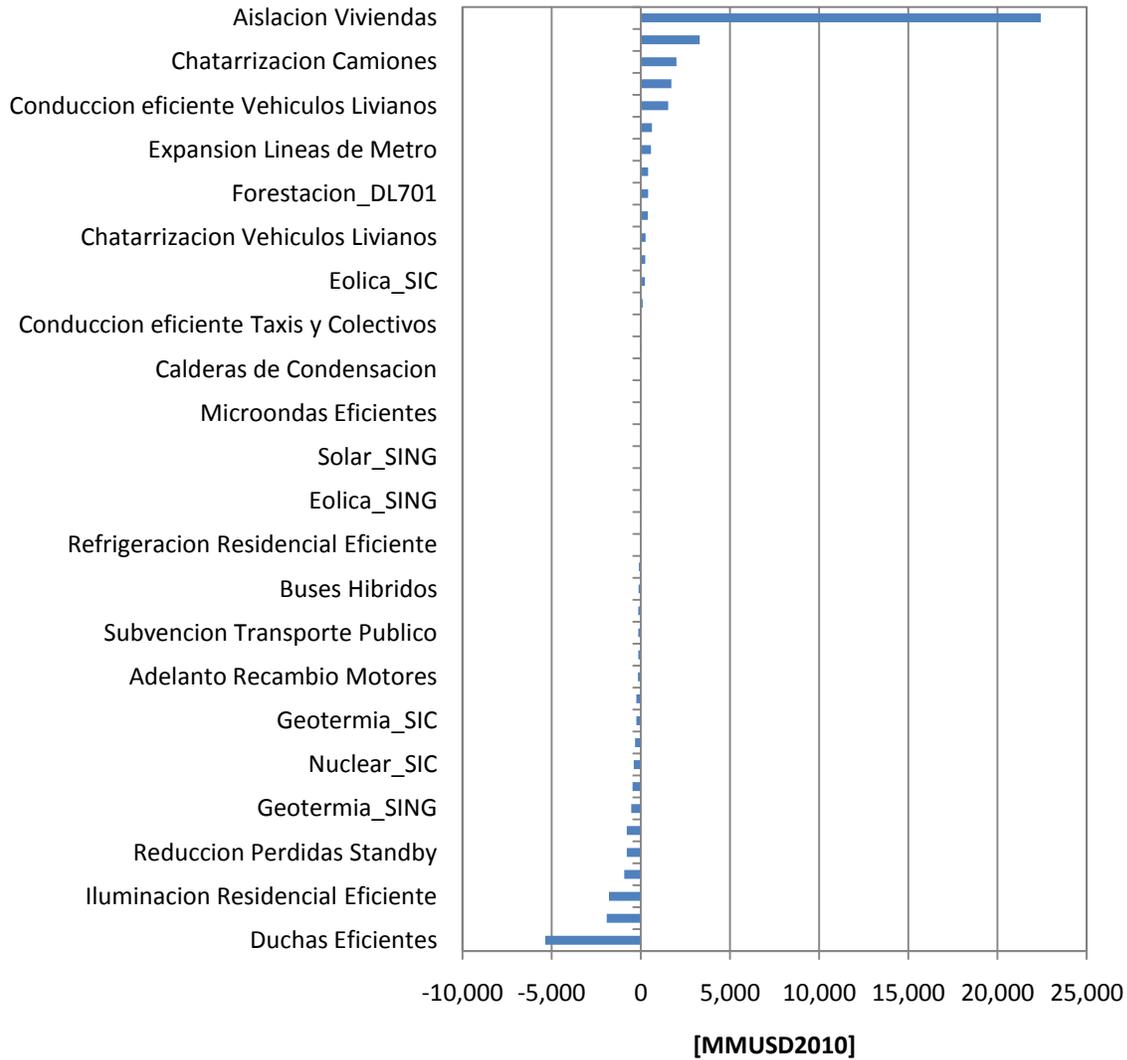
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-18 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Medio



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-19 Valor Presente Neto (MUSD) – Escenario Fuerte



Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 8-1 es posible apreciar el valor presente de los costos para los tres escenarios (suave, medio y fuerte), considerando solamente las medidas con costo medio negativo y considerando todas las medidas. Es interesante destacar que para los escenarios de mitigación Suave y Medio, aun considerando todas las medidas, el valor presente de los costos es negativo (es decir se produce un ahorro). En el caso del escenario de mitigación Fuerte, el alto costo al implementar todas las medidas, en comparación a los otros escenarios se debe principalmente a la medida Aislación Térmica de Viviendas que posee un costo alto tal como se ve en el Gráfico 8-19, ya que para el escenario de mayor penetración se consideró una mejora en la aislación térmica de todas las viviendas nuevas a pesar de que esta mejora no fuese rentable económicamente.

Tabla 8-1 Valor presente de Costos según escenario (MUSD)

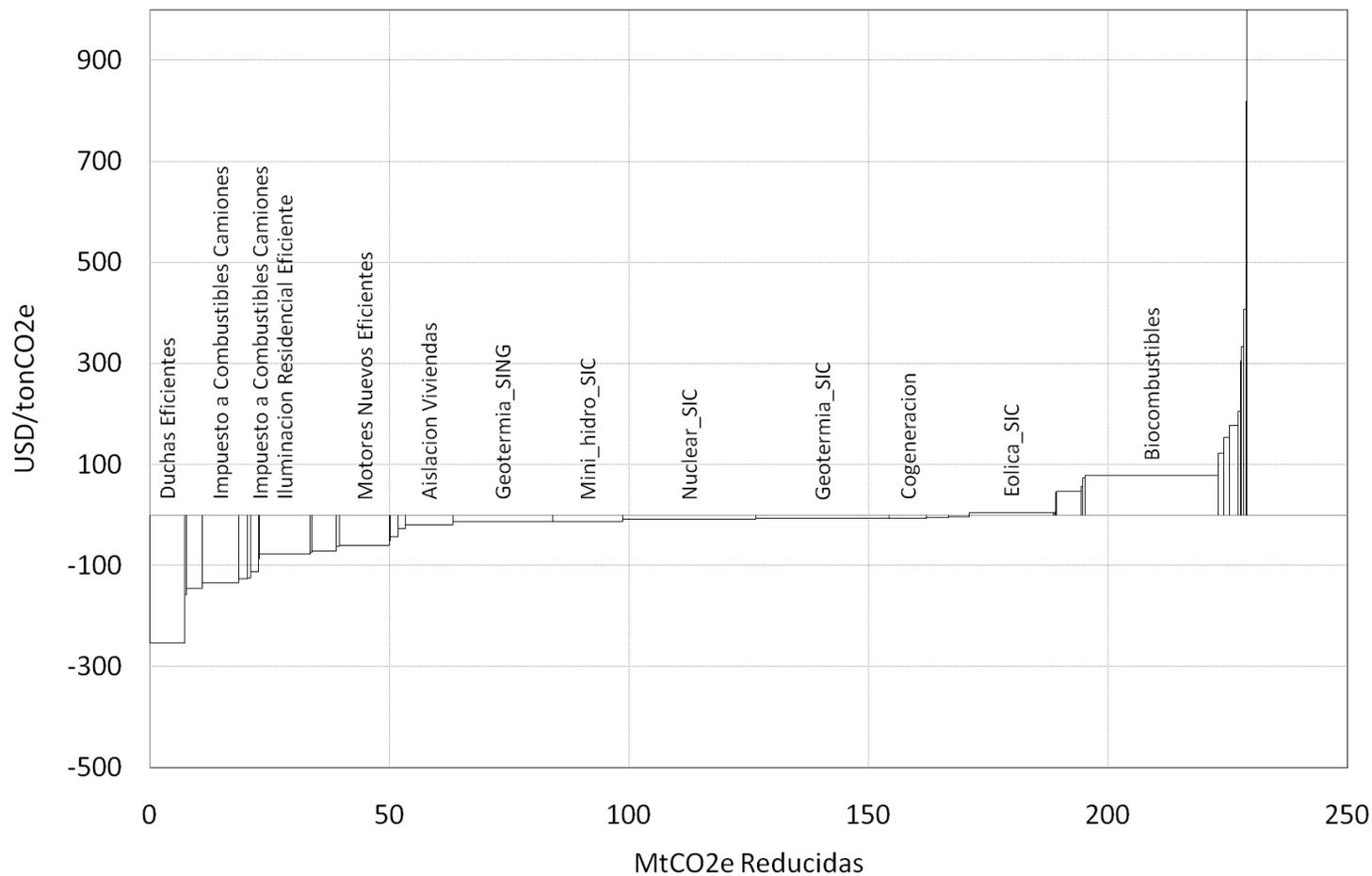
Medidas	Suave	Medio	Fuerte
Con VP Costo < 0	-6.900	-9.900	-14.700
Todas	-3.100	-2.900	19.700

Fuente: Elaboración Propia

8.3 Costo Medio Medidas Mitigación

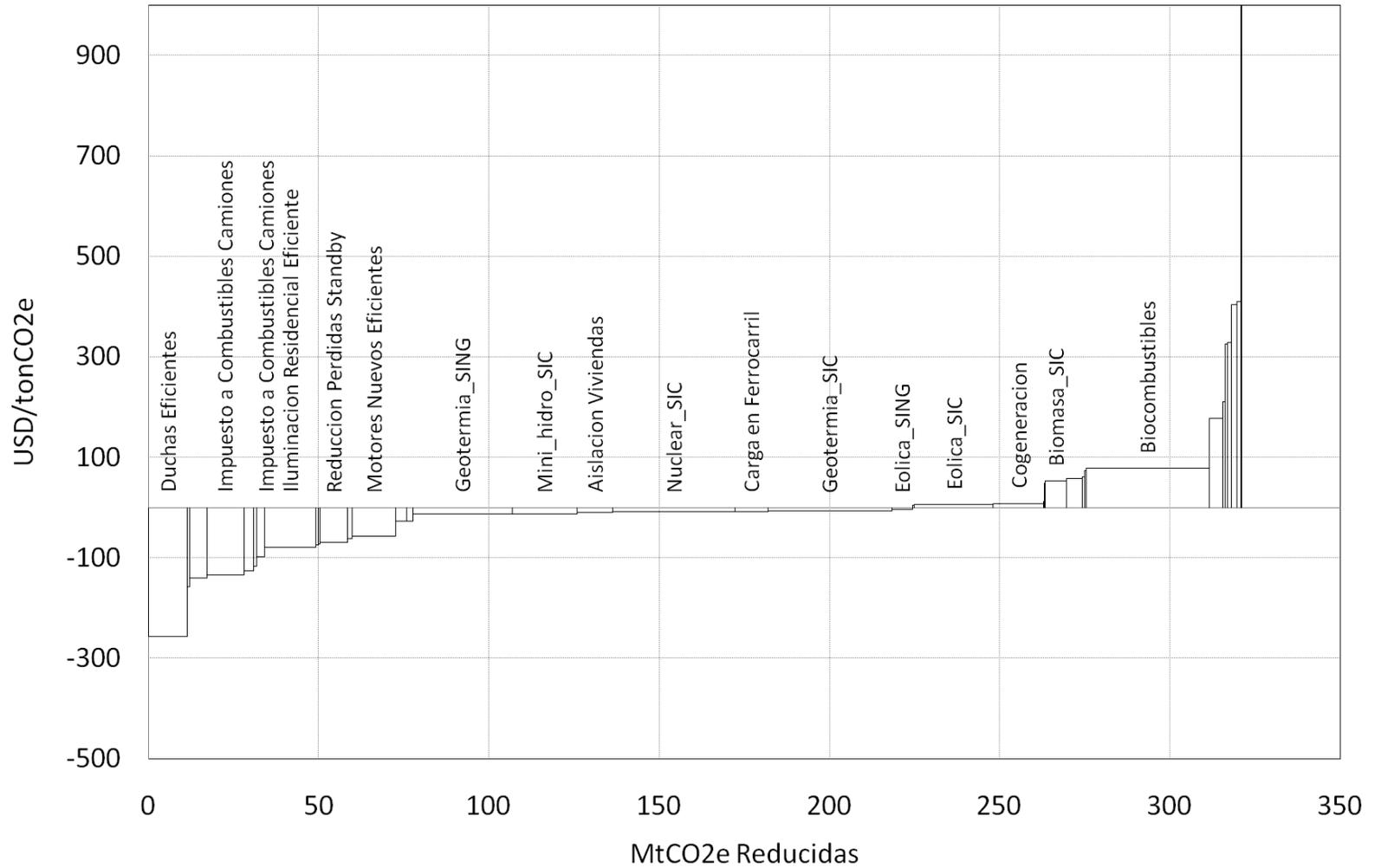
Los costos medios asociados a la implementación de las distintas medidas de mitigación, se pueden apreciar para los 3 escenarios de mitigación en los siguientes gráficos.

Gráfico 8-20 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO2e) - Escenario Suave



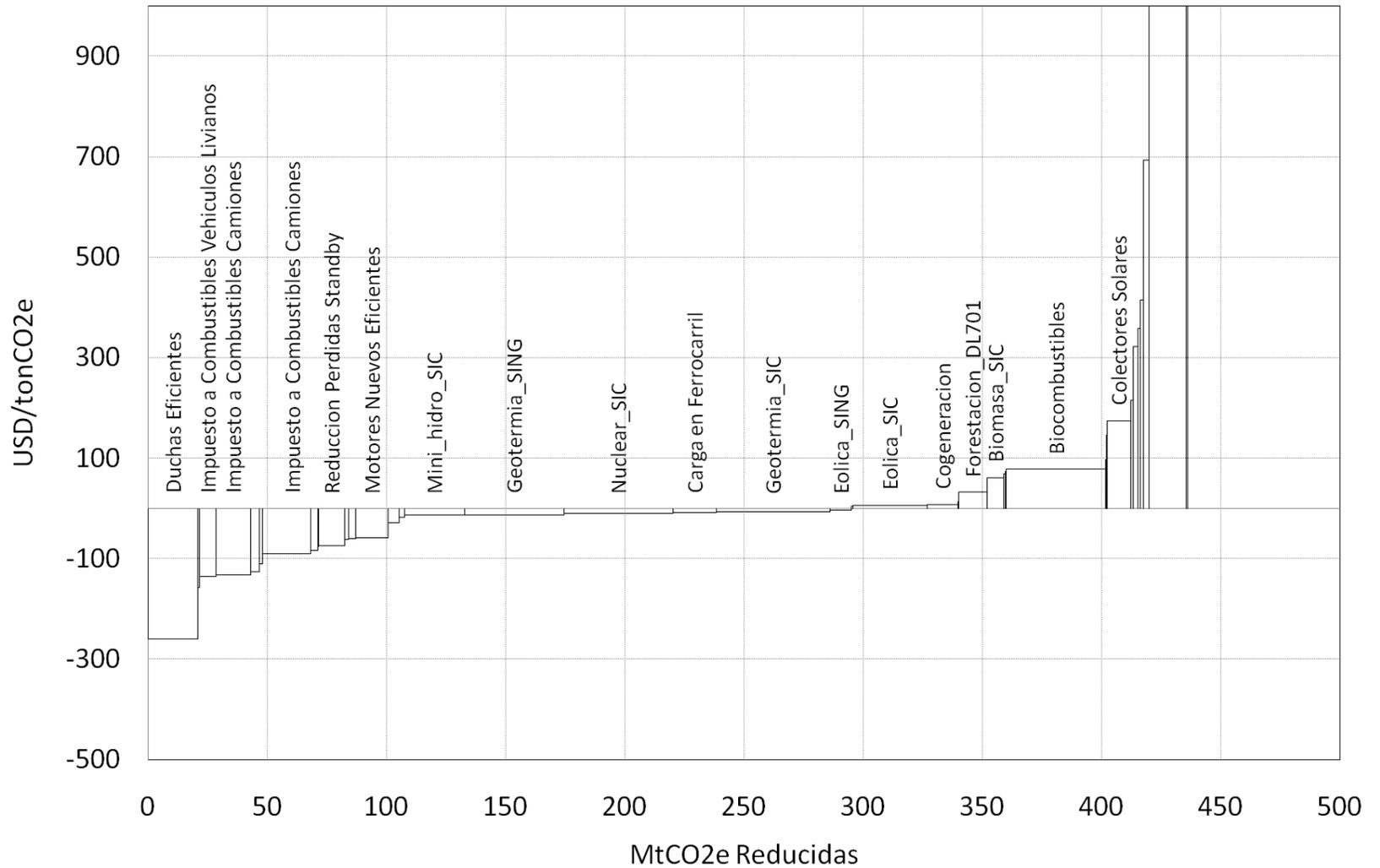
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-21 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO2e) - Escenario Medio



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 8-22 Costo medio medidas mitigación (MUSD/ton CO2e) - Escenario Fuerte



Fuente: Elaboración Propia

En la tabla siguiente se resume el costo medio de cada una de las medidas de mitigación para los escenarios de mitigación analizados.

Tabla 8-2 Costo medio (USD/ton CO₂e) y reducción de emisiones (Mton CO₂e) de las medidas de mitigación para los distintos escenarios de mitigación analizados (Suave - Medio - Fuerte)

Medida	Costo Medio [Suave/Medio/Fuerte]	Reducción de GEI [Suave/Medio/Fuerte]
Duchas Eficientes	[-253 /-255/ -259]	[7,3 /11,4/ 20,7]
Subvencion Transporte Publico	[-157 /-157/ -157]	[0,3 /0,6/ 1]
Impuesto a Combustibles Vehiculos Livianos	[-144 /-140/ -135]	[3,3 /5/ 6,8]
Impuesto a Combustibles Camiones	[-133 /-133/ -132]	[7,6 /10,8/ 14,4]
Mejoras Aerodinamicas	[-125 /-125/ -125]	[1,9 /2,8/ 3,7]
Conduccion eficiente Buses	[-123 /-116/ -110]	[0,7 /1/ 1,3]
Conduccion eficiente Camiones	[-111 /-98/ -83]	[1,6 /2,3/ 3]
Iluminacion Residencial Eficiente	[-76 /-79/ -89]	[10,5 /15/ 20,2]
Adelanto Recambio Motores	[-87 /-74/ -59]	[0,3 /0,8/ 2,8]
Refrigeracion Comercial Eficiente	[-73 /-71/ -75]	[0,3 /0,4/ 0,4]
Reduccion Perdidas Standby	[-71 /-70/ -74]	[5,2 /8,2/ 10,7]
Taxis y Colectivos Hibridos	[-62 /-62/ -62]	[0,6 /1,3/ 1,9]
Motores Nuevos Eficientes	[-59 /-56/ -57]	[10,4 /12,9/ 13,7]
Buses Hibridos	[-27 /-27/ -27]	[1,5 /3,1/ 4,7]
Refrigeracion Residencial Eficiente	[-42 /-26/ -18]	[1,6 /1,9/ 2,1]
Geotermia_SING	[-13 /-13/ -13]	[21 /29,2/ 41,8]
Mini_hidro_SIC	[-13 /-13/ -13]	[14,5 /19,1/ 25,1]
Aislacion Viviendas	[-18 /-9/ 1452]	[9,9 /10,5/ 15,4]
Nuclear_SIC	[-8 /-8/ -8]	[27,9 /35,9/ 45,8]
Carga en Ferrocarril	[-5 /-8/ -8]	[4,6 /9,6/ 18,3]
Geotermia_SIC	[-6 /-5/ -5]	[27,7 /36,3/ 47,8]
Eolica_SING	[-2 /-2/ -2]	[4,3 /6,1/ 8,7]
Solar_SING	[5 /5/ 6]	[0,4 /0,6/ 0,8]
Eolica_SIC	[5 /6/ 7]	[17,5 /23,2/ 31]
Cogeneracion	[-5 /8/ 8]	[7,9 /14,8/ 13,1]
Calentadores Eficientes	[7 /13/ 15]	[0,1 /0,1/ 0,1]
Conduccion eficiente Taxis y Colectivos	[-50 /49/ 147]	[0,2 /0,2/ 0,3]
Lavavajillas Eficientes	[45 /53/ 56]	[0,1 /0,1/ 0,1]
Biomasa_SIC	[47 /54/ 62]	[5,2 /6,1/ 6,7]
Forestacion_DL701	[155 /58/ 33]	[1,2 /4,8/ 12,1]
Mareomotriz_SIC	[56 /62/ 70]	[0,4 /0,5/ 0,7]
Calderas de Condensacion	[75 /75/ 75]	[0,4 /0,6/ 0,6]
Biocombustibles	[79 /79/ 79]	[27,8 /36,1/ 41,7]

Medida	Costo Medio [Suave/Medio/Fuerte]	Reducción de GEI [Suave/Medio/Fuerte]
Microondas Eficientes	[79 /90/ 97]	[0 /0,1/ 0,1]
Secadoras Eficientes	[141 /154/ 168]	[0 /0,1/ 0,1]
Colectores Solares	[178 /178/ 175]	[1,9 /3,7/ 9,8]
Vehiculos Livianos Hibridos	[206 /211/ 216]	[0,4 /0,8/ 1,2]
Lavadoras Eficientes	[306 /326/ 358]	[0,2 /0,7/ 1,1]
Expansion Lineas de Metro	[334 /328/ 323]	[0,6 /1,2/ 1,7]
Conduccion eficiente Vehiculos Livianos	[124 /404/ 695]	[1,1 /1,7/ 2,2]
Vehiculos Livianos Hibridos Plug-in	[407 /411/ 416]	[0,5 /1/ 1,5]
Chatarrizacion Camiones	[820 /1830/ 2898]	[0,1 /0,3/ 0,7]
Chatarrizacion Vehiculos Livianos	[3247 /6780/ 10437]	[0 /0/ 0]

Fuente: Elaboración Propia

8.4 Co-beneficios por medida

A continuación se presentan los co-beneficios por tonelada de CO₂e producto de la reducción de contaminación local por la aplicación de medidas de mitigación de GEI. Para la generación de estos resultados se utilizó como insumo los valores de beneficio unitario (USD/[ug/m³]) calculados según la metodología presentada en la Sección 6 los cuales se pueden ver en detalle en el Anexo IV y en las planillas adjuntas a este documento.

Tabla 8-3 Co-beneficios según Medidas para escenarios de daño [Bajo-Alto] - Escenario Medio

Medida	Co-beneficio (USD/tCO ₂ e)
Aislacion Viviendas	[38 - 627]
Chatarrizacion Vehiculos Livianos	[18 - 299]
Lavadoras Eficientes	[18 - 298]
Secadoras Eficientes	[18 - 298]
Lavavajillas Eficientes	[18 - 296]
Microondas Eficientes	[18 - 295]
Reduccion Perdidas Standby	[18 - 295]
Calentadores Eficientes	[18 - 294]
Refrigeracion Comercial Eficiente	[17 - 292]
Refrigeracion Residencial Eficiente	[17 - 284]
Iluminacion Residencial Eficiente	[17 - 281]
Chatarrizacion Camiones	[15 - 253]
Subvencion Transporte Publico	[15 - 246]
Conduccion eficiente Vehiculos Livianos	[14 - 240]
Impuesto a Combustibles Vehiculos Livianos	[14 - 240]

Medida	Co-beneficio (USD/tCO ₂ e)
Conduccion eficiente Taxis y Colectivos	[14 - 234]
Mejoras Aerodinamicas	[14 - 233]
Impuesto a Combustibles Camiones	[14 - 231]
Conduccion eficiente Buses	[13 - 222]
Taxis y Colectivos Hibridos	[13 - 217]
Vehiculos Livianos Hibridos	[13 - 210]
Conduccion eficiente Camiones	[13 - 209]
Buses Hibridos	[12 - 207]
Biocombustibles	[11 - 183]
Expansion Lineas de Metro	[11 - 184]
Carga en Ferrocarril	[11 - 182]
Vehiculos Livianos Hibridos Plug-in	[11 - 175]
Cogeneracion	[10 - 176]
Motores Nuevos Eficientes	[7 - 117]
Adelanto Recambio Motores	[4 - 63]
Nuclear_SIC	[3 - 47]
Mareomotriz_SIC	[3 - 47]
Geotermia_SIC	[3 - 46]
Mini_hidro_SIC	[3 - 45]
Eolica_SIC	[3 - 45]
Calderas de Condensacion	[2 - 31]
Duchas Eficientes	[2 - 30]
Colectores Solares	[2 - 29]
Geotermia_SING	[1 - 15]
Eolica_SING	[1 - 15]
Solar_SING	[1 - 15]
Biomasa_SIC	[-15 - -249]

Fuente: Elaboración Propia

También resulta interesante estimar el valor presente de los co-beneficios para el período de evaluación y comparar estos valores con los costos, cómo se muestra en la Tabla 8-4. Es posible apreciar que con en un escenario de penetración alta, considerando todas las medidas, y un valor alto del daño social, la suma del valor presente de los costos y co-beneficios da particularmente rentable, llegando a un ahorro de 33.500 MUSD para el país.

