

Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación

Energy Consumption, Greenhouse Gas Emissions and Mitigation
Options for Chile, 2007-2030

PROGRAMA DE GESTIÓN Y ECONOMÍA AMBIENTAL (PROGEA)
Departamento de Ingeniería Industrial
UNIVERSIDAD DE CHILE

PROGRAM FOR ENVIRONMENTAL ECONOMICS AND MANAGEMENT (PROGEA)
Department of Industrial Engineering
UNIVERSITY OF CHILE

Raúl O`Ryan - Manuel Díaz - Jacques Clerc
Junio 2010 / June 2010

Esta publicación ha sido elaborada con la asistencia de la Unión Europea.
El contenido de esta publicación es responsabilidad exclusiva del consorcio
del proyecto JELARE y de ninguna manera debe considerarse que refleja los
puntos de vista de la Unión Europea.

This publication has been produced with the assistance of the European
Union. The content of this publication is the sole responsibility of the JELARE
project consortium and can in no way be taken to reflect the views of the
European Union.

Auspiciado por/ Sponsored By



Índice / Table of Contents

Agradecimientos / Acknowledgements	5
1. Introducción / Introduction	6
2. Evolución Histórica de las Emisiones de GEI en Chile: 1986 – 2006 / Historical Evolution of GHG Emissions in Chile: 1986-2006	9
2.1 Inventarios de Emisiones de GEI / GHG Emissions Inventories	12
2.2 Tipos de Emisiones y Métodos de Estimación Empleados / Types of Emissions and Estimation Methods Employed	13
2.3 Evolución de Emisiones de GEI Asociadas a Combustión / Evolution of GHG Emissions Associated With Combustion	14
2.4 Emisiones Procesos Industriales, Forestal y Cambio de Uso de Suelo / Emissions From Industrial Processes, Forestry and Land Use Change	16
2.5 Inventario de Emisiones Totales: Año 2005 / Inventory of Total Annual Emissions: 2005	19
2.6 Indicadores Asociados a las Emisiones de GEI en el Sector Energía: 1990 – 2006 / Indicators Associated with GHG Emissions in the Energy Sector: 1990 – 2006	21
3. Proyección del Consumo Energético Sectorial y de las Emisiones / Projections of Energy Consumption and Emissions by Sector	25
3.1 Proyección del Balance de Secuestro y Emisiones del Sector Forestal y Cambio de Uso de Suelo/ Projection of the Balance of Capture and Emissions for the Forestry and Land Use Change Sectors	26
3.2 Proyección de las Emisiones de GEI Asociadas a Procesos Industriales / Projection of GHG Emissions Associated with Industrial Processes	28
3.3 Consumo Energético Sectorial y Emisiones de GEI de Principales Sectores Consumidores de Energía: 2007 – 2030 / Energy Consumption and Emissions of GHG by Principal Energy Consuming Sectors : 2007 – 2030	29
3.3.1 Metodología de Proyección de Consumos Energéticos / Methodology for Projecting Energy Consumption	29

Índice / Table of Contents

3.3.2 Sectores Considerados / Sectors Considered	32
3.3.3 Consumos de Energéticos Proyectados 2007 – 2030 / Projected Energy Consumption 2007 – 2030	33
3.4 Proyecciones Demandas Energéticas en Generación Eléctrica y Otros Centros de Transformación / Energy Demand Projections in Electricity Generation and Other Transformation Centers	34
3.4.1 Proyecciones Demandas Energéticas en Generación Eléctrica / Electricity Generation Demand Forecast	35
3.4.2 Proyecciones Demandas Energéticas en Otros Centros de Transformación / Energy Demand Forecast for Other Transformation Centers	37
3.5 Emisiones Asociadas a uso de Combustibles de Demanda Final / Emissions Associated With Final Demand Fuel Use	39
3.6 Emisiones Asociadas a Centros de Transformación / Transformation Centers' Associated Emissions	40
3.7 Emisiones Netas de GEI de Chile / Chile's Net GHG Emissions	41
4. Potencial de Abatimiento e Instrumentos Económicos y Regulatorios Factibles de ser Aplicados / Abatement Potential and Feasibly Implemented Economic and Regulatory Mechanisms	45
4.1 Gestión de Demanda, Mejoramiento Tecnológico y Reducción del Nivel de Actividad en Transporte / Demand Management, Technological Improvement and Reduced Transportation Activity	49
4.2 Gestión de Demanda en Sector Comercial, Público y Residencial / Demand Management in the Commercial, Public and Residential Sector	52
4.3 Gestión de Demanda en Sector Industrial y Minero / Demand Management in the Industrial and Mining Sector	56

Índice / Table of Contents

4.4	Reducción de la Intensidad en Carbón de las Tecnologías de Generación Eléctrica / Carbon Intensity Reduction in Electricity Generating Technologies	62
4.5	Potencial Agregado de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero / Aggregate Greenhouse Gas Emission Reduction Potential	68
5.	Análisis de Escenarios de Reducción de Emisiones de GEI en Chile / Analysis of GHG Emission Reduction Scenarios in Chile	75
5.1	Escenario Early Actions y de Reducción Máxima de Emisiones de GEI / Early Actions and Maximum GHG Emissions Reduction Scenarios	78
6.	Conclusiones y Bases para una Estrategia Chilena de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero / Conclusions and a Basis for a Chilean Greenhouse Gas Mitigation Strategy	83
6.1	Conclusiones Cuantitativas Relevantes para Chile / Relevant Quantitative Conclusions for Chile	88
6.2	Recomendaciones para una Estrategia Chilena / Recommendations for a Chilean Strategy	90

Agradecimientos

Los autores agradecen a los profesionales de Endesa Latinoamérica, por sus observaciones y constantes aportes a este estudio, sin los cuales no se habría logrado la misma rigurosidad y calidad de los resultados. También el apoyo de la Unión Europea, a través del Proyecto Conjunto de Universidades Europeas y Latinoamericanas en Energía Renovable ((JELARE) desarrollado como parte del Programa ALFA III de la Comisión Europea y al Proyecto “Entidad Promotora del Mecanismo de Desarrollo Limpio en Chile” financiado por INNOVA CORFO.

También queremos agradecer al ex Presidente de la República Sr. Ricardo Lagos Escobar y al Director de la Comisión Nacional del Medio Ambiente Sr. Alvaro Sapag, por entregarnos sus visiones respecto de la estrategia que debiera asumir Chile frente a la amenaza del Cambio Climático.

Además, a la Sra. Christiana Figueres Vice Presidenta del Bureau de la Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) y asesora de Endesa Latinoamérica, al Sr. Eduardo Sanhueza consultor de CEPAL y al Sr. Cristóbal Huneeus, Asesor del Ministerio de Hacienda; quienes aportaron sus conocimientos en los distintos ámbitos que se abordaron en este estudio.

Por último, a la valiosa labor de nuestros ingenieros y ayudantes quienes permitieron obtener los resultados que se presentan en este documento: Sr. Carlos Gherardelli (q.e.p.d.), Sr. Mauricio Pereira, Srta. Carolina Rojas y Sr. Gonzalo Valdés.

Acknowledgements

The authors wish to thank the professionals at Endesa International for their observations and contributions to this study. Without their valuable support, we would not have been able to achieve the degree of rigor and quality obtained. Also the assistance of the European Union through the Joint European-Latin American Universities Renewable Energy Project (JELARE), undertaken as part of the ALFA III Programme of the European Commission and to the project “Entidad Promotora del Mecanismo de Desarrollo Limpio en Chile” sponsored by INNOVA CORFO.

We also wish to thank the former President of the Republic, Mr. Ricardo Lagos Escobar and the Director of the National Commission on the Environment, Mr. Alvaro Sapag, for sharing their vision of the strategy Chile should adopt to deal with the threat of climate change.

Also we wish to thank Mrs. Christiana Figueres, Vice President of the Bureau of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) and adviser to Endesa International, Mr. Eduardo Sanhueza, consultant to CEPAL (Economic Commission for Latin America), and Mr. Cristóbal Huneeus, Adviser Ministry of Finance, all of whom lent their knowledge about the different areas covered in this study.

Finally, we wish to acknowledge the valuable work of the engineers and assistants who helped us obtain the results presented in this document: the late Mr. Carlos Gherardelli, Mr. Mauricio Pereira, Ms. Carolina Rojas and Mr. Gonzalo Valdés.

1. Introducción

Endesa Latinoamérica solicitó al Programa de Gestión y Economía Ambiental de la Universidad de Chile llevar a cabo el estudio “Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción”, cuyo objetivo principal fue proyectar la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile y evaluar políticas alternativas e instrumentos específicos que permitan enfrentar el escenario futuro para el país en este ámbito. El estudio se ha centrado en las emisiones producto del consumo de combustibles fósiles en fuentes fijas y fuentes móviles y también incluye, con menor grado de detalle, las emisiones de procesos industriales y por cambio de uso de suelos y forestales.

En el proyecto se identificaron y evaluaron las principales medidas de reducción de gases de efecto invernadero en los sectores transporte; comercial, público y residencial; industrial y minero y generación de energía eléctrica; además de identificar los instrumentos económicos y regulatorios que permitirían promover e implementar las medidas propuestas.

Para cada opción de abatimiento se han estimado sus costos de implementación y potenciales de reducción de manera realista y sobre la base de opinión experta, información de empresas y organismos reguladores, así

1. Introduction

Endesa International asked the Program for Environmental Economics and Management of the University of Chile to conduct a study on “Emissions of Greenhouse Gases (GHG) in Chile: Background for the Development of a Regulatory Framework and Evaluation of Avenues of Reduction.” The main objective of the study was to project the evolution of GHG emissions in Chile and evaluate alternative policies and specific instruments to deal with future contingencies the country might face in this area. The study has focused on emissions resulting from fossil fuel combustion in stationary and mobile sources and, at a lesser level of detail, emissions from industrial processes and from changes in land use and forestry.

The project identified and assessed the main measures to reduce greenhouse gases in the transportation, commercial, public and residential, industrial, mining, and electricity- generating sectors. Additionally, the project identified economic and regulatory instruments that would help to promote and implement the proposed measures.

For each abatement option, implementation costs and reduction potentials were estimated utilizing expert opinion, company and regulatory agency information, as well as information gathered through a review of the national and international literature. In all cases the estimated cost of the measures

como la información recopilada a través de la literatura tanto a nivel nacional como internacional. En todos los casos, el costo estimado de las medidas corresponde al costo real para la sociedad de adoptarlas.

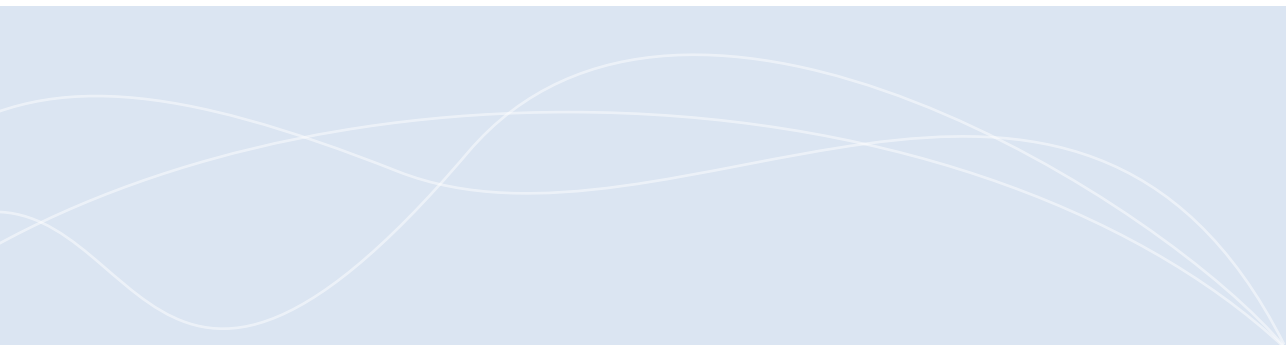
Sobre la base de estos antecedentes, se construye la curva de abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero para Chile, la que muestra los potenciales de reducción y costos de las distintas medidas evaluadas, ordenadas desde las más baratas (medidas con costos negativos) a las más caras. Ello permite estimar el potencial de mitigación del país a distintas exigencias de costo máximo de reducción por tonelada de CO₂e reducida y el costo total del máximo potencial posible.

A partir de estos antecedentes se construyen dos escenarios de reducción de emisiones de GEI en Chile, en ellos se combinan las reducciones potenciales de las distintas medidas. Los escenarios corresponden a las llamadas “early actions” (medidas tempranas que se han realizado en Chile en los últimos meses) y la reducción máxima posible, que incluye la mayor parte de las medidas interactuando de manera agregada. Este no es un ejercicio directo y sencillo, ya que en ningún caso equivale a la suma de las reducciones de las medidas por separado. Para ello se utilizó el modelo LEAP que permite hacer interactuar las distintas variables en equilibrio, de acuerdo a la demanda proyectada de energéticos para cada sector.

reflects the real costs to the society of adopting them.

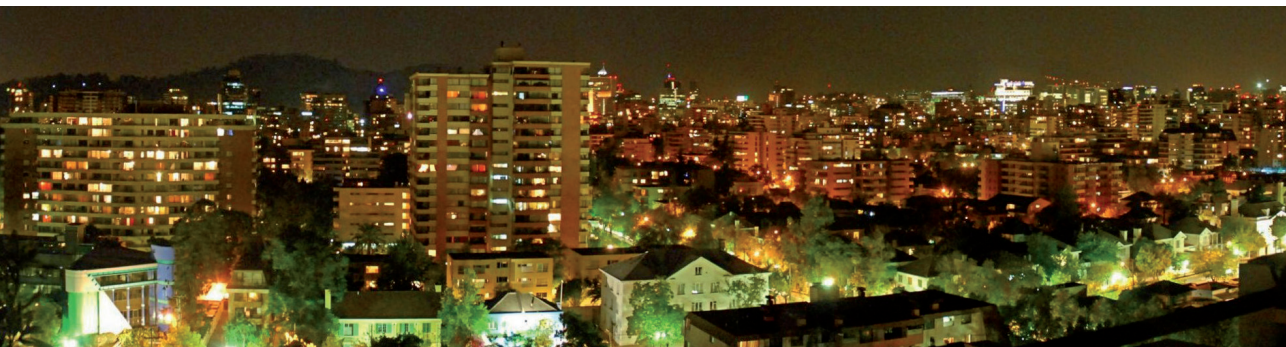
Taking all of the above into account, a GHG emissions abatement curve for Chile was created, which shows the reduction potentials and costs of the different measures assessed. The curve is ordered from the least expensive (measures with negative costs) to the most expensive per ton of CO₂e reduction, and the total cost of the maximum potential possible.

Two GHG emissions reduction scenarios for Chile were developed accordingly to combine the potential reductions available through the different measures. The scenarios correspond to the so-called “early actions” (actions that have been carried out in Chile in recent months) and the maximum possible emissions reduction, which includes the aggregate interactions of the majority of the measures. This is not a straightforward and simple exercise, as in no case does the result equal the sum of the reductions of each separate measure. The Long Range Energy Alternative Planning System (LEAP) model was used to allow the different variables to interact in equilibrium in accordance with the projected energy demand for each sector.



Finalmente, se presentan las bases para una política chilena de reducción de emisiones de gases efecto invernadero. Se discuten cuales son las medidas más convenientes de implementar, de acuerdo a su costo efectividad, las palancas o instrumentos que podrían viabilizar su implementación y como considerar todo ello en una propuesta de política de cambio climático que sea realista para el país, dado el contexto internacional respecto al cambio climático y las implicancias económicas que podría traer una postura del país frente a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).

In conclusion, the foundations for a Chilean policy on GHG emissions reduction are presented. The most appropriate measures to implement, according to their cost effectiveness, are reviewed along with Instruments to make implementation feasible. Finally, how to consider all of the above in a proposed climate change policy that is realistic for the country in the international context of climate change and takes into account the economic implications that could stem from the country's stance towards the United Nations Framework Convention on Climate Change (CMNUCC) is discussed.



2

Evolución Histórica de las Emisiones de GEI en Chile: 1986 – 2006

Historical Evolution of GHG Emissions in Chile: 1986-2006



2. Evolución Histórica de las Emisiones de GEI en Chile: 1986 – 2006

2. Historical Evolution of GHG Emissions in Chile: 1986-2006

Hasta la fecha se han desarrollado en el país cuatro grandes iniciativas de inventarios de emisiones de GEI. El primer estudio, realizado en 1997 por el Programa de Investigación en Energía de la Universidad de Chile (PRIEN), se centró en las emisiones del sector energía al año 1993¹. El segundo de ellos, desarrollado también por el PRIEN en 1999, consistió en una actualización al año 1994 que incluyó adicionalmente las emisiones de procesos industriales y uso de solventes². Un tercer estudio efectuado por PRIEN consistió en presentar la evolución de las emisiones de GEI en dichos sectores entre los años 1986 y 1998³. En el año 2004, la Dirección de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de la Pontificia Universidad Católica de Chile (DICTUC) llevó a cabo un cuarto estudio en el que se estimaron las emisiones de GEI en Chile al año 2001⁴.

Los resultados de estos estudios son la base de partida para la estimación de emisiones en los períodos en que no existen estimaciones de emisiones y para la posterior proyección de las mismas al año 2030.

To date, four major GHG inventory initiatives have been conducted in this country. The first study, conducted in 1997 by the University of Chile's Energy Research Program (PRIEN) focused on energy sector emissions up to 1993¹. The second study, also developed by the PRIEN in 1999, consisted of an update to 1994 that included additional emissions from industrial processes and solvent use². A third PRIEN study described the evolution of GHG emissions in these same sectors between 1996 and 1998³. In 2004 the Directorate of Scientific and Technological Research at the Pontificia Catholic University of Chile (DICTUC) conducted a fourth study which estimated the GHG emissions in Chile to 2001⁴.

The results of these studies are the starting point for estimating emissions in the periods for which there are no emissions estimates and for emission projections through 2030.

1 "Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Sector Energía Año 1993".

2 "Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Energía, Procesos Industriales y Uso de Solventes 1993-1994".

3 "Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero energía, procesos industriales y uso de solventes, Chile 1986-1998".

4 "Gases de Efecto Invernadero (GEI) para el caso de Chile" año 2001.

1 "1993 Energy Sector Inventory of Greenhouse Gas Emissions".

2 "1993-1994 Inventory of Greenhouse Gas Emissions, Energy, Industrial Processes and Solvent Use".

3 "1986-1998 Inventory of Greenhouse Gas Emissions, Energy, Industrial Processes and Solvent Use, Chile".

4 "Greenhouse Gases (GHG), Chile's Case, 2001".

2.1 Inventarios de Emisiones de GEI

Para la elaboración de la serie anual de emisiones de GEI, tanto a nivel nacional como sectorial, se partió de la información suministrada por los Inventarios Nacionales de GEI correspondientes a los años 1993, 1994 y la evolución estimada entre los años 1986 y 1998. Ellos se basan en la metodología de cálculo elaborada por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y la Organización para el Comercio y el Desarrollo Económico (OCDE). Este conjunto de estudios es la única y más actualizada fuente oficial de datos de emisiones de GEI con la que cuenta Chile y serán considerados valores oficiales de partida para este estudio.

Si bien el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) ha considerado 1990 como el año base para los análisis de emisiones de GEI, este año fue anormalmente seco en Chile, por lo que considerarlo entregaría una base de partida errónea. Además, 1994 es el año inicial de los escenarios base y de mitigación.

Respecto a los inventarios correspondientes al período 1998-2006, se sigue una metodología similar a la utilizada en el estudio PRIEN (2000), la cual se basa en la consideración de los datos existentes en los Balances de Energía de CNE y de las principales variables que definen el comportamiento de las emisiones en cada sector.

La fuente oficial de información para el desarrollo de los inventarios son los Balances de Energía de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Los sectores estudiados se clasifican de acuerdo a la categorización del IPCC, la que es equivalente a las categorías existentes en los Balances de Energía de la CNE (aunque con nombres diferentes). La equivalencia entre sectores de ambas instituciones se presenta en el siguiente cuadro.

2.1 GHG Emissions Inventories

The basis for the preparation of the annual (time) series of GHG emissions, both at the national and sector level, was the information provided by the National GHG Inventories for 1993, 1994, and the estimated changes between 1986 and 1998. The aforementioned studies used the methodology developed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) and the Organization for Trade and Development (OECD). These studies provide the sole, and most current, official source that Chile has access to regarding GHG emissions, and thus constitute the official baseline figures.

While the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) has considered 1990 as the base year for GHG emissions analysis, this was an abnormally dry year in Chile, and to use it would deliver an erroneous starting point. As a result, 1994 is the initial year for the baseline and mitigation scenarios.

A methodology similar to that used in the PRIEN (2000) study is used for the inventories corresponding to the 1998-2006 period, based on the existing data in the National Energy Commission's (CNE) Energy Balance and the main variables that define the behavior of emissions in each sector.

The official source of information for the development of the inventories is the Energy Balance from the CNE. The sectors studied are classified according to the IPCC categories, which are equivalent to the existing categories in the CNE's Energy Balance (albeit with different names). The equivalence between sectors of both institutions is presented in the table below.

Cuadro 1: Sectores y Equivalencia entre Sectores IPCC y CNE	Table 1: Sectors and Equivalence Between IPCC and CNE Sectors
Sectores IPCC / IPCC Sectors	Sectores CNE / CNE Sectors
Industrias de la energía / Energy Industries	Sector Energía Centros de Transformación / -Energy -Transformation Centers
Industrias Manufactureras y Construcción Agricultura y Pesca / -Manufacturing and Construction Industries -Agriculture and Fishing	Industrial y minero / Industrial and Mining
Transporte / Transportation	Transporte / Transportation
Comercial, institucional y residencial / Commercial, Institutional and Residential	Comercial, institucional y residencial / Commercial, Institutional and Residential

Fuente: Elaboración propia

Source: Developed in-house

2.2 Tipos de Emisiones y Métodos de Estimación Empleados

2.2 Types of Emissions and Estimation Methods Employed

Las emisiones de los inventarios de GEI consideradas corresponden a aquellas que se producen a partir de los procesos de combustión. Se hace distinción entre las emisiones de CO₂ y las del resto de gases (CH₄, N₂O, CO, NO_x, COVNM y SO₂).

A fin de poder comparar las emisiones de los distintos GEI, expresadas originalmente en Gg de cada gas en particular, se las convirtió en Gg de CO₂e. Para ello, se utilizaron los Potenciales de Calentamiento Global (PCG) del Segundo Informe de Evaluación (SAR) del IPCC.

De acuerdo a la forma en que se realizan los cálculos se consideran dos formas distintas para estimar las emisiones de los GEI: top-down y bottom-up (o uso final). Para el caso del CO₂, se utiliza la estimación top-down, la cual entrega una estimación en forma rápida, sencilla y relativamente confiable. Dicho enfoque se basa en las características de los combustibles y requiere –en comparación con el método bottom-up– poca información, la que es de fácil acceso. En este método lo que interesa fundamentalmente es qué y cuánto se combustiona.

Inventories of GHG emissions correspond to those produced from combustion processes. A distinction is made between CO₂ emissions and other gases (CH₄, N₂O, CO, NO_x, COVNM y SO₂).

In order to compare emissions of different GHGs, originally expressed in Gg of each particular gas, they were converted to Gg of CO₂e. To do this the Global Warming Potentials (GWP) were adopted from IPCC’s Second Assessment Report (SAR).

Depending on how the calculations are made, there are two separate ways of estimating GHG emissions: “top-down” and “bottom-up”. In the case of CO₂, a top-down estimate is used because it delivers a quick, simple and relatively reliable estimate. It is based on fuel characteristics and requires, as compared to bottom-up estimates, little and easily available information. For this method, what matters most is what and how much is being combusted.

En el caso de los Procesos Industriales, correspondientes a las emisiones de GEI como producto de las actividades industriales, no provenientes de la combustión de energéticos; las principales fuentes de emisión son los procesos que transforman insumos tanto física como químicamente. Las fuentes emisoras estudiadas, relevantes para Chile, son la producción y/o uso de cemento, asfalto, vidrio, ácido nítrico, productos de la industria petroquímica (etileno, estireno, etc.), hierro y acero, ferroaleaciones, cobre, papel y celulosa, alimentos y bebidas alcohólicas. En este caso, en el estudio se estimarán las emisiones producto de los procesos del cemento, y el acero y hierro.

2.3 Evolución de Emisiones de GEI Asociadas a Combustión

En el año 2000, el PRIEN⁵ desarrolló un estudio de la evolución de las emisiones de GEI entre los años 1986 y 1998, empleando la metodología detallada anteriormente. La proyección del inventario realizada para el período 1986-2006 sigue la misma línea metodológica que la evolución elaborada por el PRIEN para el período 1986-1998, donde se evalúa la relevancia de las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, CO, NO_x, COVNM, SO₂ en Chile, producidas por la combustión de combustibles fósiles. Para dicha estimación se utilizaron los datos de consumo del Balance Nacional de Energía de la CNE.

Para poder estimar las emisiones a partir de los consumos energéticos, se utiliza el modelo Long range Energy Alternatives Planning System (LEAP). Esta herramienta es una de las más utilizadas en el mundo con cientos de usuarios en más de 140 países y ha servido como medio de comunicación con la IPCC. Utiliza básicamente los factores de emisión del IPCC y permite estructurar la información de

In the case of Industrial Processes, the principal sources of GHG emissions, which are products of industrial activity not originating from energy combustion, are processes that transform inputs both physically and chemically. The emissions sources studied relevant to Chile are the production and / or use of cement, asphalt, glass, nitric acid, petrochemical products (ethylene, styrene, etc...) iron and steel, ferroalloys, copper, paper and pulp, food and alcoholic beverages. This study estimates the emissions produced by the cement, steel, and iron processes.

2.3 Evolution of GHG Emissions Associated With Combustion

In 2000 PRIEN carried out a study of the evolution of GHG emissions between 1986 and 1998, using the methodology detailed above. The projections for the inventory for the period 1986-2006 were developed along the same methodological lines as used by PRIEN for their 1986-1998 period study, which assessed the relevance of CO₂, CH₄, N₂O, CO, NO_x, COVNM, SO₂ emissions in Chile, produced by fossil fuel combustion. Consumption data from the CNE's National Energy Balance were used in developing the estimate.