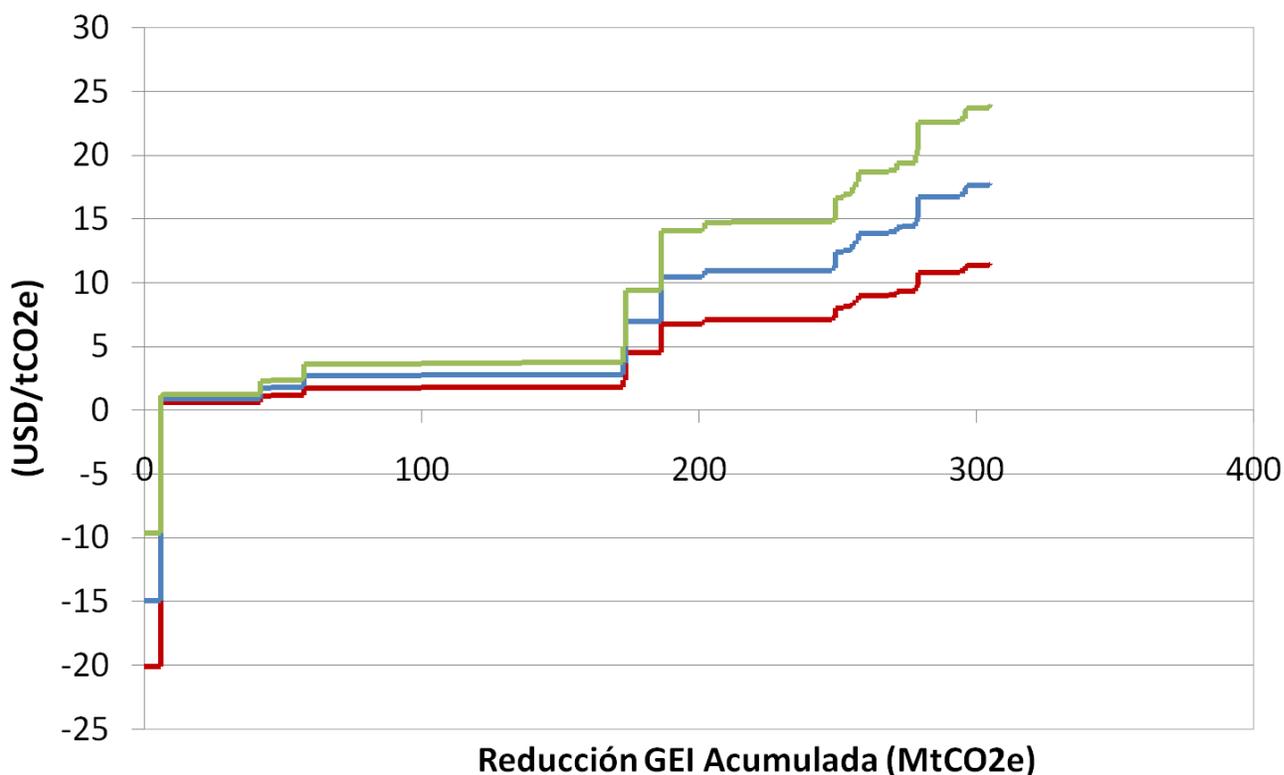
Tabla 8-4 VP de costos y co-beneficios según escenario y escenario de valoración (Bajo / Alto) (MUSD)

Medidas	Tipo	Suave	Medio	Fuerte
Con VP Costo < 0	Costo	-6.900	-9.900	-14.700
	Co-beneficio	[-1.300 / -22.300]	[-1.700 / -28.400]	[-1.800 / -30.400]
Todas	Costo	-3.100	-2.900	19.700
	Co-beneficio	[-1.700 / -27.700]	[-2.300 / -38.700]	[-3.200 / -53.700]

Fuente: Elaboración Propia

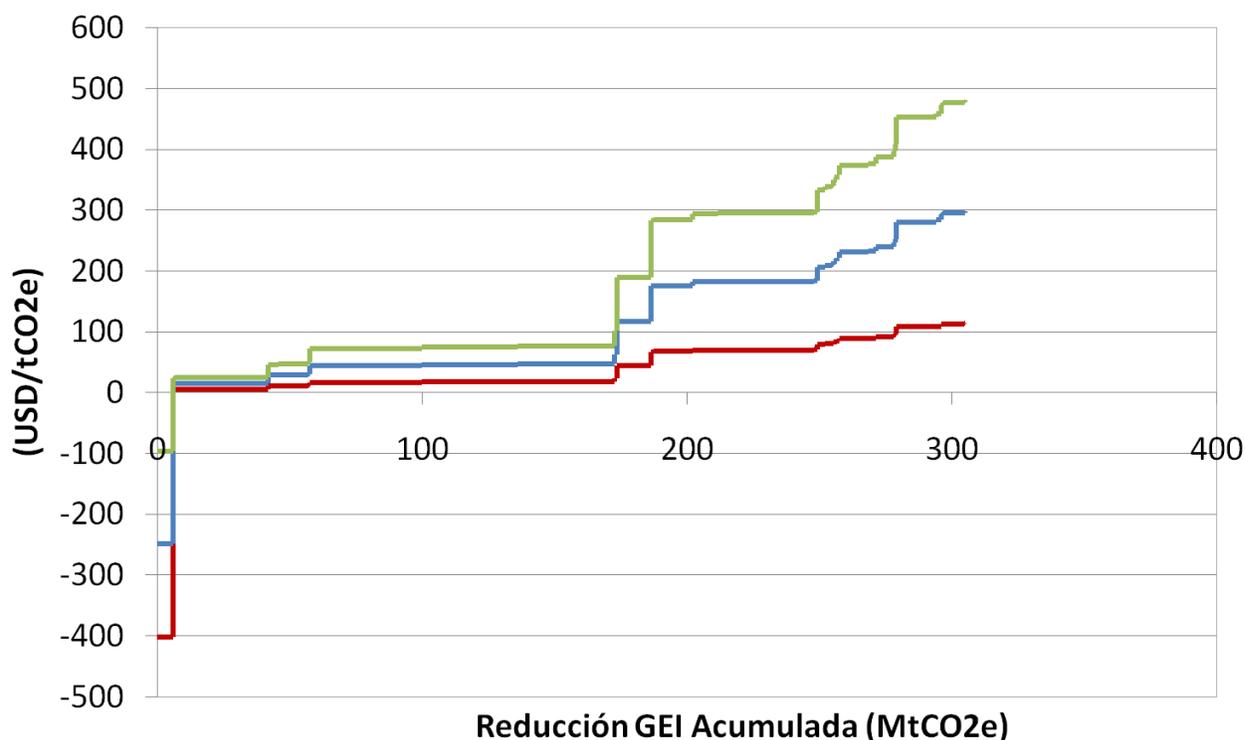
Por otro lado, también se puede analizar la curva de co-beneficios para todo el período de evaluación (2010-2030) como se presentan en las figuras a continuación para los escenarios Bajo y Alto de valoración de beneficios, considerando además incertidumbre en los escenarios de valoración. Los resultados se presentan para las bandas de probabilidad 5%, 50% y 95%.

Figura 8-1 Curva de co-beneficios Escenario Bajo de valoración - Escenario MIT Medio



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-2 Curva de co-beneficios Escenario Alto de valoración - Escenario MIT Medio



Fuente: Elaboración Propia

Cabe destacar de las figuras anteriores, que para el total de reducciones de GEI que alcanza un total aproximado de 300 MtonCO_{2e} para el período completo, solamente una medida presenta co-beneficios negativos (o un aumento del gasto en salud pública): centrales térmicas a biomasa. Esto sucede porque la biomasa es una buena medida para reducción de contaminación global, pero no es el caso para la contaminación local. Para todas las demás medidas es posible apreciar valores interesantes de co-beneficio por tonelada de CO_{2e} reducido, llegando a valores de hasta 38 y 627 USD/tCO_{2e} para la medida de aislación térmica como se puede apreciar de la Tabla 8-3.

Un análisis de co-beneficios ambientales, en este caso beneficios por mejora en la salud de las personas, puede complementar la información base y evaluar de manera más detallada aquellas medidas que habría que considerar al momento de impulsar políticas integradas que buscan abordar tanto las problemáticas globales como locales.

Tabla 8-5 Costo Neto Medio (USD/ton CO2e) considerando co-beneficios (Escenario Alto de valoración)

Medida	Costo Neto Medio [Suave/Medio/Fuerte]
Duchas Eficientes	[-283 / -285 / -289]
Subvencion Transporte Publico	[-404 / -403 / -406]
Impuesto a Combustibles Vehiculos Livianos	[-384 / -379 / -378]
Impuesto a Combustibles Camiones	[-365 / -364 / -366]
Mejoras Aerodinamicas	[-359 / -358 / -361]
Conduccion eficiente Buses	[-345 / -339 / -335]
Iluminacion Residencial Eficiente	[-350 / -360 / -371]
Conduccion eficiente Camiones	[-319 / -307 / -296]
Refrigeracion Comercial Eficiente	[-354 / -364 / -381]
Reduccion Perdidas Standby	[-354 / -365 / -383]
Taxis y Colectivos Hibridos	[-277 / -278 / -282]
Adelanto Recambio Motores	[-145 / -136 / -126]
Motores Nuevos Eficientes	[-173 / -173 / -178]
Buses Hibridos	[-232 / -234 / -238]
Refrigeracion Residencial Eficiente	[-315 / -311 / -315]
Mini_hidro_SIC	[-58 / -57 / -58]
Geotermia_SING	[-28 / -28 / -28]
Nuclear_SIC	[-55 / -55 / -56]
Carga en Ferrocarril	[-187 / -190 / -192]
Geotermia_SIC	[-52 / -52 / -52]
Eolica_SING	[-17 / -17 / -17]
Solar_SING	[-9 / -9 / -9]
Eolica_SIC	[-40 / -39 / -38]
Cogeneracion	[-168 / -168 / -183]
Calentadores Eficientes	[-274 / -280 / -293]
Forestacion_DL701	[155 / 58 / 33]
Lavavajillas Eficientes	[-239 / -243 / -255]
Biomasa_SIC	[278 / 303 / 333]
Mareomotriz_SIC	[9 / 15 / 22]
Calderas de Condensacion	[44 / 44 / 44]
Biocombustibles	[-100 / -103 / -108]
Microondas Eficientes	[-203 / -206 / -207]
Conduccion eficiente Taxis y Colectivos	[-284 / -185 / -90]
Secadoras Eficientes	[-143 / -144 / -140]
Colectores Solares	[150 / 150 / 147]
Vehiculos Livianos Hibridos	[-3 / 0 / 2]
Expansion Lineas de Metro	[148 / 145 / 137]
Lavadoras Eficientes	[21 / 28 / 50]

Medida	Costo Neto Medio [Suave/Medio/Fuerte]
Vehiculos Livianos Híbridos Plug-in	[233 / 236 / 237]
Conduccion eficiente Vehiculos Livianos	[-117 / 165 / 452]
Aislacion Viviendas	[-646 / -636 / 741]
Chatarrizacion Camiones	[566 / 1578 / 2644]

Fuente: Elaboración Propia

9 Conclusiones

Es importante destacar el uso de una nueva metodología de estimación de concentraciones a partir de las emisiones en los escenarios de línea base y mitigación la cual es una mejora sustantiva a las metodologías utilizadas anteriormente. Esta metodología ha permitido generar los resultados de co-beneficios generados por los beneficios en salud a causa de la mejora de la concentración ambiental a nivel provincial.

Como se ha podido apreciar en los análisis presente en este documento, los co-beneficios generados por la implementación de las medidas de mitigación GEI son de magnitudes relevantes que provocan fuertes cambios en el costo neto por medida de mitigación, especialmente para el escenario High. A nivel mundial la tonelada de carbono se está cotizando en valores cercanos a los 20 USD/tCO₂, mientras que en el presente análisis un porcentaje elevado de las reducciones totales tiene como consecuencia co-beneficios con valores sustancialmente más elevados.

Los resultados de co-beneficios presentados en este documento permiten comparar las curvas de costos medios según medida, obtenidos en este estudio con las curvas de costos de (Centro de Cambio Global UC 2009), si bien los resultados de las curvas de costos son bastante similares y las variaciones en los costos, se deben principalmente al costo de la electricidad asumido en cada estudio, ya que en el presente estudio se considero el costo de generación (Inversión, Costos de combustibles y Costos de O&M) asociados a los sistemas y proyectando este costo, en (Centro de Cambio Global UC 2009) se consideró el precio de venta de la electricidad al consumidor final (lo que incluye las utilidades de las empresas, generadoras, transmisoras y distribuidoras) presente al 2009 y se asumió constante en el tiempo. Por otra parte si consideramos los resultados con co-beneficios, el orden de costos de las medidas y los costos medios de estas cambian sustancialmente haciendo “rentables” muchas medidas que antes no lo eran y descartando otras que tienen co-costos. Este impacto es relevante en el escenario low de daño, llegando a ser demasiado grande en el escenario High.

Se ha incorporado también la incertidumbre en el análisis, la cual fue realizada con la variación estadística de las funciones concentración respuesta, los valores utilizados de vida estadística, la proyección de consumo energético y los escenarios de mitigación.

Es importante destacar que el principal aporte de este estudio es la estimación del impacto social de la contaminación local evitada a nivel nacional, producto de medidas asociadas a la reducción de GEI. Se estimaron grandes co-beneficios, los cuales debieran considerarse a la hora de tomar la decisión de mitigar el cambio climático, ya que si no se consideran los co-beneficios, el análisis es incompleto y no se está considerando el real impacto social.

10 Bibliografía

. "Air Quality Index (AQI) - A Guide to Air Quality and Your Health." Retrieved 11 Marzo 2009, 2009, from <http://www.airnow.gov>.

Alberini, M., T. F. Cropper, et al. (1997). "Valuing health effects of air pollution in developing countries: The case of Taiwan." J. Environ. Econom. Management 34: 107-126

Bell, M. L., M. S. O'Neill, et al. (2005). "International expert workshop on the analysis of the economic and public health impacts of air pollution: workshop summary." Environ Health Perspect 110(11): 1163-1168.

Borregaard, N. (2009a). Seminario: Matriz Energética 2010-2030 "Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile". Septiembre 2009, Espacio Riesco, Chile.

Borregaard, N. & R. Katz (2009b). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Fundación Futuro Latinoamericano, Avina.

CCG-UC/Poch Ambiental (2010). Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía.

CDEC (2009). "Centros de Despacho Económico de Carga de Chile." from <http://www.cdec.cl/>.

Centro de Cambio Global UC (2009). Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros. Estudio realizado para el Ministerio de Hacienda.

Centro de Cambio Global UC (2010). Informe Preliminar Análisis de opciones futuras de mitigación de gases efecto invernadero para Chile asociadas a programas de fomento del sector silvoagropecuario.

CEPAL (2009). "Estudio Regional de la Economía del Cambio Climático en Chile. Colección Documentos de Proyectos. Publicación de las Naciones Unidas, Santiago."

CEPAL & INE (2005). CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población . Total País 1950-2050. Estudio Elaborado para el Instituto Nacional de Estadística.

Cifuentes, L., A. Krupnick, et al. (2005). Urban air quality and human health in Latin America and The Caribbean.

Cifuentes, L. A., J. Vega, et al. (2000). "Effect of the Fine Fraction of Particulate Matter versus the Coarse Mass and Other Pollutants on Daily Mortality in Santiago, Chile." *Air & Waste Management Association* 50: 1287-1298.

CNE (2009a). Fijación de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009e). Balance Nacional de Energías 2008.

de Carvalho, J. F. & I. L. Sauer (2009) Does Brazil need new nuclear power plants? *Energy Policy* Volume 37, DOI: 10.1016/j.enpol.2008.12.020

DICTUC (2007). Actualización del Inventario de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos en la Región Metropolitana 2005. Santiago, Chile.

DICTUC (2010). Análisis General del Impacto Económico y Social de la norma de PM2.5. .

DICTUC (2010). Elementos para definir una Estrategia Nacional en la Gestión y Regulación de los Contaminantes Material Particulado Respirable (MP10) y Material Particulado Fino (MP2.5), Estudio preparado para CONAMA RM.

DICTUC & Ambiente Gestión (2010). Análisis técnico económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas.

DICTUC S.A. (2009). "Antecedentes para el Análisis General de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la Norma de Calidad Primaria de PM2.5."

Francisco Neira Martínez (2002). El Decreto Ley N° 701 de 1974, principal herramienta legal sobre fomento forestal en Chile. Logros, proyecciones y cumplimiento de sus normas. Primera Conferencia Internacional sobre Aplicación y Cumplimiento de la Normativa Ambiental en América Latina. Buenos Aires.

Habert, G., C. Billard, et al. (2010). "Cement production technology improvement compared to factor 4 objectives." *Cement and Concrete Research* 40(5): 820-826.

Holz, J. C. (2000). Estimación de Costos Unitarios en Morbilidad y Mortalidad y su aplicación para calcular los Beneficios del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica de la Región Metropolitana. Santiago.

IEA (2005). "Projected Costs of Generating Electricity." Retrieved from <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.PDF>.

IEA (2008). ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008 Scenarios & Strategies to 2050, IEA.

IEA (2008a). "Report Energy Technology Perspectives." Retrieved from <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>.

IEA (2008b). "Report World Energy Outlook." from http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEO2008_es_english.pdf.

IIASA (2010). "GAINS Annex I." from <http://gains.iiasa.ac.at/index.php/gains-annex-1>.

INE (2007). División Político Administrativa y Censal.

Instituto Forestal (INFOR) (2009). El Sector Forestal Chileno 2009.

IPCC (2006). Directrices del IPCC 2006 Para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra: Capítulo 2.

IPCC (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de GEI. Orientación General y Generación de Informes.

IPCC (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

Jaffe, A., R. Newell, et al. (2005). "A tale of two market failures: Technology and environmental policy." *Ecological Economics* 54(2-3): 164-174.

Levy, J., L. Baxter, et al. (2009). "Uncertainty and Variability in Health-Related Damages from Coal-Fired Power Plants in the United States." *Risk Analysis* 29(7): 1000-1014.

Mendelsohn, R. & N. Müller (2006). The Air Pollution Emission Experiments and Policy Analysis Model (APEEP), School of Forestry and Environmental Studies, Yale University.

MG & L. A. Cifuentes (2010). Análisis Técnico-Económico de la Aplicación de una Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Morgan & Henrion (1990). *Uncertainty: A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis*. New York, Cambridge University Press.

NREL (1997). Renewable Energy Technology Characterizations.

NREL (2009). "Data Report."

O`Ryan, R., M. Díaz, et al. (2008). Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación.

POCH Ambiental (2008). Inventario Nacional De Emisiones De Gases Efecto Invernadero. Estudio Elaborado con apoyo de Deuman para la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

POCH Ambiental (2009). Proyección de la Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía. Años 2000-2025. Estudio Elaborado para la Comisión Nacional de Energía.

POCH Ambiental & Centro de Cambio Global UC (2010). Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía. Estudio realizado para CONAMA.

Pope, C. A., 3rd, R. T. Burnett, et al. (2002). "Lung cancer, cardiopulmonary mortality, and long-term exposure to fine particulate air pollution." *Jama* 287(9): 1132-1141.

Pope, C. A., 3rd, R. T. Burnett, et al. (2004). "Cardiovascular Mortality and Long-Term Exposure to Particulate Air Pollution: Epidemiological Evidence of General Pathophysiological Pathways of Disease." *Circulation* 109(1): 71-77.

PRIEN & NEIM (2008b). Aporte potencial de: Energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025.

PROGEA (2008). Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción.

SECTRA & SistemasSustentables (2010). Análisis y Desarrollo de una Metodología de Estimación de Consumos Energéticos y Emisiones para el Transporte.

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

11 Anexos

I. Proyección del Consumo Energético

A continuación, se presenta el desarrollo de la línea base del consumo energético para los sectores Otros Centros de Transformación, Industria y Comercial, Público y Residencial.

Para cada uno de los subsectores de los sectores recién mencionados se presenta el análisis y los resultados de la proyección de los consumos energéticos. Específicamente se presentan las variables explicativas que fueron consideradas como opción para usarse en el modelo econométrico, la variable explicativa que finalmente se utilizó, los parámetros C1 (elasticidad) y C2 (constante) para la proyección del consumo energético del subsector y los parámetros C1 y C2 para la proyección de los consumos de los combustibles de cada uno de los subsectores. Por último, se presentan los ajustes que se realizaron a la proyección del consumo energético del subsector junto con la proyección final del consumo energético en el periodo 2010 – 2030.

I.1 Sector Industria

A manera de resumen, las siguientes tablas y gráficos presentan los resultados generales del sector Industria.

La tabla a continuación muestra para cada uno de los subsectores del sector Industria cuales fueron las variables explicativas consideradas como opción para utilizarse en el modelo econométrico junto con la variable explicativa que finalmente se utilizó.

Tabla 11-1 Variables explicativas usadas en cada uno de los subsectores del sector Industria

Subsector	Variables Explicativas Candidatas	Variable Explicativa Utilizada
Cobre	PIB, Producción Cobre	Producción Cobre
Salitre	PIB, Producción Nitratos	PIB
Hierro	PIB, Producción Hierro, Producción Acero	PIB
Celulosa	PIB	PIB
Siderurgia	PIB, Producción Hierro, Producción de Acero	PIB
Petroquímica	PIB	PIB
Cemento	PIB, Producción de Cemento	PIB
Azúcar	PIB, Producción de azúcar, Producción Remolacha	Producción Azúcar
Industria y minas varias	PIB	PIB
Pesca	PIB	PIB

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la Tabla 11-1 para la mayoría de los subsectores, la variable explicativa utilizada correspondió al PIB debido a que, a pesar de que se contaba con información histórica la otra variable explicativa, no existía una proyección confiable de esta.

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros que arrojó como resultado el modelo econométrico. Estos valores corresponden a los utilizados para la proyección del consumo energético total del subsector mientras que los valores de los parámetros que corresponden a los utilizados para la proyección de cada combustible serán presentados en las próximas secciones. Además se presenta el error estándar de los parámetros y el valor t calculado en la aplicación del test t.

Tabla 11-2 Valores de la elasticidad y la constante del modelo ajustado para cada subsector

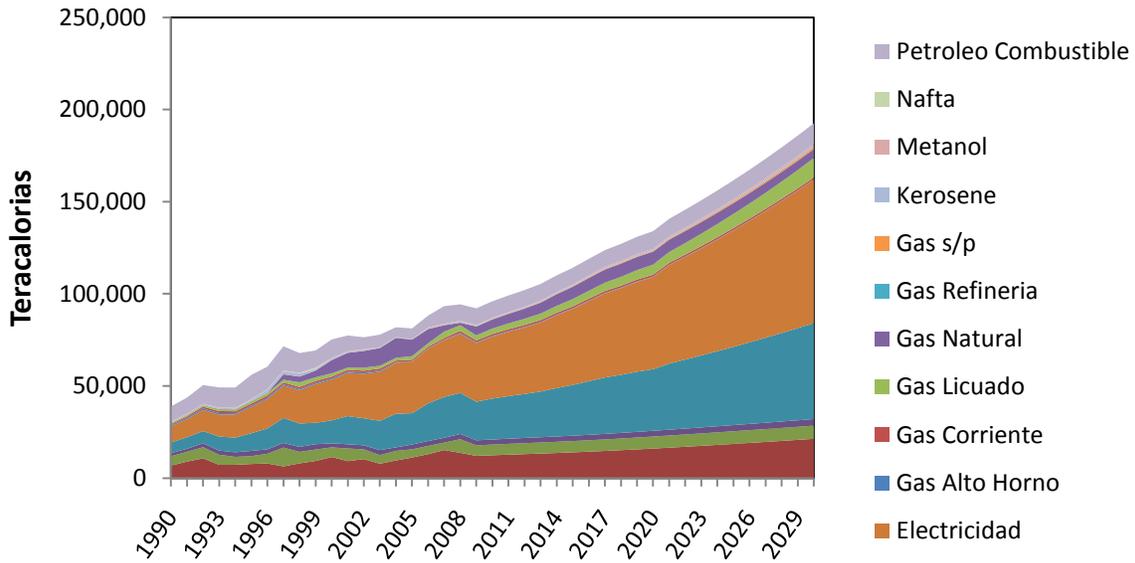
Subsector	Variable Explicativa	R ² ¹⁴	Elasticidad			Constante		
			Valor	σ	t _{calc}	Valor	σ	t _{calc}
Cobre	Producción Cobre	0,95	0,81	0,05	17,2	-2,55	0,72	3,6
Salitre	PIB	0,76	0,71	0,10	7,4	-5,52	1,69	3,3
Hierro	PIB	0,23	0,17	0,08	2,2	3,99	1,33	3,0
Celulosa	PIB	0,5	0,77	0,19	4,1	-4,37	3,31	1,3
Siderurgia	PIB	0,27	0,21	0,08	2,5	4,73	1,47	3,2
Petroquímica	PIB	0,61	1,10	0,21	5,1	-13,03	3,77	3,5
Cemento	PIB	0,76	0,64	0,09	7,3	-354	1,54	2,2
Azúcar	Producción Azúcar	0,64	-0,17	0,14	5,5	9,99	1,87	1,6
Industria y Minas Varias	PIB	0,88	1,14	0,10	11,3	-9,83	1,78	5,5
Pesca	PIB	0,15	0,01	0,02	0,1	7,34	0,22	2,3

Fuente: Elaboración Propia

En base a estos últimos valores y utilizando la ecuación econométrica además de ciertos ajustes que serán explicados para cada uno de los subsectores es que se proyectó el consumo energético del sector Industria. Los siguientes gráficos muestran tanto el consumo histórico como la proyección del consumo energético del sector. El Gráfico 11-1 presenta el consumo total diferenciado por cada uno de los combustibles que participan en el sector, mientras que en el Gráfico 11-2 se presentan los porcentajes de participación de cada uno de los combustibles para el periodo de evaluación del presente estudio.