In order to estimate emissions from energy consumption, the Long Range Energy Alternative Planning System (LEAP) model was used. This tool is one of the most widely used worldwide, with hundreds of users in more than 140 countries, and has served as a means of communicating with the IPCC. The model basically uses the IPCC's emission factors and allows for the structuring of information according to the different end-use consumer sectors.

5 "Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero energía, procesos industriales y uso de solventes, Chile 1986-1998" PRIEN 2000.

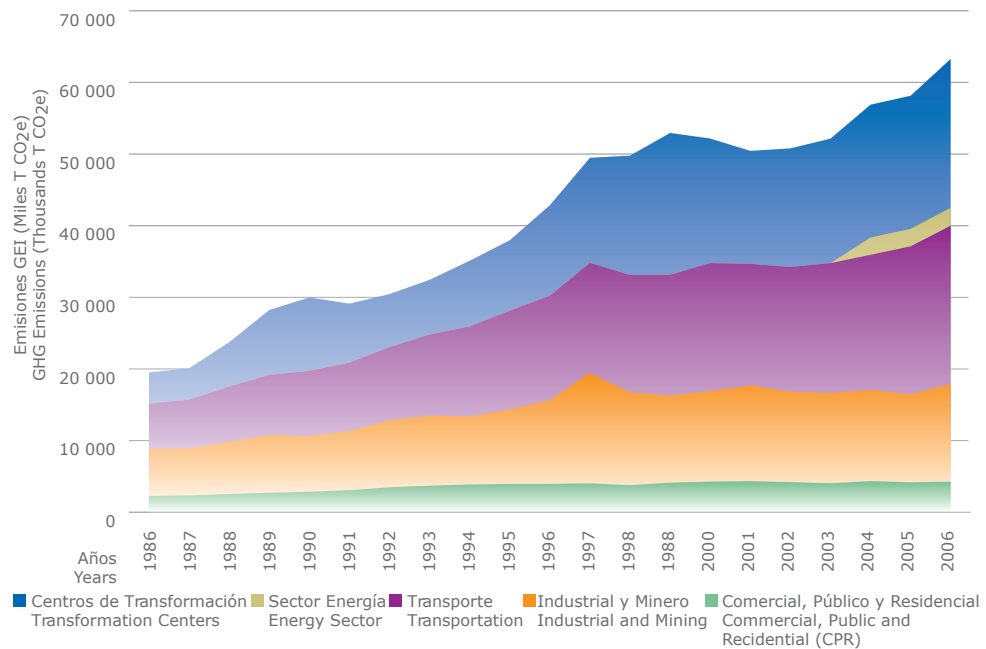
5 "1986-1998 Inventory of Greenhouse Gas Emissions, Energy, Industrial Processes and Solvent Use, Chile." Program for Energy Study and Research (PRIEN) 2000.

acuerdo a los distintos sectores consumidores de uso final. Los resultados se presentan en la figura siguiente.

The results are presented in the following figure.

Figura 1: Evolución Sectorial de las Emisiones de GEI 1986-2006

Figure 1: Evolution of GHG Emissions by Sector 1986-2006



Fuente: Elaboración propia

Source: Developed in-house

A partir de los datos de la figura anterior se puede concluir que los sectores más emisores de gases de efecto invernadero al año 2006 han sido transporte (35%), industrial y minero (22%) y centros de transformación (33%). Ellos comprenden el 90% de las emisiones por concepto de consumo de combustibles en el país.

Data from the figure show that the highest GHG emitting sectors up to 2006 have been Transportation (35%), Industrial and Mining (22%), and Transformation Centers (33%). Together they account for 90% of emissions from fuel consumption in Chile.

El sector industrial y minero, transporte y centros de transformación han sido los sectores que han crecido proporcionalmente en mayor medida. En efecto, el sector industrial y minero ha aumentado su consumo en 1,6 veces respecto a 1986, transporte en 2,3 veces

The Industrial and Mining, Transportation, and Transformation Centers are the sectors that have grown the most proportionally. In effect, the Industrial and Mining sector has increased its consumption by 1.6 times compared to 1986, Transport by 2.3 times, and Transformation Centers 3.6 times. On average, the country's energy consumption

y centros de transformación en 3,6 veces. En promedio, el consumo energético del país aumento 2,3 veces respecto al año 1986.

En el caso de las emisiones, estas se duplicaron respecto al año 1990 y crecieron 2,2 veces respecto al año 1986.

2.4 Emisiones Procesos Industriales, Forestal y Cambio de Uso de Suelo

Existen otros sectores emisores/capturadores de GEI. Por ejemplo, el sector forestal y Cambio de Uso de Suelo que representa un sumidero neto que captura el equivalente al 57% de las emisiones de los otros sectores.

Las principales actividades capturas/emisoras consideradas en el inventario, además de las emisiones por consumo de combustibles, son: Procesos industriales, Agricultura, Manejo de desechos, Manejo forestal, Abandono de suelo manejado, Incendios forestales y Conversiones (conversión de bosque nativo en agricultura o en bosque comercial).

En este estudio, además de las emisiones por combustión de combustibles, se estiman las emisiones de procesos industriales y de cambio de uso de suelo y forestal. Cabe hacer notar que las metodologías que se utilizan para estos dos sectores son de bastante menor detalle que las de combustión en fuentes fijas y móviles.

Es importante destacar que la estimación desarrollada para cambio de uso de suelo y forestal es única (al menos en lo publicado) en el país y considera la mejor información disponible, además de tratar de subsanar los errores e incoherencias encontrados en los estudios anteriores.

A continuación se explica brevemente la estimación de emisiones/capturas de manejo forestal y abandono de suelo manejado,

increased 2.3 times compared to 1986.

In terms of all emissions, these doubled relative to 1990 and have grown 2.2 times relative to 1986.

2.4 Emissions From Industrial Processes, Forestry and Land Use Change

There are other GHG emitting/capturing sectors, for example the Forestry sector and Land Use Change which represent a net sink by capturing the equivalent of 57% of emissions from other sectors.

The main capturing/emitting activities considered in the inventory, in addition to the emissions from fuel consumption are: Industrial Processes, Agriculture, Waste Management, Forest Management, Abandonment of Managed Land, Forest Fires, and Conversions (conversion of native forest to agriculture or commercial forestry).

In this study, in addition to the emissions from fuel combustion, emissions are estimated from industrial processes as well as forestry and land use changes. It should be noted that the methodologies used for these two sectors are substantially less detailed than those for combustion in stationary and mobile sources.

It is important to highlight that the estimate developed for land use change and forestry is the only one available (at least in the published literature) for Chile. It considers the best information available and tries to correct the errors and inconsistencies found in previous studies.

The following briefly explains the estimates for emission/capture of Forest Management, Abandonment of Managed Land, Forest Fires

incendios forestales y conversiones, además de procesos industriales.

Manejo Forestal y abandono de suelo manejado. Corresponde al balance entre emisiones y capturas que se deriva del incremento anual de biomasa de plantaciones y bosque nativo gestionado.

Incendios. Debido a la ausencia de un inventario de las existencias de biomasa en los bosques nativos, la precisión de las estimaciones correspondientes a las pérdidas asociadas a incendios forestales es muy baja.

Conversiones. Al igual que en el caso anterior no existen inventarios de la superficie afectada, de manera que las estimaciones realizadas son muy gruesas. Cabe mencionar al respecto que la práctica de sustitución ha sido erradicada desde hace una década por parte de las principales empresas.

Los resultados obtenidos del estudio muestran que la mayor parte de las capturas de emisiones corresponden al manejo forestal, conformando un 66,4% de las capturas totales (las capturas contabilizadas provienen de manejo forestal y abandono de suelo manejado).

Por otro lado, las emisiones contabilizadas provienen de incendios y conversiones, siendo los incendios los que emiten mayoritariamente y constituyen el 82% de las emisiones totales en el subsector. Considerando las capturas y emisiones se obtiene una captura neta total de 42.379 millones de toneladas de CO₂.

A continuación, se muestran las emisiones estimadas para el año 2005 para el subsector Forestal y Cambio de Uso de Suelo (CUS), las que se comparan con las del año 1994. Estas emisiones han sido modificadas respecto a las de la Primera Comunicación Nacional, de acuerdo a la metodología usada en este estudio e intentando corregir los errores e

and Conversion, as well as industrial processes.

Forest Management and Abandonment of Managed Land. This category is derived from the overall balance of emissions and captures resulting from the annual increase in biomass plantation and native forest management.

Fire. Due to the absence of an inventory of the stock of biomass in native forests, the accuracy of the estimates from the losses associated with forest fires is very low.

Conversions. As in the previous case there is no inventory of the impacted surfaces, so the estimates are very rough. It is worth mentioning that the practice of conversion by the major companies has been discontinued for a decade.

The results of the study show that emissions capture comes primarily from forestry management, accounting for 66.4% of total capture (capture accounted for comes from forest management and abandonment of managed land).

On the other hand, the emissions accounted for come from fires and conversions, with fires being the main emitters, contributing 82% of total emissions in the subsector. Considering both the capture and emissions a net total capture of 42,379 million tons of CO₂ is the result.

Below are the estimated 2005 emissions for the Forestry and Land Use Change (LUC) subsector compared to those in 1994. These emissions have been modified with respect to the First National Communication according to the methodology used in that study, while trying to correct the errors and inconsistencies detected there. It is evident that the figures have not changed much in 11 years.

incongruencias detectadas. Se puede apreciar que los valores no han variado mucho en 11 años.

Cuadro 2: Emisiones Subsector Forestal y Cambio de Uso de Suelo:
Año 1994 y 2005 (Gg CO₂e)

Actividades / Año / Activity / Year	1994	2005
Manejo Forestal / Forestry Management	-35 375	-33 342
Abandono de suelo manejado / Abandonment of Managed Land	-18 327	-16 861
Incendios / Fires	8 297	6 389
Conversiones / Conversions	2 870	1 435
Total / Total	-41 570	-41 414

Fuente: Elaboración propia

Table 2: Forestry and Land Use Change Subsector Emissions: Years 1994 and 2005 (Gg CO₂e)

Source: Developed in-house

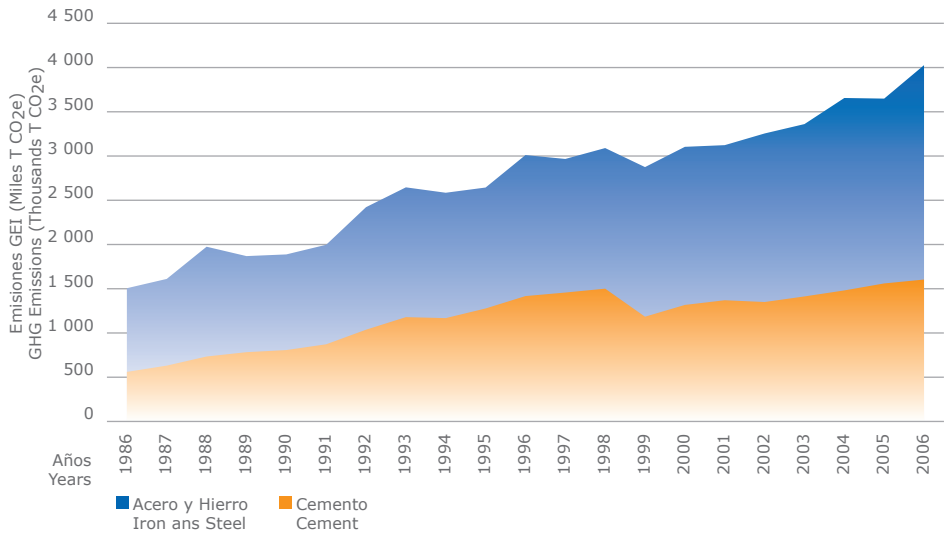
Procesos industriales. Las emisiones de procesos industriales consideradas en este análisis son las de la producción de cemento y de acero y hierro, que corresponden a las de mayor importancia en la categoría.

Los resultados se obtienen utilizando la metodología propuesta por PRIEN (2000). En la siguiente figura se presenta la estimación de emisiones de Procesos Industriales (considerando las emisiones de cemento, y acero y hierro). Se alcanza un total de 4 millones de toneladas de CO₂e al año 2006, lo que equivale a un incremento de 1,7 veces respecto al año 1986 (con un crecimiento promedio de 5,3% en el período).

Industrial Processes. The emissions from industrial processes considered in this analysis are those from the production of cement, and steel and iron, as these are the most important in the category.

The results were obtained utilizing the PRIEN (2000) methodology. The figure below presents the estimated emissions from Industrial Processes (emissions from cement, iron and steel). By 2006, there was a total of 4 million tons of CO₂e, equivalent to a 1.7-fold increase from 1986 (with an average growth of 5.3% over the period).

Figura 2: Emisiones de GEI Procesos Industriales (MTCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Figure 2: GHG Emissions From Industrial Processes (MTCO₂e)

Source: Developed in-house

2.5 Inventario de Emisiones Totales: Año 2005

A continuación, de acuerdo a los antecedentes estimados anteriormente, se elabora el inventario de emisiones para el año 2005, considerando todos los sectores y categorías correspondientes. Dado que este estudio no ha realizado estimaciones de los sectores agricultura y manejo de desechos, se ha considerado utilizar los valores de 1994, bajo el supuesto que su variación es despreciable en relación a la de otros sectores.

2.5 Inventory of Total Annual Emissions: 2005

The Emissions Inventory for 2005 was developed using all of the previously established estimates and taking into account all of the corresponding sectors and categories. Because this study has not made estimates for the Agricultural and Waste Management sectors, the 1994 figures were used, assuming that any variations would be negligible relative to other sectors.

Cuadro 3 : Emisiones Totales de GEI en Chile.
Año 2005 (Miles T CO₂e)

Table 3 : Total GHG Emissions in Chile. 2005
(Thousands T CO₂e)

Sectores / Sector	
Combustión Fuentes Fijas / Stationary Sources Combustion	37 500
Combustión Fuentes Móviles / Mobile Sources Combustion	20 640
Procesos Industriales / Industrial Processes	3 649
Agricultura / Agriculture	10 144
Manejo de Desechos / Waste Management	1 138
Subtotal / Subtotal	73 071
Forestal y Cambio Uso Suelo / Forestry and Land Use Change	
Manejo Forestal / Forestry Management	-33 342
Abandono de suelo manejado / Abandonment Managed Land	-16 861
Incendios / Fires	6 389
Conversiones / Conversions	1 435
Subtotal / Subtotal	-42 379
TOTAL CHILE	30 692

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Se observa que las emisiones provenientes de fuentes fijas conforman la mayor parte de las emisiones totales (el 51%, sin considerar CUS), mientras que las provenientes de procesos industriales y manejo de desechos contribuyen con una fracción bastante menor.

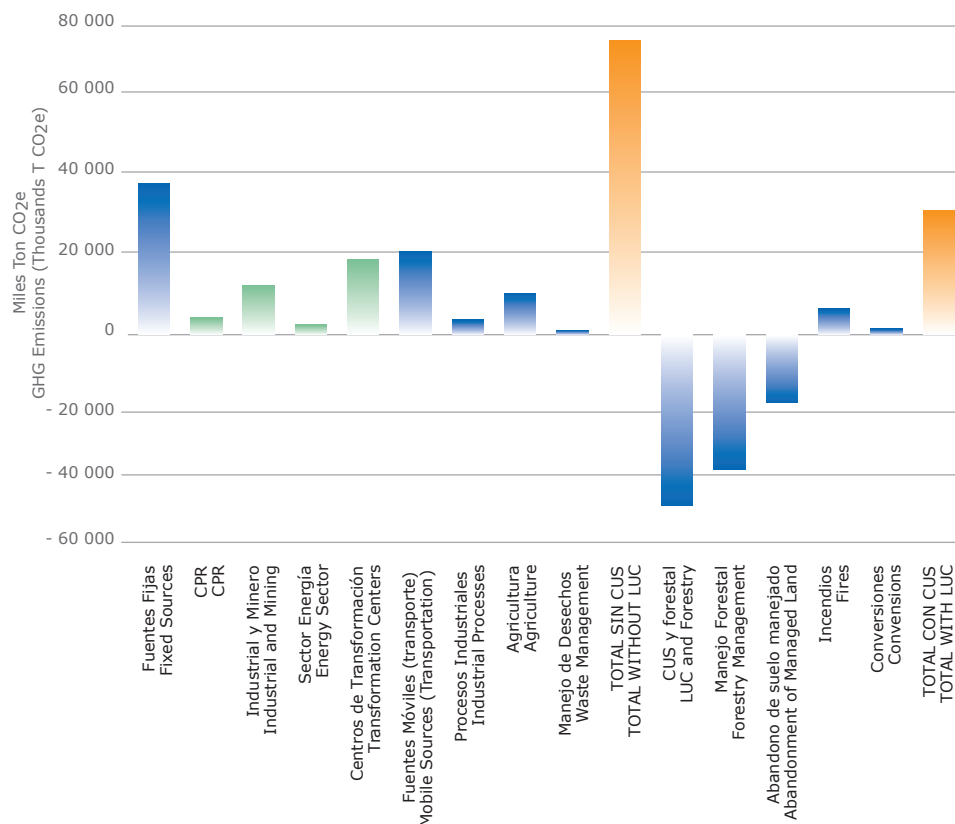
Al introducir el subsector forestal y CUS se produce una reducción de más del 50% de las emisiones totales, gracias a la captura proveniente de manejo forestal y abandono de suelo manejado. Con ello se obtiene una emisión neta de 30,69 millones de T CO₂e, un 42% superior a la emisión neta de 1994. El siguiente gráfico resume las emisiones netas de GEI en Chile al año 2005, según su fuente de generación.

Emissions from Stationary Sources make up the bulk of total emissions (51% without including Land Use Change), while those from Industrial Processes and Waste Management contribute a much smaller fraction.

If the Forestry and Land Use Change subsectors are included, there is a reduction of over 50% of total emissions thanks to the capture from forest management and abandonment of managed land. With these included there is a net emission of 30.69 million tons of CO₂e, which is a 42% increase over net emissions in 1994. The following chart summarizes net GHG emissions in Chile through 2005, according to their source.

Figura 3: Emisiones de GEI en Chile. Año 2005

Figure 3: GHG Emissions in Chile. 2005



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

2.6 Indicadores Asociados a las Emisiones de GEI en el Sector Energ  : 1990 – 2006

En esta sección se realiza un análisis de la evolución de algunos indicadores relacionados con el consumo de energía y las emisiones de CO₂e en el período 1990 – 2006.

En primera instancia se revisan los consumos de energía per cápita. En la figura siguiente se puede apreciar este análisis para el período indicado.

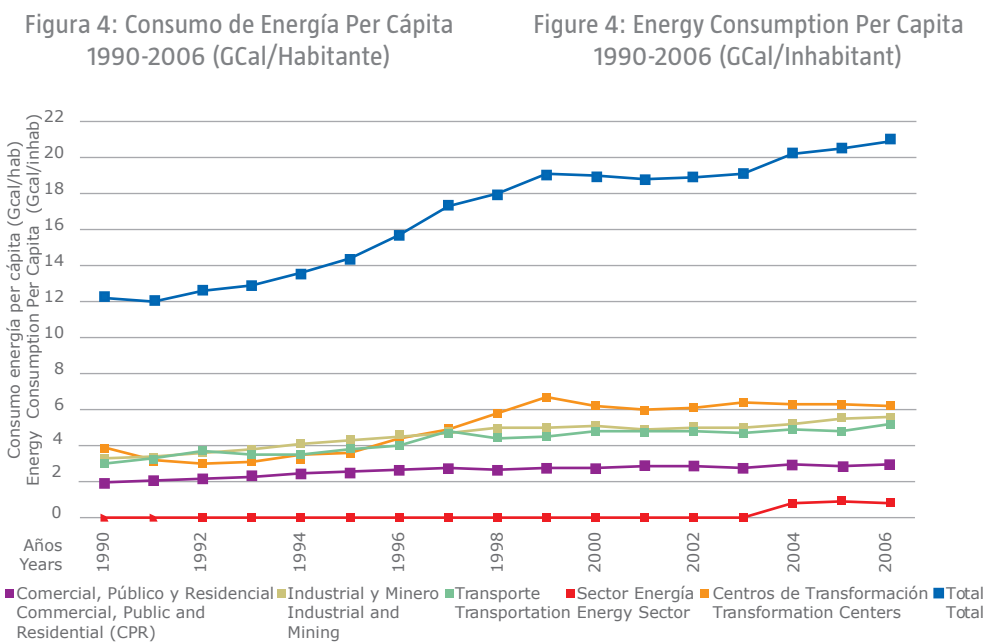
2.6 Indicators Associated with GHG Emissions in the Energy Sector: 1990 – 2006

This section provides an analysis of how certain indicators related to energy consumption and CO₂e emissions evolved from 1990 to 2006.

First, the per capita energy consumption is reviewed. The following figure shows this analysis for the period.

Del gráfico se puede inferir que Chile ha evolucionado desde un consumo de 12 GCal/habitante, a cerca de 20 GCal/habitante. Vale decir, casi ha doblado su consumo per cápita en los últimos 15 años. En particular, el sector Centros de Transformación es el más relevante a partir del año 1998.

It can be inferred from the graph that Chile has moved from consuming 12 Gcal/inhabitant to close to 20 Gcal/inhabitant. In other words, Chile has nearly doubled its per capita consumption in the last 15 years, with the Transformation Centers sector in particular becoming most relevant starting in 1998.



Fuente: Elaboración propia.

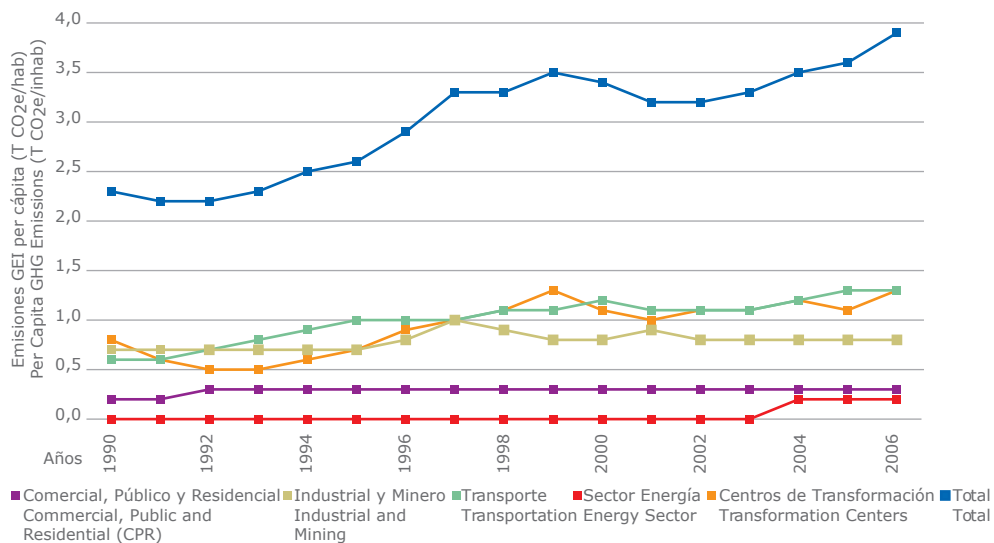
Source: Developed in-house

Finalmente, en la figura siguiente se presentan las emisiones per cápita, las que han aumentado en casi un 70% entre 1990 y 2006. Respecto a este indicador, el valor de Chile al 2006 (3,9 T CO₂e/hab), es superior al del resto de Latinoamérica, y es bastante más bajo que los valores de países desarrollados revisados.

Finally, the following figure shows per capita emissions, which have risen by almost 70% between 1990 and 2006. Based on this indicator, Chile's consumption in 2006 (3.9 T CO₂e/inhabitant), is above that of the rest of Latin America, and considerably below that of the developed countries reviewed.

Figura 5: Emisiones de GEI Per Cápita 1990-2006 (T CO₂e/Habitante)

Figure 5: Per Capita GHG Emissions 1990-2006 (T CO₂e/Inhabitant)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house



3

Proyección del Consumo Energético Sectorial y de las Emisiones

Projections of Energy Consumption and Emissions by Sector



3. Proyección del Consumo Energético Sectorial y de las Emisiones

En esta sección se lleva a cabo la proyección del consumo energético sectorial y de las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile. Ello incluye una propuesta de proyección del balance de secuestro y emisiones del sector forestal y Cambio de Uso de Suelo, las emisiones asociadas a Procesos Industriales y las emisiones del Sector Energía, a partir de la estimación del consumo energético sectorial y sus correspondientes emisiones de GEI. En este último caso, se estimaron las demandas energéticas en Generación Eléctrica y Otros Centros de Transformación y sus correspondientes emisiones asociadas.

3.1 Proyección del Balance de Secuestro y Emisiones del Sector Forestal y Cambio de Uso de Suelo

El balance proyectado considera las emisiones y capturas por manejo de bosques y abandono de suelos y las emisiones por incendios y conversiones. Agregando los resultados anteriores y asumiendo como constantes las fuentes de otras emisiones ("urbanización" y "combustión de residuos"), se obtiene el balance de la figura siguiente.

3 Projections of Energy Consumption and Emissions by Sector

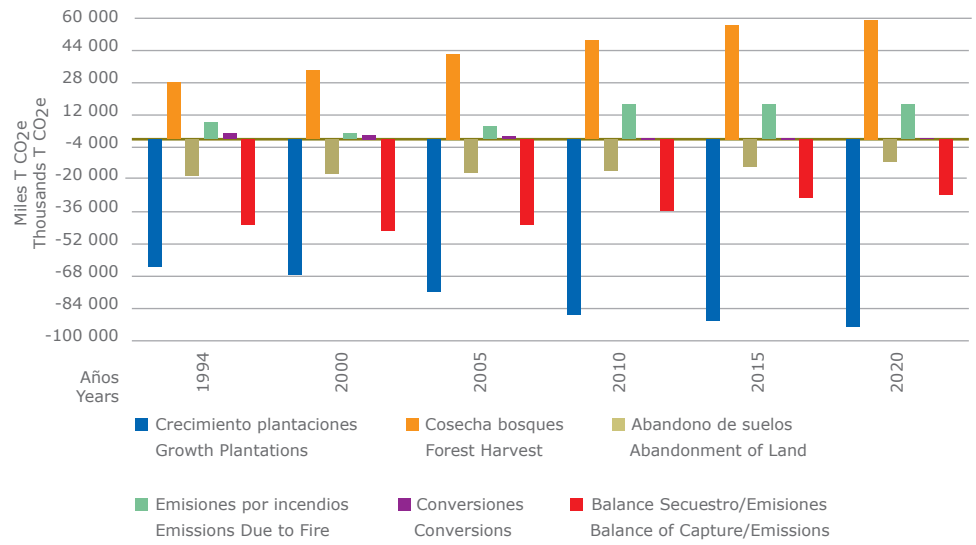
This section includes the projections by sector for energy consumption and GHG emissions in Chile. It includes a proposed projection on the balance of captured and emitted gases for the Forestry and Land Use Change sectors, emissions associated with Industrial processes and emissions from the Energy sector, based on an estimate of energy consumption per sector and the corresponding level of GHG emissions. In the latter case, energy demand was estimated for Electricity Generation and Other Transformation Centers with their corresponding associated emissions.

3.1 Projection of the Balance of Capture and Emissions for the Forestry and Land Use Change Sectors

The projected balance included the emissions and captures from Forest Management and Land Abandonment along with emissions from Fires and Conversions. Aggregating these results while assuming that other sources of emissions remain constant (urbanization and waste combustion), the following balances are obtained.

Figura 6. Balance de Captura y Emisiones del Sector Forestal y Cambio de Uso de Suelo (MM T CO₂e)

Figure 6. Balance of Capture and Emissions from the Forestry and Land Use Change Sectors (Thousands of T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Como se aprecia en el gráfico anterior, a partir del 2010 el balance de secuestro/emisiones del sector Forestal y CUS experimenta una reducción del 16% con respecto al valor del año 1994, reducción que tiende a estabilizarse a partir del año 2015 en torno a -27 millones de toneladas de CO₂e.

The chart above shows that starting in 2010, the balance of captures/emissions from the Forestry and LUC sectors has a 16% reduction when compared to 1994, and the trend stabilizes starting in 2015 at around -27 million tons of CO₂e.

El resultado obtenido, sumado a la relativamente escasa disponibilidad de datos para efectuar las proyecciones del sector forestal y CUS, y a las diferencias metodológicas entre las proyecciones de este sector y del sector energía, llevan a considerar en este estudio únicamente las emisiones energéticas para el desarrollo de las proyecciones de emisiones de GEI.

The result obtained, coupled with the relative scarcity of data available to make projections for the Forestry and LUC sector, along with the methodological differences between the projections for this sector and the Energy sector led to the consideration of only Energy emissions for the purposes of developing GHG projections in this study.

3.2 Proyección de las Emisiones de GEI Asociadas a Procesos Industriales

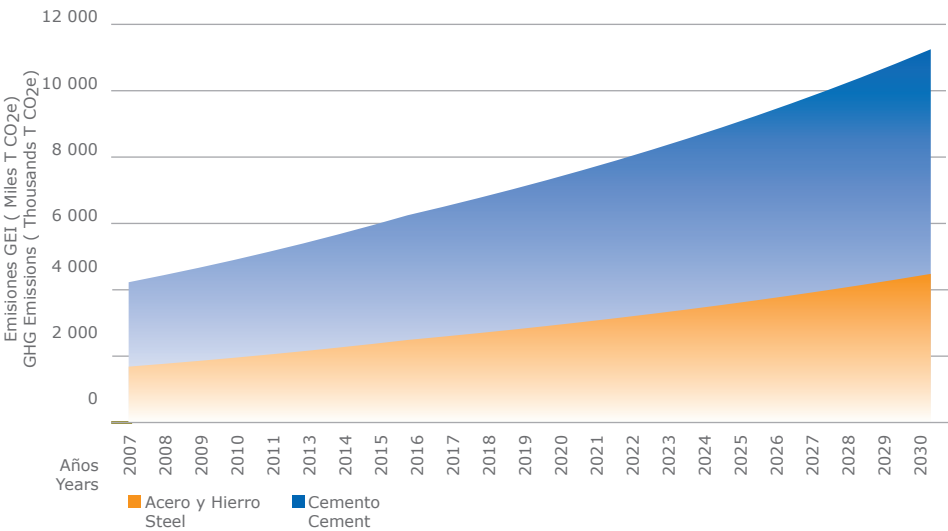
Las emisiones asociadas a procesos industriales (cemento y acero y hierro) se estiman utilizando la metodología presentada anteriormente, la que utiliza como base los valores de producción de estos insumos. De esta forma, y utilizando proyecciones de producción, se estima la evolución de las emisiones para estos sectores. Ellas se presentan en la siguiente figura.

3.2 Projection of GHG Emissions Associated with Industrial Processes

Emissions associated with industrial processes (cement and steel and iron) are estimated using the methodology presented above, which has as its basis the production values of these inputs. In this way, and by using production projections, the trend in emissions for these sectors is estimated and presented in the following figure.

Figura 7. Evolución de las Emisiones de GEI Asociadas a Procesos Industriales (MM TCO₂e)

Figure 7. GHG Emissions Trend Associated With Industrial Processes (Thousands T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Como se aprecia en la figura anterior, las emisiones de procesos industriales (cemento y acero y hierro) aumentan casi tres veces en el período, alcanzando las 18.000 toneladas de CO₂e el año 2030.

As shown in the figure above, emissions from industrial processes (cement, steel and iron) increase almost threefold in the period, reaching 18 million of CO₂e in 2030.

3.3 Consumo Energético Sectorial y Emisiones de GEI de Principales Sectores Consumidores de Energía: 2007 – 2030

En esta sección se presenta la estimación de los consumos energéticos de los principales sectores consumidores de combustibles, para posteriormente estimar las emisiones de GEI asociadas a dichos consumos. Para ello, se ha seguido una metodología mixta que mezcla el uso de proyecciones econométricas respecto de las estadísticas de consumo energético de cada sector, las proyecciones productivas estimadas por algunos sectores importantes, además de información secundaria y opinión experta. Ello, ha permitido construir el escenario base más probable de consumo final de los distintos energéticos del país, de acuerdo al sector productivo y las emisiones de GEI correspondientes a cada uno de ellos.

3.3.1 Metodología de Proyección de Consumos Energéticos

La metodología para proyectar los consumos energéticos 2007 – 2030 emplea un enfoque econométrico que considera los sectores económicos, según la desagregación del balance de energía publicado anualmente por la Comisión Nacional de Energía.

Se elaboró un enfoque que entregue las tendencias de largo plazo para los distintos consumos energéticos en los distintos sectores, en función de las variables que afectan el consumo energético del sector o subsector respectivo. Este enfoque es más conveniente, dado los datos disponibles, a otros enfoques que tienen requerimientos de series de tiempo más intensivas. Además no permiten realizar sensibilidades en las predicciones bajo diferentes supuestos de cambios en los niveles de producción.

3.3 Energy Consumption and Emissions of GHG by Principal Energy Consuming Sectors: 2007 – 2030

This section presents the estimated energy consumption by the major fuel consuming sectors, and then estimates the GHG emissions associated with this consumption. This has been done using a methodology which blends the use of econometric projections for energy consumption statistics in each sector, the estimated production projections from some important sectors, as well as secondary sources and expert opinion. From these various sources a baseline scenario was constructed to estimate the most probable level of energy consumption from the different users in Chile, based on the productive sector and GHG emissions corresponding to each.

3.3.1 Methodology for Projecting Energy Consumption

The methodology for projecting 2007-2030 energy consumption employs an econometric approach that disaggregates the different sectors from the Energy Balance published annually by the National Energy Commission.

An approach was developed to show the long-term trends for energy consumption, in the different sectors, as a function of the variables affecting energy consumption in each sector or subsector. This is an appropriate approach, given the available data, compared to other approaches that require more intensive time series data. Those approaches also would not allow for sensitivity analysis of the predictions under different assumptions of change in production levels.

Dado que se desea la tendencia de largo plazo, no se incluyen en el enfoque variables que generen oscilaciones de corto plazo, como por ejemplo los precios. Otra razón importante de no considerar los precios en el enfoque econométrico deseado es la necesidad de contar con proyecciones de estos en el largo plazo, lo cual lógicamente no es posible, toda vez que sería inviable obtener estimaciones creíbles del precio del petróleo o del carbón en el largo plazo. Incluso es difícil obtener buenas estimaciones de dichos precios en el corto plazo debido a su alta volatilidad.

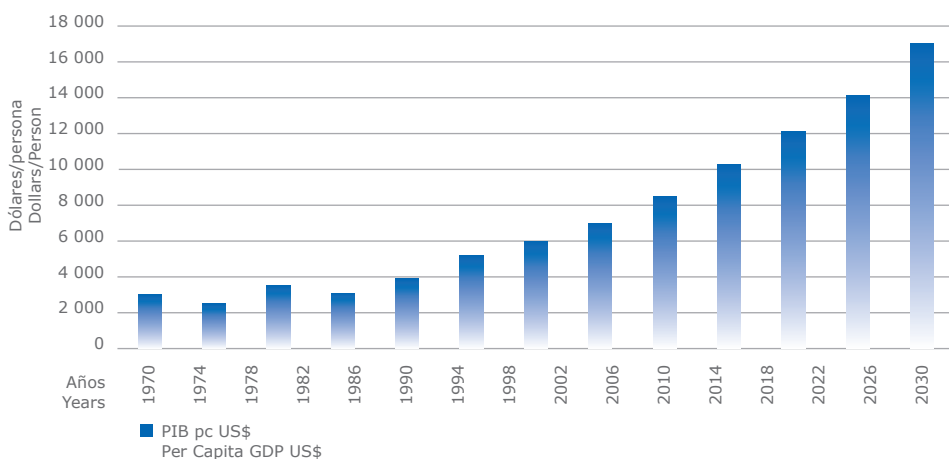
No se incluye en el modelo un efecto de saturación (distinto al histórico de los datos) de los consumos energéticos propios y naturales de los países desarrollados ya que el PIB per cápita de Chile no alcanza aún esos niveles. El PIB per cápita proyectado de Chile se muestra en la figura siguiente.

Because long-term trends are sought, variables that generate short-term fluctuations, such as price, are not included. Another important reason for not considering price in the model is that there are no reliable and credible long-term projections for oil or carbon prices available; obtaining good estimates is very difficult even in the short run given the high price volatility.

Saturation effect for energy use is not included in the model (other than historical data) because, while it is appropriate for developed countries, Chile's per capita GDP is not yet at those levels. Chile's projected GDP per capita is shown in the following figure.

Figura 8: Proyección de PIB Per Cápita de Chile (US\$/persona)

Figure 8: Projection of Per Capita GDP in Chile (US\$/person)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Para el caso de Chile los niveles de PIB per cápita proyectados no alcanzan los niveles a

Chile's projected GDP per capita does not reach levels at which saturation occurs, which

los cuales se produce saturación. Esto justifica la no incorporación de este efecto en el modelo econométrico. Lo anterior se muestra en la figura anterior, donde se espera que el PIB per capita este en torno a los 17.000 dólares el año 2030.

Para realizar las estimaciones y proyecciones de los distintos consumos de energía, se emplea una metodología multisectorial y subsectorial, que se fundamenta en funciones de producción para cada sector, lo cual nos entrega una medida de tendencia de los consumos de largo plazo.

$$Y_t = \prod_i C \cdot P_{it}^{\alpha_i}$$

Donde:

Y_t representa los distintos consumos de energía del sector o subsector

C es una constante

P_{it} es la producción tipo i del sector o subsector en cuestión en el tiempo t

α_i es la elasticidad del consumo energético respecto de la producción tipo i en el sector o subsector tratado

En particular, para el sector comercial público y residencial (CPR) se emplea como proxy de la variable explicativa P el Producto Interno Bruto (PIB). Lo mismo ocurre en el subsector industrias y minas varias.

La evolución del Producto Interno Bruto, considerado en este trabajo, se muestra en la figura siguiente. Hasta el año 2006 se muestran los datos reales y para los siguientes años se proyecta, en base a opinión experta, siguiendo un crecimiento de un 5% hasta el año 2015 y luego un crecimiento de un 4% hasta el año 2030.

justifies the non-incorporation of this effect in the econometric model. This is shown in the figure where it is expected that GDP per capita will be around \$ 17,000 dollars in 2030.

A multisector and subsector methodology is used to make the estimations and projections of the different types of energy consumption. It is based on production functions for each sector, which provides a trend measure of long-term consumption.

$$Y_t = \prod_i C \cdot P_{it}^{\alpha_i}$$

Where:

Y_t represents the different energy consumption of the sector or subsector

C is a constant

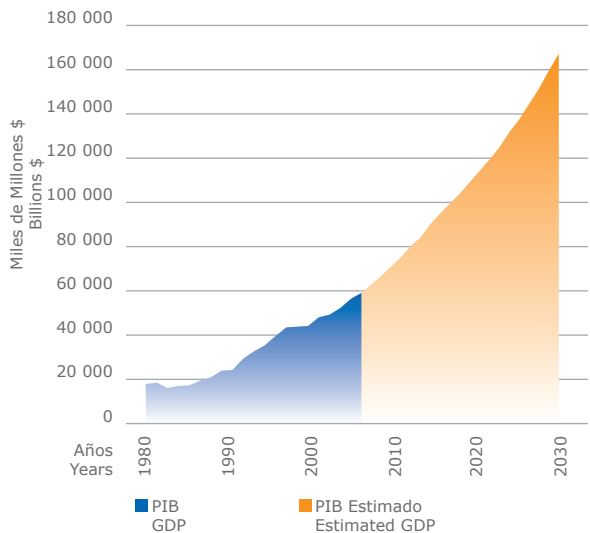
P_{it} "i" is the production rate of the sector or subsector in question at time "t"

α_i is the elasticity of energy consumption relative to the "i" type of production in the sector or subsector under consideration

For the Residential, Commercial and Public Services (CPR) sector in particular GDP is used as a proxy for the explanatory variable "P." The same thing applies in the Industry and Mining Various subsector.

The GDP trend used in this study is shown in the following figure. It uses real data up to 2006, and for the following years, according to expert opinion, it is projected to grow 5% annually through 2015, and 4% annually until 2030.

Figura 9: Proyección de PIB



Fuente: Elaboración propia.

Figure 9: GDP Projection

Source: Developed in-house

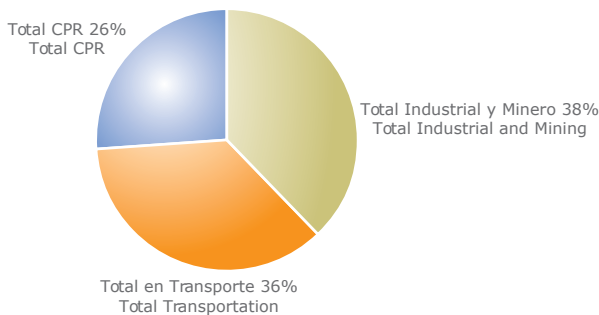
3.3.2 Sectores Considerados

Los sectores considerados en las proyecciones de consumo energético son Comercial, Público y Residencial, Transporte, Industrial y Minero, y Consumos Industria de la Energía. Los sectores Transporte e Industrial y Minero presentan participaciones relativas similares en el consumo total, tal como se aprecia en la siguiente figura.

3.3.2 Sectors Considered

Those sectors taken into account in the projections of energy consumption are: Commercial, Public and Residential, Transportation, Industry and Mining, and Energy Industry Consumption. The Transportation and Industry and Mining sectors account for relatively similar participation in total consumption, as shown in the following figure.

Figura 10: Participación Sectorial de los Consumos. Año 2006



Fuente: Elaboración propia en base a datos CNE.

Figure 10: Consumption by Sector: 2006

Source: Prepared in-house using CNE data.

Debido a que cada uno de los sectores explicados esta compuesto por subsectores con estructuras

Because each sector is composed of subsectors with different energy consumption structures,

diferentes de consumo energético, dependiendo del caso, se lleva a cabo una desagregación de los subsectores más importantes para estimar su consumo.

En particular, el sector CPR es tratado como un gran sector, al igual que el sector energía. El sector transporte es desagregado en transporte terrestre, aéreo, ferroviario y marítimo. Cerca del 70% del consumo energético del sector transporte se asocia al transporte terrestre y el 23% a transporte marítimo. Los otros subsectores representan una menor proporción del consumo.

El sector Industrial y Minero es desagregado en los subsectores de Cobre, Papel y Celulosa e Industrias y Minas Varias, Cemento y Otros. Donde los primeros tres subsectores representan el 90% del consumo total de este sector. El sector “Otros” esta compuesto por varios subsectores como hierro, salitre y pesca entre otros.

depending on the case, the most important subsectors are broken down to estimate their consumption.

In particular both CPR and Energy are treated as major sectors. The Transportation sector is broken down into: land, air, rail and maritime. Close to 70% of the energy consumption within the Transportation sector is linked to land transport, while 23% is linked to maritime transport. The other subsectors account for a much smaller proportion of consumption.

The Industrial and Mining sector is broken down into subsets of Copper, Paper and Pulp, Industries and Mines Miscellaneous, Cement and Others, with the first three subsectors accounting for 90% of the total consumption for the sector. The “Other” sector is made up of various subsectors such as iron, nitrates, and fishing, among others.

3.3.3 Consumos de Energéticos
Proyectados 2007 – 2030

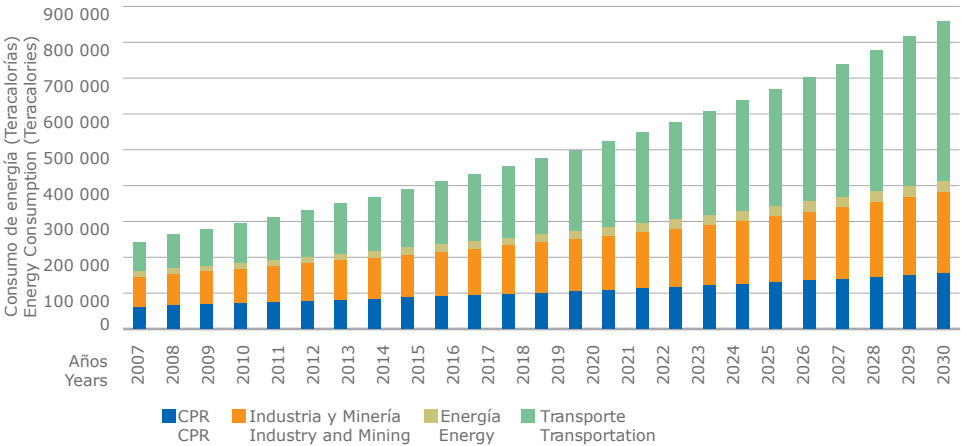
La proyección de consumos energéticos se resume en la siguiente figura.

3.3.3 Projected Energy Consumption
2007 – 2030

Projected energy consumption is summarized in the following figure.

Figura 11: Participación Sectorial de los Consumos Proyectados 2007 – 2030 (Tcal)

Figure 11: Projected Share of Consumption 2007 – 2030 by Sector (Teracalories)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Como se aprecia en el gráfico, el consumo total del país aumenta 3.6 veces respecto al valor del año 2006 (aproximadamente 240 mil teracalorías), llegando a 858 mil TCal. Los sectores más importantes al año 2030 son transporte e industria y minería, con 52% y 26%, respectivamente.

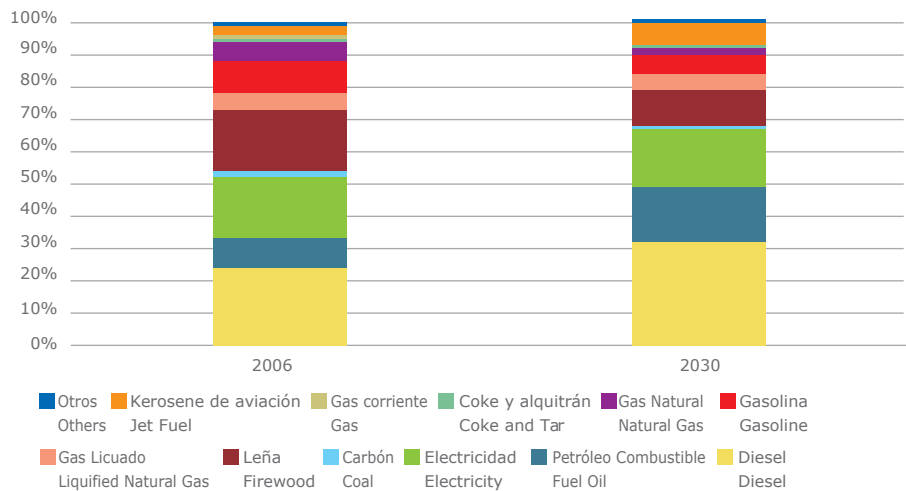
Con respecto a los energéticos más demandados al año 2030, tanto diesel, como petróleos combustibles y electricidad serán los más importantes, reduciendo la participación de gasolina y leña, que eran de los principales al año 2006 (ver figura siguiente).

As shown in the graph, the country’s total consumption increases about 3.6 times the level of 2006 (approximately 240 thousand teracalories), reaching 858 thousand Tcal. The biggest sectors in 2030 are projected to be Transportation and Industry and Mining at 52% and 26% respectively.

With regards to the energy sources most in demand in 2030, diesel, fuel oils and electricity will top the list, whereas gasoline and firewood that were the principal sources in 2006 will have a reduced usage (see figure below).

Figura 12: Importancia de Cada Energético en los Consumos Proyectados 2006 y 2030

Figure12: Importance of Each Source in Projected Consumption 2006 & 2030



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

3.4 Proyecciones Demandas Energéticas en Generación Eléctrica y Otros Centros de Transformación

3.4 Energy Demand Projections in Electricity Generation and Other Transformation Centers

Una vez que se dispone de la demanda de uso final de los distintos combustibles, en particular de electricidad, el modelo utilizado permite estimar los requerimientos eléctricos para satisfacer dichas demandas,

Once the end-use demand for the different fuels is established, especially electricity, then the model used can estimate the electrical requirement to meet those demands, which then allows for an estimate of GHG emissions

los que posteriormente permitirán estimar las emisiones de GEI correspondientes a la generación eléctrica. Los consumos de otros centros de transformación y, por ende, sus emisiones, son estimados mediante otra metodología.

3.4.1 Proyecciones Demandas Energéticas en Generación Eléctrica

En el caso de la estimación de la oferta de electricidad requerida, se han tomado las siguientes consideraciones metodológicas:

1. Se considera el plan de obras de CNE abril 2008, como la proyección oficial hasta el año 2018.
2. El plan de obras de CNE se complementa con el estudio desarrollado por Revista Electricidad Interamericana que presenta un análisis de las futuras inversiones en el sector eléctrico chileno, basado en información secundaria y el SEIA, que a juicio de los asesores del estudio, representa bastante bien el parque de generación chileno al año 2013.
3. Se considera que la ley de ENRC no forma parte del escenario base de generación, por lo que se incluirán sólo aquellos proyectos considerados en el plan de obras.

Dadas estas consideraciones, los antecedentes son modelados en el software LEAP. Este programa es capaz de satisfacer la demanda final de electricidad año a año, tomando en cuenta la potencia instalada total disponible anualmente. En caso que la potencia instalada sea insuficiente, el programa también deja de manifiesto este hecho y se debe aumentar esta variable. Por otra parte, la asignación de generación por tipo de fuente se realiza mediante reglas simples de despacho que, en promedio, representan los costos de operación

from electricity generation. The consumption of other Transformation plants and their emissions are estimated using another methodology.

3.4.1 Electricity Generation Demand Forecast

The following methodological considerations were used in estimating the required electricity supply:

1. The CNE's April 2008 Work Plan is considered to be the official forecast to 2018.
2. The CNE's Work Plan is augmented with a study carried out by the Revista Electricidad Interamericana (The Inter-American Electricity Magazine) which offers an analysis of future investments in Chile's electricity sector. The study is based on information from secondary sources and the SEIA (Environmental Impact Assessment System), and is considered by the study's advisors to be fairly representative of Chile's generation plant in 2013.
3. This study does not consider the ENRC Law (Non Conventional Renewable Energy) to be part of the generation baseline scenario, and only includes those projects covered by the Work Plan.

Given these parameters, the existing record is modeled using the LEAP software. The program takes into account the annual output of the installed capacity to satisfy final demand. In those cases where the installed capacity is insufficient, the program signals the deficiency and requires an increase in that variable. The model allocates output using simple rules that, on average, represent the operational costs of each of the technologies used, and

de cada una de las tecnologías. De esta manera, se asume como es usual, la entrada eficiente de centrales, generando primero aquellas centrales que operan a menor costo.

Dadas las características del mercado y las señales de precios de los combustibles, se espera que la mayor parte de la capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda eléctrica al año 2030, sea satisfecha con carbón. Ello es una simplificación importante, ya que es difícil evaluar la posibilidad de evaluar otras tecnologías competitivas (en particular hidroelectricidad). En todo caso, aunque se modifiquen algunas de las cifras de capacidad instalada y generación, ello no modifica sustancialmente los análisis y tendencias presentadas en este estudio.

En las figuras siguientes se presentan las proyecciones de la capacidad instalada y la generación eléctrica al año 2030.

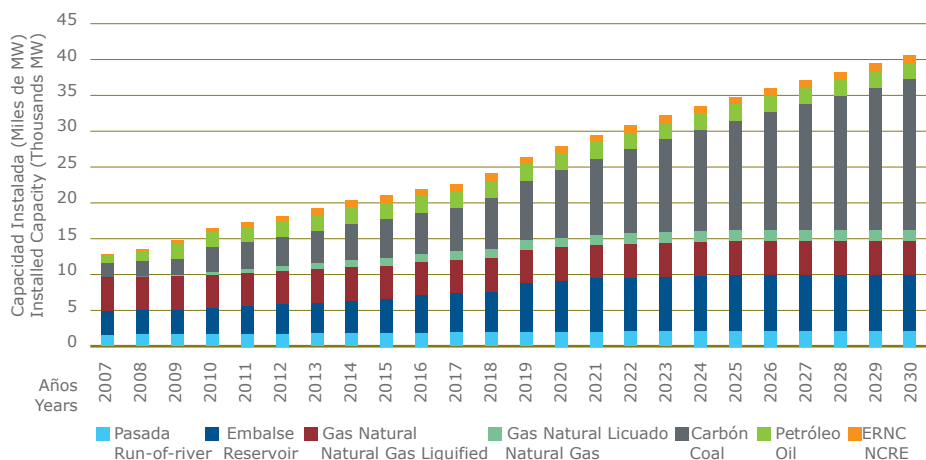
assumes, as is standard operating procedure, the most efficient use by first drawing power from the lowest cost plants.