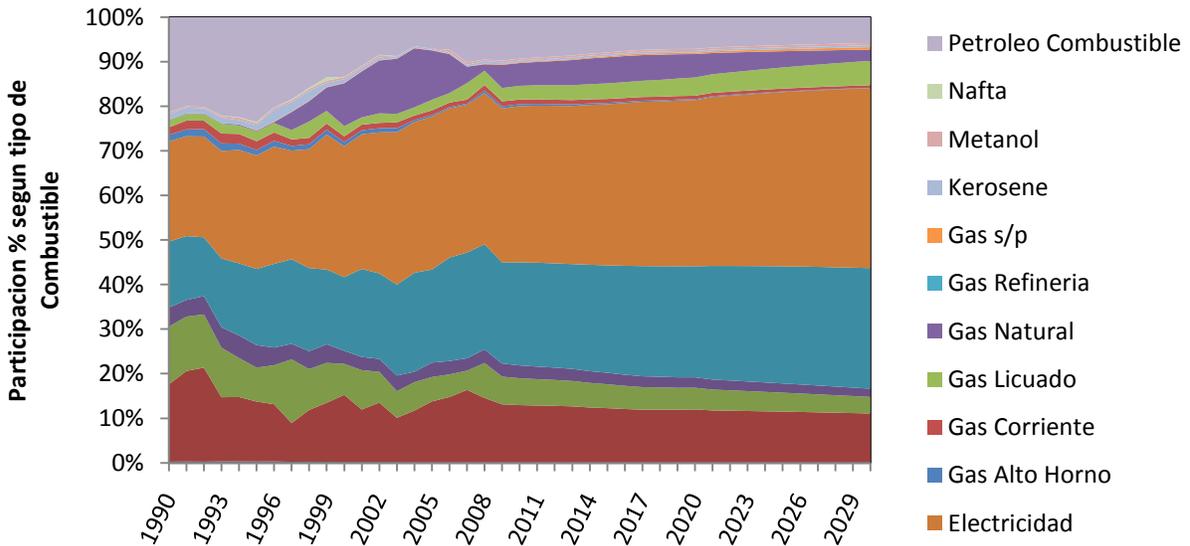
¹⁴ Valor R² entre los valores logarítmicos del consumo energético y los valores logarítmicos de la variable explicativa.

Gráfico 11-1 Proyección Consumo Energético para el Sector Industria según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-2 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Sector Industria



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Cobre

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Cobre, el PIB y el nivel de producción anual de Cobre en el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Cobre se han obtenido de los Anuarios de COCHILCO. La Tabla 11-3

muestra los datos históricos utilizados mientras que en la Tabla 11-4 se puede apreciar la proyección de la producción de cobre que posee COCHILCO hasta el año 2020. Para los años siguientes (2020 – 2030) se considera que la producción de Cobre aumenta linealmente siguiendo la línea de tendencia entre los años 1990 - 2020.

Tabla 11-3 Nivel de Producción Nacional de Cobre – Histórico (ton/año)

Año		Año	
1990	1.588.400	2000	4.602.000
1991	1.814.300	2001	4.739.000
1992	1.932.700	2002	4.580.600
1993	2.055.400	2003	4.904.200
1994	2.219.900	2004	5.412.500
1995	2.488.600	2005	5.320.500
1996	3.115.800	2006	5.360.800
1997	3.392.000	2007	5.557.000
1998	3.686.900	2008	5.327.600
1999	4.391.200		

Fuente: Anuario COCHILCO 2004 - 2009

Tabla 11-4 Nivel de Producción Nacional de Cobre – Proyectado (ton/año)

Año		Año	
2009	5.389.600	2020	7.286.000
2010	5.743.000	2021	8.056.066
2011	5.868.000	2022	8.253.521
2012	5.913.000	2023	8.450.975
2013	6.029.000	2024	8.648.429
2014	6.483.000	2025	8.845.883
2015	6.757.000	2026	9.043.338
2016	7.209.000	2027	9.240.792
2017	7.579.000	2028	9.438.246
2018	7.516.000	2029	9.635.701
2019	7.539.000	2030	9.833.155

Fuente: COCHILCO hasta el 2020, Elaboración Propia para 2020 - 2030

La siguiente tabla muestra los R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la producción anual de cobre posee un mayor R2 que el PIB con respecto al consumo energético histórico y dado a que se posee una proyección confiable de la producción de cobre hasta el año 2030 es posible considerarla como la variable explicativa definitiva. En la Tabla 11-5 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados

por el modelo econométrico considerando la variable Producción Anual de Cobre como variable explicativa junto con sus respectivas desviaciones estándar.

Tabla 11-5 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Cobre

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,90		
Producción Anual Nitratos	0,95	0,81	-2,55

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 0.81 * \ln(\text{Prod_Cobre}_t) - 2.55$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-6 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Cobre

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	-2,20	38,07	0,89
COKE	-3,00	46,06	0,77
DIESEL	1,37	-12,26	0,95
ELECTRICIDAD	1,13	-8,08	0,98
GAS LICUADO	1,21	-14,40	0,90
GAS NATURAL	6,24	-90,88	0,62
GAS S/P	3,91	-55,89	0,77
KEROSENE	-0,54	12,78	0,49
BIOMASA	0,29	-3,23	0,00
NAFTA	1,77	-25,54	0,20
PETROLEO COMBUSTIBLE	-0,72	18,73	0,62

Fuente: Elaboración Propia

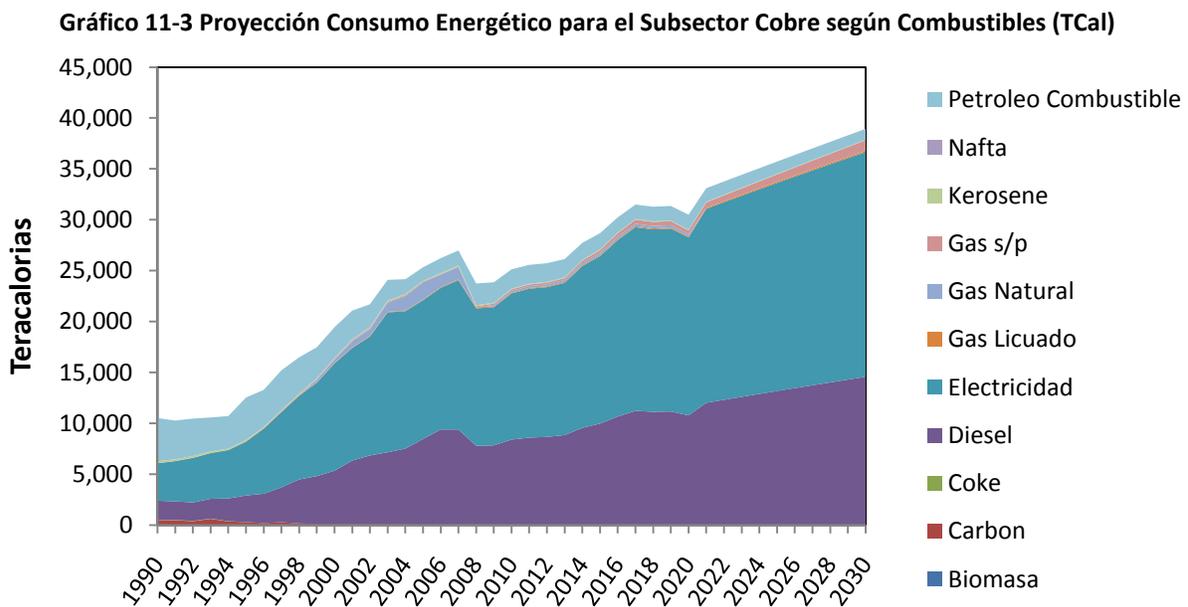
Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Biomasa y Nafta, con un intervalo de confianza del 95% no existe evidencia suficiente para establecer que si existe la regresión

lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que no este subsector no posee consumo de estos combustibles.

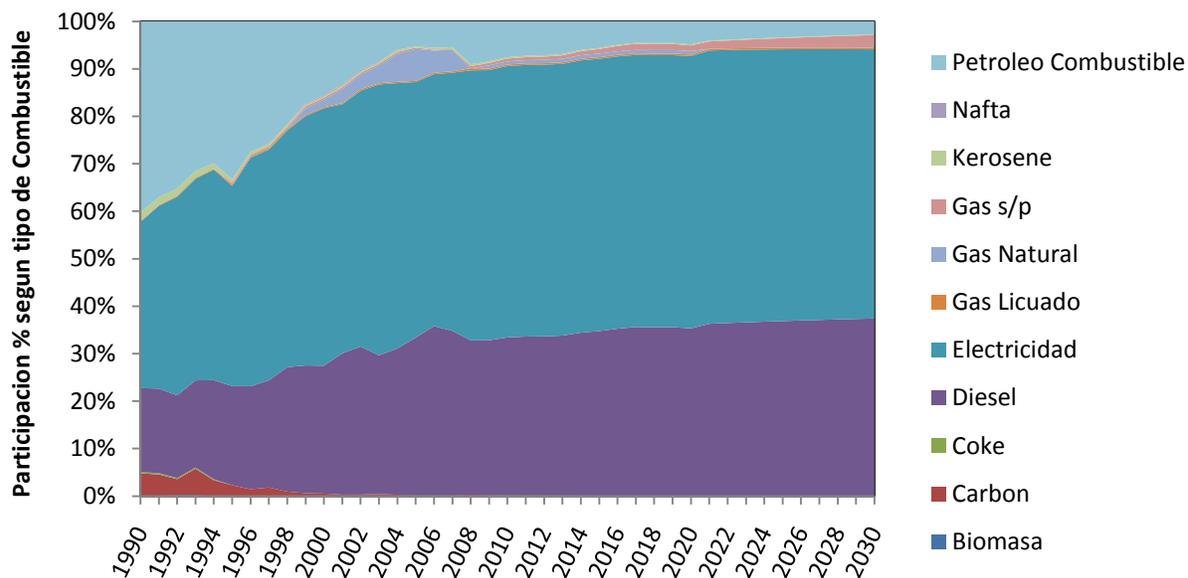
Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Cobre posee un 75% de sus actividades en el norte por lo que se encuentra fuera del alcance de abastecimiento. Esto implica que solo se considera el 25% del promedio del consumo histórico en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo.

En el Gráfico 11-3 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Cobre para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-4 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-4 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Cobre



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Salitre

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Salitre, el PIB y el nivel de producción anual de Nitratos para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Nitratos se obtuvieron a partir de los Anuarios de COCHILCO (2004 y 2009 respectivamente).

La siguiente tabla muestra los valores de R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la producción anual de Nitratos posee un mayor R2 que el PIB con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable de la producción de Nitratos en Chile por lo que se ha seleccionado el PIB como la variable explicativa de este subsector. Además, el PIB como variable explicativa posee un muy buen R2 con respecto al consumo energético histórico del subsector.

En la Tabla 11-7 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-7 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Salitre

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,76	0,71	-5,52
Producción Anual Nitratos	0,80		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 0.71 * \ln(PIB_t) - 5.52$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-8 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Salitre

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
DIESEL	1,43	-19,79	0,82
ELECTRICIDAD	0,86	-9,68	0,72
GAS LICUADO	1,18	-20,47	0,18
GAS NATURAL	7,05	-121,76	0,39
GAS S/P	0,84	-14,63	0,08
KEROSENE	-2,57	47,81	0,23
PETROLEO COMBUSTIBLE	-2,18	43,84	0,17

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Petróleo Combustible, Gas Licuado y Gas S/P, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-9 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Salitre

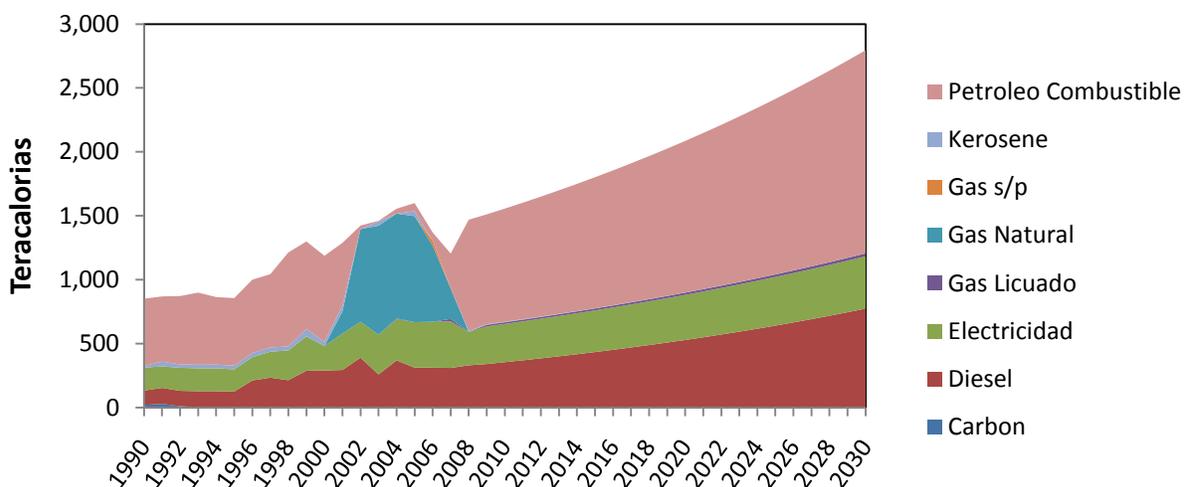
Combustible	%	Observaciones
Petróleo Combustible	57%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 1990 y 2008
Gas Licuado	1%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2007 y 2008
Gas S/P	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Salitre posee el 100% de sus actividades en el norte por lo que se encuentra fuera del alcance de abastecimiento.

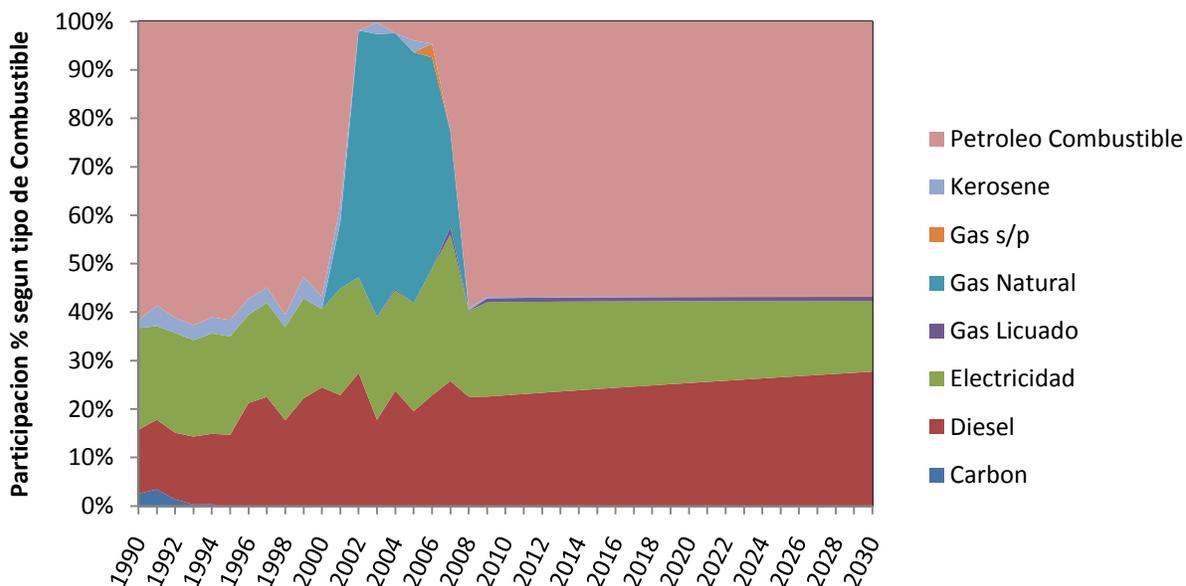
En el Gráfico 11-5 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Salitre para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-6 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-5 Proyección Consumo Energético para el Subsector Salitre según Combustibles (Tcal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-6 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Salitre



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Hierro

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Hierro, el PIB, el nivel de producción anual de Hierro y el nivel de producción anual de Acero para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Hierro se obtuvieron a partir de los Anuarios de COCHILCO (2004 y 2009 respectivamente) mientras que la producción de Acero fue obtenida de los valores utilizados en (POCH Ambiental 2008).

La siguiente tabla muestra los R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la producción anual de Hierro posee un mayor R2 que el PIB con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable de la producción de Hierro en Chile por lo que se ha seleccionado el PIB como la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-10 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-10 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Hierro

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,23	0,17	3,99
Producción Anual Hierro	0,40		
Producción Anual Acero	0,19		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 0.17 * \ln(PIB_t) + 3.99$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-11 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Hierro

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	0,34	0,23	0,58
DIESEL	-1,40	29,72	0,28
ELECTRICIDAD	0,42	-1,64	0,76
GAS NATURAL	0,43	-7,43	0,04
PETROLEO COMBUSTIBLE	0,00	3,31	0,00

Fuente: Elaboración Propia

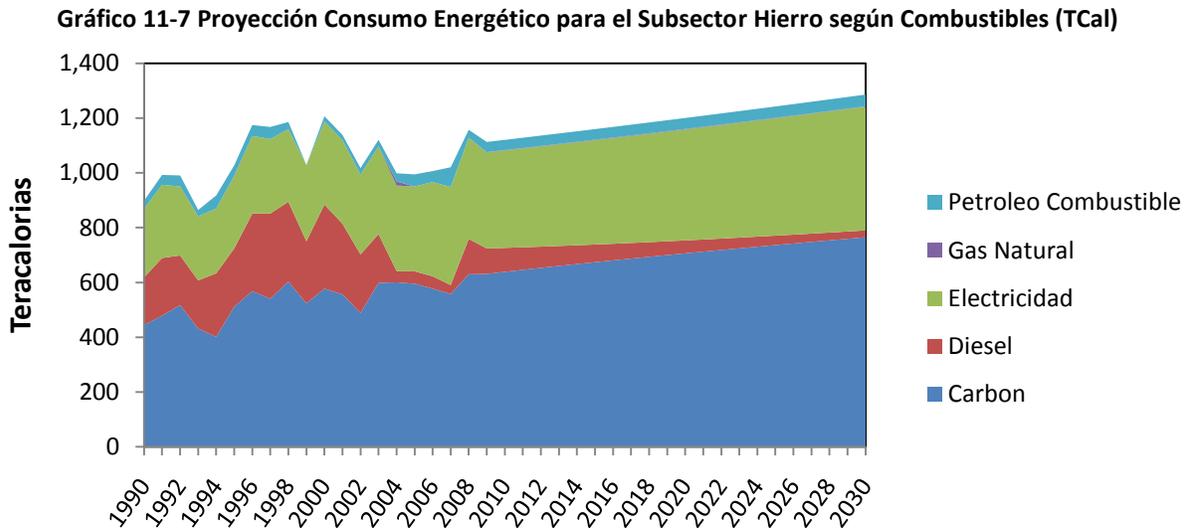
Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test t, solo para el combustible Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de este combustible es igual y constante para todo el periodo de evaluación a 3% correspondiente a la mediana del % de participación entre los años 1990 – 2008.

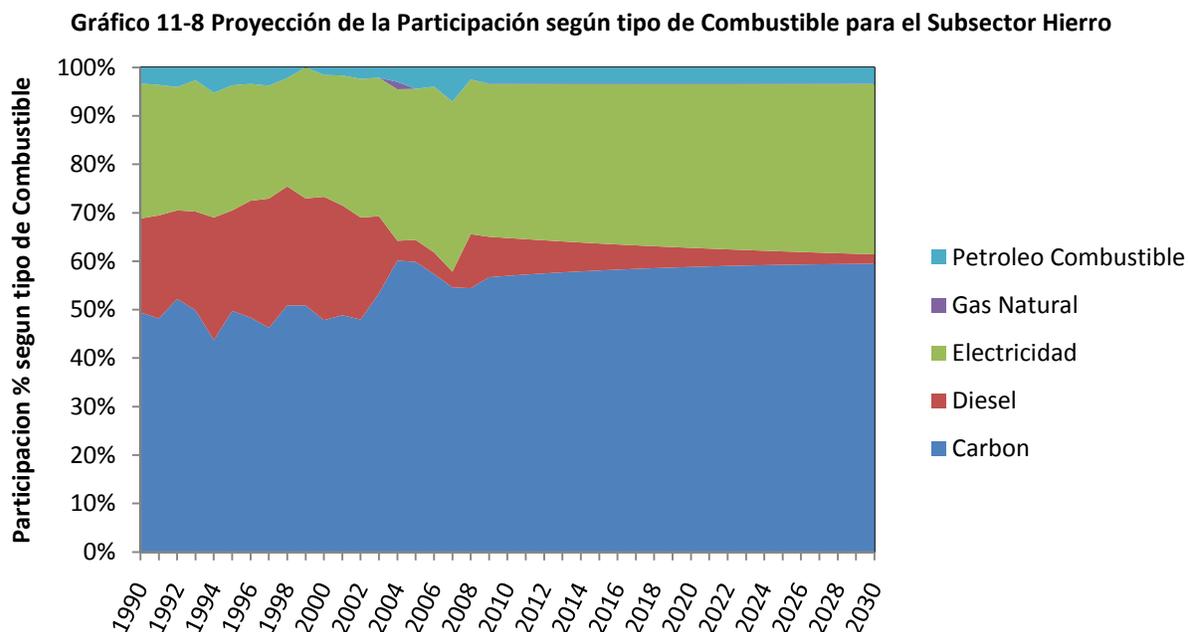
Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Hierro posee un % de participación cercano al 0% (promedio en la participación del consumo histórico

entre el 2000 – 2008) el cual es el porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo.

En el Gráfico 11-7 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Hierro para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-8 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.



Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Celulosa

Para el sector Celulosa solo se consideró como posible variable explicativa el PIB dada la falta de información específica del sector.

La siguiente tabla muestra el R2 existente entre el PIB y el consumo energético total del subsector. En la tabla también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-12 R2 y valores de los parámetros entre la variables explicativa y el consumo energético del subsector Celulosa

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,50	0,77	-4,37

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$Ln(C_t) = 0.77 * Ln(PIB_t) - 4.37$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles

asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-13 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Celulosa

Combustible	Elasticidad	Combustible	R2
CARBON	-4,48	81,00	0,45
DIESEL	1,32	-19,59	0,26
ELECTRICIDAD	1,43	-17,35	0,93
GAS LICUADO	2,28	-37,07	0,63
GAS NATURAL	10,40	-179,11	0,74
KEROSENE	-0,74	13,34	0,04
BIOMASA	0,46	0,54	0,14
PETROLEO COMBUSTIBLE	0,24	2,95	0,06

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Kerosene y Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-14 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Celulosa

Combustible	%	Observaciones
Kerosene	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.
Petróleo Combustible	12%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008

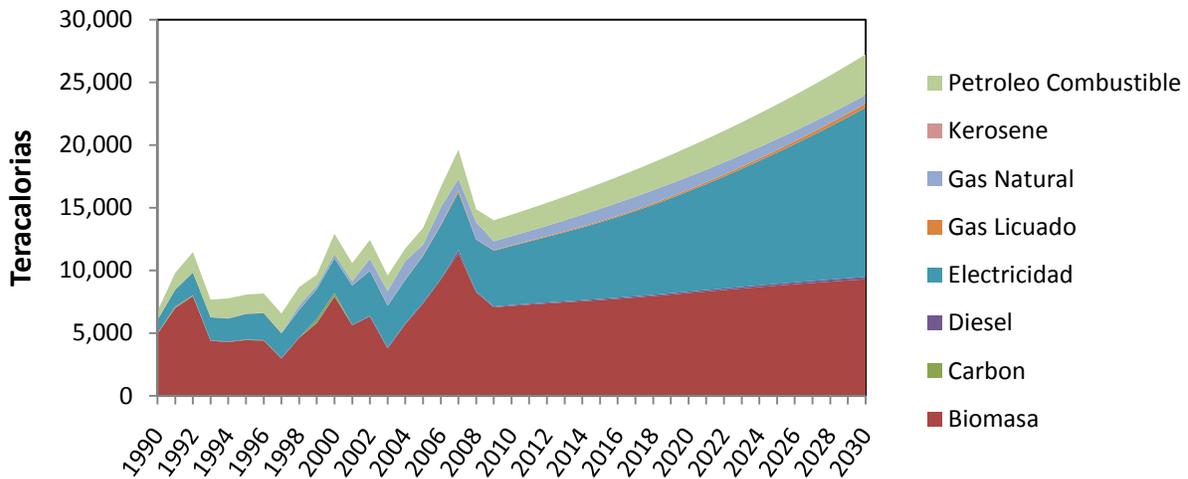
Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, el combustible Biomasa tampoco cumple con el Test T, sin embargo no existen motivos para asumir algún ajuste (como por ejemplo mantener el % de participación en el consumo energético constante en el tiempo) por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Celulosa posee un % de participación cercano al 15.5% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual es el porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Público y Comercial y Gas y Petróleo a lo largo del periodo de evaluación.

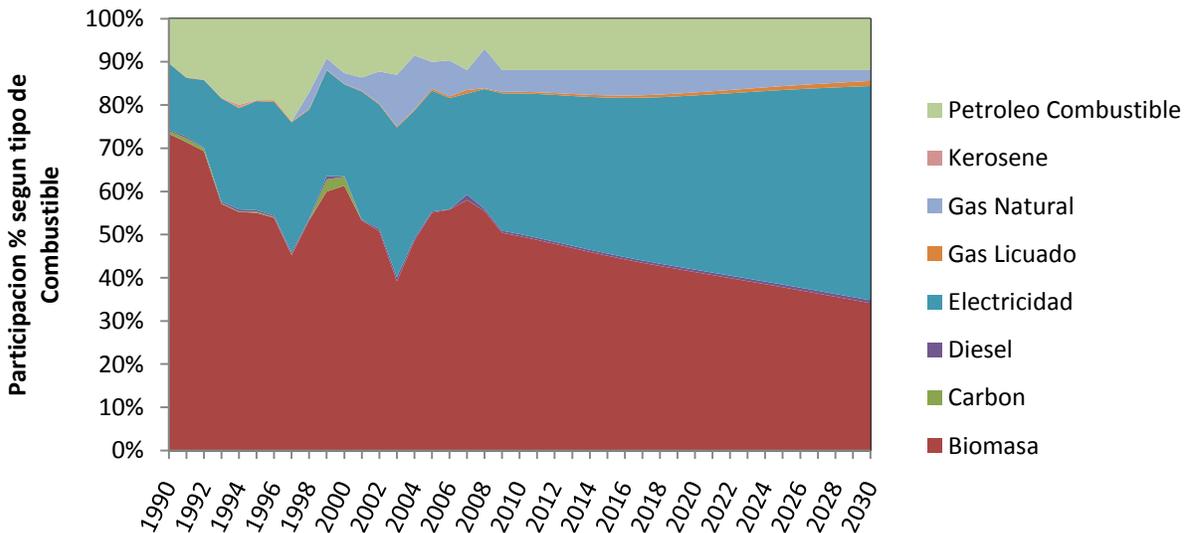
En el Gráfico 11-9 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Celulosa para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-10 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-9 Proyección Consumo Energético para el Subsector Celulosa según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-10 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Celulosa



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Siderurgia

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Siderurgia, el PIB, el nivel de producción anual de Hierro y el nivel de producción anual de Acero para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Hierro se obtuvieron a partir de los Anuarios de COCHILCO (2004 y 2009 respectivamente) mientras que la producción de Acero fue obtenida de los valores utilizados en (POCH Ambiental 2008).