Given market characteristics and fuel prices, it is expected that the majority of the installed capacity to meet demand in 2030 will be met with coal. This is a noteworthy assumption given the difficulty in evaluating the possible impact of other competitive technologies (hydroelectric in particular). In any event, even if some of the installed capacity and generating capacity change, this will not substantially modify the analysis and trends presented in this study.

The following figures are projections of installed capacity and electricity generation in 2030.

Figura 13: Proyección Capacidad Instalada Eléctrica 2007 – 2030 (Miles MW)

Figure 13: Projected Installed Power Capacity 2007 – 2030 (Thousands MW)



Fuente: Elaboración propia.

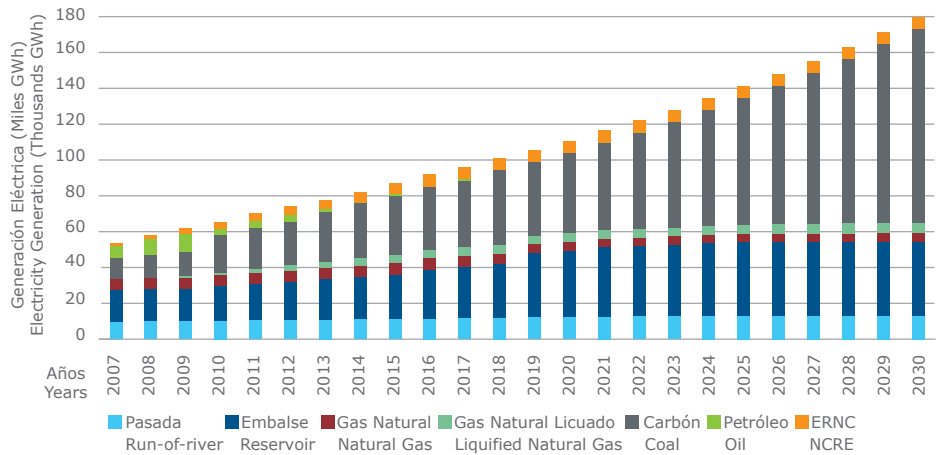
Source: Prepared in-house

El gráfico permite apreciar que la capacidad instalada aumentará de 13.000 MW el año 2007 a 40.000 MW el año 2030. Ello equivale a un aumento de poco más de 3 veces. Por otro lado, la matriz energética, que en el año 2007 depende de gas natural y energía hidráulica se transformará paulatinamente a carbón, llegando a depender en un 52% de este combustible.

The graph shows the installed capacity increasing from 13,000 MW a year in 2007 to 40,000 MW a year in 2030, which is slightly more than a threefold increase. In addition, while the energy matrix in 2007 is driven by natural gas and hydropower, it will gradually transform to being 52% coal powered.

Figura 14: Proyección Generación Eléctrica 2007 – 2030

Figure 14: Projected Electricity Generation 2007 - 2030



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Algo similar ocurre con la generación eléctrica, la cual también aumenta 3 veces respecto al año 2007 y pasa a depender del carbón en un 60%.

A similar situation happens with electricity generation which also increases threefold relative to 2007 and becomes 60% dependent on coal.

3.4.2 Proyecciones Demandas Energéticas en Otros Centros de Transformación

3.4.2 Energy Demand Forecast for Other Transformation Centers

La categoría otros centros de transformación corresponde a los consumos para la transformación de Gas y Coke (Gas Corriente y Siderurgia), Petróleo, Gas Natural y Gas Natural-Metanol. Dichos consumos corresponden básicamente a carbón, gas natural y coke y alquitrán.

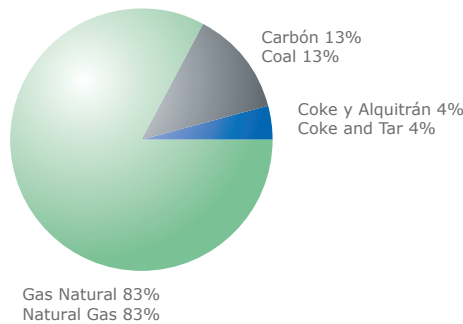
The “Other Transformation Centers” category corresponds to consumption for the Transformation of Gas and Coke (Gas Power and Steel), Oil, Natural Gas, Methanol. These inputs are mainly coal, natural gas and coke, and tar.

En el año 2006, estos consumos alcanzaron las 38.000 TCal, de acuerdo a la distribución que se presenta en la siguiente figura.

In 2006 the consumption amounted to 38,000 TCal, in the proportions shown in the following figure.

Figura 15: Participación Consumos otros Centros de Transformación Año 2006

Figure 15: Consumption by Other Transformation Centers



Fuente: Balance Nacional de Energía, CNE, 2006.

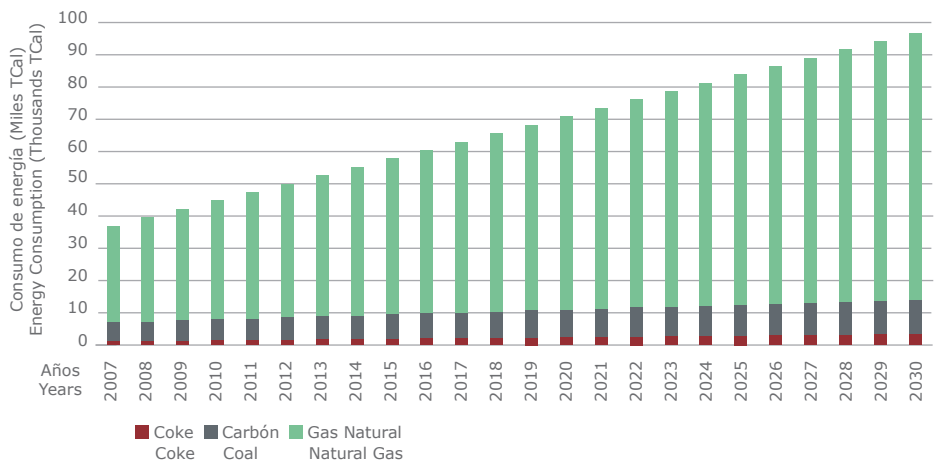
Source: CNE, National Balance of Energy, 2006.

La metodología utilizada para estimar las proyecciones de estos consumos corresponde a una regresión econométrica, las que básicamente siguen la evolución del PIB. El resultado de esta proyección se presenta en la figura siguiente.

The methodology used in these consumption projections is an econometric regression analysis, which essentially responds to changes in GDP. The results are presented in the following figure.

Figura 16: Consumos Proyectados otros Centros de Transformación 2007 – 2030 (Miles TCal)

Figure 16: Projected Consumption by Other Transformation Centers 2007 – 2030 (Thousands Tcal)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Se puede observar en la figura que el consumo total de energéticos alcanza las 95.000 TCal el año 2030, siendo el gas natural el energético más relevante, con un 86% de importancia.

The figure shows that total energy usage reaches 95,000 Tcal in 2030, with natural gas being the primary energy source, accounting for 86% of capacity.

3.5 Emisiones Asociadas a Uso de Combustibles de Demanda Final

3.5 Emissions Associated With Final Demand Fuel Use

En esta sección se presentan los resultados de estimar las emisiones de GEI en el período 2007 – 2030, para los sectores comercial, público y residencial, industrial y minero, transporte y sector energía (consumos internos).

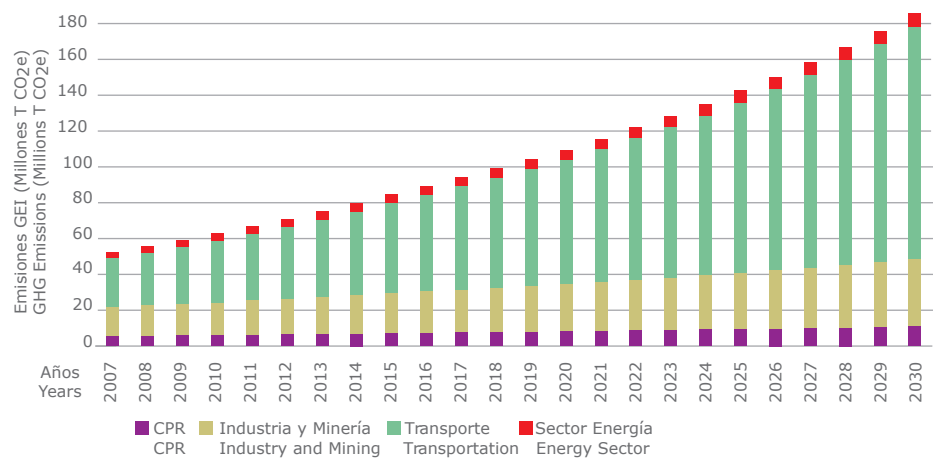
This section presents the estimates for GHG emissions for the period from 2007 – 2030 for the following sectors: Commercial, Public and Residential, Industrial and Mining, Transportation and Energy Sector (internal consumption).

Como se explicó anteriormente, la estimación de emisiones se realiza a partir del software LEAP, que utiliza los factores de emisión oficiales del IPCC. A partir de la figura siguiente, se puede apreciar que las emisiones aumentan 3,5 veces en relación al año 2007, llegando a un total de 186 millones de T CO₂e. El transporte es el sector que más crece y que posee la mayor importancia al año 2030, con un 70%, seguido bastante de atrás por el sector industrial y minero con un 20%.

As was explained above, the emissions estimates are made using the LEAP software, using the IPCC’s official emissions factors. The following figure shows that emissions increase 3.5 times relative to 2007, reaching a total of 186 million T of CO₂e. Transportation is the fastest growing sector, accounting for 70% of the total by 2030, with the Industrial and Mining sector a distant second at 20%.

Figura 17: Emisiones Proyectadas Uso Combustible Demanda Final 2007 – 2030 (Millones T CO₂e)

Figure 17: Projected Emissions From Final Demand Fuel Use 2007 – 2030 (Millions T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

3.6 Emisiones Asociadas a Centros de Transformación

De acuerdo a la metodología, se ha estimado por separado las emisiones provenientes de generación de energía eléctrica del resto de los centros de transformación. En la figura siguiente se presentan las emisiones proyectadas producto de la generación eléctrica.

El subsector Electricidad aumentará el nivel de generación desde 55 GWh el año 2006 a 180 GWh el año 2030. Ello implica un aumento de capacidad desde 12.300 MW el 2006 a 40.000 MW el 2030, de los cuales un 52% corresponden a centrales térmicas alimentadas con carbón, en comparación con el 16% que había en 2006. Esto hace que las emisiones del sector aumenten de 14,2 a 85 millones de TCO₂e en el período 2006-2030, con lo que la matriz eléctrica nacional incrementa su intensidad en carbón de 0,26 a 0,47 TCO₂e por MWh. Ello es inferior al valor actual de países desarrollados como España, Alemania, Japón y USA e incluso inferior al valor proyectado de algunos de estos países. Por ejemplo USA proyecta la intensidad en carbón de su matriz eléctrica a 0,62 TCO₂e por MWh en el año 2030.

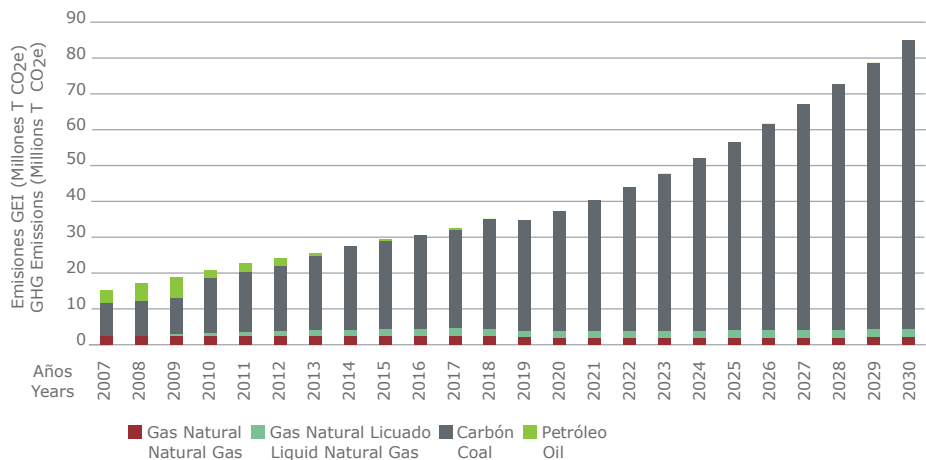
3.6 Transformation Centers' Associated Emissions

According to the methodology, emissions from electricity generation have been estimated separately from those from all other Transformation centers. The following figure shows the projected emissions estimates from electricity generation.

The Electricity subsector will increase its generating capacity from 55GWh a year in 2006 to 180 GWh in 2030. This is a total capacity increase from 12,300 MW in 2006 to 40,000 MW in 2030, of which 52% will be delivered by coal-fired power plants, as compared with the 16% in 2006. As a result, emissions from this sector increase from 14.2 to 85 million TCO₂e in the 2006 – 2030 timeframe, thereby increasing the national electrical grid's carbon intensity from 0.26 to 0.47 TCO₂e per MWh. This figure is lower than those currently produced in developed countries like Spain, Germany, Japan and the U.S., and is also less than the forecasted values in some of those countries. For example, the United States projected carbon intensity in its electrical grid is 0.62 TCO₂e per MWh in 2030.

Figura 18: Emisiones Proyectadas Generación Eléctrica 2007 – 2030 (Millones T CO₂e)

Figure 18: Projected Electricity Generation Emissions 2007 - 2030 (Millions T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

El agregar las emisiones de los otros centros de transformación en el total consolidado no aporta mucho al análisis, dada la importancia del sector eléctrico frente al resto de los centros de transformación. En efecto, el primero es responsable del 70% de las emisiones de GEI del sector Centros de Transformación en el 2007, participación que aumenta hacia el 2030, constituyendo el 83% de las emisiones del sector. En total, las emisiones del sector Centros de Transformación aumentan 4,6 veces respecto al año 2007, alcanzando 102 millones de T CO₂e en el año 2030.

3.7 Emisiones Netas de GEI de Chile

Al consolidar las emisiones de demanda final y de centros de transformación se obtiene el resultado definitivo de las emisiones de GEI del sector energía. Este valor asciende a 287 millones de T CO₂e, lo que implica un crecimiento de 3,9 veces respecto al año 2007, de 7,9 veces respecto de las emisiones del año 1994 y de 9,6 veces respecto al año 1990.

Los dos principales sectores emisores son transporte y generación eléctrica (incluido el consumo propio). El primero aumenta su participación desde un 37% el año 2007 a un 45% el año 2030. El segundo aumenta su participación desde un 20% el año 2007 a un 30% el año 2030.

Including the emissions from the other Transformation centers in the aggregate total does not add much to the analysis, given the relative size of the Electricity sector compared to the other Transformation centers. In effect, the first is responsible for 70% of GHG emissions from the Transformation Center sector in 2007, and its relative importance increases through 2030, at which time it will account for 83% of the Sector's emissions. In total, the emissions from the Transformation Center sector increase 4.6 times relative to 2007, reaching 102 million T CO₂e in 2030.

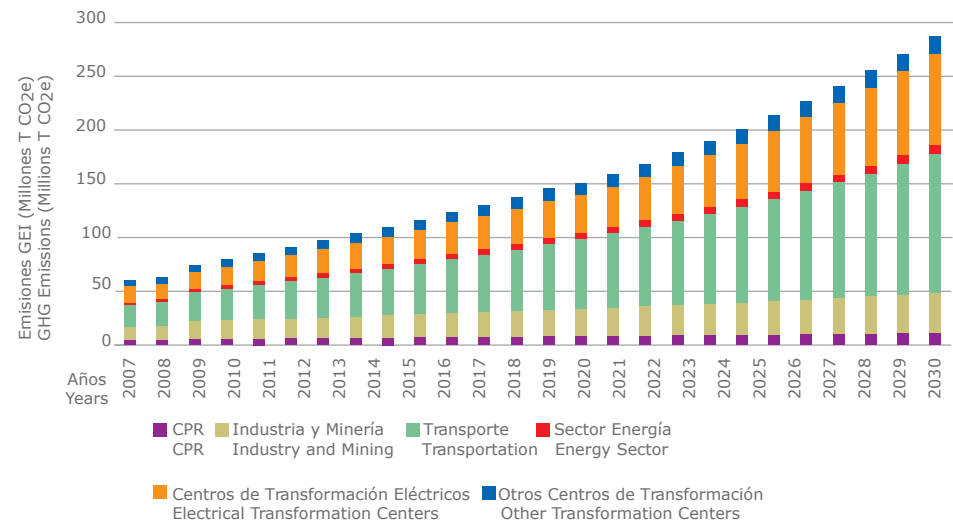
3.7 Chile's Net GHG Emissions

By consolidating the emissions from final demand and Transformation centers the final result for Energy Sector GHG emissions is obtained. The final 287 million T CO₂e figure is 3.9 times greater than 2007, 7.9 times greater than 1994 emissions, and 9.6 times greater than the 1990 value.

The two main emitting sectors are Transportation and Electricity Generation (including its own consumption). The first sector increases its proportion from 37% in 2007 to 45% in 2030, while the second increases from 20% in 2007 to 30% in 2030.

Figura 19: Emisiones Proyectadas del Sector
Energía 2007 – 2030
(Millones T CO₂e)

Figure 19: Energy Sector Projected Emissions
2007 – 2030
(Millions T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Dos indicadores interesantes de determinar en esta etapa son las emisiones per cápita y por Producto Interno Bruto del país. En el primer caso, el indicador pasa de 3,6 T CO₂/habitante el año 2005 a 13,8 T CO₂/habitante el año 2030. Este no es un buen resultado, ya que el valor es superior a todos los países y regiones de referencia del cuadro 4⁶ en el año 2005, excepto Estados Unidos (con 19,6 T CO₂/habitante).

Two indicators of interest for this period are the emissions per capita, and per GDP. In the first case, the indicator rises from 3.6 T CO₂/inhabitant in 2005 to 13.8 T CO₂/inhabitant in 2030. This is not a good result as the number is higher than that of all reference countries and regions in Table 4⁶ in 2005, except the United States (19.6 T CO₂/inhabitant).

Respecto al PIB, el indicador evoluciona desde 0,6 kg CO₂/US\$ 2000 en el año 2005, a 1,0 kg CO₂/US\$ 2000 en el año 2030. Nuevamente el indicador no es favorable, ya que es superior a todos los países y regiones de referencia del cuadro 4 en el año 2005, excepto China y los países de Europa no OECD (con 2,7 kg CO₂/US\$ 2000 y 1,7 kg CO₂/US\$ 2000, respectivamente).

With regard to GDP the indicator moves from 0.6 kg CO₂/US\$ 2000 in 2005 to 1.0kg CO₂/US\$ 2000 in 2030. Once again this is not a good figure as it is higher than that of all of the countries and regions in Table 4 in 2005, except for China and the non-OECD European countries (with 2.7 kg CO₂/US\$ 2000 y 1.7 kg CO₂/US\$ 2000, respectively).

6 En este cuadro se presentan indicadores de emisiones por habitante y de emisiones por PIB de otros países y regiones que han servido como referencia para los análisis presentados.

6 This table presents indicators of per capita emissions and emissions per GDP of other countries and regions that have served as reference for the analysis presented.

Cuadro 4: Indicadores Internacionales de Emisiones GEI (Año 2005)

Table 4: International GHG Emissions Indicators (2005)

País / Región Año 2005 Country / Region Year 2005	Emisiones per cápita (TCO ₂ e) Emissions per capita (TCO ₂ e)	Emisiones / PIB (TCO ₂ e / US\$2.000) Emissions / GDP (TCO ₂ e / US\$2000)
EE.UU. / United States	19,6	0,5
Colombia / Colombia	1,3	0,6
China / China	3,9	2,7
América Latina / Latin America	2,1	0,6
No OECD Europa / Non-OECD Europe	4,9	1,7
OECD Europa / OECD Europe	7,6	0,4

Fuente: International Energy Agency, 2005 y elaboración propia.

Source: International Energy Agency, 2005 and in-house preparation

Adicionalmente, si se considera que Europa pretende llevar sus emisiones a un nivel de un 20% de reducción respecto al año 1990 e incluso un 30% si es que se logra un acuerdo internacional, los niveles presentados para Chile en los próximos 20 años aumentan la brecha existente entre el país y el mundo desarrollado.

Furthermore, if one considers that Europe intends to reduce their levels 20% relative to 1990, and 30% if an international agreement is reached, then the Chilean levels over the next 20 years further widen the gap between Chile and the developed world.

Finalmente, al incorporar los resultados de emisiones de procesos industriales y cambio de uso de suelo y forestal, se puede construir la evolución de la emisión neta de GEI en Chile. Esta evolución no considera el resto de los sectores (solventes, manejo de desechos y agricultura) dado que no se proyectó su evolución, por las razones expuestas en la metodología de trabajo y alcances del estudio.

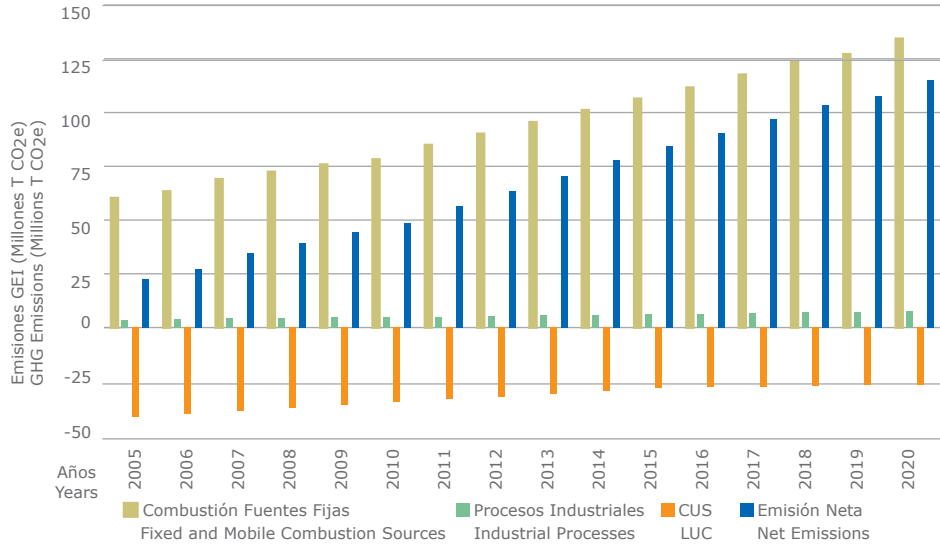
Finally, by incorporating the emissions results from industrial processes, land use change and forestry, the net trend of GHG emissions in Chile can be developed. This development does not take into account the other Sectors (solvents, waste management, agriculture) because their trends have not been projected due to the methodology and scope of the study.

Este resultado es presentado en la siguiente figura, en el período 2007 – 2020, dado que la estimación de cambio de uso de suelo y forestal no fue posible de proyectarse a más largo plazo.

These results are presented in the following figure only for the period 2007 – 2020 because the estimates for land use change and forestry were not able to be projected beyond that point.

Figura 20: Emisiones Proyectadas Netas de GEI en Chile: 2007 – 2020 (Millones T CO₂e)

Figure 20: Projected Net GHG Emissions in Chile: 2007 – 2020 (Millions T CO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

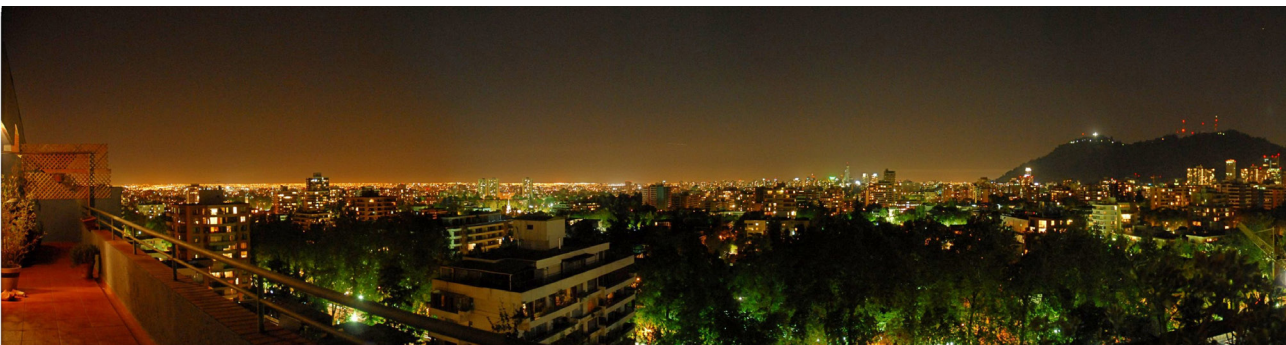
Source: Developed in-house

Como se puede apreciar en el gráfico, la mayor parte de las emisiones de GEI provienen del sector energía. En efecto, para el año 2005 las emisiones del sector energía son 17 veces mayores a las del sector procesos industriales, y se proyecta que sean 20 veces mayores para el 2020. Por otro lado, se observa que el balance del secuestro de emisiones del sector forestal y CUS, se estabiliza a partir del 2015 en torno a -27 MMtCO₂e para el 2020, valor poco relevante si se considera que para ese mismo año las emisiones del sector energía es de casi 160 MMtCO₂e.

As can be seen in the graph, the majority of GHG emissions come from the energy sector. In fact, for 2005 the energy sector emissions are 17 times greater than those from the industrial processes sector, and they are forecast to be 20 times higher by 2020. On the other hand, the balance of emissions capture from forestry and LUC stabilizes starting in 2015 around -27 MMtCO₂e by 2020, although this figure is relatively unimportant because for that same year energy sector emissions are almost 160 MMtCO₂e.

Dado el alto nivel de confiabilidad de los datos obtenidos para el sector energía, y dada la importancia de este sector en el volumen de emisiones de GEI del país, se utilizarán únicamente las emisiones provenientes del sector energía en los análisis que se desarrollan más adelante.

Because of the high level of reliability of the data obtained for the energy sector, and the importance of this sector in terms of total GHG emissions in Chile, only the emissions from the energy sector will be used in subsequent analyses.



4

Potencial de Abatimiento e Instrumentos Económicos y Regulatorios Factibles de Ser Aplicados

Abatement Potential and Feasibly Implemented Economic and Regulatory Instruments



4. Potencial de Abatimiento e Instrumentos Económicos y Regulatorios Factibles de Ser Aplicados

4 Abatement Potential and Feasibly Implemented Economic and Regulatory Instruments

El potencial de Chile para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es dependiente de una serie de variables, como son el sector productivo a analizar, la intensidad de consumo energético (relacionada con la eficiencia energética) del sector, el desarrollo tecnológico, entre otras variables.

Este estudio se enfoca en las mejoras en eficiencia energética, desarrollos tecnológicos y mejoras de gestión aplicables a los diversos sectores emisores de GEI. Las medidas evaluadas, se hacen cargo del hecho que para países con el nivel de desarrollo de Chile, no se puede pretender imponer tecnologías eficientes pero extremadamente costosas que dificulten la competitividad, o que disminuyan el bienestar de los consumidores.

Considerando lo anterior, en esta sección se analizan las opciones de reducción más costo efectivas para los sectores transporte, industrial y minero, comercial, público y residencial y generación de energía eléctrica. Las medidas se presentan para los distintos sectores mencionados, considerando su costo por tonelada de CO₂e reducida y su potencial de reducción al año 2030.

La metodología adoptada para el desarrollo de este análisis comprende los siguientes puntos:

- Revisión de literatura internacional, en particular estudios que ya han evaluado el potencial de reducción de una serie de medidas en distintos sectores productivos.

Chile's potential to reduce GHG emissions is dependent on a series of factors including the productive sector being analyzed, the intensity of the energy consumption (related to energy efficiency) within the sector, and the level of technological development, among others.

This study focuses on improvements in energy efficiency, technological developments, and management capacity applicable to the various GHG emitting sectors. The measures considered are those which make sense for countries with levels of economic development like Chile's, where it is not realistic to suppose that efficient but costly technologies that reduce economic competitiveness, or that diminish the wellbeing of consumers, be implemented.

Bearing these limitations in mind, this section analyzes the most cost effective reduction options for the transportation, industrial and mining, commercial, public and residential, and electricity generating sectors. The measures are presented by sector, cost per ton of CO₂e reduced, and overall reduction potential through 2030.

The methodology used to develop this analysis is based on the following:

- International literature review, in particular studies that have already evaluated

- Consulta a expertos nacionales⁷ respecto a tecnologías, costos, niveles de emisión, factibilidad, aplicabilidad, aceptabilidad y adaptación de las tecnologías, etc.
- Establecimiento del costo de la medida, incluyendo sus costos subyacentes y del horizonte de penetración posible.
- El costo de las medidas corresponde al costo real para la sociedad de adoptar las medidas. Considera sus costos de inversión, operación y mantención, y los ahorros en insumos o combustibles cuando los hay. No considera algunos costos o beneficios sociales, por ejemplo, aumentos de tiempo o desagrado asociado a la obligación de usar transporte público si se encarecen los estacionamientos a automóviles.
- Identificación cualitativa de otros posibles impactos (positivos o negativos) de las medidas que pudieran favorecer u obstaculizar su implementación.
- Calibración de los resultados respecto a costos de tecnologías de organismos oficiales y a resultados de la literatura internacional.

Se han definido criterios para la selección y evaluación de las medidas, de manera de sólo incorporar aquellas factibles de ser aplicadas en Chile en el horizonte de evaluación. De esta forma, no se tomaron en cuenta medidas disponibles solo a nivel experimental o con un grado de desarrollo demasiado incipiente, medidas no aplicables en Chile, ni juicios u opiniones poco fundadas respecto a ciertas tecnologías.

El objetivo de esta sección es tratar de identificar aquellas medidas con factibilidad técnica y económica que permitan reducir las emisiones de GEI y que puedan ser aplicadas en el país en el horizonte hasta el año 2030.

A pesar que muchos estudios sólo incorporan aquellas medidas con costos inferiores a US\$ 50 por tonelada de CO₂e reducida, en este estudio se han incorporado medidas con costos superiores

the reduction potential for a series of measures in different productive sectors.

- Direct consultation with Chilean experts⁷ regarding costs, emissions levels, feasibility, applicability, acceptance and adaptation of the various technologies, etc.
- Establishment of the cost of the measure, including its underlying costs and a horizon for its potential penetration.
- The cost of the measures corresponds to the real cost to society of adopting them. It accounts for investment and operation and maintenance cost, and includes the savings in input or fuels when they occur. It does not take into consideration some of the social costs or benefits such as the increase in time or inconvenience associated with the need to use public transportation if the cost of parking increases.
- Qualitative identification of other possible impacts (positive or negative) of the measures that could favor or impede implementation.
- Calibration of the technological costs to those obtained from official organizations and the international literature.

Selection and evaluation criteria for the measures have been established in order to include only those that are feasible for use in Chile over the study's timeline. Therefore, neither experimental nor very newly developed measures not applicable in Chile, nor unsupported statements and opinions regarding certain technologies were considered.

The objective of this section is to identify those technologically and economically feasible GHG emission reduction measures applicable in Chile.

While many studies only include measures with costs below \$50 per ton of reduced CO₂e, this

⁷ Los expertos corresponden a profesionales de los Departamentos de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Mecánica y PRIEN de la Universidad de Chile, Fundación Chile, Comisión Nacional de Energía, entre otros.

⁷ The experts are professionals in the Departments of Electrical Engineering, Mechanical Engineering and the Program for Energy Study and Research (PRIEN) of the University of Chile, Chile Foundation (Fundación Chile), and the National Energy Commission (CNE), among others.

a este rango, de acuerdo a su factibilidad de implementación en el país.

Los grupos de medidas consideradas, ordenadas de menor a mayor importancia respecto al potencial de reducción, son los siguientes:

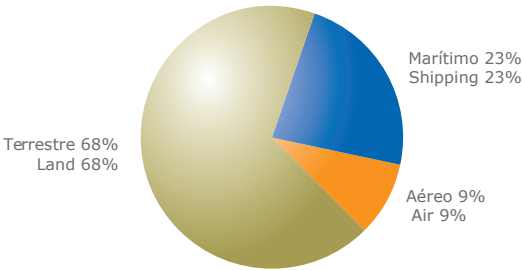
- Gestión de demanda, mejoramiento tecnológico y reducción del nivel de actividad en transporte.
- Gestión de demanda en sector comercial, público y residencial.
- Gestión de demanda en sector industrial y minero.
- Reducción de la intensidad en carbón de las tecnologías de generación eléctrica.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación de los grupos de medidas de los respectivos sectores productivos.

4.1 Gestión de Demanda, Mejoramiento Tecnológico y Reducción del Nivel de Actividad en Transporte

El transporte es un sector altamente demandante de energía. Su consumo en el año 2006 fue de 81.525 Tcal, equivalentes al 24% del consumo total de energía del país. Dicho consumo se asocia principalmente a transporte terrestre (68%) y marítimo (23%) tal como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 21: Participación de Consumos Energéticos en Sector Transporte



Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético CNE 2006.

study includes more expensive measures if they are feasible to implement in Chile.

The groups of measures considered, ranked from those with the least to the most impact in terms of emissions reduction potential, are as follows:

- Demand management, technological improvement and reduced transportation activity.
- Demand management in the commercial, public and residential sector.
- Demand management in the industrial and mining sector.
- Reduction of carbon intensity in electricity generating technologies.

Following are the results of evaluating the groups of measures for each productive sector.

4.1 Demand Management, Technological Improvement and Reduced Transportation Activity

The transportation sector has high energy demands. Consumption in 2006 was 81,525 Tcal, equivalent to 24% of total energy consumption in Chile. Consumption is mainly associated with Land Transportation (68%) and Marine Transportation (23%), as shown in the figure below.

Figure 21: Transportation Energy Consumption by Sector

Source: Prepared in-house using the CNE's 2006 Energy Balance as a basis.

De la misma forma, este sector es responsable de una parte importante de las emisiones de GEI del país, correspondiendo al 35% de ellas en el mismo año.

A futuro se espera un fuerte crecimiento de este sector, al aumentar los ingresos, las tasas de motorización y la demanda por transporte de carga. Como resultado, se espera que el consumo energético llegue a las 445.000 TCal el año 2030 y las emisiones alcancen las 130 millones de toneladas de CO₂e.

A pesar de la importancia de este sector, el potencial de reducción de emisiones de GEI es muy bajo, alcanzando un máximo de 2,7 millones de toneladas de CO₂e el año 2030. La mayor parte de esta reducción (2,6 millones de toneladas) se logra a costos razonables, menores a 50 US\$/T CO₂e reducida. Este escaso impacto se debe a las dificultades de influir en la reducción del uso de los vehículos (principalmente particulares) y al incipiente desarrollo y altos costos de las tecnologías con bajas emisiones de carbono (hidrógeno, eléctricos). Lo anterior impide lograr tasas de penetración significativas de estas tecnologías en el período hasta el año 2030.

Las oportunidades de abatimiento han sido evaluadas para camiones, automóviles particulares y comerciales, y buses, dado que el transporte terrestre es el mayor responsable de las emisiones de GEI. El cuadro siguiente resume las principales opciones de abatimiento consideradas, sus costos promedio y los potenciales de reducción de GEI.

This sector is responsible for an important share of Chile's GHG emissions, accounting for 35% of these in 2006.

Strong growth in this sector is expected as incomes, motorization rates and demand for cargo transportation all increase. As a result, it is projected that energy consumption will reach a level of 445,000 Tcal, and emissions will reach a level of 130 million tons of CO₂e by 2030.

Despite the relative size of this sector, the potential for reducing GHG emissions is very low, peaking at 2.7 million tons of CO₂e in 2030. Most of this reduction (2.6 million tons) is achieved at a reasonable cost of under US\$ 50/T of CO₂e reduction. This limited impact is due to the difficulties of influencing the reduction in the use of vehicles (mostly private), and the incipient development and high costs of low carbon emissions technologies (hydrogen, electric). These obstacles impede significant penetration rates in the period up to 2030.

Abatement opportunities have been evaluated for trucks, private and commercial automobiles, and buses because ground transportation is the major contributor to GHG emissions. The following figure summarizes the main abatement options that were considered, their average cost, and the potential for GHG reduction.

Cuadro 5: Opciones de Abatimiento Sector Transporte

Table 5: Transportation Sector Abatement Options

Costo Promedio (US\$ 2008/T CO ₂ e) Average Cost (US\$ 2008/T CO ₂ e)	Potencial de Reducción (Millones T CO ₂ e) Reduction Potential (Millions T CO ₂ e)	Descripción de la Medida Description of Measure
Eficiencia Energética en camiones / Energy Efficiency in Trucks	-240	Programa de manejo eficiente y gestión de flota en empresas medianas y grandes. / Efficient Driving Programs and Fleet Management in Medium and Large Companies.
Restricción antigüedad camiones (25 años) / Restriction of Older Trucks (25 years)	-135	Se impone restricción de antigüedad de 25 años (en lugar de 28) a camiones. / 25 Year Age Restriction on Trucks (instead of 28).
Uso de biodiesel en transporte / Biodiesel Use in Transportation	-26	Uso de biodiesel para el transporte en el país, con una penetración del 1% del total de combustible. / Biodiesel use throughout Chile, assuming 1% of total fuel use.
Dieselización del parque automóviles / Dieselization of Automobiles	-63	Aumento de la penetración de vehículos diesel al mercado a partir del año 2010. / Increased penetration of diesel powered vehicles in the market, starting in 2010.
Cambio modal transporte público (Transantiago) / Modal Change to Public Transport (Transantiago)	-61	Implementación del Transantiago y reducción del número de viajes en el modo autos particulares. / Implementation of Transantiago (Santiago's urban transport system) and reduction in number of trips in automobiles.
Otros / Others	-450 a 400	Otras medidas como uso de motores eficientes, mejoras en mantenimiento, tecnología híbrida, entre otros. / Measures such as use of efficient motors, improvement in maintenance, hybrid technology, among others.

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Instrumentos de Apoyo a la Reducción de Emisiones del Transporte

Se han identificado una serie de instrumentos económicos y regulatorios que podrían ayudar a reducir en alguna medida el importante aumento de las emisiones de GEI en el sector transporte (más de 50 millones de TCO₂e).

- En el caso de los automóviles el énfasis debe ponerse en lograr incorporar

Measures to Support the Reduction of Transportation Emissions

A series of economic and regulatory measures that could help significantly reduce the increase in GHG emissions from the transportation sector (more than 50 million TCO₂e) have been identified:

- In the case of automobiles the emphasis must be both on having more

vehículos más eficientes (reducir las emisiones unitarias) y reducir el nivel de actividad de los mismos (menor uso). Una distinción clave es que no se pretende limitar la compra de vehículos, decisión que afectaría la calidad de vida de los habitantes, si no incentivar un menor uso de los mismos.

- **Se requieren incentivos tributarios.** Instrumentos como la reducción de aranceles/ impuestos a vehículos más eficientes y la reducción de la brecha en impuestos específicos diesel/ gasolina ayuda a fomentar el uso de vehículos más eficientes que reduzcan las emisiones de GEI. Adicionalmente, el aumento del costo del permiso de circulación para vehículos más antiguos (menos eficientes).

- **Fomentar opciones al automóvil y encarecer su circulación es clave.**

- **Operación más eficiente de camiones y renovación de su flota.**

- **Medidas a nivel urbano.** A nivel general del sector, se debe apuntar hacia una gestión urbana más ordenada en las grandes ciudades del país, que apoye la densificación y diversificación en el uso de suelos.

energy efficient vehicles (reduce the emissions per unit) and on reducing vehicle usage (fewer trips). A key distinction is that the focus is not on limiting the purchase of vehicles, as this would reduce quality of life; rather it is on incentivizing less vehicle usage.

- **Tax incentives are required.** Measures such as the reduction of tariffs/taxes on more efficient vehicles and reducing the diesel/gasoline excise tax gap help to promote the use of more efficient vehicles, which would reduce GHG emissions. Increasing the licensing cost for older (less efficient) vehicles is an additional measure to consider.

- **The creation and promotion of options to automobile usage, along with making automobile usage more expensive, is key.**

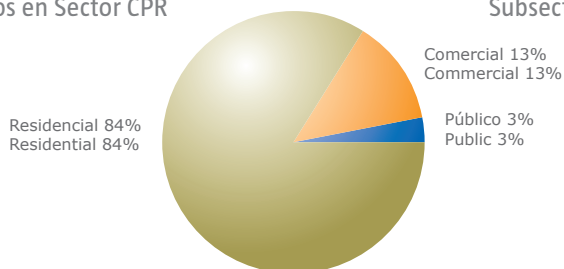
- **More efficient trucking operations and fleet renovation.**

- **Urban level measures.** More generally within the sector, the aim should be towards better urban planning in the larger Chilean cities, thereby supporting increases in urban densities and land use diversification.

4.2 Gestión de Demanda en Sector Comercial, Público y Residencial

Los consumos energéticos del sector CPR están compuestos principalmente de gas licuado, electricidad, gas natural y leña. El consumo total de energía de este sector es de 60.034 teracalorías, siendo el 80% responsabilidad de subsector residencial. La participación de cada uno de los subsectores en el sector CPR se muestra a continuación.

Figura 22: Participación de Consumos Energéticos en Sector CPR

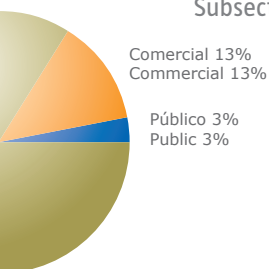


Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético CNE 2006.

4.2 Demand Management in the Commercial, Public and Residential Sector

Energy consumption in the CPR sector is primarily comprised of liquefied gas, electricity, natural gas and firewood. Total sector energy consumption is 60,034 teracalories, with 80% of consumption from the Residential subsector. CPR subsector's participation rates are shown below.

Figure 22: CPR Energy Consumption by Subsector



Source: Prepared in-house based on the 2006 Energy Balance.

De la misma forma, este sector es responsable de una parte menor de las emisiones de GEI del país, correspondientes al 7% de las emisiones totales de CO₂e en el año 2006. No se esperan grandes crecimientos en los consumos proyectados del país, los que se correlacionan fuertemente con el aumento de la población y del PIB, dados los aumentos moderados que se esperan para estas variables en los próximos 20 años. Se espera que el consumo energético llegue a las 156.000 TCal⁸ y las emisiones alcancen las 10,7 millones de toneladas de CO₂e el año 2030 (directas, sin considerar las emisiones por la generación eléctrica que usa el sector).

Sin embargo, el potencial de reducción de este sector es importante, pudiendo alcanzar un máximo de 2 millones de toneladas de CO₂e el año 2030 (emisiones directas asociadas a demanda final de combustibles). El total de las reducciones de emisiones potenciales de GEI del sector comprende además reducciones indirectas por concepto de ahorros de consumo de electricidad, las que son contabilizados en el sector generación eléctrica. Estas son equivalentes a 14 millones de T CO₂e.

Dicha reducción, en conjunto con el ahorro en consumo eléctrico que produce el sector Industria y Minería, alcanza los 31 millones de T CO₂e adicionales. Ello corresponde al segundo potencial de reducción de GEI más importante del país.

Estos valores se basan en el estudio PRIEN (2008), que evalúa el potencial de eficiencia energética de los distintos sectores productivos nacionales al año 2021 y que es proyectado a las mismas tasas al año 2030 (Progea 2, 2008). En el cuadro siguiente se presentan las reducciones de consumo energético estimadas para los subsectores. Se puede observar que al año 2030 se podría alcanzar una reducción del consumo de energía equivalente al 13% del consumo total del sector.

This sector is responsible for a minor share of Chile's GHG emissions, accounting for 7% of total CO₂e emissions in 2006. Large increases in projected consumption are not expected for Chile as consumption is strongly correlated with population increase and GDP, and these variables are expected to increase only moderately over the next 20 years. Energy consumption is expected to reach 156,000 TCal⁸, while emissions will be 10.7 million tons of CO₂e in 2030 (directly, does not include emissions from electricity generation for sector use).

Nonetheless, the potential reduction from this sector is important as it could reach a maximum of 2 million tons of CO₂e in 2030 (direct emissions associated with final fuel demand). The comprehensive potential GHG emission reduction also includes indirect reductions due to savings in electricity consumption. These reductions are accounted for in the Electricity Generation sector and amount to 14 million T CO₂e.

The above reduction, when taken in conjunction with the electrical energy savings from the Industry and Mining sector, adds an additional 31 million T CO₂e, and is therefore the second largest potential GHG reduction in the country.

These values are based on the PRIEN (2008) study, which assesses the energy efficiency potential of the various productive sectors by 2021, and which is projected at the same rate of change to 2030 (Progea 2, 2008). The following table shows the estimated energy consumption reductions by subsector, and which by 2030 could achieve an overall reduction in energy consumption equivalent to 13% of the total sector.

⁸ Existe una discrepancia con la extrapolación de la estimación de consumo PRIEN debido a diferencias metodológicas (básicamente el uso de una mayor tasa de crecimiento del PIB por parte de este estudio), pero en la evaluación se consideraron sólo los valores relativos.

⁸ There is a discrepancy with PRIEN's consumption extrapolation due to methodological differences (basically the use of a higher rate of GDP growth in this study), but the assessment only considered relative values.

Cuadro 6: Ahorros por Concepto de Eficiencia Energética en Sector CPR (TCal)

Table 6: Energy Efficiency Savings in CPR Sector (TCal)

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Servicios / Services	9 973	10 578	13 479	17 176	21 441	25 706
Ahorro acumulado / Accumulated Savings	0	1 631	4 231	7 617	11 566	15 514
Residencial / Residential	50 062	72 648	92 573	117 962	147 256	176 550
Ahorro / Savings	1 311	2 954	4 637	6 717	8 857	10 997
Consumo Total / Total Consumption	60 035	83 226	106 052	135 138	168 697	202 257
Ahorro Total / Total Savings	1 311	4 585	8 869	14 334	20 423	26 511

Fuente: Elaboración propia sobre la base de PRIEN (2008).

Source: Prepared in-house based on PRIEN (2008).

Las oportunidades de abatimiento han sido evaluadas para los subsectores comercial, público y residencial, enfocándose básicamente en este último. Para la evaluación de los costos de abatimiento se han considerado sólo aquellas medidas que permiten dar una visión demostrativa de los costos de abatimiento que alcanzan dichas opciones, para las que se disponía de antecedentes de costos y beneficios esperados.

The abatement opportunities have been evaluated for the Commercial, Public and Residential subsectors, while essentially focusing on the latter. In evaluating abatement costs the measures considered were those which had a demonstrable abatement cost, and for which records of expected costs and benefits were available.

En resumen, las medidas de este sector están enfocadas principalmente a medidas de eficiencia energética como programas de etiquetado, "Eficiencia en iluminación", "Criterios de EE en obras públicas", "Implementación de reglamentación térmica en viviendas" y uso de equipos eficientes, entre otras.

In summary, the measures in this sector are primarily focused on energy efficient measures, including Energy Efficiency branded measures like "Efficient Lighting," "Energy Efficient Criteria in Public Works," "Implementation of Thermal Regulation in Houses," and the use of efficient equipment, among others.

A continuación se presenta un cuadro que resume las opciones de abatimiento con mayor potencial de reducción dentro de las medidas del sector CPR y el resto de las medidas acumuladas en la clasificación "otras", equivalentes al resto de la reducción contemplada en el PPEE. La mayor reducción se logra a través de la implementación efectiva del programa de eficiencia energética en todo el sector y el reacondicionamiento térmico de viviendas. La mayoría de las medidas son de

Below is a table summarizing the abatement options with the greatest potential for reduction in the CPR sector. The Other category includes measures proposed in the Country Energy Efficiency Plan (PPEE). The greatest reductions are achieved through the effective implementation of energy efficiency programs throughout the sector, and by retrofitting houses to make them more

bajo costo y en general, todas ellas generan beneficios netos⁹. thermally optimal⁹.

Cuadro 7: Opciones de Abatimiento del Sector CPR

Table 7: Abatement Options for the CPR Sector

Costo Promedio (US\$ 2008/T CO ₂ e) / Average Cost (US\$ 2008/T CO ₂ e)	Potencial de Reducción (Millones T CO ₂ e) / Reduction Potential (Millions T CO ₂ e)	Descripción de la Medida / Description of Measure
Programa de etiquetado Eficiencia Energética / Energy Efficiency (EE) Labeling Programs	-359 0,10	Programa de etiquetado de EE (establecimiento de normas de desempeño de EE mínimas) / EE labeling programs (establishment of minimum EE standards).
Compra de refrigeradores eficientes / Energy efficiency promotion	-85 0,13	Diseño de incentivos económicos a la compra de refrigeradores energéticamente eficientes / Design of economic incentives for the purchase of energy efficient refrigerators.
Promoción de Eficiencia energética / Thermally efficient house retrofits	-373 0,23	Divulgación de opciones de EE, como criterios de EE, norma alumbrado público, cambio de luminarias, etc. / Disclosure of EE options, such as what are the EE criteria, norms for public lighting, changing lights, etc.
Reacondicionamiento térmico de viviendas / Thermally efficient house retrofits	-17 4,00	Aplicación de nueva normativa Reglamentación Térmica y homologación de las viviendas antiguas./ Application of new Thermal Regulation norms, and standardization of older homes.
Otros / Others	n.d. 11,5	Otras medidas de eficiencia energética del PPEE en el sector. / Other energy efficiency measure taken from the Country Energy Efficiency Plan in the sector.

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Instrumentos que Apoyen la Implementación de las Medidas

Instruments to Support Implementation of Measures

El aprovechamiento de los interesantes ahorros y reducciones de emisiones que se pueden lograr en este sector, relacionadas principalmente con eficiencia energética, exige superar una serie de dificultades y barreras.

Taking full advantage of the sizeable savings and emissions reductions achievable in this sector, related primarily to energy efficiency, would require overcoming a number of difficulties and obstacles.

9 La evaluación de costos y potenciales de reducción de todas las medidas de eficiencia energética para este sector es un estudio por sí solo, que no es posible de realizar en el contexto de este proyecto.

9 The assessment of costs and reduction potentials of all of the energy efficiency measures for the sector is a study in itself and was not considered in the context of this project.

- **Hacer visibles las mejoras posibles.** Los usuarios, por lo general, solo visualizan los costos de las medidas y no sus beneficios; además se observan dificultades de percepción e información para adoptar las nuevas.
- **Programas y proyectos demostrativos.** Los usuarios tienen una alta valorización de inversiones que se incurren en el corto plazo, frente a beneficios que se logran en el mediano y largo plazo.
- **Estándares y etiquetado.** Para superar estas barreras y lograr las mejoras en eficiencia de equipos y viviendas, se pueden implementar iniciativas obligatorias y/o voluntarias similares a las ya realizadas en otros países.
- **Normas e incentivos para acondicionamiento térmico.** Por otro lado, para la construcción de nuevas viviendas y edificios se requiere una norma más exigente de acondicionamiento térmico (la que se estaría implementando en unos años más en Chile) y que además, se pueda incentivar esta medida en viviendas antiguas y en edificios, por medio de créditos (blandos, que sean pagados a través del ahorro en consumo energético que se dan en los hogares).
- **Acuerdos Voluntarios y Educación.** Igualmente, el desarrollo de Acuerdos Voluntarios Públicos y las campañas de educación e información aportan fuertemente a mantener a los usuarios en constante alerta respecto a la necesidad de ser eficientes en el uso de la energía.

4.3 Gestión de Demanda en Sector Industrial y Minero

El sector “Industria y Minería” presenta un consumo total de energía de 85.628 teracalorías en el año 2006, equivalentes al 25% del consumo total de energía del país. El desglose de este sector en los diferentes subsectores que lo componen se muestra en la siguiente figura.