La siguiente tabla muestra los R2 de todas las posibles variables explicativas con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la producción anual de Acero posee R2 que el PIB con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable de la producción de Hierro en Chile por lo que se ha seleccionado el PIB como la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-15 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-15 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Siderurgia

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,27	0,21	4,73
Producción Anual Hierro	0,03		
Producción Anual Acero	0,35		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$Ln(C_t) = 0.21 * Ln(PIB_t) + 4.73$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-16 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Siderurgia

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
ALQUITRAN	-4,68	86,33	0,37
COKE	0,38	0,85	0,50
DIESEL	-0,24	6,85	0,00
ELECTRICIDAD	0,83	-8,50	0,79
GAS ALTO HORNO	-0,82	20,75	0,33
GAS CORRIENTE	0,20	3,37	0,20
GAS LICUADO	1,52	-25,89	0,19
GAS NATURAL	6,25	-107,38	0,45
KEROSENE	0,91	-15,81	0,18
PETROLEO COMBUSTIBLE	-1,09	24,06	0,04

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Diesel, Kerosene y Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-17 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Siderurgia

Combustible	%	Observaciones
Diesel	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.
Kerosene	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.
Petróleo Combustible	4%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008

Fuente: Elaboración Propia

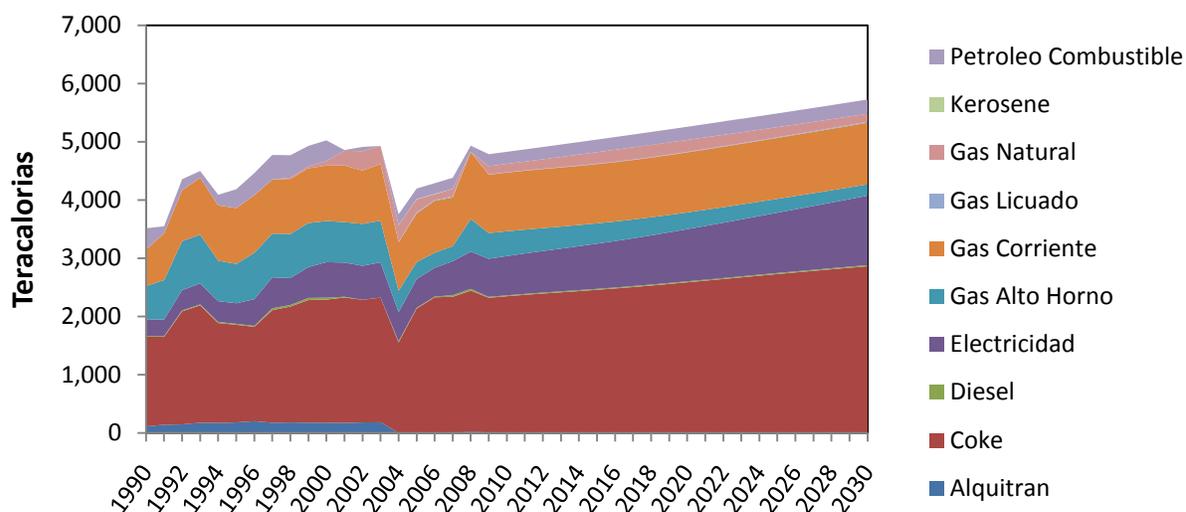
Adicionalmente, los combustibles Gas Corriente y Gas Licuado tampoco cumplen con el Test T exigiendo un intervalo de confianza del 95% pero si lo hacen con un IC del 90% por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico para estos combustibles.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Siderurgia posee un % de participación cercano al 3% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual es el porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural

que no es utilizado por los subsectores Residencial, Público y Comercial y Gas y Petróleo a lo largo del periodo de evaluación.

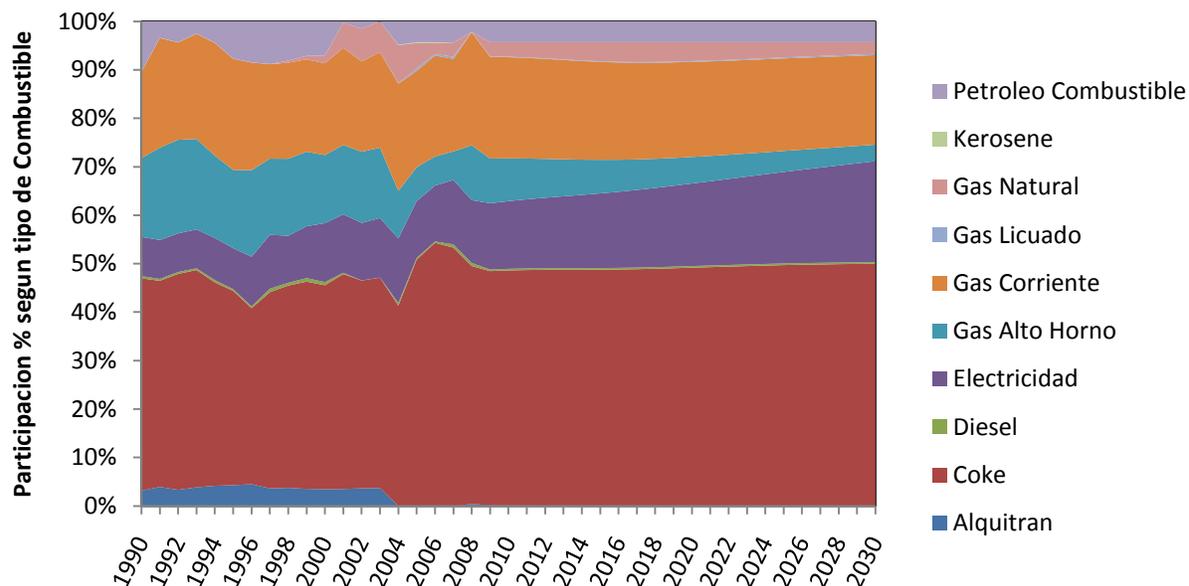
En el Gráfico 11-11 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Siderurgia para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-12 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-11 Proyección Consumo Energético para el Subsector Siderurgia según Combustibles (TCaI)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-12 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Siderurgia



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Petroquímica

Para el subsector Petroquímica solo se consideró como posible variable explicativa el PIB dada la falta de información específica del subsector.

La siguiente tabla muestra el R2 existente entre el PIB y el consumo energético total del subsector. En la tabla también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-18 R2 y valores de los parámetros entre la variables explicativa y el consumo energético del subsector Petroquímica

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,61	1,10	-13,03

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.10 * \ln(PIB_t) - 13.03$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles

asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-19 Elasticidad y Constate según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Petroquímica

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
DIESEL	0,97	-15,51	0,04
ELECTRICIDAD	1,06	-12,62	0,80
GAS LICUADO	1,41	-23,85	0,16
GAS NATURAL	5,26	-89,88	0,32
GAS REFINERIA	1,68	-29,06	0,36
PETROLEO COMBUSTIBLE	-1,01	19,75	0,03

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Diesel y Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-20 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petroquímica

Combustible	%	Observaciones
Diesel	1%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008
Petróleo Combustible	2%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2005 y 2008

Fuente: Elaboración Propia

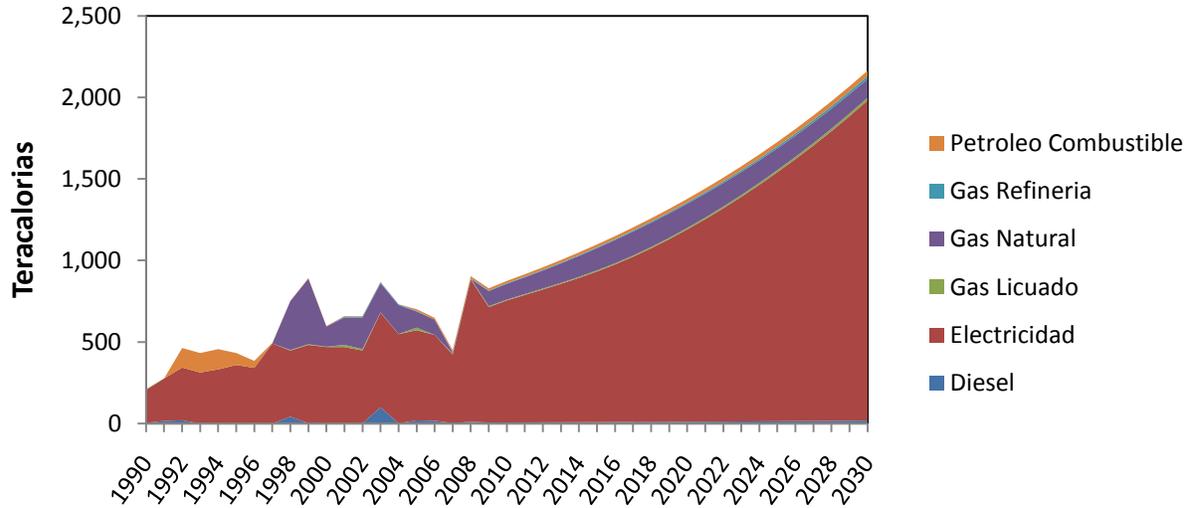
Adicionalmente, el combustible Gas Licuado tampoco cumple con el Test T exigiendo un intervalo de confianza del 95% pero si lo hace con un IC del 90% por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico para estos combustibles.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Petroquímica posee un % de participación cercano al 2% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual corresponde al porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo a lo largo del periodo de evaluación.

En el Gráfico 11-13 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Petroquímica para el periodo de proyección mientras

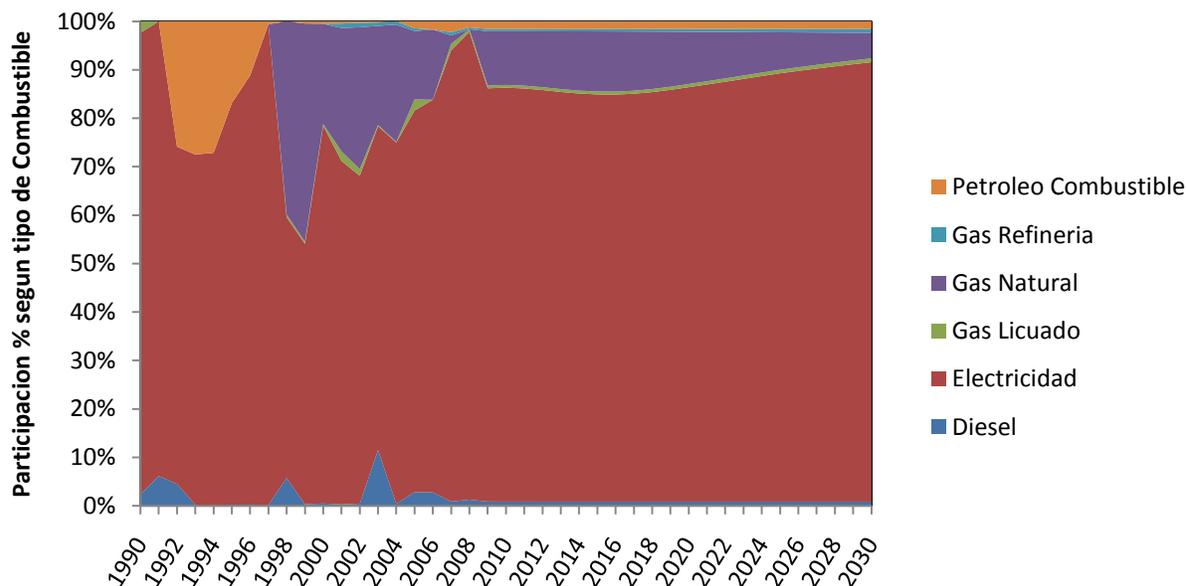
que en el Gráfico 11-14 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-13 Proyección Consumo Energético para el Subsector Petroquímica según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-14 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Petroquímica



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Cemento

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Cemento, el PIB y el nivel de producción anual de Cemento para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Cemento a partir de la información encontrada en la página web del Instituto Chileno del Hormigón.

La siguiente tabla muestra los R2 de todas las posibles variables explicativas con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la producción anual de Cemento posee un mayor R2 que el PIB con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable de la producción de Cemento en Chile por lo que se ha seleccionado el PIB como la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-21 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-21 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Cemento

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,76	0,64	-3,45
Producción Anual Hierro	0,80		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 0.64 * \ln(PIB_t) - 3.45$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-22 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Cemento

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	0,30	2,10	0,26
COKE	4,96	-82,73	0,37
DIESEL	0,98	-13,11	0,34
ELECTRICIDAD	0,78	-7,84	0,87
GAS LICUADO	0,98	-17,05	0,34
GAS NATURAL	5,70	-98,21	0,35
BIOMASA	0,62	-10,67	0,04
PETROLEO COMBUSTIBLE	2,42	-37,98	0,48

Fuente: Elaboración Propia

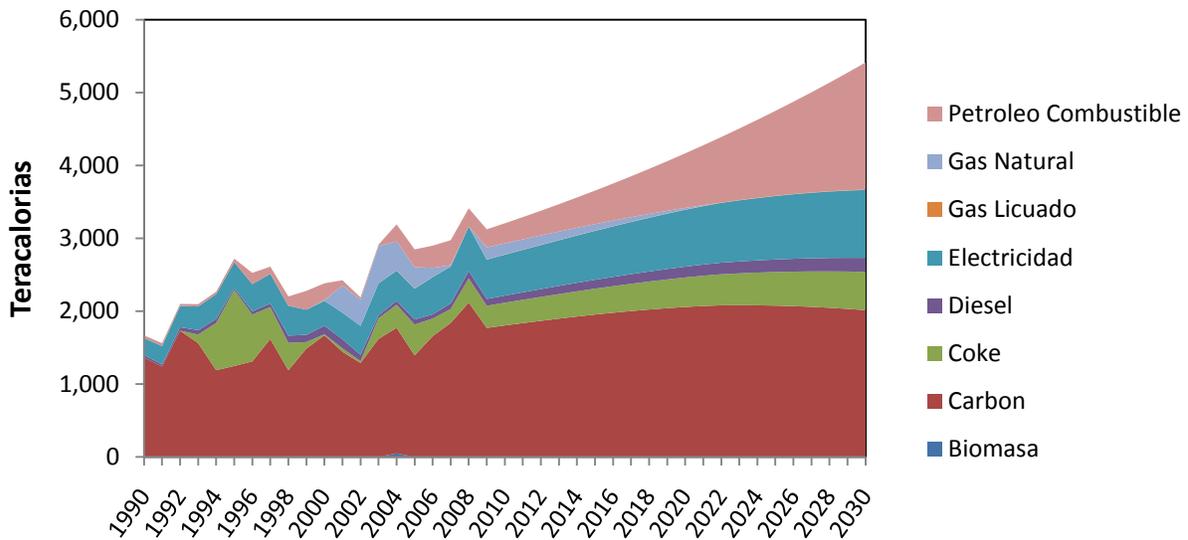
Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, solo para el combustible Biomasa, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de este combustible es nulo. Adicionalmente para el combustible Coke se realizó un ajuste especial debido a que su consumo no posee un comportamiento creciente en el tiempo como lo hace la variable explicativa PIB ni es posible asignarle otro patrón de consumo. Debido a esto último, se le asignó la mediana de los valores de % de participación en el consumo energético entre los años 1993 y 2008 correspondiente al 10%.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Hierro posee un % de participación cercano al 4% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual corresponde al porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo.

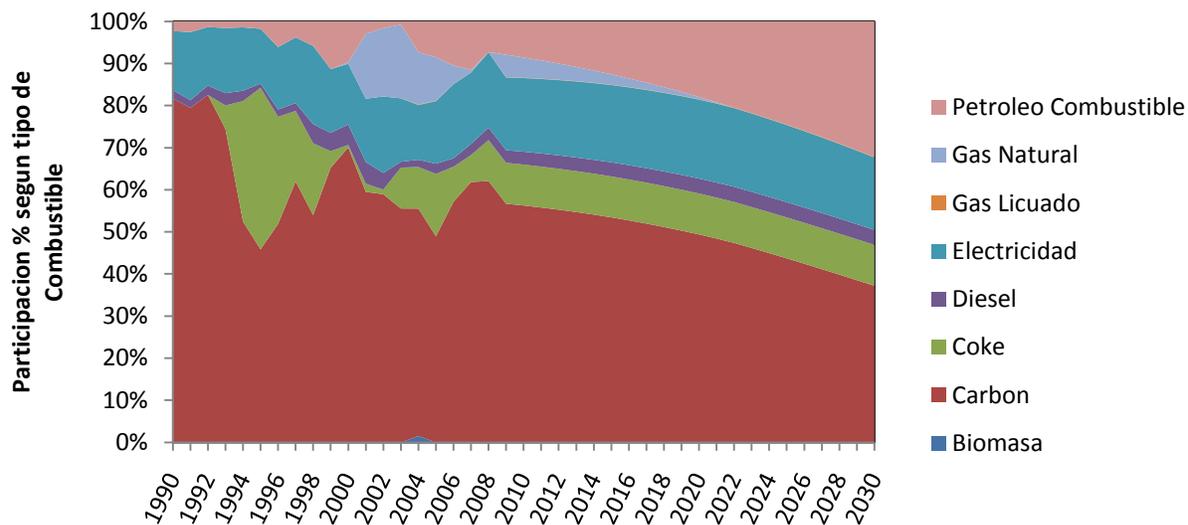
En el Gráfico 11-15 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Cemento para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-16 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-15 Proyección Consumo Energético para el Subsector Cemento según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-16 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Cemento



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Azúcar

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Azúcar, el PIB, el nivel de producción anual de Azúcar y el nivel de producción anual de remolacha para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual corresponden a los utilizados en (POCH Ambiental 2008) mientras que los valores de la producción anual de Remolacha se obtuvieron de la página web de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA).

La siguiente tabla muestra los R2 de las posibles variables explicativas con el consumo energético total del subsector.

Tabla 11-23 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Azúcar

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,09		
Producción Anual Azúcar	0,64	0,77	-2,95
Producción Anual Remolacha	0,28		

Fuente: Elaboración Propia

Para este caso, la producción anual de Azúcar posee un mayor R2 que las otras variables con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable de la producción de Azúcar en Chile. Lo mismo ocurre con la producción anual de Remolacha (no existe proyección). Por otro lado, el PIB posee un R2 muy bajo con el consumo energético. Debido a que no existe un patrón de comportamiento del consumo energético histórico resulta difícil realizar una proyección confiable de este consumo por lo que se asumió que el consumo

energético dependerá de la producción anual de azúcar, pero que esta será constante e igual a la mediana de la producción entre los años 1990 – 2008.

En la Tabla 11-23 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable Producción Anual de Azúcar como variable explicativa.

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a¹⁵:

$$\ln(C_t) = 0.77 * \ln(\text{Prod}_{\text{Azúcar}_t}) - 2.95$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de cada combustible.

Tabla 11-24 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Azúcar

Combustible	Elasticidad	Elasticidad	R2
CARBON	0,84	-4,04	0,67
COKE	0,89	-7,56	0,34
DIESEL	-0,68	8,86	0,09
ELECTRICIDAD	0,45	-1,45	0,27
GAS LICUADO	-1,05	13,82	0,29
BIOMASA	1,56	-18,78	0,01
PETROLEO COMBUSTIBLE	1,93	-21,03	0,06

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Diesel, Biomasa y Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de

¹⁵ En esta ocasión la variable explicativa Producción Anual Azúcar es constante en el tiempo e igual a 420,000 ton/año.

estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-25 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Azúcar

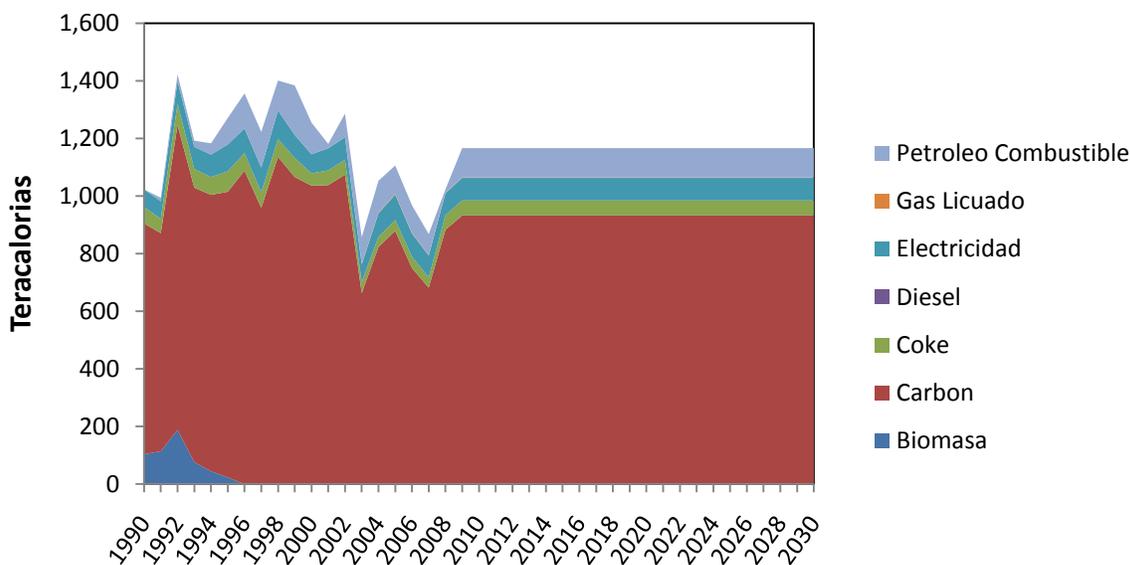
Combustible	%	Observaciones
Diesel	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico
Biomasa	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico
Petróleo Combustible	9%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Azúcar posee un % de participación cercano al 0% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual corresponde al porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo.

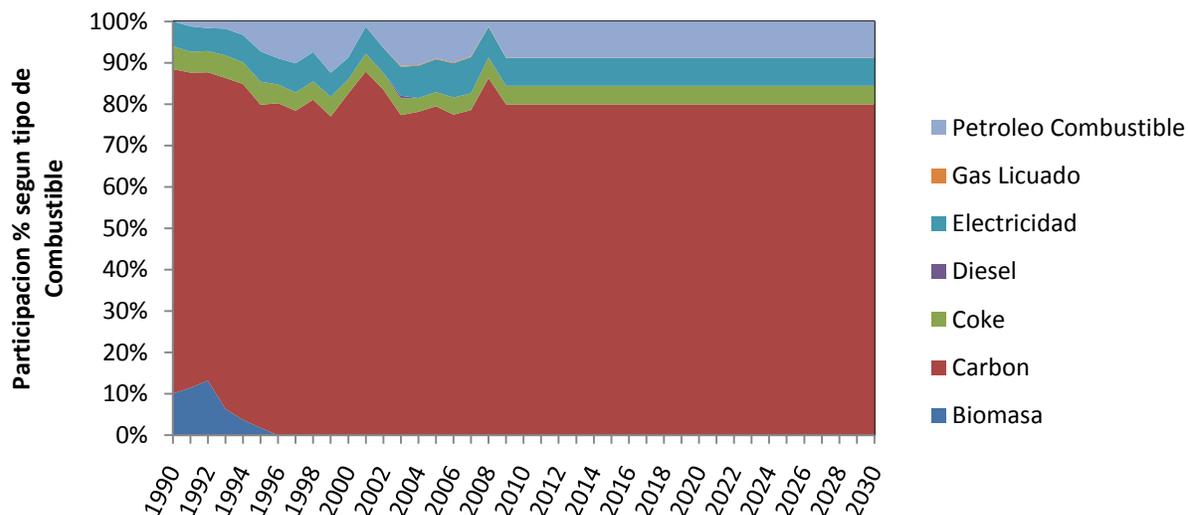
En el Gráfico 11-17 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Azúcar para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-18 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-17 Proyección Consumo Energético para el Subsector Azúcar según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-18 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Azúcar



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Industria y Minas Varias

Debido a la alta variedad, incertidumbre y a la falta de información específica del subsector Industria y Minas Varias solo se consideró como candidata a la variable explicativa PIB.