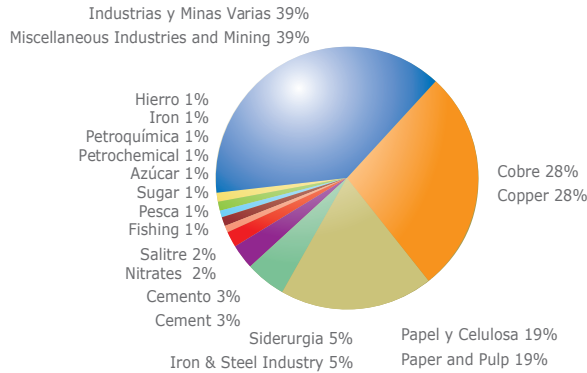
- **Highlight the improvements that are possible.** End users generally are only aware of measures’ costs and not their benefits; there are also difficulties involving perceptions and information on the adoption of new measures.
- **Demo pilot projects and programs.** Users are more sensitive to short-term investment costs than to the medium- and longer-term benefits from the investment.
- **Standards and Labeling.** To overcome barriers and achieve improvement in equipment and housing both obligatory and voluntary initiatives, similar to those already in place in other countries, can be adopted.
- **Rules and incentives for thermal efficiency codes.** Construction of new homes and buildings requires a more stringent code for thermal efficiency (which will be implemented in Chile within a few years), which can also be applied to older homes and buildings with the proper incentives (so called “soft credits” which are paid by the households’ energy savings).
- **Voluntary Agreements and Education.** Similarly, the development of Voluntary Public Agreements along with education and information campaigns contribute strongly to keeping users aware of the need for efficient energy use.

4.3 Demand Management in the Industrial and Mining Sector

The Industrial and Mining sector consumed a total of 85,628 teracalories in 2006, which is equivalent to 25% of the country’s total energy consumption. The breakdown by subsectors is shown in the following figure.

Figura 23: Participación de Consumos Energéticos en el Sector Industrial y Minero

Figure 23: Share of Energy Consumption Within the Industrial and Mining Sector



Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético CNE 2006.

Source: Prepared in-house based on background information from the 2006 Energy Balance.

De la figura se aprecia que los subsectores con mayor participación en el consumo energético son: Cobre, Papel y Celulosa, Siderurgia, Cemento e Industrias y Minas Varias, constituyendo todas ellas el 94% del consumo total de energía del sector Industrial y Minero.

The figure shows the subsectors with the highest levels of energy consumption are: Copper, Paper and Pulp, Steel, Cement and Miscellaneous Industries and Mines. Together these account for 94% of the total Industrial and Mining sector energy consumption.

De la misma forma, este sector es responsable de una parte importante de las emisiones de GEI del país, correspondientes al 22% de las emisiones totales de CO₂e en el año 2006. Si bien se esperan importantes crecimientos en el sector, ellos no se producirán con las fuertes tendencias de décadas anteriores, dadas las reducciones de producción del cobre y la celulosa, dos de los sectores más intensivos en uso de energía. Se espera que el consumo energético llegue a las 225.000¹⁰ TCal y las emisiones alcancen las 37,5 millones de toneladas de CO₂e el año 2030.

By the same token, this sector is responsible for a significant part of the Chile's GHG emissions, with a 22% share of total CO₂e emissions in 2006. Although significant growth is expected in the sector, it will not be as strong a trend as it was in prior decades because of reductions of copper and cellulose production, which are two of the most intensive energy consuming sectors. Energy consumption is expected to reach 225,000¹⁰ TCal, and emissions to reach 37.5 million tons of CO₂e by 2030.

Sin embargo, el potencial de reducción de este sector es muy importante y podría alcanzar un máximo de 15 millones de toneladas de CO₂e el año 2030 (emisiones directas asociadas a

The reduction potential of this sector is very important and could reach as high as 15 million tons of CO₂e in 2030 (direct emissions associated with final demand for fuels). The total potential emissions reduction of GHG for the sector also includes indirect reductions

¹⁰ Existe una discrepancia con la extrapolación de la estimación de consumo PRIEN debido a diferencias metodológicas (básicamente el uso de una mayor tasa de crecimiento del PIB por parte de este estudio), pero en la evaluación se consideraron sólo los valores relativos.

¹⁰ There is a discrepancy with PRIEN's consumption extrapolation due to methodological differences (basically the use of a higher rate of GDP growth in this study), but the assessment only considered relative values.

demanda final de combustibles). El total de las reducciones de emisiones potenciales de GEI del sector comprende además reducciones indirectas por concepto de ahorros de consumo de electricidad, los que son contabilizados en el sector generación eléctrica. Dicha reducción alcanza los 17 millones de T CO₂e adicionales.

Estos valores se basan en el estudio PRIEN (2008), que evalúa el potencial de eficiencia energética de los distintos sectores productivos nacionales al año 2021 y que es proyectado a las mismas tasas al año 2030 (Progea 2, 2008). En el cuadro siguiente se presentan las reducciones de consumo energético estimadas para los distintos subsectores. Se puede observar que al año 2030 se podría alcanzar una reducción del consumo de energía equivalente al 33% del consumo total del sector.

via savings in electricity consumption, which are accounted for in the Electricity Generation sector. This reduction amounts to an additional 17 million T CO₂e.

These values are based on the PRIEN (2008) study, which assesses the energy efficiency potential of different productive sectors nationally to 2021, and projects the same rates through 2030 (Progea 2, 2008). The following table shows the estimated reduction in energy consumption for the various subsectors. It can be seen that by 2030 a reduction in energy consumption could be achieved, which is equivalent to 33% of the sectors' total consumption.

Cuadro 8: Ahorros por Concepto de Eficiencia Energética en Sector Industrial y Minero (TCal)

Table 8: Savings Due To Energy Efficiency in the Industrial and Mining Sector (TCal)

Sector / Sector	Subsector / Subsector	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Industria / Industrial	Papel y Celulosa / Paper and Pulp	16 617	16 988	21 647	27 584	34 434	41 284
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	1 443	3 919	7 367	11 525	15 683
	Siderurgia / Iron and Steel	4 285	7 679	9 785	12 469	15 565	18 662
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	152	430	842	1 355	1 868
	Petroquímica / Petrochemical	649	919	1 170	1 491	1 862	2 232
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	93	250	465	723	980
	Cemento / Cement	2 897	4 008	5 107	6 508	8 124	9 740
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	258	710	1 352	2 134	2 916
	Azúcar / Sugar	968	2 056	2 620	3 338	4 168	4 997
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	194	525	980	1 527	2 074
	Pesca / Fishing	1 251	3 396	4 327	5 513	6 883	8 252
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	571	1 468	2 620	3 954	5 288
	Industrias Varias / Misc. Industries	27 247	34 725	44 249	56 384	70 387	84 389
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	3 901	10 407	19 229	29 728	40 227
Minería / Mining	Cobre / Copper	23 635	25 520	32 520	41 439	51 729	62 020
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	807	2 268	2 635	2 635	2 635
	Salitre / Nitrate	1 371	1 901	2 422	3 086	3 853	4 619
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	235	622	1 141	1 755	2 369
	Hierro / Iron	1 006	1 780	2 269	2 891	3 609	4 327
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	275	712	1 282	1 947	2 611
	Minas Varias / Misc. Mines	5 701	6 870	8 754	11 155	13 925	16 696
	Ahorro acumulado / Cumulative Savings	0	848	2 247	4 123	6 343	8 563
Consumo Total / Total Consumption		85 627	105 841	134 869	171 859	214 537	257 216
Ahorro Total / Total Savings		0	8 777	23 557	42 034	63 623	85 213

Fuente: Elaboración propia sobre la base de PRIEN (2008).

Source: Prepared in-house based on PRIEN (2008).

Las oportunidades de abatimiento han sido Abatement opportunities have been evaluated for

evaluadas para los subsectores cobre, cemento, papel y celulosa e industria y minas varias. Se han considerado sólo algunas que permiten dar una visión demostrativa de los costos de reducción que alcanzan dichas opciones.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las opciones de abatimiento que poseen el mayor potencial de reducción. No se logra una reducción importante con estas medidas particulares (las que han sido presentadas sólo de manera demostrativa). La mayor reducción se logra a través de la implementación efectiva del programa de eficiencia energética en todo el sector. La mayoría de las medidas son de bajo costo y, en general, todas ellas generan beneficios netos¹¹.

the copper, cement, paper and pulp, industry, and miscellaneous mining subsectors. Only a few of the opportunities have been considered to demonstrate the cost reduction available from these options.

The following table provides a summary of the abatement options with the greatest potential, though no significant reductions are achieved with these particular measures as they are only illustrative. The real reductions come about through the effective implementation of the energy efficiency program throughout the sector. The majority of the measures are low cost and generally all of them produce a net benefit¹¹.

Cuadro 9: Opciones de Abatimiento Sector Industria y Minería

Table 9: Abatement Options For Industrial and Mining Sector

Costo Promedio (US\$ 2008/T CO ₂ e) / Average Cost (US\$ 2008/T CO ₂ e)		Potencial de Reducción (Millones T CO ₂ e) / Reduction Potential (Millions T CO ₂ e)	Descripción de la Medida / Description of Measure
Utilización calor desperdiciado y CHP Ind. Varias / Waste heat utilization, Industrial CHP(Combined Heat and Power) Misc.	-380	0,09	Proyectos de mejoramiento de procesos y uso del calor y energía desperdiciados. / Process improvement projects for using wasted heat and energy.
Reemplazo de motores sector Industrial y Minero / Industrial and Mining sector engine replacement	-360	0,15	Subsidio del 10% de la diferencia de inversión para reemplazar motor eficiente en lugar de estándar / 10% cost differential subsidy for replacement of standard engine with efficient engine.
EE en procesos pirometalúrgicos / EE in pyrometallurgical processes	n.d.	0,20	EE en procesos pirometalúrgicos / EE in pyrometallurgical processes
Otras reducciones directas / Other direct reductions	n.d.	12,8	Medidas de cogeneración, eficiencia energética y manejo eficiente de insumos / Co-generation, energy efficiency, and efficient input management measures.
Otras reducciones consumo eléctrico / Other reductions in electricity consumption	n.d.	17,0	Otras medidas de eficiencia energética del PPEE en el sector. / Other PPEE energy efficiency measures in the sector

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

11 La evaluación de costos y potenciales de reducción de todas las medidas de eficiencia energética para este sector es un estudio por sí solo, que no es posible de realizar en el contexto de este proyecto.

11 The assessment of costs and reduction potentials of all of the energy efficiency measures for the sector is a study in itself, and was not considered in the context of this project.

Instrumentos que Apoyen la Implementación de las Medidas

Existen una serie de barreras que impiden aprovechar el gran potencial de reducción de emisiones de GEI de este sector. Por ejemplo, la mayoría de las empresas medianas y pequeñas (parte muy importante del consumo energético del sector y del desarrollo del país) no conocen las posibilidades de ahorro energético ni los instrumentos del gobierno para implementarlo en sus instalaciones. Por otro lado, las grandes empresas no trabajan bajo la cultura del ahorro de energía, con lo cual, las acciones que van en este sentido no forman parte de sus prácticas y no conocen los potenciales latentes de reducción que tienen en sus industrias.

Adicionalmente, las medidas son caras respecto a los ingresos de las empresas y a su retorno esperado (más de dos o tres años), además de tener una tasa de retorno menor que otras opciones al interior de la firma y requerir de una atención y dedicación de recursos humanos no habitual en otro tipo de proyectos. De esta forma, ellas son postergadas por la gerencia y muchas veces no se implementan.

Los instrumentos específicos para promover eficiencia energética e introducción de tecnologías de bajas emisiones de GEI, consideran básicamente medidas de fomento, no coercitivos. La aplicación de un impuesto a las emisiones de CO₂ no se ve todavía como un instrumento factible para Chile, ya que el país no va a imponer costos a su industria por este concepto, mas allá de lo que se exija internacionalmente (es una medida con muy poca factibilidad política). Solo se prevé el uso de estándares tecnológicos para empresas en las que se aplican regulaciones a emisiones locales como sucede en la Región Metropolitana y a futuro en otras ciudades con planes de descontaminación. Se ha

Instruments to support measure implementation

There are a number of obstacles standing in the way of maximizing the large reduction potential within the sector. For example, most small and medium companies (a very significant sector both in terms of energy consumption and national development) are aware neither of the possibilities for energy savings, nor of government Instruments available to help implement programs at their facilities. On the other hand, large companies do not have an energy-saving culture, and thus have not implemented appropriate practices nor are they aware of the underlying reduction potential available to their industries.

Additionally, the measures are expensive relative to company revenues and expected return (above two or three years), and generate a lower rate of return than other options available to the firm, while still requiring levels of time and attention not usual in other types of projects. As a result, the programs are postponed by management, and very often not implemented at all.

The specific set of Instruments and policies to promote energy efficiency and the introduction of low GHG emitting technologies rely on approaches which foster rather than coerce implementation. A tax on CO₂ emissions is not seen as a feasible option for Chile yet because the country is not going to impose additional costs on its industries to this end, in spite of international pressures (low political feasibility) to do so. Therefore, the only realistic measures are those that support technological standards for companies, which have regulations concerning their local emissions, as is currently the case in the Metropolitan Region, and in the future will be the case in other cities with decontamination plans. Measures considered are for the Paper Pulp and Cement subsector,

considerado en particular medidas para los subsectores de Papel y Celulosa, y Cemento; y en minería del cobre y hierro, que son los de mayores emisiones de GEI.

Otras medidas corresponden a:

- **Alinear instrumentos para problemas locales con los globales.**
- **Fondo para promover eficiencia energética.** Este fondo identifica sectores claves que permiten reducciones significativas y apoya la implementación de las mismas.
- **Bonos de Carbono.** El mercado de bonos de carbono puede ser, en especial, a partir del 2012, una fuente de recursos para promover la introducción de nuevas tecnologías y mayor eficiencia energética. Chile podría desarrollar un sistema de permisos transables de GEI que definiera metas específicas a cada sector –basadas en la tendencia histórica y cambios esperados en ésta.
- **Cogeneración.** La Ley Corta I y II y la ley de ERNC han mostrado la voluntad del Estado de promover energías no convencionales. Es necesario examinar medidas más específicas que faciliten la cogeneración.
- **Enfoques voluntarios.** Basados en una colaboración estrecha entre las empresas y el Estado, permitirían el logro de reducciones en base a la colaboración.
- **Educación y capacitación.** En muchos casos las emisiones se asocian a prácticas deficientes debido a falta de capacitación y conciencia.

4.4 Reducción de la Intensidad en Carbón de las Tecnologías de Generación Eléctrica

El sector “Generación de Energía” o “Centros de Transformación” presenta un consumo total de energía de 97.698 teracalorías en el año 2006, equivalentes al 29% del consumo total de energía del país. El desglose de este sector en los diferentes subsectores que lo componen se muestra en la siguiente figura.

and in Mining, copper and iron, as these are the major emitters of GHG.

Other measures:

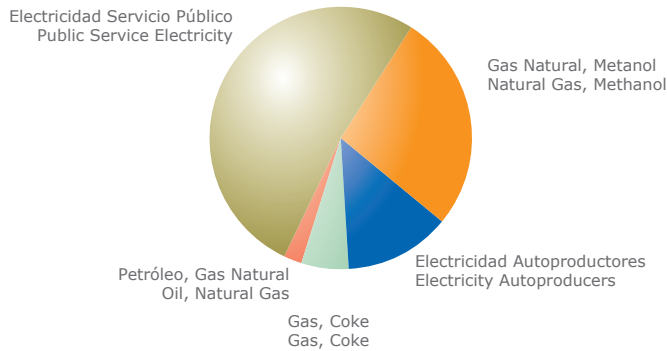
- **Align local measures to correspond to international ones.**
- **Fund to promote energy efficiency.** This fund identifies key sectors for significant reductions and supports implementation.
- **Carbon Credits.** The carbon credit market, as of 2012, can be a resource for promoting the introduction of new technologies and greater energy efficiency. Chile could develop a system of tradable GHG permits to set specific targets for each sector, based on historical and expected trends.
- **Cogeneration.** Two Laws (Ley Corta 1 & 2) along with the Non Conventional Renewable Energy (NCRE) law have demonstrated the State’s willingness to promote non-conventional energy. It is necessary to more specifically examine measures to facilitate cogeneration.
- **Voluntary approaches.** Based on close cooperation between companies and the State, this could lead to reductions based on collaboration.
- **Education and training.** In many cases emissions are associated with substandard practices due to lack of training and awareness.

4.4 Carbon Intensity Reduction in Electricity Generating Technologies

The “Energy Generation” or “Transformation Center” sectors had a total energy consumption of 97,698 teracalories in 2006, which was equivalent to 29% of the country’s total energy consumption.

Figura 24: Participación de Consumos Energéticos en el Sector Centros de Transformación

Figure 24: Share of Energy Consumption in the Transformation Centers Sector



Fuente: Elaboración propia en base al Balance Energético CNE 2006.

Source: Prepared in-house with data from the 2006 Energy Balance.

De la figura se aprecia que los subsectores con mayor participación en el consumo energético son: Electricidad para Servicio Público y Autoproduedores, Gas Natural-Metanol y Gas y Coke; constituyendo todas ellas el 98% del consumo total de energía del sector.

The figure shows that the largest energy consuming subsectors are: Electricity for the Public Sector, Autoproducers, Natural-Methanol Gas, and Gas and Coke, which together account for 98% of the sector’s total energy consumption.

De la misma forma, este sector es responsable de una parte importante de las emisiones de GEI del país, correspondientes al 37% (incluidas las emisiones del consumo propio del sector energía) de las emisiones totales de CO₂e en el año 2006. Se espera un crecimiento muy importante de este sector, dadas las crecientes demandas de los restantes sectores que debe satisfacer, lo que traerá como consecuencia que las emisiones alcancen las 110 millones de toneladas de CO₂e el año 2030.

This sector produced a significant, 37% share of the country’s GHG emissions of CO₂ in 2006 (including emissions from the sector’s own energy consumption). This sector is expected to grow significantly due to the growing demands from the other sectors, which means that emissions will reach 110 million tons of CO₂ in 2030.

En el caso del subsector Electricidad, este aumentará el nivel de generación desde 55 GWh el año 2006 a 180 GWh el año 2030. Ello implica un aumento de capacidad desde 12.300 MW el 2006 a 40.000 MW el 2030, de los cuales un 52% corresponden a centrales térmicas alimentadas con carbón, en comparación con el 16% que había en 2006. Esto hace que las emisiones del sector

The Electricity subsector will increase its capacity from 55 GWh in 2006 to 180 GWh in 2030. This implies an increase from 12,300 MW in 2006 to 40,000 MW in 2030 when 52% of the capacity will be from coal-fired plants compared to 16% in 2006.

aumenten de 14,2 a 85 millones de TCO₂e, con lo que la matriz eléctrica nacional incrementa su intensidad en carbón de 0,26 a 0,47 TCO₂e por MWh. Ello es inferior al valor actual de países desarrollados como España, Alemania, Japón y USA e incluso inferior al valor proyectado de algunos de estos países. Por ejemplo USA proyecta la intensidad en carbón de su matriz eléctrica a 0,62 TCO₂e por MWh en el año 2030.

Este aumento de las emisiones producto del mayor uso del carbón en la matriz energética abre importantes opciones de reducción de emisiones de GEI al año 2030, por medio de la búsqueda de alternativas de generación o de mitigación de dichas emisiones (CCS). En este sentido, este sector ofrece un potencial de reducción muy importante, que podría alcanzar un máximo de 37 millones de toneladas de CO₂e el año 2030. Ello corresponde al potencial de reducción de GEI más importante del país.

Las áreas factibles de ser consideradas para aproximarse a este potencial de reducción son Carbon Capture and Storage (CCS), Energías Renovables no Convencionales (principalmente mini centrales hidráulicas, centrales eólicas y biomasa), energía nuclear y energía hidráulica de embalse.

En el cuadro siguiente se presentan los costos de abatimiento de las distintas medidas consideradas en la evaluación. El potencial de abatimiento total de este grupo de medidas es de 37 millones de TCO₂e. El potencial para aquellas medidas con costo de abatimiento inferior a 50 US\$/TCO₂e reducida es de 32 millones de TCO₂e.

As a result, emissions from the sector increase from 14.2 to 85 million T CO₂e increasing the national electrical grid's carbón intensity from 0.26 to 0.47 T CO₂e/MWh. This is lower than the current level in developed countries such as Spain, Germany, Japan and the USA, and is also less than the projected values for some of these countries. For example the U.S. projects a carbon intensity in its electrical grid of 0.62 T CO₂e per MWh in 2030.

This increase in emissions stemming from the greater use of coal in the energy matrix opens up important alternatives for reducing GHG emissions into 2030, either through the search for generating alternatives or emissions mitigation (CCS). Potential reductions from this sector could be very significant, possibly as high as 37 million tons of CO₂e in 2030, making for the largest potential GHG emissions reduction in the country.

Feasibly considered areas to approach these potential reductions are: Carbon Capture and Storage (CCS), Non-Conventional Renewable Energy (mainly mini hydro, wind power and biomass), nuclear energy, and hydropower dams.

The following table shows the abatement costs of the various measures considered in the evaluation. The total abatement potential of this group of measures is 37 million T CO₂e. For those with abatement costs less than 50 US\$/T CO₂e, the potential reduction is 32 million T CO₂e.

Cuadro 10: Opciones de Abatimiento Sector Centros de Transformación Eléctricos

Table 10: Abatement Options Electricity Generating Sector

Costo Promedio (US\$ 2008/T CO ₂ e) / Average Cost (US\$ 2008/T CO ₂ e)	Potencial de Reducción (Millones T CO ₂ e) / Reduction Potential (Millions T CO ₂ e)	Descripción de la Medida / Description of Measure
CCS en centrales térmicas a carbón / CCS in Coal-Fired Power Plants	65  4,1	10% de la capacidad instalada de carbón adopta sistema de CCS al año 2025 (1.000 MW instalados) / Adoption of CCS by 10% of installed carbon capacity by 2025 (1,000 installed MW).
Tecnología Nuclear (1.000 MW) / Nuclear Technology (1,000 MW)	19  5,5	Instalación de una central nuclear con una capacidad de 1.000 MW al año 2025 / Installation of a 1,000 MW nuclear power plant by 2025.
Tecnología Hidráulica de embalse (1.000 MW) / Hydraulic Reservoir Technology (1,000 MW)	-32  4	Instalación de centrales hidráulicas de embalse con una capacidad de 1.000 MW al año 2025 / Installation of hydroelectric power plants with 1,000 MW capacity by 2025.
Generación con ERNC más allá de la ley / Strengthen Non-Conventional Renewable Energy Generation Law	27  23	Implementación de ley de ERNC más exigente (1% de incremento posterior al 2014, en lugar de 0,5%) / Implementation of a stricter NCRE law (1% increase after 2014, up from 0.5%).

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Instrumentos que Apoyen la Implementación de las Medidas

Existen importantes dificultades y barreras de diverso tipo que podrían impedir el aprovechamiento del alto potencial de reducción que posee este sector. En particular se requieren importantes inversiones del sector privado, que no se llevarán a cabo si es que el Estado no entrega las señales claras al respecto. Además, algunas de las medidas tienen alta incertidumbre, por ejemplo el CCS aún no se prueba a nivel comercial o en el caso de la tecnología nuclear, esta se encuentra en un punto de inflexión hacia un nuevo desarrollo tecnológico. Por último, el desarrollo hacia más recursos de ERNC implica un riesgo tecnológico nuevo para las empresas generadoras.

En el caso de la implementación de la energía nuclear en Chile es clave que haya una voluntad

Instruments to support implementation of measures

There are significant challenges and barriers of various kinds that could impede the high reduction potential of this sector. In particular, while significant private sector investments are required, they will not be forthcoming without clear signals from the State. In addition, some of the measures come with high uncertainty. CCS, for example, is not yet proven at commercial levels, and in the case of nuclear technology, it is at an inflection point in terms of new technological development. Finally, the move towards development of more NCRE involves a new technological risk for generating companies.

In the case of nuclear power in Chile, there is a critical need for the State to express a strong will for it, and give clear signs of long-term support. Overcoming the obstacles

del Estado en este sentido y que entregue señales claras, de largo plazo. Para superar los obstáculos a este tipo de energía hay que enfrentar temas legales, institucionales, técnicos, económicos, ambientales y de preferencias públicas. Lo anterior, exige una política de Estado que sea capaz de abstraerse de los prejuicios en contra (y a favor) de esta tecnología y permita desarrollar los estudios correspondientes de la mano de un proceso participativo.

Por su parte, en el caso de las ERNC, las categorías de instrumentos para lograr su promoción son múltiples. Por una parte, están los instrumentos regulatorios que se originan en una imposición por parte del Estado, y por otra los voluntarios. Para ambos cabe distinguir entre aquellos orientados a la inversión y los para la generación, tanto directos (que afectan al sector energético) como indirectos (que afectan las emisiones del sector). Los regulatorios directos, a su vez, pueden ser instrumentos que afectan los precios o las cantidades.

En Chile la discusión sobre estas categorías ha sido básica hasta el momento y con poca coordinación entre las instituciones. Sin embargo, han habido avances con la llamada Ley Corta I que incorporó el primer incentivo directo de precio para la generación, que consiste en acceso a las redes de distribución para generadores menores a 9 MW y la excepción de pago de peaje de transmisión para fuentes de generación que utilicen ERNC cuya potencia sea menor que 20 MW. Asimismo, hay otros dos dignos de destacar:

- CORFO ha incorporado un subsidio para estudios de preinversión de fuentes de ERNC cuyo balance 2005-2006 arroja una cartera de 140 proyectos, equivalentes a 800 MW de energía, con una inversión total superior a US\$ 1.500 millones y un subsidio de CORFO de más de 2.300 millones de pesos aproximados. Este es un ejemplo de incentivo de precio orientado a la inversión en ERNC.

to nuclear energy will require dealing with legal, institutional, technical, economic, environmental and public preference issues. Success will require a government policy that is able to cut through prejudices against (and for) the technology, while allowing for the development of a pertinent and participatory process to study the issue.