La siguiente tabla muestra el R2 existente entre el PIB y el consumo energético total del subsector. En la tabla también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-26 R2 y valores de los parámetros entre la variable explicativa y el consumo energético del subsector Industria y Minas Varias

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,88	1,14	-9,83

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.14 * \ln(PIB_t) - 9.83$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-27 Elasticidad y Constante según combustible arrojados por el modelo para el subsector Industria y Minas Varias

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
ALQUITRAN	0,20	-3,04	0,00
CARBON	0,43	-0,18	0,05
COKE	0,30	-1,20	0,01
DIESEL	1,21	-12,40	0,86
ELECTRICIDAD	1,36	-15,17	0,97
GAS CORRIENTE	-5,40	97,49	0,54
GAS LICUADO	1,44	-18,18	0,76
GAS NATURAL	3,76	-59,86	0,17
GAS REFINERIA	-2,59	46,39	0,57
KEROSENE	-0,66	17,50	0,06
BIOMASA	0,96	-8,77	0,89
METANOL	-1,43	29,84	0,03
NAFTA	-2,62	48,88	0,16
PETROLEO COMBUSTIBLE	-0,08	9,39	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Alquitrán, Coke, Kerosene, Metanol y Nafta, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 11-28 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Industria y Minas Varias

Combustible	%	Observaciones
Alquitrán	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico
Coke	0,1%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008
Kerosene	0,7%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008
Metanol	0,9%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008
Nafta	0,01%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008

Fuente: Elaboración Propia

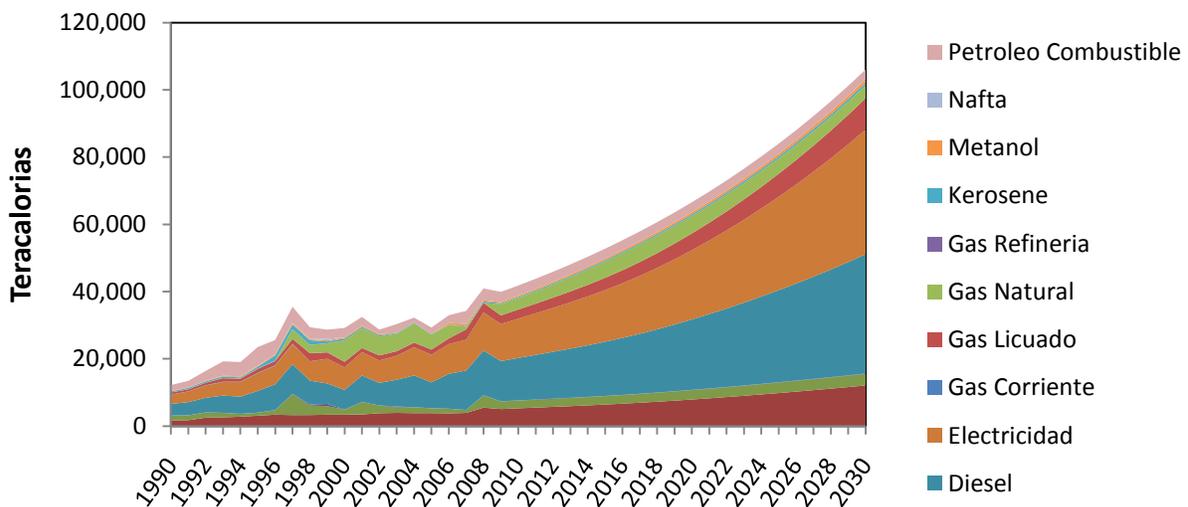
Adicionalmente, los combustible Carbón y Petróleo Combustible tampoco cumplen con el Test T, sin embargo no existen motivos para asumir algún ajuste (como por ejemplo mantener el %

de participación en el consumo energético constante en el tiempo) por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico para estos combustibles.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Petroquímica posee un % de participación cercano al 68% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual corresponde al porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Público y Comercial y Gas y Petróleo a lo largo del periodo de evaluación.

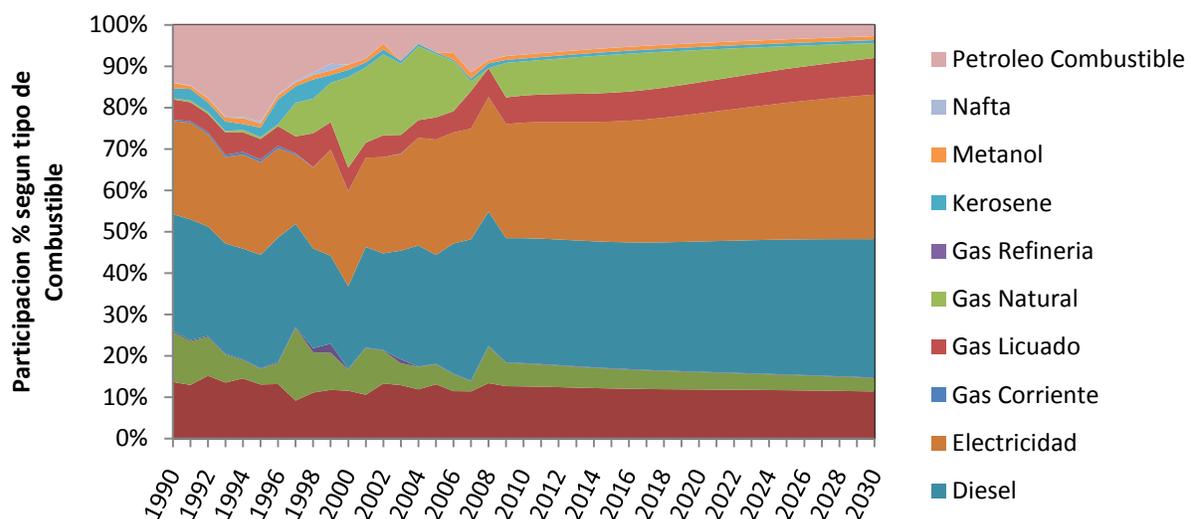
En el Gráfico 11-19 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Industria y Minas Varias para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-20 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-19 Proyección Consumo Energético para el Subsector Industria y Minas Varias según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-20 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Industria y Minas Varias



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Pesca

Debido a la escasa información disponible del subsector Pesca, solo se consideró como posible variable explicativa el PIB y el PIB Industrial de Pesca. La información histórica del PIB Industrial sector Pesca solo posee datos para los años 2003 – 2008 los que fueron obtenidos a partir de la página web del Banco Central de Chile.

La siguiente tabla muestra los R2 de las posibles variables explicativas con el consumo energético total del subsector.

Tabla 11-29 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Pesca

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,00	0,01	7,34
PIB Industrial Pesca	0,15		

Fuente: Elaboración Propia

Es importante destacar que para este subsector la aplicación del Test T a la regresión entre las variables explicativas propuestas y el consumo energético total del subsector no cumple con la evidencia suficiente para establecer que existe la regresión con un intervalo de confianza del 95% (tampoco lo hace con uno del 90%). Sin embargo, el subsector no posee ningún patrón de comportamiento histórico que permita realizar algún otro tipo de proyección por lo que en este caso se obviara el cumplimiento del Test T para el consumo energético total del subsector y se proseguirá con la misma metodología de análisis que siguen los demás subsectores.

Para este caso, el PIB Industrial Pesca posee un mejor R2 que la variable PIB, sin embargo, se cuenta con solo seis datos históricos y no se posee una proyección confiable de esta variable. Debido a que no se cuenta con otra información válida se ha decidido utilizar, de igual forma, el PIB como variable explicativa.

En la Tabla 11-29 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 0.01 * \ln(PIB_t) + 7.34$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de cada combustible.

Tabla 11-30 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Pesca

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	-2,61	51,40	0,65
DIESEL	1,95	-28,80	0,54
ELECTRICIDAD	0,91	-11,17	0,53
GAS LICUADO	4,91	-84,74	0,75
GAS NATURAL	6,35	-109,64	0,39
BIOMASA	-2,51	44,48	0,42
NAFTA	0,18	-3,16	0,10
PETROLEO COMBUSTIBLE	-0,31	12,32	0,07

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

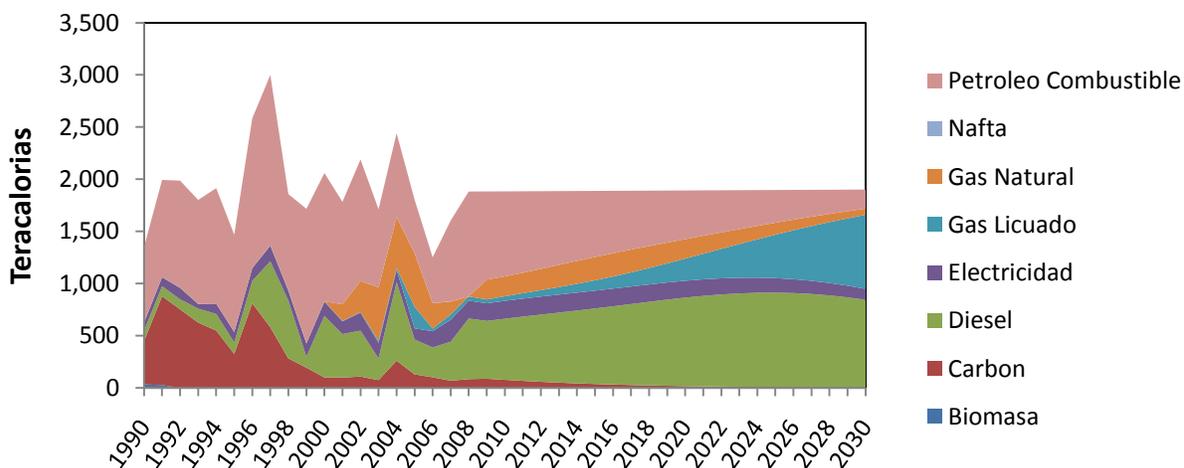
Con respecto a la aplicación del Test T, solo para el combustible Nafta, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de este combustible es nulo.

Adicionalmente, el combustible Petróleo Combustible tampoco cumple con el Test T, sin embargo no existen motivos para asumir algún ajuste (como por ejemplo mantener el % de participación en el consumo energético constante en el tiempo) por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico para estos combustibles.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural se consideró que el subsector Pesca posee un % de participación cercano al 4% (promedio en la participación del consumo histórico entre el 2000 – 2008) el cual corresponde al porcentaje de participación en la distribución del Gas Natural que no es utilizado por los subsectores Residencial, Publico y Comercial y Gas y Petróleo.

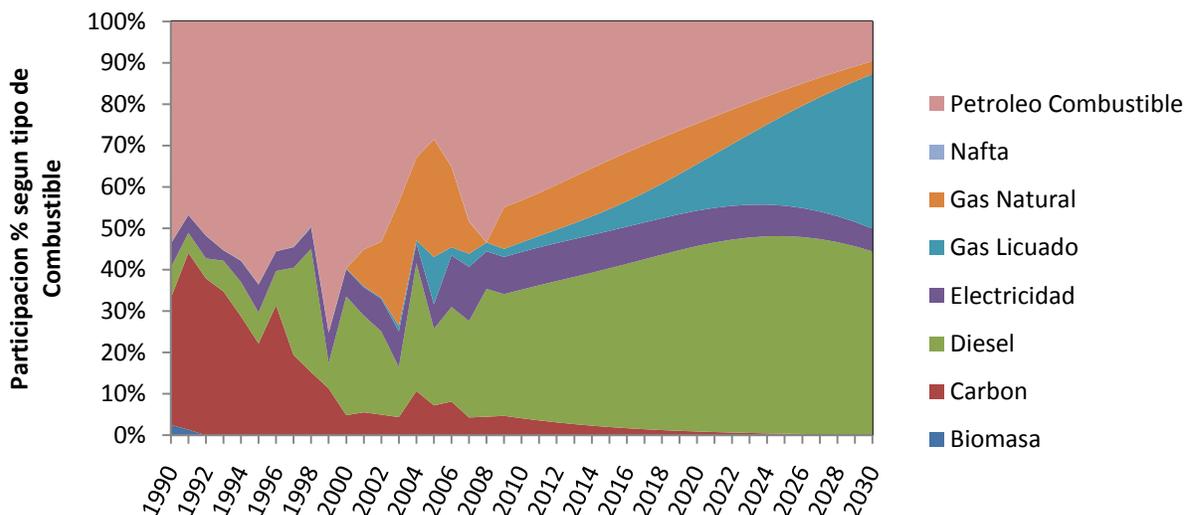
En el Gráfico 11-21 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Pesca para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-22 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-21 Proyección Consumo Energético para el Subsector Pesca según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-22 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Pesca



Fuente: Elaboración Propia

I.2 Sector CPR

A manera de resumen, los siguientes párrafos presentan los resultados generales del sector CPR.

Para ambos subsectores del sector CPR, se consideraron en un principio dos variables explicativas como opción, el PIB histórico y la Población histórica. En el caso del subsector Comercial y Público la variable Población posee un mejor R2 con el consumo energético histórico del subsector, sin embargo, para el subsector Residencial el valor del R2 para el PIB es levemente superior al de la variable Población (0.94 v/s 0.91). Finalmente se utilizó la variable Población como variable explicativa para ambos subsectores debido a que, además de que la diferencia en los valores R2 del PIB y Población es casi nula, resulta comprensible que el consumo energético del subsector Residencial sea proyectado según la Población.

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros que arrojó como resultado el modelo econométrico. Estos valores corresponden a los utilizados para la proyección del consumo energético total del subsector mientras que los valores de los parámetros que corresponden a los utilizados para la proyección de cada combustible serán presentados en las próximas secciones. Además, en la siguiente tabla se presenta el error estándar de los parámetros y el valor t calculado en la aplicación del test t.

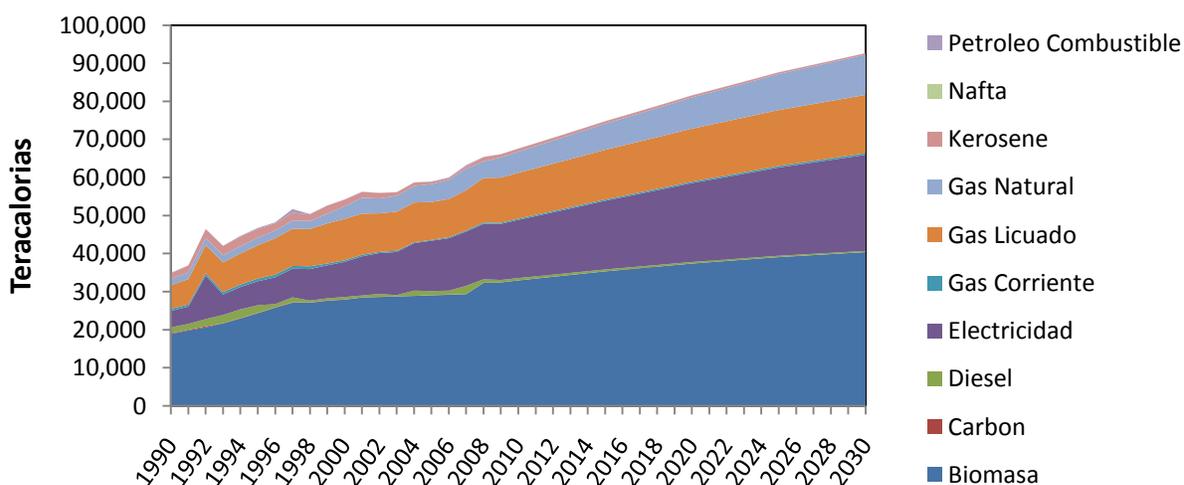
Tabla 11-31 Valores de la elasticidad y la constante del modelo ajustado para cada subsector

Subsector	Variable Explicativa	R ² ¹⁶	Elasticidad			Consumo		
			Valor	σ	t _{calc}	Valor	σ	t _{calc}
Residencial	Población	0,91	1,96	0,15	13,3	-21,66	2,43	8,9
Comercial y Publico	Población	0,82	3,96	0,46	8,7	-55,69	7,54	7,5

Fuente: Elaboración Propia

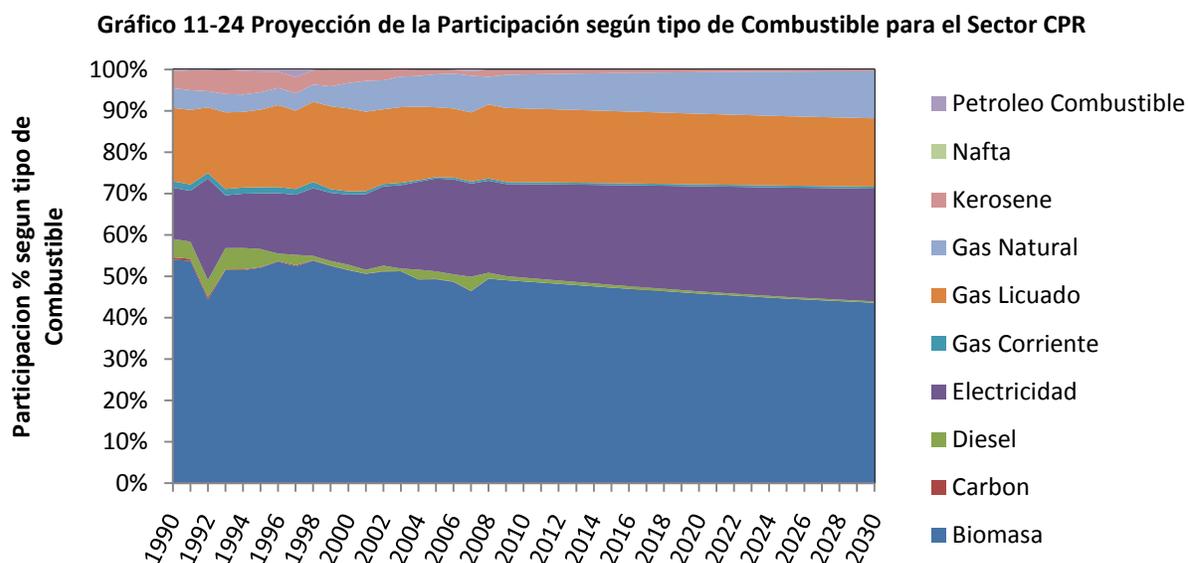
En base a estos últimos valores y utilizando la ecuación econométrica además de ciertos ajustes que serán explicados para cada uno de los subsectores es que se proyectó el consumo energético del sector CPR. Los siguientes gráficos muestran tanto el consumo histórico como la proyección del consumo energético del sector. El Gráfico 11-23 presenta el consumo total diferenciado por cada uno de los combustibles que participan en el sector, mientras que en el Gráfico 11-24 se presentan los porcentajes de participación de cada uno de los combustibles para el periodo de evaluación del presente estudio.

Gráfico 11-23 Proyección Consumo Energético para el Sector CPR según Combustibles (Tcal)



Fuente: Elaboración Propia

¹⁶ Valor R2 entre los valores logarítmicos del consumo energético y los valores logarítmicos de la variable explicativa.



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Residencial

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Residencial, el PIB y la Población para el periodo 1990 – 2008.

La siguiente tabla muestra los R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector.

Tabla 11-32 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Residencial

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,94		
Población	0,91	1,96	-21,66

Fuente: Elaboración Propia

Para este caso, el PIB posee un mayor R2 con el consumo energético del subsector pero se ha decidido la utilización de la variable Población como variable explicativa tanto por el hecho de que la diferencia entre los R2 de ambas variables es mínima como por la consistencia de que el sector residencial debiera proyectarse con la variable Población.

En la Tabla 11-32 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.96 * \ln(\text{Población}_t) - 21.66$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-33 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Residencial

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	1,49	-24,46	0,06
DIESEL	-5,02	88,68	0,26
ELECTRICIDAD	3,66	-51,86	0,70
GAS CORRIENTE	-7,65	132,14	0,75
GAS LICUADO	1,71	-19,28	0,71
GAS NATURAL	5,30	-79,77	0,88
KEROSENE	-4,60	83,23	0,51
BIOMASA	1,97	-22,32	0,92
PETROLEO COMBUSTIBLE	-7,06	118,39	0,23

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

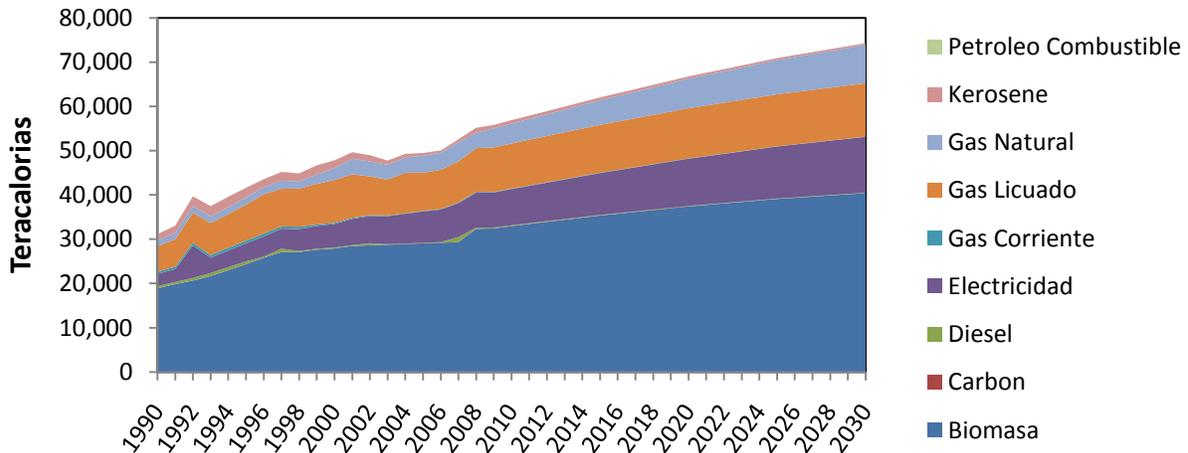
Con respecto a la aplicación del Test T, para el combustible Carbón, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de este combustible es nulo.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural, el subsector Residencial posee asegurada la distribución de Gas Natural siempre y cuando la central de Regasificación de GNL de Quintero tenga la capacidad. Según la presente proyección del consumo energético del subsector, la central de GNL Quintero, para todo el periodo de evaluación del estudio, posee la capacidad suficiente para abastecer a este subsector de Gas Natural.

En el Gráfico 11-25 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Residencial para el periodo de proyección mientras que

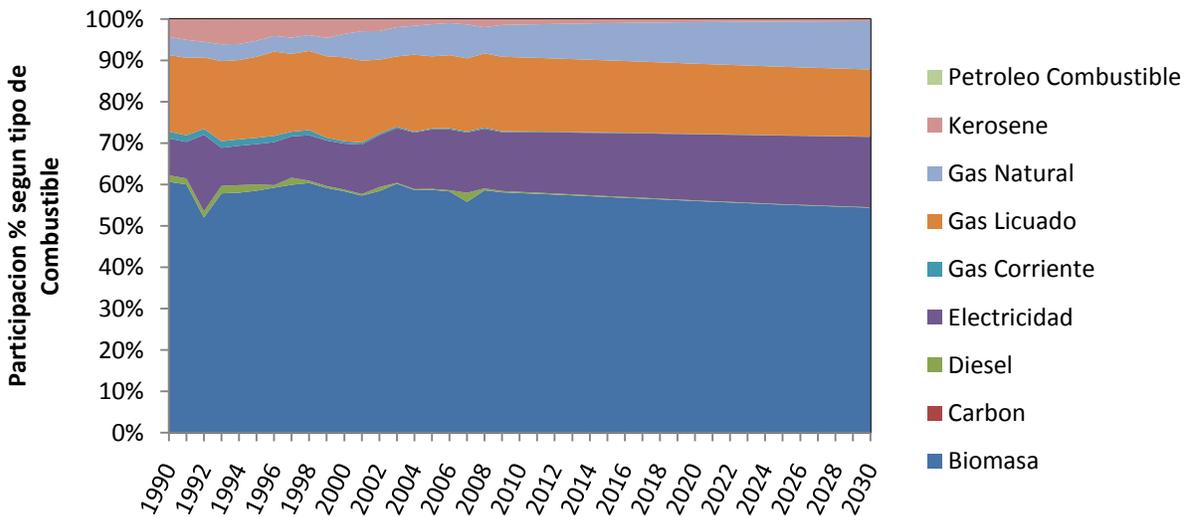
en el Gráfico 11-26 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-25 Proyección Consumo Energético para el Subsector Residencial según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-26 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Residencial



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Comercial y Público

Se consideraron como posibles variables explicativas para el subsector Comercial y Público, el PIB y la Población para el periodo 1990 – 2008.

La siguiente tabla muestra los valores R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. La variable Población posee un mayor R2 con el consumo energético del subsector por lo que se ha seleccionado como variable explicativa del subsector Comercial y Público. En la Tabla 11-34 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-34 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Comercial y Público

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,80		
Población	0,82	3,96	-56,69

Fuente: Elaboración Propia

De esta forma, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 3.96 * \ln(Población_t) - 56.69$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-35 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Comercial y Público

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	-11,66	196,60	0,42
DIESEL	-3,13	58,31	0,14
ELECTRICIDAD	5,96	-90,34	0,84
GAS CORRIENTE	6,73	-106,69	0,64
GAS LICUADO	5,80	-88,96	0,79
GAS NATURAL	5,94	-91,95	0,86
KEROSENE	-12,81	215,15	0,43
BIOMASA	0,38	-6,24	0,00
NAFTA	1,83	-30,14	0,06
PETROLEO COMBUSTIBLE	-2,72	49,48	0,05

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

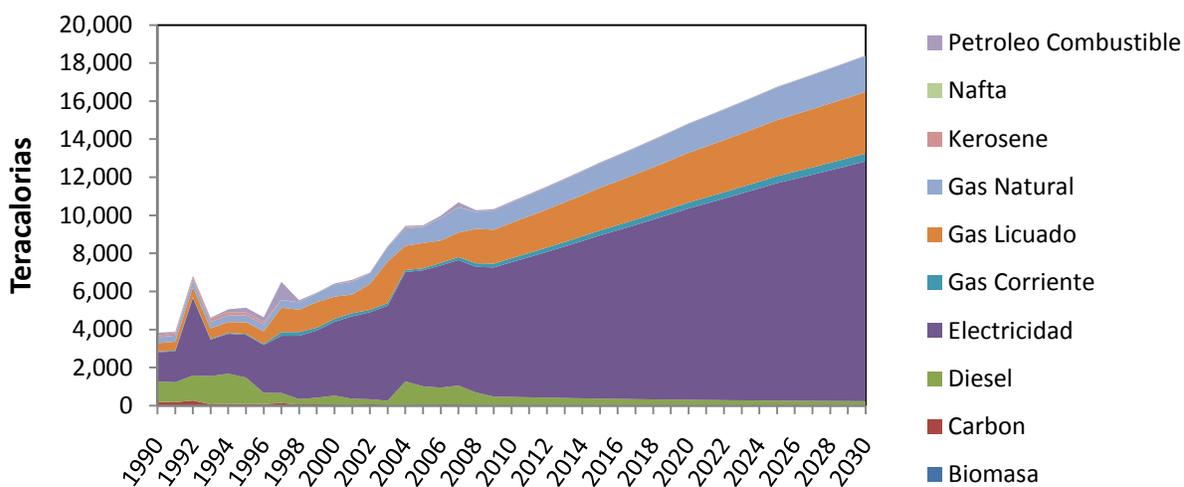
Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Biomasa y Nafta, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son nulos.