In the case of NCRE, there are multiple instruments available to promote its use. On the one hand, there are all of the regulatory instruments imposed either by the State or voluntarily. In either case, a distinction is made between regulations targeted at investments and those targeted at generation. In the latter case, a further distinction is made between direct (affecting energy sector) and indirect (affecting sector emissions). The direct regulatory instruments can affect either price or quantity

In Chile the discussions until now have been basic, with little coordination between institutions. However there have been advances made with the introduction of the so called "Ley Corta I." The law incorporated the first direct price incentive by granting generators of fewer than 9MW access to the distribution network, along with an exemption from transmission fees for NCRE generating sources of under 20 MW. In addition there are two other noteworthy items:

- CORFO (Corporation to Foment Production) has instituted a subsidy to fund preinvestment studies in NCRE sources. In 2005-2006 the studies yielded a portfolio of 140 projects with a potential generating capacity of 800 MW of energy. Funding all these projects would require a total investment exceeding US\$1.5 billion, and a CORFO grant of more than CLP \$2.3 billion. This is an example of a price-incentive-oriented investment in NCRE.

- El artículo 96 de La Ley 20.018 que introdujo una modificación al DFL 1 que permite que "... los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71-7 (ERNC de acuerdo a la definición de la Ley Corta) tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados". Se pretende llegar al 15% el año 2010. Este incentivo mezcla una tarifa tipo feed-in con una cuota (restricción de cantidad).

Lo anterior abre el mercado mayorista a los generadores pequeños menores a 9 MW.

Todo esto se modifica con la promulgación de la ley de ERNC que obliga a los generadores de energía a acreditar que un 5% de la energía comercializada en cada año fue inyectada a los sistemas eléctricos por nuevas ERNC. La obligación se inicia para la energía comercializada a partir del año 2010 y rige por 25 años. A partir del año 2014 el porcentaje se incrementará gradualmente en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024.

Para apoyar aún más estas iniciativas es necesario examinar el límite a las energías renovables considerando los costos asociados, así como las tarifas a las cuales se compra. En la medida que se impongan cuotas de ERNC se puede desarrollar el mercado de certificados para energías renovables (REC's) que permiten demostrar cumplimiento de las mismas. Los subsidios para estas energías son escasos tanto a nivel de pre-inversión como de inversión.

Otra opción para promover aún más las energías renovables son los Certificados de Energías Renovables (Renewable Energy Certificates-RECs). Estos requieren que el Estado defina metas concretas de adopción de energías renovables por sector. Estas se pueden luego asignar a las empresas y hacerse transables. Ello permitiría a aquellas empresas que valoren más el verse "verdes" en sus mercados, adoptar un uso mayor de estas energías.

- Article 96 of Law 20,018 introduced an amendment to DFL 1 (Decree with Force of Law) that allows "...owners of means of generation referred to in Article 71-7 (NCRE as defined in the so-called Ley Corta) will have the right to provide to distribution purveyors, at the average price indicated in the first paragraph of this Article, up to 5% of the total demand for regulated customers." The aim is to reach 15% by 2010. This incentive mixes a feed-in type tariff and a quota (quantity restriction).

This opens the wholesale market to small generators of less than 9MW.

The process changed with the enactment of the NCRE law which requires power generators to certify that 5% of the energy sold each year come from new NCRE sources. The requirement begins in 2010, and remains in force for 25 years. Starting in 2014 the percentage gradually increases 0.5% annually, until reaching 10% of all power generated in 2024.

To further support these initiatives it is necessary to examine the limits on renewable energies by considering the associated costs and tariffs. As NCRE quotas are imposed, a market can be developed for Renewable Energy Certificates (RECs) to prove compliance. Both pre-investment and investment level subsidies for these types of energies are scarce. These Renewable Energy Certificates would be issued by the State to reward companies which have met goals set for each sector on renewable energy usage. The certificates can become tradable, which in turn would allow those companies wishing to be seen as more "green" to make greater use of this energy.

4.5 Potencial Agregado de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

De acuerdo a los costos y reducciones esperadas de las medidas evaluadas en la sección anterior, es posible determinar el potencial de abatimiento del país para distintos niveles de costos de reducción de la tonelada de CO₂e y la curva de abatimiento factible de implementarse.

En efecto, el producto que aglutina las evaluaciones de costos y potencial de reducción de las medidas analizadas es la curva de abatimiento que se presenta en la figura siguiente. Dicha curva presenta los costos de abatimiento (altura de la barra) y el potencial de reducción (ancho de la barra) de las principales medidas, vale decir, aquellas con los mayores potenciales de reducción.

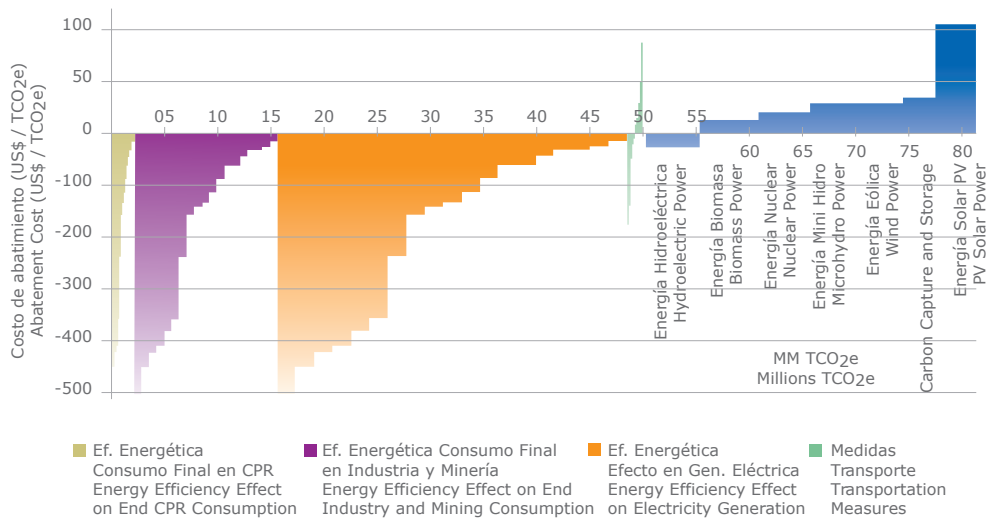
4.5 Aggregate Greenhouse Gas Emission Reduction Potential

Based on the costs and anticipated reductions from the measures evaluated in the previous section, it is possible to determine the country's abatement potential by level of reduction cost per ton of CO₂e, and a feasibly implemented abatement curve.

The abatement curve below combines the evaluations of costs and reduction potentials of the measures discussed. The curve presents the abatement costs (height of the bars) and the reduction potential (width of the bars) for the main measures, namely those with the greatest reductions potential.

Figura 25: Curva de Abatimiento CO₂ en Chile

Figure 25: CO₂ Abatement Curve for Chile



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Como se puede apreciar, existen una gran cantidad de medidas con costos negativos, lo que indica beneficios netos o ahorros para

As can be seen, there are a large number of measures with negative costs, indicating a net benefit or savings for the economy over

la economía en el ciclo de vida de la medida. Aquellas medidas con valores positivos quieren decir que la opción posee costos incrementales en el ciclo de vida versus el caso de referencia.

En el caso de las medidas con costos negativos, ellas corresponden principalmente al aprovechamiento del alto potencial de eficiencia energética existente en el país, en distintos sectores económicos, como el transporte, la industria y la minería y el sector comercial, público y residencial. En la mayoría de los casos, el costo de implementación de estas medidas es muy bajo (promoción, regulación, certificación, pequeñas mejoras tecnológicas, etc.) y los beneficios en ahorro de combustible son muy altos.

Respecto al potencial de reducción, las medidas de eficiencia energética son las de mayor efectividad en reducciones de gases de efecto invernadero. De esta forma, se cuenta con un amplio potencial de reducción con costos negativos o muy bajos.

En la figura anterior, se aprecian varias medidas relacionadas con energías renovables no convencionales (ERNC), además de tecnologías de generación eléctrica con cero emisiones directas de gases de efecto invernadero, como la energía nuclear.

Por último, en el cuadro siguiente se presenta un resumen de las medidas consideradas y sus costos, beneficios, potencial de penetración, reducción esperada y la estimación final del costo de abatimiento por tonelada.

the measures’ life cycle. The measures with positive values indicate that the option has incremental costs over its life cycle relative to the reference case.

The negative cost measures rely primarily on exploiting the high potential for energy efficiency available within the country across different economic sectors including Transportation, Industry and Mining, Commercial, and Public and Residential. In the majority of these cases, implementation costs for these measures are very low (promotion, regulation, certification, minor technological improvements, etc.), while the benefits measured in fuel savings are very high.

In terms of reduction potential, energy efficiency measures are the most effective in the reduction of greenhouse gases, so there is a wide range for potential reductions available that have either negative or low costs.

The figure above shows several measures related to non conventional renewable energy (NCRE), as well as electricity generating technologies with no direct emissions of greenhouse gases, like nuclear energy.

Finally, the following table provides a summary of the measures considered, and their costs, benefits, penetration potential, expected reduction, and a final estimate of abatement cost per ton.

Cuadro 11: Resumen de Opciones de Abatimiento Analizadas para Chile

Sector	Subsector	Medida	Costo Medio (MMUS\$/año)
Transporte	Camiones	Renovación/reducción del parque	-42,0
		Gestión de flota y conducción eficiente	1,3
		Vehículos y motores más eficientes	2,2
		Camiones livianos híbridos	1,6
		Camiones livianos híbridos plug-in	2,8
	Autos	Tarificación Vial	85,0
		Encarecimiento estacionamientos	0,0
		Vehículos Híbridos	1,8
		Vehículos Híbridos plug-in	1,6
		Mejoras aerodinámicas y transmisiones avanzadas	0,2
		Aumento vehículos diesel	17,9
	Buses	Mejoras aerodinámicas y conducción eficiente	3,0
		Proyectos Tipo Transantiago sin renovación de buses	20,0
	Otros	Biocombustibles	7,5
		Promoción del transporte público (Transantiago y autos)	99,0
Industrial y Minero	Industrias y minas varias	Recambio de motores para uso industrial y minero	2,5
	Industria Cemento	Modificaciones al proceso	4,5
	Papel y Celulosa	Sistemas de cogeneración eficientes	5,1
	Industrias Varias	Utilización de calor desperdiciado	9,5
	Siderurgia	Tecnologías de recuperación de calor	2,6
CPR	CPR	Promoción de eficiencia energética	1,5
	Residencial	Reacondicionamiento Térmico de Viviendas	470,0
		Incentivos Compra de Refrigeradores Eficientes	0,0
		Etiquetado de eficiencia energética.	18,0
C. Transformación	Eólica	Eólica	
	Biomasa	Biomasa	
	Mini Hidro	Mini Hidro	
	Solar PV	Solar PV	
	Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	
	Nuclear	Nuclear	
	Carbon Capture and Storage	Carbon Capture and Storage	
	CCS con Retrofit	CCS con Retrofit	

Fuente: Elaboración propia.

Otros costos/ beneficios (MMUS\$/año)	Penetración	Reducción esperada año 1 (T CO ₂ e)	Costo T reducida (US\$/TCO ₂ e)
	13.000 camiones	308.000	-136
-28,0	15.000 camiones	113.000	-237
-2,0	Baja, 2.000 camiones	28.500	8
-1,6	Baja, 1.000 camiones	5.200	16
-4,5	Baja, 1.000 camiones	18.800	-89
-45,42		99.000	400
-28,39		63.000	-451
-0,88	1% de las ventas año 1 (aprox 1.000 vehic año 2010 y 2.000 año 2020)	70.000	13
-0,68	1% del parque (aprox 1.000 vehic/año)	70.000	13
-0,3	1% de las ventas (aprox 1.000 vehic/año) año 1	35.000	-5
-19,22	40.000 vehículos al 2020	21.080	-63
-3,5	3 empresas de transporte (aprox 1.000 buses/año) año 1	15.000	-33
-22,0	5 ciudades más importantes, sin cambio de buses	45.000	-44
-12,0		170.000	-26
-115,0	Transantiago implementado correctamente	260.000	-61
-10,0	10% a 60% hasta el año 2016 en forma lineal	21.000	-357
-6,27	nd	12.200	-143
-25,0	nd	49.400	-411
-42,0	nd	85.000	-382
-17,9	nd	36.000	-424
-68,7		133.900	-502
-485,0		870.000	-17
-9,7		84.500	-115
-26,0		50.700	-158
		2.400.000	41
		6.500.000	9
		5.270.000	30
		5.270.000	203
		5.400.000	-32
		7.500.000	19
		4.600.000	65
			80

Table 11: Summary of Abatement Options Analyzed for Chile

Sector	Subsector	Measure	Average Cost (MillionsUS\$/year)
Transportation	Trucks	Fleet renovation/ reduction	-42.0
		Fleet management and driving efficiency	1.3
		More efficient vehicles and motors	2.2
		Light hybrid trucks	1.6
		Light plug-in hybrid trucks	2.8
	Cars	Roadway tariffs	85.0
		Making parking more expensive	0.0
		Hybrid Vehicles	1.8
		Plug-in hybrid vehicles	1.6
		Aerodynamic improvements, advanced transmissions	0.2
	Buses	Increase diesel vehicles	17.9
		Aerodynamic improvements and efficient driving	3.0
		Projects like Transantiago, without bus renovations	20.0
Others	Biofuels	7.5	
	Promote public transportation (Transantiago a cars)	99.0	
Industrial & Mining	Misc. Industry and Mining	Replacement engines for industrial and mining use	2.5
	Industrial Cement	Process modifications	4.5
	Paper & Pulp	Efficient cogeneration systems	5.1
	Misc. Industries	Waste heat utilization	9.5
	Iron and Steel	Heat recovery technologies	2.6
Commercial Public Residential	CPR	Promotion of energy efficiency	1.5
	Residential	Thermally efficient housing retrofits	470.0
		Incentives for efficient refrigerator purchase	0.0
		Energy Efficient Labeling	18.0
Transformation Centers	Wind Power	Wind Power	
	Biomass	Biomass	
	Mini Hydro	Mini Hydro	
	Solar PV	Solar PV	
	Hydroelectric	Hydroelectric	
	Nuclear	Nuclear	
	Carbon Capture and Storage	Carbon Capture and Storage	
	CCS with Retrofit	CCS with Retrofit	

Source: Developed in-house

Other Costs/ Benefits (MillionsUS\$/ year)	Penetration	Expected Year 1 Reduction (TCO _{2e})	Cost T Reduced (US\$/TCO _{2e})
	13,000 trucks	308,000	-136
-28.0	15,000 trucks	113,000	-237
-2.0	Reduction, 2,000 trucks	28,500	8
-1.6	Reduction, 1,000 trucks	5,200	16
-4.5	Reduction, 1,000 trucks	18,800	-89
-45.42		99,000	400
-28.39		63,000	-451
-0.88	1% of year 1 sales (approx 1,000 vehicles year 2010, and 2,000 by 2020)	70,000	13
-0.68	1% of fleet (approx 1,000 vehicle/year)	70,000	13
-0.3	1% of sales (approx 1,000 vehicle/year) year 1	35,000	-5
-19.22	40,000 vehicles by 2020	21,080	-63
-3.5	3 transportation companies (approx 1,000 buses/year) year 1	15,000	-33
-22.0	5 biggest cities, no bus replacement	45,000	-44
-12.0		170,000	-26
-115.0	Transantiago properly implemented	260,000	-61
-10.0	10% to 60% linear progression through 2016	21,000	-357
-6.27	n.d	12,200	-143
-25.0	n.d	49,400	-411
-42.0	n.d	85,000	-382
-17.9	n.d	36,000	-424
-68.7		133,900	-502
-485.0		870,000	-17
-9.7		84,500	-115
-26.0		50,700	-158
		2,400,000	41
		6,500,000	9
		5,270,000	30
		5,270,000	203
		5,400,000	-32
		7,500,000	19
		4,600,000	65
			80



5

Análisis de Escenarios de Reducción de Emisiones de GEI en Chile

Analysis of GHG Emission Reduction Scenarios in Chile



5. Análisis de Escenarios de Reducción de Emisiones de GEI en Chile

Dados los antecedentes revisados y discutidos se han identificado una serie de escenarios de reducción que se evaluarán por separado. Ellos corresponden a

1. Escenario ERNC
Corresponde a la aplicación de la ley de ERNC promulgada por el gobierno
2. Escenario Ley ERNC más exigente
Corresponde a un mayor fomento a la generación mediante energías renovables. 1% en lugar de 0.5% a partir del año 2014.
3. Escenario Nuclear/Hidroeléctrico
Corresponde a implementar capacidad de generación nuclear o hidroeléctrica en 1.000 MW en lugar de tecnología diesel o carbón (de acuerdo a su costo). A partir del año 2025.
4. Escenario Carbon Capture and Storage
Corresponde a implementar la tecnología CCS en dos plantas termoeléctricas a carbón por un total de 500 MW cada una. A partir del año 2025.
5. Escenario Transporte
Corresponde a las medidas presentadas en la sección 4.1 para este sector.
6. Escenario Eficiencia Energética
Corresponde a la evaluación de las

5 Analysis of GHG Emission Reduction Scenarios in Chile

Based on the information reviewed and discussed to this point, a series of reduction scenarios have been identified and will be assessed separately. They are:

1. Non Conventional Renewable Energy (NCRE) Scenario.
Corresponds to the application of the NCRE law enacted by the government.
2. More Stringent NCRE Scenario.
Corresponds to a higher requirement for renewable energy generation levels. 1% of total up from 0.5% of total, in 2014.
3. Nuclear/Hydroelectric Scenario.
Corresponds to the implementation of 1,000 MW of either nuclear or hydroelectric generating capacity instead of diesel or coal (depending on cost) technology, starting in 2025.
4. Carbon Capture and Storage Scenario.
Corresponds to the implementation of CCS technology in two 500 MW total coal-fired power plants, starting in 2025.
5. Transportation Scenario.
Corresponds to the measures for this sector presented in Section 4.1.
6. Energy Efficiency Scenario.
Corresponds to the assessment of energy efficiency measures proposed in the National

medidas de eficiencia energética propuestas en el Programa País de Eficiencia Energética. Ellas incluyen a los sectores Industrial y Minero, y CPR. La meta de eficiencia energética es bastante agresiva, por lo cual, este es un escenario bastante exigente de reducción de consumo de energía.

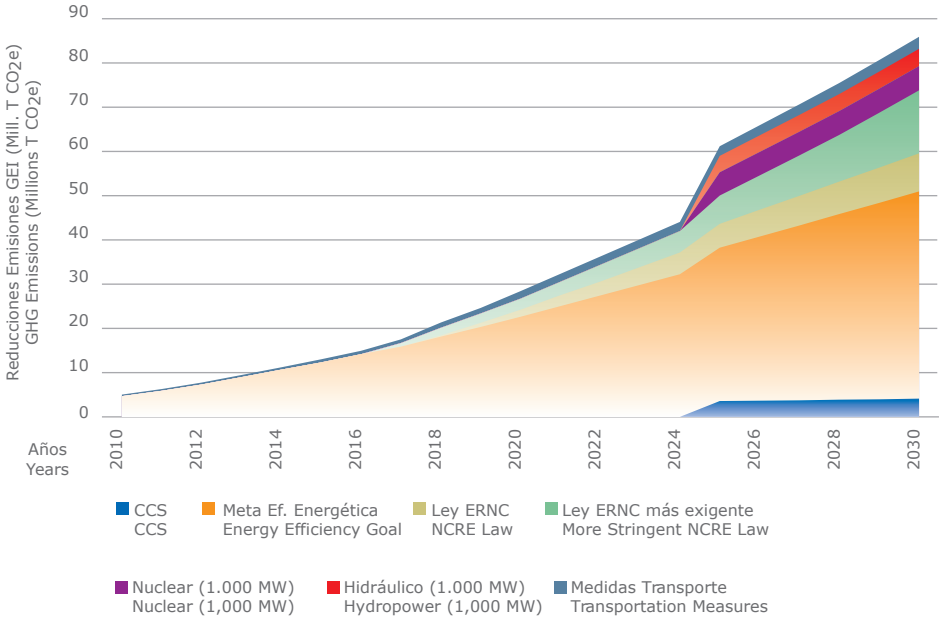
En la figura siguiente se presentan las emisiones de cada uno de estos escenarios comparadas entre sí. A partir de la figura, se puede apreciar claramente que el escenario que más reduce de manera independiente es el de la meta de eficiencia energética para el país. Con esta medida se logran reducciones de 48 millones de T CO₂e, equivalentes al 17% del total de emisiones por consumo de combustible en fuentes fijas y móviles. El segundo escenario más efectivo es la imposición de una ley de ERNC más exigente. Este permite reducir 23 millones de toneladas de CO₂e, equivalentes al 8% de las emisiones totales al año 2030.

Energy Efficiency Program (PPEE). They include the Industrial and Mining, and Commercial Public and Residential sectors. The energy efficiency goal is quite ambitious and for this reason this scenario is quite demanding in terms of reduction in energy consumption.

The following figure shows the emissions from each of these scenarios compared to one another. The figure clearly shows that the highest independent reduction scenario is the country energy efficiency goal. This measure alone achieves a reduction of 48 million T CO₂e, which is equivalent to 17% of total emissions from fuel consumption in fixed and mobile sources. The second most effective scenario is the imposition of a more stringent NCRE law. This can reduce 23 million tons of CO₂e, which is equivalent to 8% of total emission to 2030.

Figura 26: Potencial de Abatimiento Escenarios de Reducción (T CO₂e)

Figure 26: Potential for Abatement Scenarios (T CO₂e)



Un ejercicio interesante de realizar es analizar el efecto de escenarios combinados de medidas, buscando alcanzar una mayor reducción de emisiones. En la sección siguiente se presentan los resultados del escenario denominado de Early Actions (que incorpora las medidas adelantadas, con las que ya se ha avanzado en la reducción de emisiones de GEI, pero que no han sido consideradas en la línea base) y un escenario de máxima reducción, que incorpora el máximo de medidas posibles de combinarse.

5.1 Escenario Early Actions y de Reducción Máxima de Emisiones de GEI

Se han definido dos tipos de escenarios agregados a evaluar. El primero, de early actions, considera las reducciones producto del impacto de la ley de ERNC que empieza a regir desde este año en Chile y las reducciones del proyecto Transantiago, que se encuentra en etapa de mejoramiento para su implementación definitiva.

El segundo escenario corresponde al potencial agregado de reducción que se logra con la implementación conjunta de las medidas Ley ERNC más exigente, Escenario Nuclear/Hidroeléctrico, Escenario Carbon Capture and Storage, Escenario Transporte y Escenario Eficiencia Energética.

Dicha estimación se lleva a cabo en el modelo LEAP, ya que este es un análisis complejo, que no equivale sólo a la suma directa del potencial de las medidas individuales, si no que a la interacción de distintas opciones que afectan la demanda energética de los sectores, cambiando los consumos (y las emisiones) tanto en demanda final como en centros de transformación. El resultado de este análisis se presenta en la siguiente figura.

An interesting exercise is to analyze the combined effects from measures, in search of greater emissions reduction. The following section presents the results from the Early Actions scenario (which incorporates the early measures that have already helped to reduce GHG emissions, but which were not considered in the baseline) along with a Maximum Reduction scenario that includes the maximum number of possibly combined measures.

5.1 Early Actions and Maximum GHG Emissions Reduction Scenarios

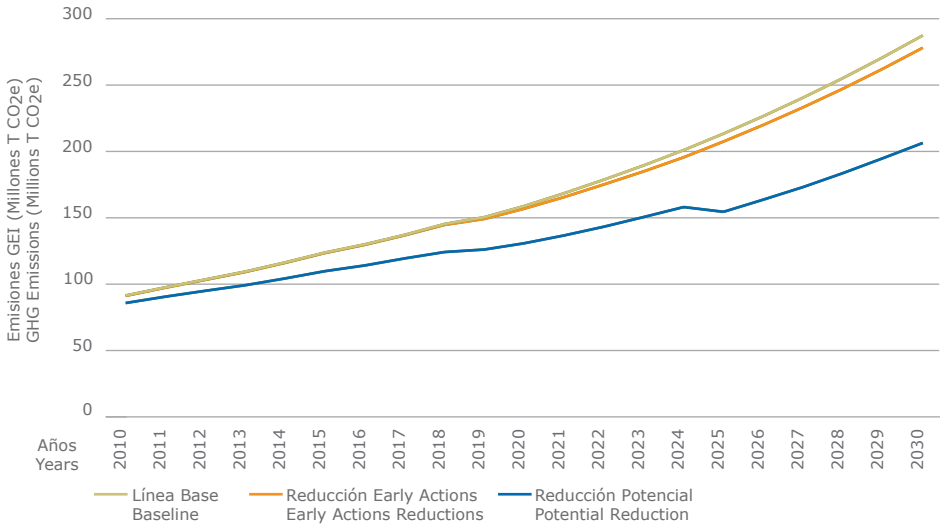
Two types of aggregate scenarios to assess have been defined. The first, early action scenario, considers the impact of reductions from the NCRE law which went into effect in 2009, along with the reductions achieved with the Transantiago project, which is undergoing improvements en route to final implementation.

The second scenario corresponds to the aggregate reduction potential achieved by joint implementation of the more stringent NCRE law, Nuclear/Hydroelectric scenario, Carbon Capture and Storage scenario, Transportation scenario, and the Energy Efficiency scenario.

This estimate is developed using the LEAP model which allows for complex analysis beyond a simple aggregation of the potential of individual measures. The model is able to calculate the interaction effects from the different options' effects on sector energy demand, altering the consumption variables (and emission variables) both in calculating end-demand and Transformation center demand. This analysis is shown in the figure that follows.

Figura 27: Potencial Máximo de Reducción de GEI en Chile

Figure 27: Maximum GHG Emission Reduction in Chile



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

El potencial de reducción de gases de efecto invernadero corresponde a 80 millones de toneladas de CO₂e (equivalente a un 28% de reducción en relación al total de emisiones proyectadas al año 2030). Gran parte de estas reducciones corresponden a medidas de eficiencia energética en los sectores industrial y minero, y comercial, público y residencial (CPR). Además se producen importantes reducciones (directas e indirectas) en el sector transformación de energía eléctrica.

Este potencial de abatimiento refleja el impacto combinado de los supuestos económicos, tecnológicos y de política necesarios para lograr su implementación. En efecto, en la sección anterior se analizaron los instrumentos regulatorios y económicos necesarios para promover la efectiva penetración de estas medidas en los sectores involucrados y en el horizonte de tiempo definido.