Adicionalmente, los combustible Diesel y Petróleo Combustible tampoco cumplen con el Test T, sin embargo no existen motivos para asumir algún ajuste (como por ejemplo mantener el % de participación en el consumo energético constante en el tiempo) por lo que se mantiene el uso de los parámetros entregados por el modelo econométrico para estos combustibles.

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural, el subsector Comercial y Público posee asegurada la distribución de Gas Natural siempre y cuando la central de Regasificación de GNL de Quintero tenga la capacidad. Según la presente proyección del consumo energético del subsector, la central de GNL Quintero, para todo el periodo de evaluación del estudio, posee la capacidad suficiente para abastecer a este subsector de Gas Natural.

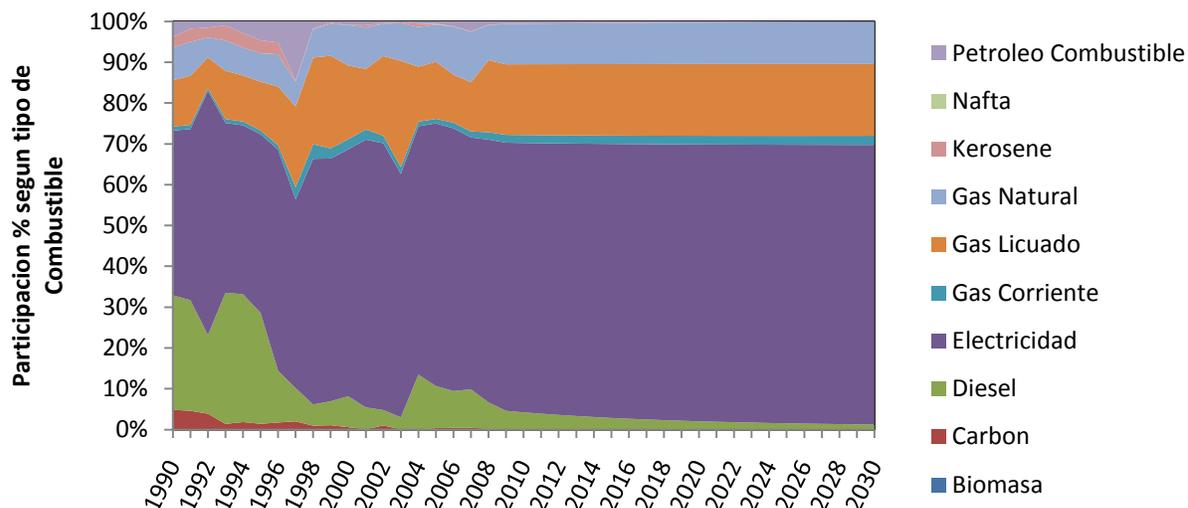
En el Gráfico 11-27 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Comercial y Público para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-28 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-27 Proyección Consumo Energético para el Subsector Comercial y Público según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-28 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Comercial y Público



Fuente: Elaboración Propia

I.3 Sector Otros Centros de Transformación

A manera de resumen, las siguientes tablas y gráficos presentan los resultados generales del sector Otros Centros de Transformación.

La tabla a continuación muestra para cada uno de los subsectores del sector Otros Centros de Transformación cuales fueron las variables explicativas consideradas como opción para utilizarse en el modelo econométrico junto con la variable explicativa que finalmente se utilizó.

Tabla 11-36 Variables explicativas usadas en cada uno de los subsectores del sector Otros Centros de Transformación

Subsector	Variables Explicativas Candidatas	Variable Explicativa Utilizada
Gas y Coke	PIB, Producción Anual Acero, Producción Anual Hierro	PIB
Petróleo y Gas	PIB, Refinación Anual Petróleo Crudo	PIB
Carbón y Leña	PIB, Producción Anual Carbón	Producción Anual Carbón
Gas y Metanol	PIB, Producción Anual Metanol	PIB

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la Tabla 11-36 para la mayoría de los subsectores, la variable explicativa utilizada correspondió al PIB debido a que, a pesar de que sí se contaba con información histórica de los valores de la otra variable explicativa, no existía una proyección confiable de esta.

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros que arrojó como resultado el modelo econométrico. Estos valores corresponden a los utilizados para la proyección del consumo energético total del subsector mientras que los valores de los parámetros que corresponden a los utilizados para la proyección de cada combustible serán presentados en las próximas secciones. Además, la siguiente tabla, presenta el error estándar de los parámetros y el valor t calculado en la aplicación del test t .

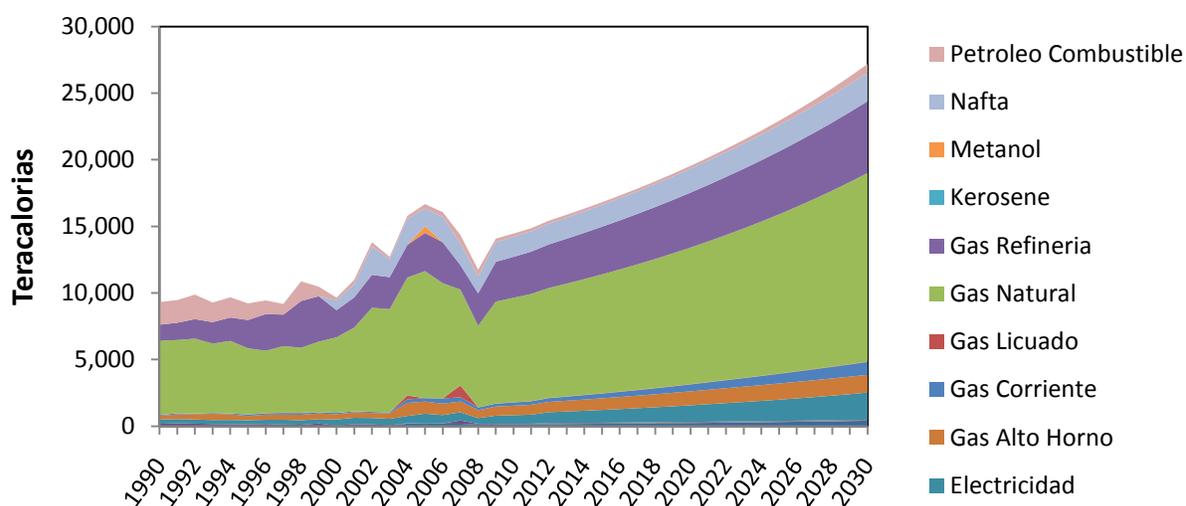
Tabla 11-37 Valores de la elasticidad y la constante del modelos ajustado para cada subsector

Subsector	Variable Explicativa	R ² ¹⁷	Elasticidad			Constante		
			Valor	σ	t_{calc}	Valor	σ	t_{calc}
Gas y Coke	PIB	0,57	1,33	0,28	4,7	-17,01	4,99	3,4
Petróleo y Gas	PIB	0,43	0,43	0,12	3,6	1,65	2,11	0,8
Carbón y Leña	Producción Anual Carbón	0,71	1,20	0,19	6,4	-13,34	2,55	5,2
Gas y Metanol	PIB	0,66	1,62	0,28	5,8	-21,63	4,92	4,4

Fuente: Elaboración Propia

En base a estos últimos valores y utilizando la ecuación econométrica además de ciertos ajustes que serán explicados para cada uno de los subsectores es que se proyectó el consumo energético del sector Otros Centros de Transformación. Los siguientes gráficos muestran tanto el consumo histórico como la proyección del consumo energético del sector. El Gráfico 11-29 presenta el consumo total diferenciado por cada uno de los combustibles que participan en el sector, mientras que en el Gráfico 11-30 se presentan los porcentajes de participación de cada uno de los combustibles para el periodo de evaluación del presente estudio.

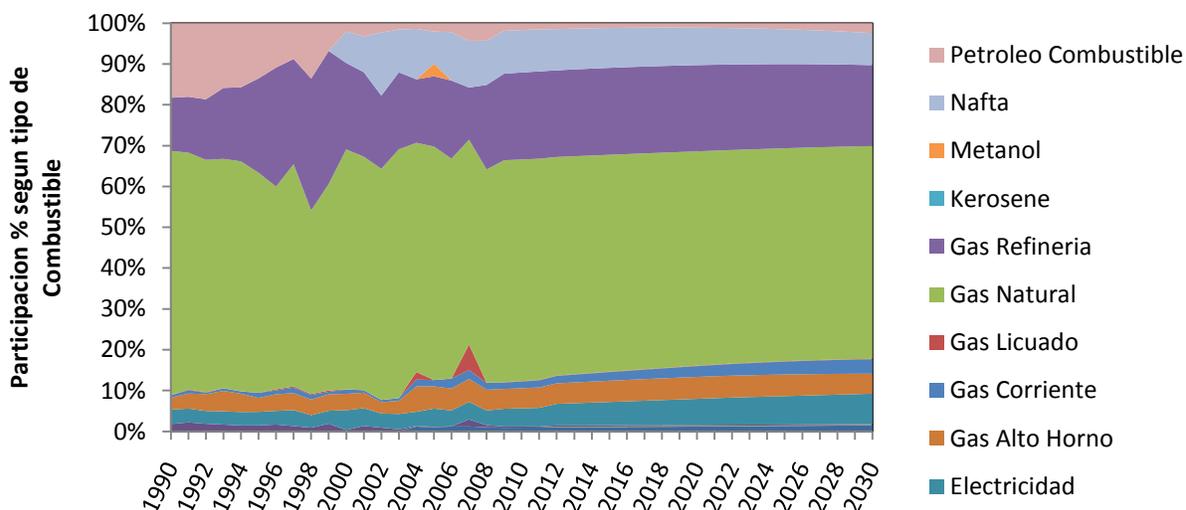
Gráfico 11-29 Proyección Consumo Energético para el Sector Otros Centros de Transformación según Combustibles (TCal)



¹⁷ Valor R² entre los valores logarítmicos del consumo energético y los valores logarítmicos de la variable explicativa.

Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-30 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para Otros Centros de Transformación



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Gas y Coke

Debido a que el consumo energético de este subsector depende en un 100% a la energía consumida en los Altos Hornos de Huachipato y en las coquerías, se consideraron como posibles variables explicativas el PIB y el nivel de producción anual de Acero para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la producción anual de Acero se obtuvieron a partir de los valores utilizados en (POCH Ambiental 2008).

La siguiente tabla muestra los valores R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, el PIB posee un mayor R2 que la producción anual de Acero con respecto al consumo energético histórico, por lo que esta corresponde a la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-38 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-38 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Coke

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,57	1,33	-17,01
Producción Anual Acero	0,47		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.33 * \ln(PIB_t) - 17.01$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-39 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Gas y Coke

Combustible	Elasticidad	Combustible	R2
ALQUITRAN	5,81	-100,81	0,48
DIESEL	0,36	-6,18	0,08
ELECTRICIDAD	-1,27	24,58	0,33
GAS ALTO HORNO	0,95	-10,63	0,51
GAS CORRIENTE	1,90	-28,74	0,60
PETROLEO COMBUSTIBLE	4,49	-78,02	0,42

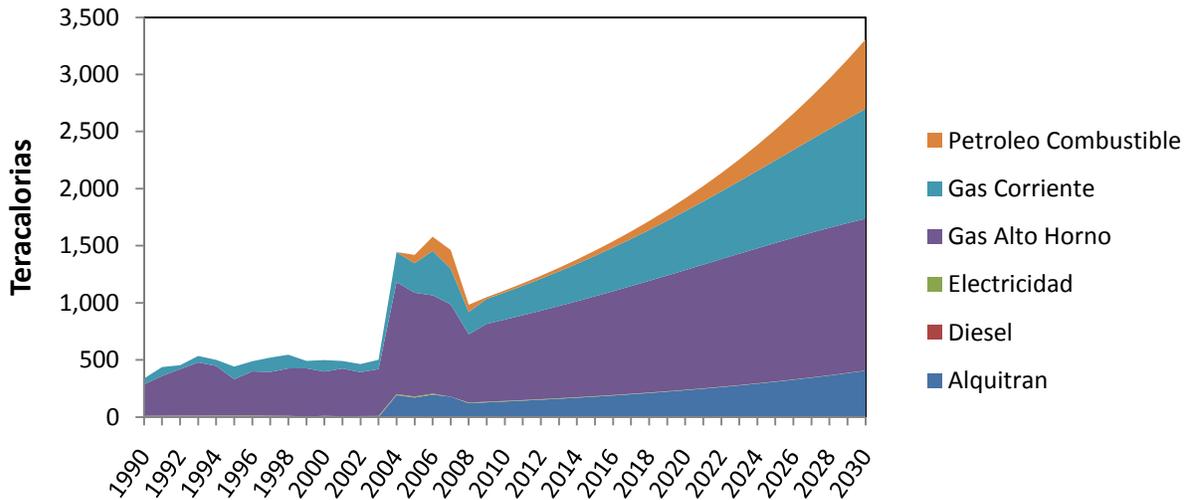
Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, solo para el combustible Diesel, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de este combustible es nulo. Adicionalmente para el combustible Alquitrán se realizó un ajuste especial debido a que su consumo en el subsector se inicio el año 2004 y se ha mantenido relativamente constante en el periodo 2004 – 2008 por lo que se le asignó la mediana de los valores de % de participación en el consumo energético entre los años 2004 y 2008 correspondiente al 12%.

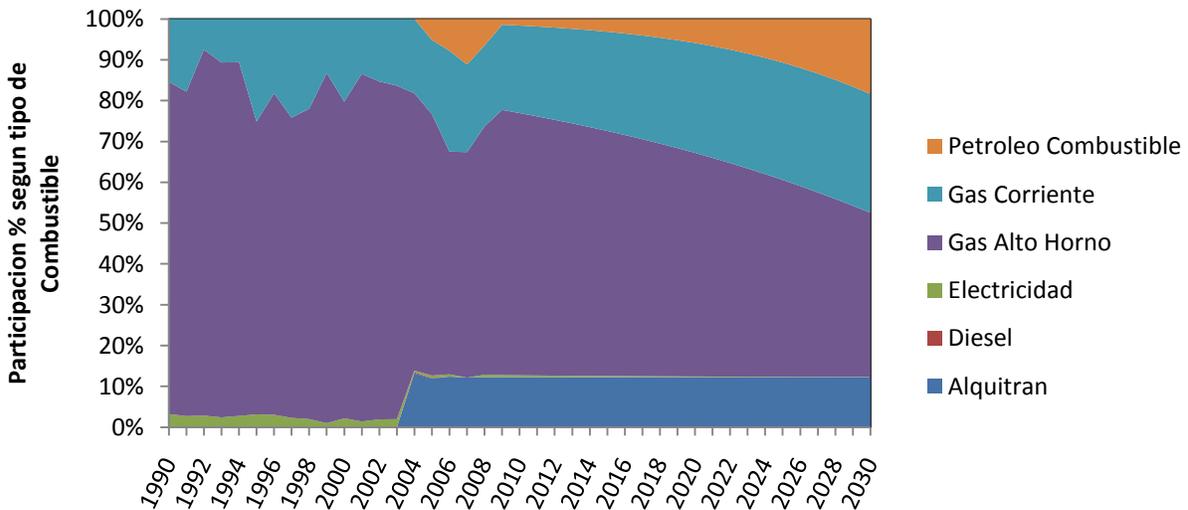
En el Gráfico 11-29 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Gas y Coke para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-30 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-31 Proyección Consumo Energético para el Subsector Gas y Coke según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-32 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Gas y Coke



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Petróleo y Gas

Debido a que el consumo energético de este subsector está relacionado con la actividad de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) es que se ha considerado como posibles variables explicativas a la cantidad de Refinación de Petróleo Crudo en el país y al PIB. Los valores históricos de refinación de petróleo se han obtenido a partir de los Balances Nacionales de Energía de los años 1990 – 2008.

La siguiente tabla muestra los valores R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, el PIB posee un mayor R2 que la Refinación Anual de Petróleo con respecto al consumo energético histórico, por lo que esta corresponde a la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-40 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-40 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Petróleo y Gas

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,43	0,43	1,65
Refinación Anual Petróleo Crudo	0,40		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$Ln(C_t) = 0.43 * Ln(PIB_t) + 1.65$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-41 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Petróleo y Gas

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
DIESEL	-2,07	40,79	0,30
ELECTRICIDAD	1,26	-16,51	0,81
GAS LICUADO	1,07	-16,74	0,03
GAS NATURAL	0,33	2,72	0,18
GAS REFINERIA	0,78	-6,05	0,50
KEROSENE	0,14	-2,38	0,06
NAFTA	10,72	-185,14	0,64
PETROLEO COMBUSTIBLE	-2,46	49,72	0,66

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Gas Licuado, Gas Natural y Kerosene, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento

histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación. Además para el combustible Nafta se realizó un ajuste especial debido a que su consumo en el sector se inició el año 2000 y se ha mantenido relativamente constante en el periodo 2000 – 2008.

Tabla 11-42 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petróleo y Gas

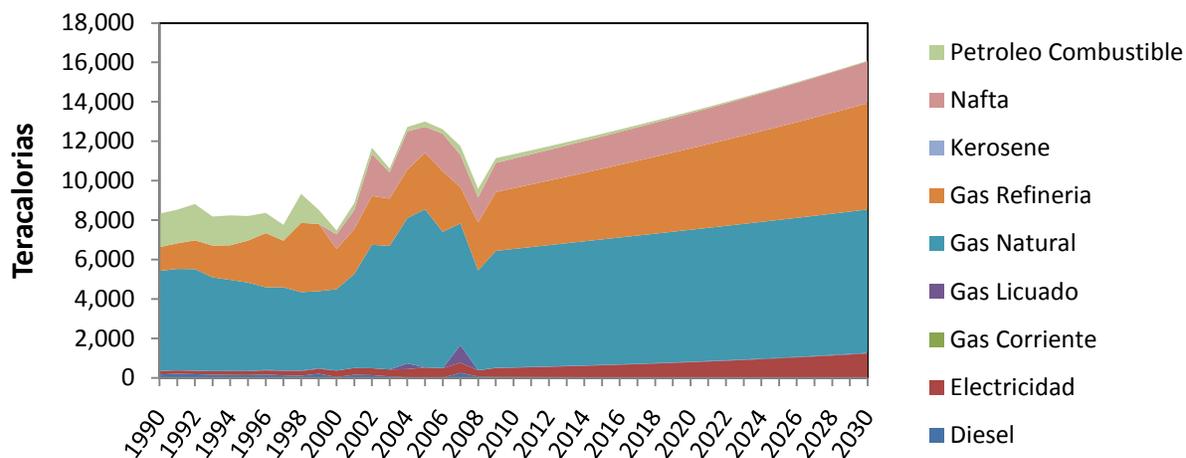
Combustible	%	Observaciones
Gas Licuado	-	Al no existir un patrón de consumo se mantiene el uso de los parámetros obtenidos por el modelo.
Gas Natural	-	Con un intervalo de confianza del 90% si existe evidencia para la existencia de la regresión por lo que se mantiene el uso de los parámetros obtenidos por el modelo.
Kerosene	0%	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.
Nafta	13%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2000 y 2008.

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, con respecto al consumo de Gas Natural, el subsector Petróleo y Gas posee asegurada la distribución de Gas Natural siempre y cuando la central de Regasificación de GNL de Quintero tenga la capacidad. Según la presente proyección del consumo energético del subsector, la central de GNL Quintero, para todo el periodo de evaluación del estudio, posee la capacidad suficiente para abastecer a este subsector de Gas Natural.

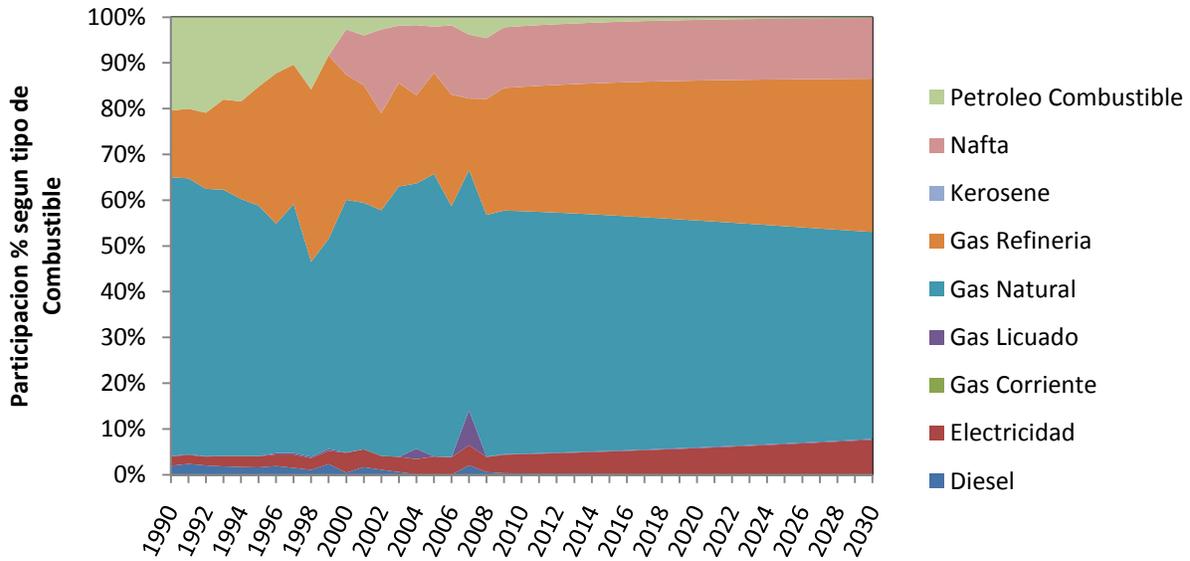
En el Gráfico 11-33 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Petróleo y Gas para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-34 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-33 Proyección Consumo Energético para el Subsector Petróleo y Gas según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-34 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Petróleo y Gas



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Carbón y Leña

Para el subsector Carbón y Leña se han considerado como posibles variables explicativas al PIB y la Producción Anual de Carbón. Los valores históricos de Producción de Carbón fueron obtenidos de los Anuarios de COCHILCO (2004 y 2009 particularmente) mientras que los valores de producción proyectados corresponden a los utilizados en (POCH Ambiental 2008) los cuales fueron elaborados conjuntamente entre POCH y CNE para dicho estudio. Esta proyección incluye el inicio de funcionamiento para el año 2012 en la Mina Isla Riesco la cual tendrá una capacidad de producción de 4 Mton para el año 2012 y de 6 Mton para el año 2022. Para los siguientes años de proyección se considera que la extracción de 6 Mton se mantiene constante. La siguiente tabla muestra la Producción Anual de Carbón utilizada.

Tabla 11-43 Nivel de Producción Nacional de Carbón – Histórico (ton/año)

Año		Año	
1990	2.729.289	2000	503.350
1991	2.740.561	2001	568.087
1992	2.108.085	2002	451.626
1993	1.793.066	2003	347.278
1994	1.662.963	2004	238.307
1995	1.484.867	2005	732.365
1996	1.444.083	2006	673.744
1997	1.413.297	2007	287.993
1998	230.175	2008	533.792
1999	507.350		

Fuente: Anuario COCHILCO 2004 - 2009

Tabla 11-44 Nivel de Producción Nacional de Carbón – Proyectado (ton/año)

Año		Año	
2009	5.389.600	2020	7.286.000
2010	5.743.000	2021	7.286.000
2011	5.868.000	2022	7.286.000
2012	5.913.000	2023	7.286.000
2013	6.029.000	2024	7.286.000
2014	6.483.000	2025	7.286.000
2015	6.757.000	2026	7.286.000
2016	7.209.000	2027	7.286.000
2017	7.579.000	2028	7.286.000
2018	7.516.000	2029	7.286.000
2019	7.539.000	2030	7.286.000

Fuente: COCHILCO hasta el 2020, Elaboración Propia para 2020 - 2030

La siguiente tabla muestra los valores R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la Producción Anual de Carbón posee un mayor R2, es una variable representativa del subsector y cuenta con una proyección confiable a lo largo del periodo de evaluación. Por estos motivos se considera la Producción Anual de Carbón como la variable explicativa del subsector.

Tabla 11-45 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Carbón y Leña

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,66		
Producción Anual Carbón	0,71	1,20	-13,34

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.20 * \ln(\text{Prod}_{\text{Carbón}_t}) - 13.34$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-46 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Carbón y Leña

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
CARBON	-0,21	2,91	0,14
DIESEL	-0,09	1,43	0,07
ELECTRICIDAD	1,45	-16,88	0,79
GAS LICUADO	0,14	-1,87	0,08
BIOMASA	0,64	-8,27	0,48
PETROLEO COMBUSTIBLE	-0,19	2,73	0,10

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Carbón, Diesel, Gas Licuado, y Petróleo Combustible, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

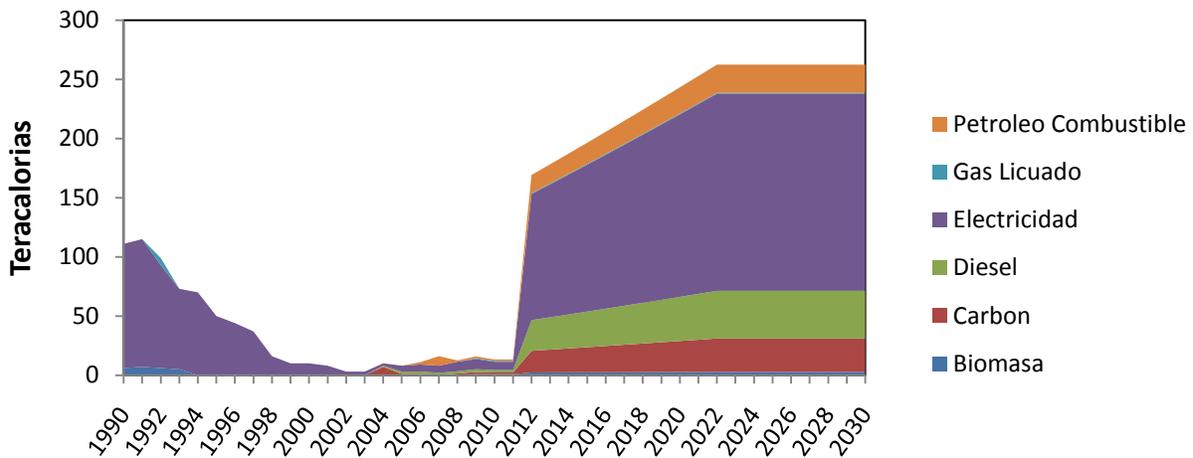
Tabla 11-47 Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Carbón y Leña

Combustible	%	Observaciones
Carbón	11%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2008
Diesel	9%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2008
Petróleo Combustible	15%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2008
Gas Licuado	-	Se estableció un consumo nulo según su comportamiento histórico.

Fuente: Elaboración Propia

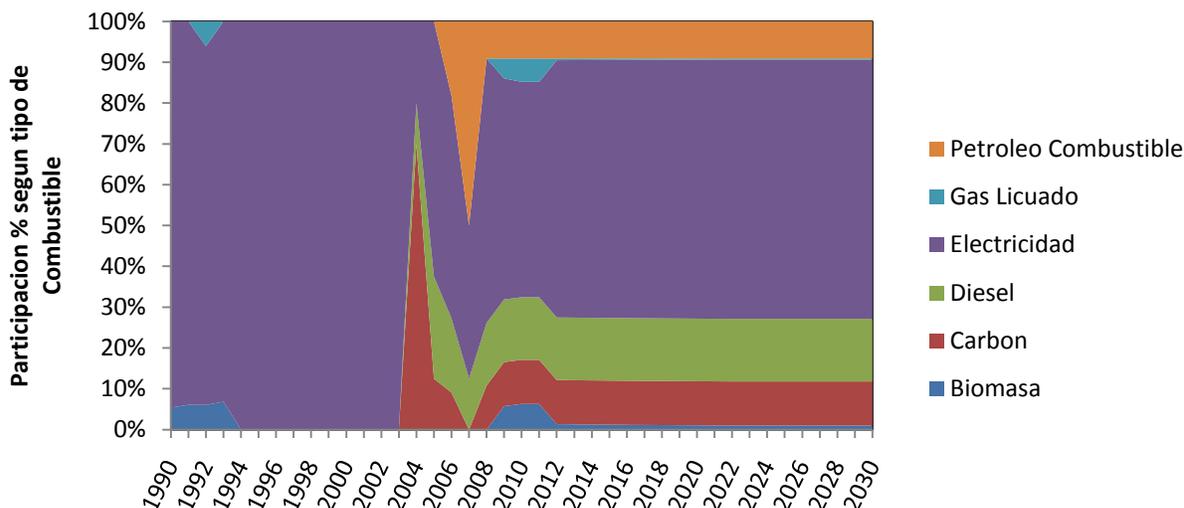
En el Gráfico 11-35 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Carbón y Leña para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-36 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-35 Proyección Consumo Energético para el Subsector Carbón y Leña según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-36 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Carbón y Leña



Fuente: Elaboración Propia

Subsector Gas y Metanol

El consumo energético de este sector se encuentra explicado principalmente por la industria METHANEX la cual se dedica a la producción de metanol. Para el subsector se consideraron como posibles variables explicativas el PIB y el nivel de Producción Anual de Metanol para el periodo 1990 – 2008. Los valores históricos de la Producción Anual de Metanol se obtuvieron a partir de los Balances Nacionales de Energía (1990 – 2008).

La siguiente tabla muestra los valores R2 de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la Producción de Metanol posee un R2 mayor que el PIB con respecto al consumo energético histórico, sin embargo, no se posee una proyección confiable por lo que esta corresponde a la variable explicativa de este subsector. En la Tabla 11-48 también se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 11-48 R2 entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Metanol

Variable	R2	Elasticidad	Constante
PIB	0,66	1,62	-21,63
Producción Anual Metanol	0,90		

Fuente: Elaboración Propia

Así, la ecuación resultante para la proyección del consumo energético total del subsector corresponde a:

$$\ln(C_t) = 1.62 * \ln(PIB_t) - 21.63$$

Utilizando la misma variable explicativa del subsector se han obtenido los siguientes parámetros para el consumo de energía del subsector para cada uno de los combustibles asociados. La siguiente tabla muestra los parámetros utilizados para la proyección del uso de combustible.

Tabla 11-49 Elasticidad y Constante según combustible arrojadas por el modelo para el subsector Gas y Metanol

Combustible	Elasticidad	Constante	R2
DIESEL	-0,11	1,97	0,01
ELECTRICIDAD	1,66	-24,96	0,71
GAS NATURAL	1,56	-20,69	0,65
METANOL	1,23	-21,35	0,06

Fuente: Elaboración Propia

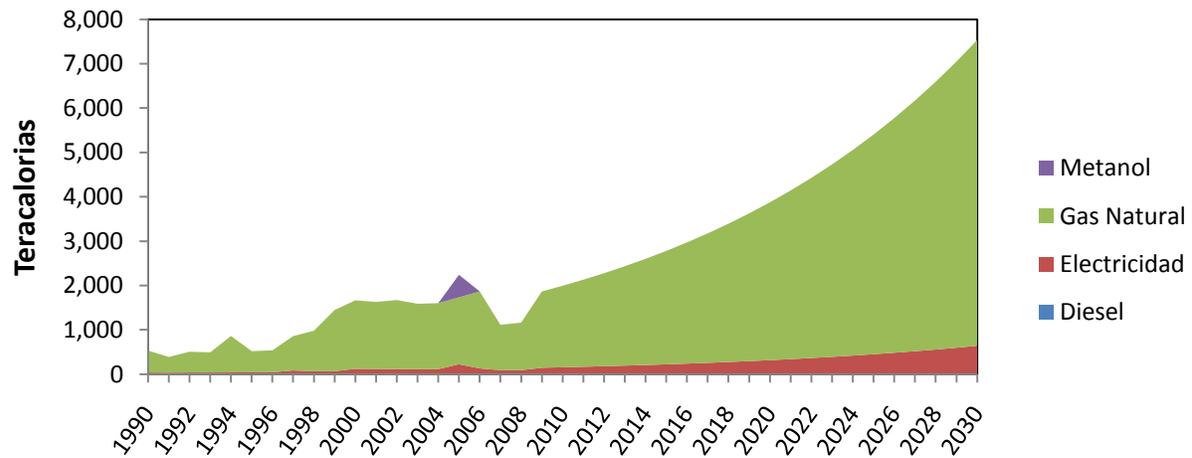
Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 3.3.2.4. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Diesel y Metanol, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el comportamiento histórico de consumo energético, que el porcentaje de participación de estos combustibles es nulo.

El subsector Gas y Metanol concentra sus actividades en el extremo sur del país por lo que se ha considerado que posee la capacidad de generar contratos de abastecimiento de Gas Natural directamente en esa zona del país. Esto implica que no se le realizó ningún ajuste a los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico.

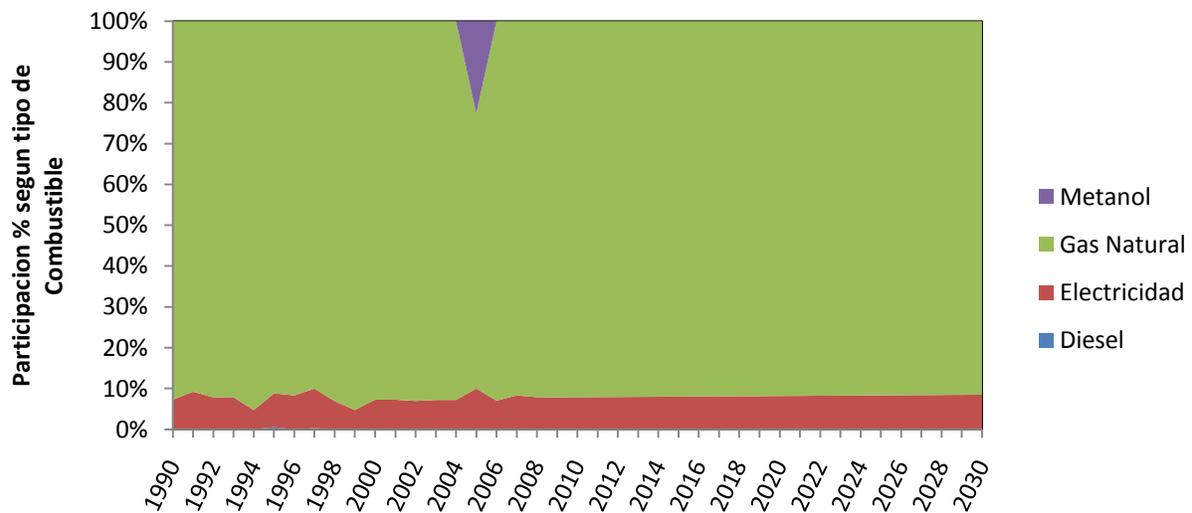
En el Gráfico 11-37 es posible apreciar la distribución porcentual de uso de cada uno de los combustibles utilizados en el subsector Gas y Metanol para el periodo de proyección mientras que en el Gráfico 11-38 se aprecia la proyección final de consumo energético para cada uno de los combustibles.

Gráfico 11-37 Proyección Consumo Energético para el Subsector Gas y Metanol según Combustibles (TCal)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11-38 Proyección de la Participación según tipo de Combustible para el Subsector Gas y Metanol



Fuente: Elaboración Propia

II. Estimación del Factor “Mejoras Tecnológicas”

El factor $f(t)$ “mejoras tecnológicas” pretende representar la disminución de las emisiones de contaminantes locales en el tiempo producto de probables mejoras tecnológicas. Aunque la tasa anual de mejoramiento de las tecnologías es esencial en las proyecciones de emisiones de contaminantes a largo plazo, no se encontró en la literatura nacional e internacional estudios que propongan una metodología de cálculo. Los estudios existentes se enfocan en una fuerte dependencia entre política ambiental y cambio tecnológico mostrando la importancia de las políticas públicas en la velocidad de cambio de diversas tecnologías (Jaffe, Newell et al. 2005; Habert, Billard et al. 2010).

Dada la poca información y referencia bibliográfica existente, en el presente estudio se utilizan dos métodos alternativos para el cálculo de dicho factor. El primer método fue utilizado para determinar el factor para los sectores CPR, Centros de Transformación e Industria, sectores en los cuales no existen políticas públicas globales (debido a la variedad de los procesos) que permitan obtener una tasa de cambio en las emisiones HDP. El segundo método es aplicado al sector Transporte en el cual las políticas públicas son más homogéneas y precisas lo que permite obtener una tasa de evolución de la tecnología en el tiempo. A continuación se explican los métodos utilizados para los distintos sectores.

II.1 Método 1: Sector Centros de Transformación, Industria y CPR

Para los sectores Centros de Transformación, Industria y CPR, la evaluación del factor “mejoras tecnológicas” se basa en los datos disponibles en la página web del *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA 2010).

IIASA realizó un estudio que formó parte del programa “*Atmospheric Pollution & Economic Development*” y publicó el modelo GAINS (*Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies*) que propone un método de análisis de las estrategias de reducción de emisiones de contaminantes locales y gases efecto invernadero para los países pertenecientes al Anexo I.

Los datos que se encuentran disponibles en la página web corresponden a las proyecciones de implementación de distintas tecnologías en el año 2020 y 2030 para cada proceso o actividad de cada sector (CPR, Generación Eléctrica e Industria) además de los porcentajes de implementación de estas tecnologías al año 2005. Para estas mismas tecnologías y años se encuentran los factores de emisión para una serie de contaminantes GEI (CO₂ y CH₄) y HDP (NO_x, N₂O, NH₃, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, COV). Como el interés de esta sección corresponde a estimar un factor de mejoras tecnológicas para los contaminantes locales los valores que se utilizaron solo corresponden a los relacionados con estos contaminantes.

A pesar de que Chile no se encuentra dentro de los países pertenecientes al Anexo I, se consideró la información de implementación de tecnologías con sus correspondientes factores de emisión de República Checa, considerando que éste país posee un nivel de desarrollo y proyección económica similar a Chile.

A manera de ejemplo la siguiente tabla muestra la información y estructura disponible en la página web de IIASA.

Tabla 11-50 Factores de Emisión (SO₂) y Distribución del parque tecnológico de Generación Eléctrica a base de Carbón

Proceso	Combustible	Tecnología	FE (ktSO ₂ /PJ)	% Implementación		
				2005	2020	2030
Power Heat Plants	Hard Coal	No control	0,856	35	0,001	0,001
		In furnace control - limestone injection	0,342	30	1,2	1,2
		Wet flue gases desulphurisation	0,043	35	29,2	29,2
		Wet flue gases desulphurisation, already retrofitted	0,086		69,6	69,6

Fuente: IIASA (2010)

Utilizando estos datos se obtiene un factor de emisión promedio ponderado de cada proceso o actividad para los años 2005, 2020 y 2030 para cada contaminante considerado en el presente estudio. Los valores del factor de emisión e implementación que entrega la referencia son idénticos para el año 2020 y 2030 por lo que el valor de la función de mejoras tecnológicas fue obtenido solo a partir de los datos para el año 2005 y 2020.

Con esta información se calculó la variación del factor de emisión de cada proceso o actividad entre los años 2005 y 2020 obteniéndose así una base de datos con la variación del factor de emisión entre los años 2005 – 2020 en función del sector y de los contaminantes considerados. Utilizando esta variación se calculó un promedio de las variaciones para cada sector y contaminante, lo cual representa la disminución promedio anual de las emisiones de contaminantes debido a las mejoras tecnológicas.

La siguiente tabla resume los valores finalmente utilizados como función de “mejoras tecnológicas” según sector y contaminante. Es importante mencionar que los valores definidos para el sector Industria fueron transferidos también al sector Otros Centros de Transformación. Cabe destacar que las tecnologías evaluadas para la estimación de este factor entrega como resultado un factor positivo en el caso del amonio (NH₃) para el sector Industrial y de Generación Eléctrica, situación que se produce por la introducción de Reducción Catalítica Selectiva (SCR) que produce una emisión de NH₃, al estar siendo utilizado como catalizador en el proceso.

Tabla 11-51 Valores utilizados como función de mejoras tecnológicas según sector y contaminante

Sector	Contaminante	Mejora Tecnológica (anual)
CPR	CH4	-1,14%
	CO2	-0,83%
	N2O	-0,74%
	NH3	-0,74%
	NO _x	-1,33%
	PM10	-1,46%
	PM25	-1,81%
	SO2	-0,39%
	COV	-1,24%
Industria	CH4	-1,09%
	CO2	-0,61%
	N2O	0,08%
	NH3	1,30%
	NO _x	-1,64%
	PM10	-1,43%
	PM25	-1,38%
	SO2	-1,43%
	COV	-2,02%
Generación Eléctrica	CH4	-1,80%
	CO2	-0,39%
	N2O	2,79%
	NH3	0,94%
	NO _x	-2,58%
	PM10	-2,95%
	PM25	-1,77%
	SO2	-2,13%
	COV	-2,17%

Fuente: Elaboración Propia

II.2 Método 2: Subsector Transporte Terrestre

Para el subsector Transporte Terrestre la evaluación de la variación de las emisiones de contaminantes locales en función del tiempo producto de probables mejoras tecnológicas se basa en la evolución de las normas EURO (legislación de la Unión Europea).

Para cada tipo de vehículos (particulares, comerciales livianos, comerciales medianos, comerciales pesados, camiones y buses) y cada contaminante (CO, THC, NMHC, NOx, PM) se tienen las normas de emisión con los años de aplicación (desde 1992/1994 para Euro I hasta 2014/2015 para Euro VI). Se puede asumir que Chile seguirá esta evolución de las normas ambientales para el subsector Transporte Terrestre, con un desfase correspondiente a su retraso tecnológico.

El presente estudio se ha basado en lo realizado por SECTRA & Sistemas Sustentables (2010) el cual ya tiene incorporado el efecto de mejoras tecnológicas en la línea base al considerar que los factores de emisión de HDP no son constantes en el tiempo.

III. Penetración de Medidas Mitigación según Escenarios

A continuación se describen, para cada una de las medidas consideradas y modeladas en el presente estudio, las penetraciones que se consideraron en cada uno de los escenarios (Suave, Medio, Fuerte). A menos que se diga lo contrario, las penetraciones fueron supuestas según lo realizado en Centro de Cambio Global UC (2009) y en POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

III.1 Centros de Transformación - Generación Eléctrica

Las siguientes tablas muestran la capacidad instalada de cada una de las tecnologías de generación eléctrica que se consideran como medidas de mitigación según escenarios de evaluación (Suave, Medio, Fuerte)

Tabla 11-52 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Suave

Sistema	Tecnología	2011	2015	2020	2025	2030
SIC	Biomasa	35	50	91	146	201
	Eólica	125	295	491	792	1072
	Geotermia		32.5	174	404	594
	Mareomotriz					50
	Mini hidro	22	76	169	244	319
	Nuclear				500	1000
SING	Eólica	25	55	55	155	280
	Geotermia	40	100	180	180	180
	Solar				10	55

Fuente: Elaboración propia en base a POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

Tabla 11-53 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Media

Sistema	Tecnología	2011	2015	2020	2025	2030
SIC	Biomasa	49	70	127	204	281
	Eólica	175	413	687	1108	1500
	Geotermia		46	24	566	832
	Mareomotriz					70
	Mini hidro	31	106	237	342	447
	Nuclear				700	1400
SING	Eólica	35	77	77	217	392
	Geotermia	28	140	252	252	252
	Solar				14	77

Fuente: Elaboración propia en base a POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

Tabla 11-54 Capacidad Instalada de Tecnologías de Generación Eléctrica para el escenario de Penetración Fuerte

Sistema	Tecnología	2011	2015	2020	2025	2030
SIC	Biomasa	70	100	182	292	402
	Eólica	250	590	982	1583	2143
	Geotermia	0	65	348	808	1188
	Mareomotriz					100
	Mini hidro	44	152	338	488	638
	Nuclear				1000	2000
SING	Eólica	50	110	110	310	560
	Geotermia	50	110	110	310	560
	Solar				20	110

Fuente: Elaboración propia en base a POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

III.2 CPR

A continuación se presenta una pequeña descripción de los escenarios de penetración considerados para cada una de las medidas evaluadas en este sector.

Tabla 11-55 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector CPR

Medida	Escenario	Descripción
Aislación Térmica Viviendas	Suave	Aumentar la aislación en las viviendas siempre que sea la opción más rentable según la disminución del consumo de combustible en calefacción.
	Medio	Integrar la mejora en aislación térmica máxima que resulte rentable pero que no necesariamente es la más rentable.
	Fuerte	Incorporar la máxima mejora en aislación (dentro de las evaluadas) sin importar los costos que esta opción posee.
Calderas de Condensación	Suave	Un 70% de las ventas de calderas que se comercializan en Chile corresponderán a calderas convencionales.
	Medio	Un 90% de las ventas de calderas que se comercializan en Chile corresponderán a calderas convencionales.
	Fuerte	Un 100% de las ventas de calderas que se comercializan en Chile corresponderán a calderas convencionales.
Colectores Solares	Suave	Considera la mitad de las viviendas del escenario medio.
	Medio	Toma en consideración la ley de franquicias para SST en viviendas nuevas para los años 2010 – 2013, mientras que para el periodo 2014 – 2025, dado que la ley de franquicias pierde vigencia, la instalación se mantiene constante en un 35% de las viviendas nuevas.
	Fuerte	Considera que todas las viviendas nuevas instalan SST.
Duchas Eficientes	Suave	Considera que un 30% de las viviendas existentes recambia el cabezal de ducha y que un 50% de las viviendas nuevas instala una grifería de ducha eficiente.
	Medio	Un 50% de las existentes y un 70% de las viviendas nuevas.
	Fuerte	Un 100% de las existentes y un 100% de las viviendas nuevas.
Electrodomésticos Eficientes	Suave	Si la evaluación del electrodoméstico específico resulta costo efectiva, el 75% de las ventas será eficiente. Si no es costo efectivo solo el 15% de las ventas será eficiente.
	Medio	85% de las ventas si es costo efectivo y 50% si no es costo efectivo.
	Fuerte	100% de las ventas si es costo efectivo y 75% si no es costo efectivo.
Calentadores Eficientes	Suave	Al año 2030, el 75% de las ventas es eficiente.
	Medio	Al año 2030, el 85% de las ventas es eficiente.
	Fuerte	Al año 2030, el 100% de las ventas es eficiente.
Iluminación Residencial Eficiente	Suave	Recambio de 5% anual a partir del 2010 en la cap. Instalada de incandescentes por ampollitas de bajo consumo (CFL o LED). Los primeros 5 años se reemplaza prin. por CFL y después por LED.
	Medio	Idem pero considerando un recambio del 10% anual.
	Fuerte	Se finaliza la venta de incandescentes a partir del 2012 y el parque se divide en CFL y LED. Hasta el 2015 es prin. CFL para luego del 2015 ser prin. LED.
Reducción Perdidas Stand-by	Suave	Para el año 2030 se reducen en un 30% las pérdidas stand-by. Penetración crece linealmente a partir del 2010
	Medio	Para el año 2030 se reducen en un 50% las pérdidas stand-by. Penetración crece linealmente a partir del 2010
	Fuerte	Para el año 2030 se reducen en un 100% las pérdidas stand-by. Penetración crece linealmente a partir del 2010
Refrigeración Residencial Eficiente	Suave	La medida supone que el 100% de los consumidores que no están dispuestos a hacer una compra eficiente si lo harán. El esc. suave considera que estos consumidores comprarán refrigeradores de eficiencia A.

	Medio	La medida supone que el 100% de los consumidores que no están dispuestos a hacer una compra eficiente si lo harán. El esc. suave considera que estos consumidores comprarán refrigeradores de eficiencia A+.
	Fuerte	La medida supone que el 100% de los consumidores que no están dispuestos a hacer una compra eficiente si lo harán. El esc. suave considera que estos consumidores comprarán refrigeradores de eficiencia A++.
Refrigeración Comercial Eficiente	Suave	Reemplazo del 70% de los sistemas de refrigeración utilizados en los supermercados.
	Medio	Reemplazo del 90% de los sistemas de refrigeración utilizados en los supermercados.
	Fuerte	Reemplazo del 100% de los sistemas de refrigeración utilizados en los supermercados.

Fuente: Elaboración propia en base a Centro de Cambio Global UC (2009) y POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

III.3 Industria – General

A continuación se presenta una pequeña descripción de los escenarios de penetración considerados para cada una de las medidas evaluadas en este sector.

Tabla 11-56 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector Industria

Medida	Escenario	Descripción
Cogeneración	Suave	Presencia de 80 MW el año 2015 y de 100 MW adicionales el año 2020.
	Medio	Presencia de 120 MW el año 2015, 160 MW adicionales el año 2020 y 180 MW adicionales el 2025.
	Fuerte	Presencia de 120 MW el año 2015, 160 MW adicionales el año 2020 y 180 MW adicionales el 2025.
Motores Eficientes	Suave	Recambio de los motores en un 10%. Para los nuevos motores el 100% de los motores son eficientes.
	Medio	Recambio de los motores en un 30%. Para los nuevos motores el 100% de los motores son eficientes.
	Fuerte	Recambio de los motores en un 100%. Para los nuevos motores el 100% de los motores son eficientes.

Fuente: Elaboración propia en base a Centro de Cambio Global UC (2009) y POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

III.4 Transporte – Terrestre

A continuación se presenta una pequeña descripción de los escenarios de penetración considerados para cada una de las medidas evaluadas en este sector.

Tabla 11-57 Descripción de la penetración de las medidas según escenario de mitigación. Sector Industria

Medida	Escenario	Descripción
Conducción Eficiente	Suave	Para los vehículos livianos: Penetración del 10% el primer año con un aumento progresivo hasta llegar a 25% en 7 años. Para camiones en flota y buses: Penetración del 10% el primer año con un aumento progresivo hasta llegar a 50% en 12 años. Para taxi y taxi colectivos: Penetración de 5% el primer año con un aumento progresivo hasta llegar a 50% en 11 años.
	Medio	Vehículos Livianos: Idem pero con un 16% el primer año con un aumento progresivo hasta el 38% Camiones en flota, buses, taxi y taxi colectivo: Idem pero con un 16% el primer año y un aumento progresivo hasta un 75%
	Fuerte	Vehículos Livianos: Idem pero con un 21% el primer año con un aumento progresivo hasta el 50% Camiones en flota, buses, taxi y taxi colectivo: Idem pero con un 21% el primer año y un aumento progresivo hasta un 100%
Expansión Líneas de Metro	Suave	Construcción de un 3% adicional de kilómetros de metro sobre la línea base.
	Medio	Construcción de un 6% adicional de kilómetros de metro sobre la línea base.
	Fuerte	Construcción de un 9% adicional de kilómetros de metro sobre la línea base.
Mejoras Aerodinámicas en Camiones	Suave	Un 40% del potencial máximo de camiones y tractocamiones implementa las mejoras.
	Medio	Un 60% del potencial máximo de camiones y tractocamiones implementa las mejoras.
	Fuerte	Un 80% del potencial máximo de camiones y tractocamiones implementa las mejoras.
Renovación Parque de Camiones, Vehículos Livianos y Comerciales	Suave	Un 10% de los vehículos de cada categoría de más de 25 años se chatarriza.
	Medio	Un 30% de los vehículos de cada categoría de más de 25 años se chatarriza.
	Fuerte	Un 70% de los vehículos de cada categoría de más de 25 años se chatarriza.
Vehículos Híbridos	Suave	Para vehículos particulares livianos particulares el 1% de los vehículos que ingresan al parque poseen la tecnología híbrida. Para el 2030 la cifra aumenta en un 2% de manera lineal. Para buses, taxi y taxi colectivos el 10% que ingresa al parque posee tecnología híbrida. Para el 2030 la cifra aumenta linealmente a un 20%.
	Medio	Vehículos Particulares: Idem pero el 2% de los vehículos que ingresan y la cifra aumenta a un 4% al 2030. Buses, taxi y taxi colectivo: Idem pero el 20% de los vehículos que ingresan y la cifra aumenta a un 40% al 2030.
	Fuerte	Vehículos Particulares: Idem pero el 3% de los vehículos que ingresan y la cifra aumenta a un 6% al 2030. Buses, taxi y taxi colectivo: Idem pero el 30% de los vehículos que ingresan y la cifra aumenta a un 60% al 2030.
Vehículos Híbridos Plug-in	Suave	El 1% de los vehículos que ingresan al parque poseen la tecnología híbrida. Para el 2030 la cifra aumenta en un 2% de manera lineal.
	Medio	El 2% de los vehículos que ingresan al parque poseen la tecnología híbrida. Para el 2030 la cifra aumenta en un 4% de manera lineal.
	Fuerte	El 3% de los vehículos que ingresan al parque poseen la tecnología híbrida. Para el 2030 la cifra aumenta en un 6% de manera lineal.

Subvención Transporte Público	Suave	Reducción en un 1.5% del precio del pasaje.
	Medio	Reducción en un 3% del precio del pasaje.
	Fuerte	Reducción en un 4.5% del precio del pasaje.
Impuesto a los Combustibles	Suave	Aumento en un 5% el precio de la gasolina y en un 10% el precio del diesel.
	Medio	Aumento en un 10% el precio de la gasolina y en un 20% el precio del diesel.
	Fuerte	Aumento en un 15% el precio de la gasolina y en un 30% el precio del diesel.
Carga en Ferrocarril	Suave	Un crecimiento del 6% anual en la participación modal de ferrocarriles en transporte de carga logrando una participación modal del 10% al 2030.
	Medio	Un crecimiento del 9% anual en la participación modal de ferrocarriles en transporte de carga logrando una participación modal del 19% al 2030.
	Fuerte	Un crecimiento del 12% anual en la participación modal de ferrocarriles en transporte de carga logrando una participación modal del 35% al 2030.
Biocombustibles	Suave	Participación de un 2% el 2015 hasta un 15% el 2030
	Medio	Participación 25% mayor que el escenario suave.
	Fuerte	Participación 50% mayor que el escenario suave.

Fuente: Elaboración propia en base a Centro de Cambio Global UC (2009) y POCH & Centro de Cambio Global UC (2010).

IV. Beneficio Unitario según Provincia

Las siguientes tablas presentan los beneficios unitarios que se utilizaron en el cálculo de los beneficios (co-beneficios) causados por la disminución de efectos a la salud, para un escenario de beneficios alto y bajo¹⁸. La tabla presenta el daño unitario (UF por cada ug/m³ de PM_{2.5} reducido) para cada una de las provincias de Chile. Esta información se encuentra desagregada para cada una de las provincias según grupo de edad, previsión y tipo de efecto en las planillas adjuntas a este documento.

Tabla 11-58 Beneficio Unitario según Provincia – Escenario Bajo (UF/[ug/m³] PM_{2.5})

Provincia	2010	2015	2020	2025	2030
Aisén	1.570	1.919	2.318	2.765	3.275
Antártica Chilena	108	135	169	201	238
Antofagasta	27.452	34.289	42.340	50.512	59.836
Arauco	8.356	9.873	11.614	13.856	16.413
Arica	11.958	13.180	14.296	17.056	20.204
Biobío	20.699	24.903	29.845	35.605	42.177
Cachapoal	34.697	42.329	51.360	61.274	72.583
Capitán Prat	134	153	174	208	246
Cardenal Caro	1.665	1.995	2.383	2.843	3.367
Cauquenes	4.596	5.353	6.214	7.414	8.782
Cautín	39.491	48.353	58.767	70.110	83.051
Chacabuco	9.357	12.411	16.155	19.273	22.830
Chañaral	1.124	1.145	1.172	1.399	1.657
Chiloé	7.956	9.947	12.365	14.752	17.475
Choapa	4.029	4.644	5.304	6.328	7.496
Coihaique	3.981	4.836	5.821	6.944	8.226
Colchagua	9.382	11.175	13.241	15.796	18.712
Concepción	79.951	95.579	113.356	135.235	160.197
Copiapó	10.800	13.482	16.671	19.889	23.560
Cordillera	31.785	42.369	55.311	65.987	78.167
Curicó	13.834	16.719	20.084	23.960	28.383
El Loa	7.695	9.104	10.682	12.744	15.096
Elqui	27.560	35.137	44.348	52.908	62.674
General Carrera	316	373	438	523	619
Huasco	3.747	4.217	4.713	5.623	6.660

¹⁸ El escenario bajo implica asignar el valor bajo de VVE y considerar la mortalidad a corto plazo, mientras que el escenario alto considera el valor alto de VVE y la mortalidad a largo plazo.

Provincia	2010	2015	2020	2025	2030
Iquique	15.966	20.060	24.801	29.588	35.049
Limari	7.929	9.392	11.034	13.164	15.594
Linares	12.118	14.138	16.416	19.584	23.199
Llanquihue	20.007	25.184	31.461	37.534	44.462
Los Andes	6.271	7.753	9.489	11.320	13.410
Magallanes	10.328	12.053	14.002	16.704	19.787
Maipo	25.804	31.968	38.813	46.305	54.851
Malleco	12.233	13.774	15.437	18.417	21.816
Marga Marga	27.453	34.850	43.808	52.264	61.910
Melipilla	6.326	7.521	8.764	10.455	12.385
nuble	27.486	32.306	37.760	45.048	53.362
Osorno	15.440	18.032	20.880	24.910	29.508
Palena	537	610	687	820	971
Parinacota	51	52	53	63	75
Petorca	1.805	2.187	2.626	3.133	3.712
Quillota	12.521	15.045	17.913	21.371	25.315
Ranco	4.381	4.938	5.519	6.584	7.799
San Antonio	12.162	15.443	19.505	23.270	27.565
San Felipe de Aconcagua	8.775	10.665	12.846	15.325	18.154
Santiago	358.575	423.946	499.253	595.614	705.552
Talagante	10.788	13.414	16.424	19.594	23.210
Talca	28.855	35.522	43.371	51.742	61.293
Tamarugal	945	1.433	2.121	2.530	2.997
Tierra del Fuego	448	533	636	759	899
Tocopilla	2.238	2.317	2.394	2.857	3.384
ultima Esperanza	1.911	2.310	2.775	3.311	3.922
Valdivia	16.441	19.521	22.951	27.381	32.435
Valparaíso	63.858	75.130	88.021	105.010	124.393

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-59 Beneficio Unitario según Provincia – Escenario Alto (UF/[$\mu\text{g}/\text{m}_3$] $\text{PM}_{2.5}$)

Provincia	2010	2015	2020	2025	2030
Aisén	25.103	30.680	37.044	44.194	52.351
Antártica Chilena	1.654	2.058	2.578	3.075	3.643
Antofagasta	455.647	569.136	702.761	838.402	993.153
Arauco	137.906	162.945	191.674	228.669	270.877
Arica	199.755	220.171	238.821	284.916	337.506
Biobío	345.809	416.032	498.596	594.830	704.624
Cachapoal	577.448	704.473	854.778	1.019.760	1.207.986
Capitán Prat	2.168	2.486	2.825	3.370	3.992
Cardenal Caro	27.989	33.536	40.053	47.784	56.604
Cauquenes	78.805	91.782	106.547	127.112	150.574
Cautín	658.198	805.905	979.486	1.168.537	1.384.225
Chacabuco	155.326	206.031	268.169	319.928	378.980
Chañaral	18.168	18.506	18.949	22.607	26.779
Chiloé	133.697	167.160	207.801	247.908	293.667
Choapa	67.684	78.014	89.115	106.316	125.939
Coihaique	65.718	79.827	96.094	114.641	135.802
Colchagua	156.614	186.541	221.020	263.679	312.349
Concepción	1.310.437	1.566.587	1.857.962	2.216.569	2.625.702
Copiapó	175.169	218.685	270.411	322.603	382.149
Cordillera	486.607	648.637	846.784	1.010.222	1.196.688
Curicó	232.875	281.430	338.068	403.319	477.763
El Loa	121.281	143.485	168.361	200.856	237.930
Elqui	454.566	579.532	731.461	872.640	1.033.712
General Carrera	5.402	6.379	7.500	8.947	10.599
Huasco	63.021	70.931	79.277	94.578	112.035
Iquique	257.395	323.391	399.818	476.988	565.030
Limarí	134.140	158.892	186.666	222.695	263.800
Linares	204.260	238.295	276.697	330.102	391.032
Llanquihue	330.953	416.582	520.417	620.863	735.461
Los Andes	103.681	128.196	156.889	187.170	221.718
Magallanes	175.359	204.661	237.738	283.624	335.975
Maipo	422.539	523.472	635.551	758.220	898.171
Malleco	207.313	233.419	261.602	312.094	369.700
Marga Marga	464.717	589.945	741.580	884.714	1.048.013
Melipilla	105.202	125.070	145.742	173.872	205.965

Provincia	2010	2015	2020	2025	2030
nuble	466.667	548.517	641.104	764.844	906.019
Osorno	262.864	306.997	355.482	424.094	502.373
Palena	8.956	10.171	11.450	13.660	16.181
Parinacota	830	858	865	1.032	1.222
Petorca	24.684	29.905	35.914	42.845	50.754
Quillota	212.494	255.341	304.012	362.689	429.634
Ranco	74.095	83.509	93.332	111.346	131.899
San Antonio	205.847	261.368	330.130	393.848	466.545
San Felipe de Aconcagua	146.819	178.453	214.939	256.425	303.755
Santiago	5.984.227	7.075.194	8.331.996	9.940.161	11.774.910
Talagante	179.927	223.713	273.918	326.787	387.105
Talca	483.394	595.080	726.584	866.822	1.026.820
Tamarugal	14.863	22.553	33.365	39.805	47.153
Tierra del Fuego	7.514	8.940	10.663	12.721	15.069
Tocopilla	37.914	39.238	40.556	48.383	57.314
ultima Esperanza	32.596	39.390	47.330	56.465	66.887
Valdivia	276.518	328.312	386.004	460.507	545.508
Valparaíso	1.095.421	1.288.790	1.509.920	1.801.350	2.133.843

Fuente: Elaboración propia

V. Distribución de los Co-beneficios

Tabla 11-60 Co-beneficio por Provincia

Provincia	Low (MMUSD)	High (MMUSD)
Arica	6,9	115,6
Parinacota	0,0	0,1
Iquique	29,2	471,0
Tamarugal	0,0	0,0
Tocopilla	4,0	67,5
El Loa	25,1	396,2
Antofagasta	266,5	4.433,7
Chanaral	0,6	10,3
Copiapo	13,0	210,7
Huasco	106,4	1.790,5
Elqui	49,8	821,4
Limari	23,0	388,6
Choapa	6,5	109,4
Petorca	0,6	8,5
San Felipe de Aconcagua	8,3	138,8
Los Andes	4,4	72,8
Quillota	26,1	443,4
Valparaiso	239,3	4.111,1
Marga Marga	0,0	0,0
San Antonio	4,1	69,2
Isla de Pascua	0,0	0,0
Chacabuco	8,5	141,0
Santiago	745,0	12.448,5
Cordillera	52,4	803,5
Maipo	19,2	315,3
Talagante	10,3	171,1
Melipilla	5,5	91,9
Cachapoal	39,7	660,9
Cardenal Caro	0,7	12,5
Colchagua	7,0	117,3
Curico	21,0	352,9
Talca	39,4	660,9
Cauquenes	2,5	42,3
Linares	16,0	269,9
nuble	37,3	634,0
Concepcion	239,5	3932,4

Provincia	Low (MMUSD)	High (MMUSD)
Biobio	39,9	666,3
Arauco	7,8	128,7
Malleco	11,9	202,3
Cautin	34,0	566,1
Ranco	0,0	0,0
Valdivia	15,5	260,7
Osorno	42,4	722,3
Llanquihue	54,4	901,0
Chiloe	26,6	448,0
Palena	0,9	15,3
Aisen	2,8	44,8
Coihaique	13,8	228,7
General Carrera	0,6	9,8
Capitan Prat	0,2	2,6
ultima Esperanza	0,0	0,0
Magallanes	11,9	202,3
Tierra del Fuego	0,4	6,3
Antartica Chilena	0,0	0,5
Total	2.321,0	38.719,1

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11-61 Co-Beneficio por Zona

Zona	Low (MMUSD)	High (MMUSD)
Centro Costa	272,7	4.678,6
Centro No Costa	977,4	16.253,4
Norte Costa	357,0	5.919,5
Norte No Costa	173,9	2.895,4
Sur Costa	359,9	5.940,1
Sur No Costa	180,0	3.032,1
Total	2.321,0	38.719,1

Fuente: Elaboración Propia

VI. Daño marginal por tonelada reducida de contaminante

Tabla 11-62 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Provincia Escenario Low

Provincia	MP25 (USD/ton)	SOX (USD/ton)	NOX (USD/ton)
Arica	12.942	935	863
Parinacota	877	45	36
Iquique	17.630	1.273	1.176
Tamarugal			
Tocopilla	2.369	7	21
El Loa	21.714	1.123	879
Antofagasta	22.798	1.646	1.521
Chanaral	3.439	248	229
Copiapo	9.122	472	369
Huasco	15.482	801	627
Elqui	10.316	745	688
Limari	18.686	966	757
Choapa	11.764	608	476
Petorca	1.274	73	103
San Felipe de Aconcagua	7.983	461	643
Los Andes	6.133	354	494
Quillota	6.509	498	769
Valparaíso	8.194	627	968
Marga Marga			
San Antonio	2.890	221	341
Isla de Pascua			
Chacabuco	8.495	490	685
Santiago	85.699	4.554	3.080
Cordillera	13.043	753	1.051
Maipo	9.728	561	784
Talagante	8.981	518	724
Melipilla	9.352	540	754
Cachapoal	7.809	451	629
Cardenal Caro	1.842	141	218
Colchagua	4.554	263	367
Curico	8.758	505	706
Talca	14.548	840	1.173
Cauquenes	4.055	310	479
Linares	7.809	451	629
nuble	9.805	596	692
Concepcion	2.130	321	1.024

Provincia	MP25 (USD/ton)	SOX (USD/ton)	NOX (USD/ton)
Biobio	10.242	623	723
Arauco	5.457	417	645
Malleco	9.912	603	700
Cautin	5.552		
Ranco			
Valdivia	7.233	553	854
Osorno	12.448	757	879
Llanquihue	7.579	580	895
Chiloe	7.996	612	944
Palena	3.849	294	455
Aisen	3.352	256	396
Coihaique	9.241	562	652
General Carrera	3.358	204	237
Capitan Prat	1.705	104	120
ultima Esperanza			
Magallanes	7.574	579	895
Tierra del Fuego	4.042	309	477
Antartica Chilena	781	60	92

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11-63 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Provincia Escenario High

Provincia	MP25 (USD/ton)	SOX (USD/ton)	NOX (USD/ton)
Arica	216.660	15.647	14.453
Parinacota	14.385	744	583
Iquique	284.762	20.565	18.995
Tamarugal			
Tocopilla	40.106	117	364
El Loa	342.796	17.726	13.882
Antofagasta	379.232	27.388	25.297
Chanaral	55.596	4.015	3.709
Copiapo	147.890	7.648	5.989
Huasco	260.640	13.478	10.555
Elqui	170.175	12.290	11.352
Limari	316.035	16.342	12.798
Choapa	197.615	10.219	8.003
Petorca	17.425	1.006	1.405
San Felipe de Aconcagua	133.786	7.721	10.784
Los Andes	101.965	5.884	8.219
Quillota	110.533	8.454	13.056

Valparaiso	140.785	10.768	16.629
Marga Marga			
San Antonio	48.991	3.747	5.787
Isla de Pascua			
Chacabuco	141.131	8.145	11.376
Santiago	1.431.998	76.088	51.465
Cordillera	199.813	11.531	16.106
Maipo	159.362	9.197	12.845
Talagante	149.804	8.645	12.075
Melipilla	155.494	8.974	12.533
Cachapoal	130.008	7.503	10.479
Cardenal Caro	30.970	2.369	3.658
Colchagua	76.058	4.389	6.131
Curico	147.441	8.509	11.884
Talca	243.793	14.069	19.651
Cauquenes	69.548	5.319	8.215
Linares	131.567	7.593	10.605
nuble	166.576	10.129	11.757
Concepcion	34.976	5.278	16.820
Biobio	171.242	10.412	12.087
Arauco	90.098	6.891	10.642
Malleco	167.972	10.213	11.856
Cautin	92.582		
Ranco			
Valdivia	121.710	9.309	14.376
Osorno	211.894	12.884	14.956
Llanquihue	125.500	9.599	14.824
Chiloe	134.427	10.281	15.878
Palena	64.120	4.904	7.574
Aisen	53.679	4.106	6.340
Coihaique	152.953	9.300	10.796
General Carrera	57.438	3.493	4.054
Capitan Prat	27.506	1.672	1.941
ultima Esperanza			
Magallanes	128.657	9.840	15.196
Tierra del Fuego	67.699	5.178	7.996
Antartica Chilena	11.848	906	1.399

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11-64 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Zona Escenario Low

Zona	MP25 (USD/ton)	SOX (USD/ton)	NOX (USD/ton)
Centro Costa	2.589	31	399
Centro No Costa	12.379	685	979
Norte Costa	10.809	575	647
Norte No Costa	11.519	667	541
Sur Costa	1.597	166	946
Sur No Costa	3.649	183	710
Promedio Chile	7.354	409	769

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11-65 Promedio de Daño marginal evitado por contaminante según Zona Escenario High

Zona	MP25 (USD/ton)	SOX (USD/ton)	NOX (USD/ton)
Centro Costa	44.054	537	6.796
Centro No Costa	203.774	11.238	16.163
Norte Costa	178.700	9.544	10.690
Norte No Costa	191.174	11.028	8.911
Sur Costa	26.568	2.743	15.766
Sur No Costa	61.432	3.025	11.982
Promedio Chile	121.787	6.734	12.796

Fuente: Elaboración Propia

VII. Comparación de Daños Marginales

En la **Error! Reference source not found.** se comparan los valores promedio de daño marginal por tonelada obtenidos en el presente estudio, con los resultados de otros 3 estudios. En la Tabla 11-67 se presenta la misma comparación que la **Error! Reference source not found.**, pero ajustando los valores del daño marginal de los 3 estudios de acuerdo al valor de la vida estadística (VVE) usado por el consultor en el escenario low.

Tabla 11-66 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton)

Estudio	VVE [MUSD/evento]	PM2.5 [USD/ton]	SO2 [USD/ton]	NOx [USD/ton]
Escenario Low	0,5	9,736	602	686
(MG & Cifuentes 2010)	0,8	20.114	276	2.077
(Mendelsohn & Müller 2006)	2	2.649	1.089	280
(Levy, Baxter et al. 2009)	6	72.000	19.000	4.800
Promedio de los tres estudios	2,9	31.588	6.788	2.386

Fuente: Elaboración propia en base a (MG & Cifuentes 2010), (Levy, Baxter et al. 2009) y (Mendelsohn & Müller 2006)

Tabla 11-67 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton) ajustando VVE

Estudio	VVE MUSD/evento]	PM2.5 [USD/ton]	SO2 [USD/ton]	NOx [USD/ton]
Escenario Low	0,5	9,736	602	686
(MG & Cifuentes 2010)	0,5	12.571	173	1.298
(Mendelsohn & Müller 2006)	0,5	662	272	70
(Levy, Baxter et al. 2009)	0,5	6.000	1.583	400
Promedio de los tres estudios	0,5	6.411	676	589

Fuente: Elaboración propia en base a (MG & Cifuentes 2010), (Levy, Baxter et al. 2009) y (Mendelsohn & Müller 2006)

De las tablas se puede rescatar que la variabilidad de los resultados, es extremadamente alta, incluso cuando se ajusta para un mismo VVE, porque el daño por tonelada, no es un indicador que dependa solo de este parámetro. La variabilidad entre estudios, también depende de la función de daño elegida en cada estudio, de la población expuesta, las condiciones atmosféricas y geográficas de las zonas, los tipos de emisiones modeladas y las interacciones con otras fuentes (tanto naturales como antropogénicas).

Es importante destacar que incluso al interior de este estudio, como al interior de las fuentes citadas, la variabilidad interna de los resultados es altísima, producto de que muchos de los mismos factores detallados anteriormente no son estáticos.

VIII. Orden medidas según costos por tonelada reducida de CO₂e

Tabla 11-68 Variación en el ranking de costos por CoBeneficios Escenario Low

Medidas	Cme con Cobeneficio (USD/tonCO ₂ e)	Ranking con Co-Beneficios	Ranking según costos
Duchas Eficientes	-257,2	1	1
Subvencion Transporte Publico	-171,8	2	2
Impuesto a Combustibles Vehiculos Livianos	-154,1	3	3
Impuesto a Combustibles Camiones	-146,6	4	4
Mejoras Aerodinamicas	-139,3	5	5
Conduccion eficiente Buses	-129,8	6	6
Conduccion eficiente Camiones	-110,3	7	7
Iluminacion Residencial Eficiente	-95,9	8	8
Refrigeracion Comercial Eficiente	-89,0	9	10
Reduccion Perdidas Standby	-87,3	10	11
Adelanto Recambio Motores	-77,6	11	9
Taxis y Colectivos Hibridos	-74,7	12	12
Motores Nuevos Eficientes	-63,3	13	13
Aislacion Viviendas	-46,6	14	18
Refrigeracion Residencial Eficiente	-43,5	15	15
Buses Hibridos	-39,5	16	14
Carga en Ferrocarril	-18,7	17	20
Mini_hidro_SIC	-15,4	18	17
Geotermia_SING	-13,8	19	16
Nuclear_SIC	-10,8	20	19
Geotermia_SIC	-8,2	21	21
Calentadores Eficientes	-4,2	22	26
Eolica_SING	-3,2	23	22
Cogeneracion	-2,8	24	25
Eolica_SIC	3,5	25	24
Solar_SING	4,6	26	23
Conduccion eficiente Taxis y Colectivos	34,7	27	27
Lavavajillas Eficientes	35,0	28	28
Forestacion_DL701	57,8	29	30
Mareomotriz_SIC	59,0	30	31
Biocombustibles	68,1	31	33
Biomasa_SIC	68,5	32	29
Microondas Eficientes	72,0	33	34
Calderas de Condensacion	73,0	34	32
Secadoras Eficientes	135,8	35	35

Medidas	Cme con Cobeneficio (USD/tonCO2e)	Ranking con Co-Beneficios	Ranking según costos
Colectores Solares	176,4	36	36
Vehiculos Livianos Híbridos	198,1	37	37
Lavadoras Eficientes	307,7	38	38
Expansion Lineas de Metro	317,1	39	39
Conduccion eficiente Vehiculos Livianos	390,0	40	40
Vehiculos Livianos Híbridos Plug-in	400,6	41	41
Chatarrizacion Camiones	1815,3	42	42
Chatarrizacion Vehiculos Livianos	6762,4	43	43

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11-69 Variación en el ranking de costos por CoBeneficios Escenario High

Medidas	Cme (con Cobeneficio) USD/tonCO2e	Ranking con Co-Beneficios	Lugar según costos
Aislacion Viviendas	-636.2	1	18
Subvencion Transporte Publico	-403.4	2	2
Impuesto a Combustibles Vehiculos Livianos	-379.5	3	3
Reduccion Perdidas Standby	-364.6	4	11
Impuesto a Combustibles Camiones	-364.1	5	4
Refrigeracion Comercial Eficiente	-363.9	6	10
Iluminacion Residencial Eficiente	-359.9	7	8
Mejoras Aerodinamicas	-358.2	8	5
Conduccion eficiente Buses	-338.6	9	6
Refrigeracion Residencial Eficiente	-310.7	10	15
Conduccion eficiente Camiones	-307.1	11	7
Duchas Eficientes	-285.0	12	1
Calentadores Eficientes	-280.2	13	26
Taxis y Colectivos Híbridos	-278.3	14	12
Lavavajillas Eficientes	-243.5	15	28
Buses Híbridos	-233.6	16	14
Microondas Eficientes	-205.8	17	34
Carga en Ferrocarril	-189.7	18	20
Conduccion eficiente Taxis y Colectivos	-185.5	19	27
Motores Nuevos Eficientes	-173.5	20	13
Cogeneracion	-168.4	21	25
Secadoras Eficientes	-144.2	22	35
Adelanto Recambio Motores	-136.5	23	9
Biocombustibles	-103.5	24	33

Medidas	Cme (con Cobeneficio) USD/tonCO2e	Ranking con Co-Beneficios	Lugar según costos
Mini_hidro_SIC	-57.5	25	17
Nuclear_SIC	-54.9	26	19
Geotermia_SIC	-51.7	27	21
Eolica_SIC	-38.6	28	24
Geotermia_SING	-28.2	29	16
Eolica_SING	-17.4	30	22
Solar_SING	-9.4	31	23
Vehiculos Livianos Híbridos	0.4	32	37
Mareomotriz_SIC	14.9	33	31
Lavadoras Eficientes	27.5	34	38
Calderas de Condensacion	43.8	35	32
Forestacion_DL701	57.8	36	30
Expansion Lineas de Metro	144.7	37	39
Colectores Solares	149.6	38	36
Conduccion eficiente Vehiculos Livianos	164.8	39	40
Vehiculos Livianos Híbridos Plug-in	236.2	40	41
Biomasa_SIC	302.6	41	29
Chatarrizacion Camiones	1577.9	42	42
Chatarrizacion Vehiculos Livianos	6481.0	43	43

Fuente: Elaboración Propia