De esta forma, medidas como la eficiencia energética en los sectores industrial y minero, y

The potential reduction in greenhouse gases is 80 million tons of CO₂e (equivalent to a 28% reduction relative to total projected emissions in 2030). Most of these reductions relate to energy efficiency measures in the Industrial and Mining, and Commercial, Public and Residential (CPR) sectors. Additional significant reductions (direct and indirect) come from the Electricity Transformation sector.

This abatement potential reflects the combined impact from both the economic and technological assumptions and the policies necessary to achieve their implementation. The previous section analyzed the regulatory and economic instruments needed to promote the effective penetration of these measures to the specified sectors, within the defined time horizon.

Some measures, such as energy efficiency in the Industrial and Mining and CPR sectors, require low economic investment to be implemented, but do require strong incentives

CPR, requieren de bajos esfuerzos económicos para su implementación, pero sí requieren de un importante incentivo y promoción por parte de las autoridades y la industria. En cambio, opciones como la implementación de mayor proporción de generación eléctrica a través de ERNC o uso del CCS, requerirán además del impulso de las autoridades y de la industria, de importantes inyecciones de recursos económicos e incluso de consolidación de la tecnología a través de su aplicación a escala comercial, como es el caso de ésta última.

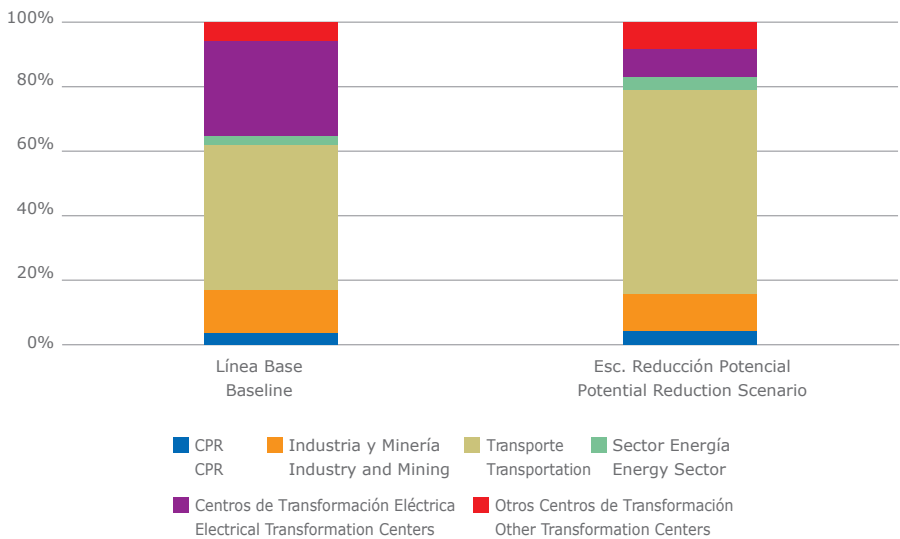
En la figura siguiente se presenta el potencial de abatimiento de cada sector y su importancia al año 2030. Adicionalmente, en el cuadro posterior se presentan los valores absolutos de cada caso.

and promotion by both the government and the industries themselves. On the other hand, options like implementing a higher proportion of electricity generation through NCRE or use of CCS will require, in addition to a push from government and industry, considerable injection of funds, and even consolidation of these technologies through their application on a commercial scale.

The following figure shows each sector's abatement potential and relative importance in 2030. Additionally, the subsequent table shows the absolute values in each case.

Figura 28: Potencial de Reducción de GEI e Importancia Sectorial en Chile. Año 2030

Figure 28: Sector Potential GHG Reduction and Relative Importance in Chile 2030



Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

En el caso que se alcance el máximo potencial al año 2030, el principal sector responsable de las emisiones de GEI sería el transporte,

In the event that the maximum potential is achieved in 2030, the main responsible GHG emitting sector would be Transportation,

que pasa de 45% en el escenario base a 63%, seguido de Industria y Minería que bajaría su participación al 11%. Centros de Transformación Eléctricos disminuye su importancia de 29% a 9%.

which goes from 45% in the baseline scenario to 63%, followed by Industry and Mining which would reduce its participation to 11%. Electricity Transformation Centers diminish from 29% to 9%.

Cuadro 12: Potencial de Reducción de GEI en Chile. Año 2020 y 2030

Table 12: Potential for GHG Reduction in Chile in 2020 and 2030

Sectores / Sector	Año 2020 (M T CO ₂ e) / 2020 (M T CO ₂ e)		Año 2030 (M T CO ₂ e) / 2030 (M T CO ₂ e)	
	Línea Base / Baseline	Esc. Reducción Potencial / Potential Reduction Scenario	Línea Base / Baseline	Esc. Reducción Potencial / Potential Reduction Scenario
CPR / Residential, Commercial and Public Services	8,0	6,9	10,7	8,6
Industria y Minería / Industry and Mining	26,4	19,0	37,5	22,5
Transporte / Transportation	69,2	67,5	129,6	126,9
Sector Energía / Energy Sector	5,9	5,9	7,8	7,8
Centros de Transformación Eléctricos / Electrical Transformation Centers	37,2	18,4	84,8	17,4
Otros Centros de Transformación / Other Transformation Centers	12,1	12,1	17,0	17,0
Total / Total	158,9	129,8	287,4	200,2

Fuente: Elaboración propia.

Source: Developed in-house

Es importante tener en cuenta que está reducción corresponde al valor sumado de cada una de las medidas por separado, lo que no equivale exactamente a la reducción combinada de las medidas en su conjunto. Como se explicó anteriormente, esta es una modelación más compleja que no equivale a sólo sumar las reducciones particulares de cada medida.

It is important to bear in mind that this reduction corresponds to the addition of the value of each separate measure, which is not exactly equivalent to the combined reduction from the measures as a whole. As mentioned above, this more complex modeling is not simply the addition of discrete reductions from each individual measure.

Con respecto al costo total de implementación de estas medidas, es necesario hacer un análisis separado del sector generación eléctrica respecto de los restantes. En el caso de los sectores CPR, Industria y Minería, y Transporte, el costo de implementación de las medidas es negativo (se obtiene un beneficio neto). De esta forma, es posible conseguir

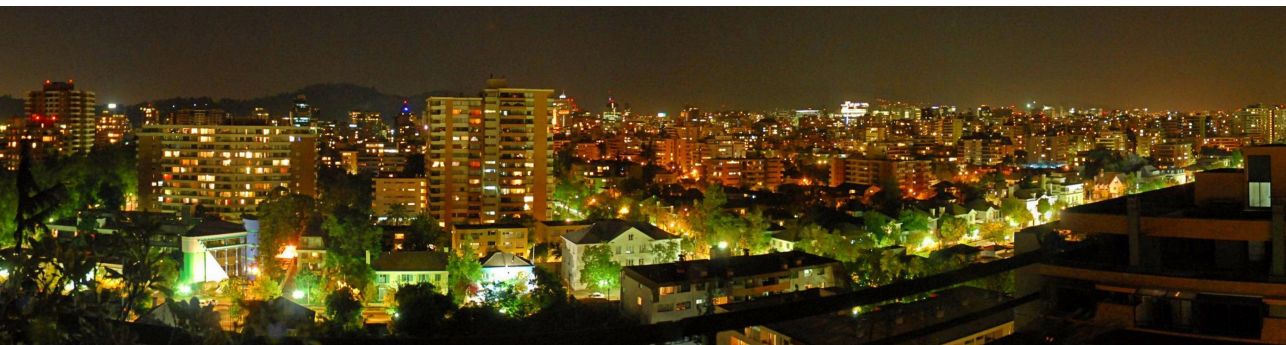
With respect to the total cost of implementing these measures, it is necessary to make a separate analysis for the Electricity Generation sector. In the case of the CPR, Industry and Mining and Transportation sectors the cost of implementing the measures is negative (a net benefit is obtained). Thus, it is possible to achieve a high percentage of the maximum

un alto porcentaje del potencial máximo de reducción de emisiones de GEI de estos sectores sin incurrir en costos directos.

Distinto es el caso del sector generación eléctrica, en el cual, de implementarse las opciones de CCS, ley de ERNC con mayor exigencia, aumento energía hidroeléctrica y nuclear, buscando el máximo potencial de reducción, el costo total alcanzaría un poco más de US\$ 1.000 millones por año (en relación a la reducción esperada al año 2030).

potential GHG emission reduction from these sectors without incurring in any direct costs.

The same is not true for the Electricity Generating Sector. If all of the CCS, a more stringent NCRE law, and an increase in hydroelectric and nuclear generation options were implemented, seeking the maximum possible reduction, the total cost would reach a little over US\$ 1 billion a year (relative to the reductions expected in 2030).



6

Conclusiones y Bases para una Estrategia Chilena de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero

Conclusions and a Basis for a Chilean Greenhouse Gas Mitigation Strategy



6. Conclusiones y Bases para una Estrategia Chilena de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero

6 Conclusions and a Basis for a Chilean Greenhouse Gas Mitigation Strategy

El Cambio Climático como movilizador de políticas y exigencias internacionales se ha instalado como uno de los temas principales de la agenda de los países desarrollados. Los antecedentes científicos disponibles señalan que se acabó el tiempo para discusiones y que se necesitan acciones en el corto plazo para mitigar las emisiones si se espera mantener el Cambio Climático dentro de márgenes razonables. Señalan además que tanto los países desarrollados como los en desarrollo deberán contribuir de manera importante a las reducciones de emisiones de gases efecto invernadero.

Las negociaciones respecto del régimen que regirá las reducciones necesarias de GEI se están llevando adelante por varios grupos de países y países individuales con peso específico importante, que defienden posturas comunes –pero diferentes– frente a las exigencias futuras de mitigación de GEI. Por los países industrializados, Canadá, la Unión Europea y Japón han decidido trabajar para lograr reducir las emisiones globales al menos a la mitad en 2050, si bien con propuestas diferentes. La Unión Europea en particular se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI para el año 2020 en un 20% con respecto a los niveles de 1990, y en un 30% en caso de que otros países desarrollados se comprometan a reducciones comparables y de que los países en desarrollo más avanzados

Global climate change and the resultant need for international policies and requirements have become major topics on the agenda of the developed countries. The available scientific data make it clear that the time for discussion is past, and short-term actions are necessary to mitigate emissions, if climate change is to be kept within reasonable margins. It is also evident that both developed and developing countries will have to contribute significantly to the reduction in greenhouse gas emissions.

Negotiations with respect to the framework that will govern the necessary GHG reductions are being carried out by various groups of countries, as well as some significant individual countries. While they advocate many common positions, there are also differences about the future requirements for GHG mitigation. Of the industrialized countries, Canada, the European Union and Japan have decided to work towards reducing global emissions by at least half by 2050, albeit with different proposals. The European Union in particular has pledged by 2020 to reduce GHG emissions by 20%, relative to 1990 levels, and by 30% if other developed countries commit to similar levels, and developing countries contribute adequately. Japan favors a proportional approach by sector for future reductions. The United States, under the current administration, is expected to take more initiative relative to climate change, and has signaled interest in resolving

contribuyan adecuadamente. Japón, por su parte, defiende una aproximación sectorial para las reducciones futuras. A la espera de una nueva administración que se asume tomará el tema de Cambio Climático con más iniciativa, Estados Unidos ha señalado su interés por resolver internamente sus emisiones y empujar soluciones básicamente tecnológicas.

Los únicos países en desarrollo con peso en estas discusiones son los del G5, Brasil, China, India, México y Sudáfrica. Su peso obedece básicamente a su importancia como emisores y/o su población. La G77 que incluye a la mayoría de los países en desarrollo y de Latinoamérica, tanto emergentes como muy pobres, pero además, a países exportadores de petróleo, agrupa a un conjunto muy heterogéneo de países. Su efectividad, en particular para defender posiciones relevantes para Latinoamérica, ha ido disminuyendo en los últimos años.

Este proceso de negociación y las posiciones que se defienden tienen tres aspectos preocupantes para Chile y Latinoamérica, en general.

Primero, que se discute con fuerza la necesidad de estrategias de control del crecimiento de emisiones por parte de países en desarrollo. Esto ya no es una posibilidad, si no una realidad que Chile debe enfrentar con responsabilidad. Sin embargo, en esta discusión no se hacen distinciones importantes que se hagan cargo de las realidades particulares de la mayoría de los países latinoamericanos que son muy diferentes a las de China, India o Brasil.

Segundo, los antecedentes de base requeridos por nuestros países para definir una posición frente a la mitigación son escasos y/o de calidad dudosa en particular comparado con la riqueza de información, estudios y recursos invertidos en este ámbito en países

their emissions domestically, while basically pushing for technological solutions.

The only developing countries with significant weight in these discussions are those of the G5, Brazil, China, India, Mexico and South Africa. Their influence stems primarily from their role as significant emitters and/or their population size.

The G77, which includes the majority of the developing and Latin American countries, both emerging and very impoverished, as well as oil-exporting countries, comprises a very heterogeneous grouping of countries. Its effectiveness, in particular to advocate for positions relevant to Latin America, has been declining in recent years.

The negotiation process and positions taken have three areas of concern for Chile, and Latin America more generally. The first is the discussion of the strong need for strategies to control the growth in emissions by developing countries. This is a reality that Chile must confront responsibly. However, in these discussions no fundamental distinctions are made that could account for the real situations in most Latin American countries that are very different from those in China, India or Brazil.

Secondly, the basic background information necessary for countries in Latin America to define a position on mitigation are scarce and/or of dubious quality, particularly in comparison to the wealth of information, studies and resources invested in this area that the developed countries have. It is difficult to establish and defend a position based on

desarrollados. Es difícil establecer y defender una posición con los antecedentes disponibles.

Finalmente, Latinoamérica como realidad aparte (exceptuando Brasil y México) no está presente en los foros correspondientes –más allá de los países individuales– defendiendo compromisos que sean realistas para la región. Con ello, nuestros países deberán sumarse a acuerdos tomados por un conjunto amplio de países muy diferentes en cuanto a su nivel tecnológico y productivo actual, expectativas de desarrollo futuro y emisiones de GEI. Esto a diferencia de lo que sucedió a inicios de la década de los noventa donde Latinoamérica fue protagonista de propuestas que permitieron avanzar con compromisos que equilibraban sus necesidades de crecimiento económico con responsabilidad frente al Cambio Climático.

Los resultados de este proceso pueden complicar el desarrollo futuro de nuestros países, en la medida que no sumarse a los acuerdos pueda implicar dificultades para nuestras exportaciones y acceso a créditos e inversiones; o que asumirlos implique un costo muy significativo para su industria y habitantes. El problema central es que para muchos de los países de Latinoamérica el controlar el crecimiento de sus emisiones puede ser más costoso que para otros países en vías de desarrollo con sectores energéticos o productivos mucho más emisores y con mayor retraso tecnológico. En efecto, para éstos, comprometerse a limitar el crecimiento de sus emisiones puede ser relativamente simple por medio de un cambio tecnológico que incluso permite mayores utilidades en el mediano plazo. Además, en algunos países de Latinoamérica el desarrollo energético hasta ahora se ha basado en fuentes relativamente limpias, en particular la hidroelectricidad. Será difícil a futuro mantener esto al agotarse los recursos energéticos renovables de menor costo.

available information.

Finally, Latin America (except for Brazil and Mexico) is not represented in the appropriate forums – either individually or as a Group – to make and defend commitments that are realistic for the Region. As a result Latin American countries end up joining agreements made by a large group of countries that differ widely in terms of technology and productivity levels, expectations for future development, and GHG emissions. This is different from what was the case in the early nineties when Latin America was a protagonist in making proposals for moving forward with commitments that balanced the need for economic growth and a responsible approach to climate change.

The results of this process may complicate the future development of Latin American countries insofar as not joining in the agreements could mean difficulties for our exports, and difficulties as well in gaining access to credit and investment. On the other hand, joining in these agreements might also come at a very high cost to industry and inhabitants. The central problem is that for many Latin American countries controlling emissions can be more costly than for other developing countries because the energy or productive sectors are much higher emitters and less technologically advanced. In other developing countries, to undertake to limit emissions growth could be relatively simple to achieve through new technology that also leads to greater profitability in the medium term. Furthermore, some Latin American countries have based their energy needs on relatively clean sources, particularly hydroelectric power. This will be difficult to maintain in the future as lower cost renewable energy resources are depleted.

Given the context detailed above, the definition of nationally appropriate mitigation options must be undertaken forthwith. The

En el contexto anterior, la definición de acciones de mitigación nacionalmente apropiadas, aceptables para el marco general que se está desarrollando que no considera las especificidades de los países de Latinoamérica, es una tarea que debe iniciarse a la brevedad. Los resultados presentados en los capítulos precedentes entregan antecedentes cuantitativos que permiten definir la base para una estrategia de mitigación de gases de efecto invernadero realista para Chile. Sobre éstas se hacen a continuación algunas recomendaciones específicas para una futura estrategia. Estudios futuros deberán profundizar en temas adicionales como las emisiones del sector agrícola, la potencialidad efectiva de captura de carbono asociado al cambio de uso de suelo y las reducciones esperables de políticas de eficiencia energética y apoyo al desarrollo de fuentes de energía no contaminantes.

6.1 Conclusiones Cuantitativas Relevantes para Chile

Los antecedentes desarrollados en el estudio permiten sacar las siguientes conclusiones que son relevantes para definir el marco dentro del cual debe desarrollarse una propuesta de estrategia de mitigación para Chile:

Línea Base

- Chile es y será un país con emisiones totales de GEI bastante irrelevante en el concierto mundial. Esto es verdad, además, para Latinoamérica en su conjunto (sin considerar Brasil y México).
- Los indicadores de emisiones unitarias de GEI de Chile empeorarán de manera significativa en el BAU al 2030.
- En los últimos 16 años (1990-2006) las emisiones energéticas y de procesos de GEI de Chile se duplicaron.
- En los siguientes 16 años (2007 a 2024) las emisiones energéticas y de procesos de GEI aumentarán 2,9 veces, llegando el 2030

results presented in the preceding chapters offer sufficient quantitative data to define a realistic Chilean base strategy for greenhouse gas mitigation.

Using this data some specific recommendations for a future strategy are made in the following section. Future studies must delve into additional topics such as emissions from the agricultural sector, the potential effectiveness of carbon capture associated with land use change, and expected reductions from energy efficiency policies and support for development of clean energy sources.

6.1 Relevant Quantitative Conclusions for Chile

The following conclusions have been drawn and are relevant to defining a framework within which to develop a mitigation strategy proposal for Chile.

Baseline

- Chile is and will be a country whose GHG emissions will be largely irrelevant on a global scale. This is also true for Latin America as a whole (excluding Brazil and Mexico).
- Unitary GHG emissions indicators for Chile will worsen significantly according to the baseline scenario through 2030.
- In the last 16 years (1990-2006) energy related and GHG processes emissions in Chile have doubled.
- In the next 16 years (2007-2024) energy related and GHG processes emissions will increase 2.9 times. In 2030 they will be 4.2 times greater than in 2007.

a ser 4,2 veces mayores a las del año 2007.

- Los sectores que más aumentarán sus emisiones al 2030 son el de generación eléctrica y de transporte.
- El sector eléctrico seguirá siendo en el futuro cercano el segundo emisor de GEI de Chile.
- La captura de carbono por cambios en uso de suelo (CUS) tiende a disminuir al 2030.

Opciones de Mitigación

- Las acciones tempranas llevadas adelante por Chile permitirían reducir las emisiones energéticas y de procesos en 3% respecto de las emisiones proyectadas al 2030.
- Las medidas de gestión de la demanda energética serán claves para permitir reducciones importantes de emisiones de GEI respecto de la línea base.
- La introducción agresiva de ERNC permitiría reducciones importantes de las emisiones de GEI.
- La incorporación de una central nuclear de 1.000 MW el año 2025 y mayor capacidad hidráulica en la misma cantidad, más allá de lo que actualmente contempla el plan de obras, aportaría una reducción de las emisiones de un 3,3% al 2030.
- Asumiendo que 2 ó 3 centrales térmicas a carbón (1.000 MW) aplican captura y almacenamiento de carbono (CCS) a partir del año 2025, el potencial de reducción de emisiones al 2030 estimado sería de un 1,4%.
- Las medidas identificadas para el sector transporte reducen las emisiones del sector sólo de manera marginal.
- El conjunto de medidas antes señaladas permitirían una reducción total de 28% respecto de las emisiones esperadas al 2030.
- A pesar de lo anterior, las emisiones energéticas y de procesos total de Chile aumentarían en más del triple entre el año 2007 y 2030 aplicando las medidas identificadas.
- Un mercado internacional de bonos de carbono activo con precios relativamente

- The sectors that will increase emissions the most through 2030 are Electricity Generation and Transportation.

- Over the near term, the Electricity sector will continue to be the second largest emitter of GHG in Chile.

- Carbon capture due to land use changes (LUC) is on a decreasing trend through 2030.

Mitigation Options

- Early actions by Chile would reduce energy and process related emissions 3% with respect to projected 2030 emissions.
- Energy demand management measures will be key in achieving significant GHG emission reductions with respect to the baseline.
- Aggressive introduction of NCRE will allow for major reductions in GHG emissions.
- The incorporation of a 1,000 MW nuclear power plant in 2025 and increased hydraulic capacity on the same scale, beyond what is contained in the work plan, would add a 3.3% emission reduction through 2030.
- Assuming that 2 or 3 coal-fired power plants (1,000 MW) apply carbon capture and storage (CCS) starting in 2025, the estimated potential emission reduction would be 1.4%.
- Those measures identified for the Transportation sector only reduce sector emissions marginally.
- All the measures described above would allow a total reduction of 28% compared to the expected 2030 emissions.
- Even if all of the identified measures are applied, total energy and process related emissions in Chile will more than triple between 2007 and 2030.
- An active international carbon credits market with relatively high prices per ton of CO₂e reduced in generation would allow for an additional 9% reduction in emissions by 2030.

altos por tonelada de CO₂e reducido en generación, permitiría una reducción adicional de 9% de las emisiones al 2030.

Costos

- Los costos de reducción por tonelada de CO₂ son altamente variables.
- De las medidas de mayor reducción, las de eficiencia energética permiten beneficios netos a quienes las aplican.
- La energía nuclear y centrales hídricas permitirían reducciones a costos relativamente bajos.
- La incorporación de energías renovables no convencionales, con excepción de los biocombustibles, tienen un costo relativamente alto y variable
- CCS tiene un costo estimado de entre US\$ 65 y US\$ 80 por tonelada reducida de CO₂.
- Las medidas orientadas a reducir la circulación de automóviles y mejorar la eficiencia de camiones generan beneficios netos importantes pero reducciones poco significativas.

6.2 Recomendaciones para una Estrategia Chilena

Los antecedentes anteriores permiten proponer un conjunto de recomendaciones de carácter general para una estrategia de mitigación apropiada a la realidad de Chile.

- La principal recomendación de este estudio es que Chile deberá asumir compromisos de mitigación, pero que éstos deben adecuarse al hecho que para no comprometer el futuro desarrollo de Chile, necesariamente las emisiones de GEI aumentarán. Esto implica que Chile debe defender con fuerza el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas.
- Chile debe definir y defender una línea base proyectada como el benchmark contra el cual medir su desempeño.

Costs

- Cost per ton of CO₂ reduced is highly variable.
- Energy efficiency, of the principal reduction measures available, provides net benefits to those who use them.
- Nuclear and hydropower plants would allow reductions at relatively low costs.
- The incorporation of non conventional renewable energies, with the exception of biofuels, has a relatively high and variable cost.
- CCS has an estimated cost of between US\$ 65 and 80 per ton of CO₂ reduced.
- Measures oriented towards reducing automobile traffic and improving truck efficiency do generate important net benefits, but not significant reductions.

6.2 Recommendations for a Chilean Strategy

Taking into consideration the findings thus far, the proposal of a set of general recommendations regarding an appropriate mitigation strategy for Chile is as follows:

- The principal recommendation from this study is that while Chile must make commitments to mitigation, these commitments must not compromise Chile's future development which will necessitate an increase in GHG emissions. This means that Chile must strongly defend the principle of shared but differentiated responsibilities.
- Chile must define and defend a projected baseline as the benchmark against which to measure its performance.
- Chile needs to actively participate in the proposal and definition of performance

- Chile debe participar activamente en la propuesta de indicadores de desempeño que se definan para evaluar el compromiso del país.
- Chile debe desarrollar un plan agresivo de alianzas internacionales a nivel latinoamericano.
- Chile debe diseñar y defender una estrategia intersectorial “Chile amigable con el clima”.
- Es necesario defender en los diversos foros que el desarrollo hidroeléctrico es parte importante de una estrategia amigable con el clima. Para ello, es clave que se comience a trabajar de manera integrada con las comunidades afectadas en el desarrollo proyectos que cautelen los impactos locales que hoy dificultan su desarrollo.
- Se debe exigir instrumentos a nivel internacional que permitan viabilizar los cambios tecnológicos y en la matriz energética.

Sin perjuicio de lo anterior, que se enfoca hacia la participación chilena en foros internacionales y una estrategia externa, Chile deberá considerar en su estrategia las siguientes 4 acciones internas:

1.- Estimular de manera coordinada acciones por medio de cambios institucionales y el desarrollo de instrumentos que permitan el logro de reducciones significativas en emisiones de GEI en múltiples sectores, pero que permitan a Chile continuar con su crecimiento económico y necesarias mejoras en la calidad de vida de sus habitantes.

Esto implica:

- Desarrollar una institucionalidad que ponga el tema como prioridad en la agenda política de Chile.
- Financiar instituciones de fomento de proyectos que puedan reducir emisiones.
- Dar señales visibles y constantes en el tiempo a nivel nacional que permitan decisiones de inversión apropiadas.
- Visibilizar las oportunidades

indicators used to measure the Chile’s commitment.

- Chile needs to proactively develop a plan of international alliances within Latin America.
- Chile must design and defend an inter-sectorial “climate-friendly Chile” strategy.
- It is necessary to defend in the various appropriate forums that hydropower development is an important part of a climate-friendly strategy. The key is to begin working, in an integrated manner, with the affected communities on the development of projects that will minimize the local impacts that are currently hindering their development.
- There should be wider use of international instruments that encourage viable technological changes in the energy matrix.

Notwithstanding the above, which is focused on Chile’s participation in international forums and on an external strategy, Chile must also consider the following four domestic actions in developing its strategy:

1.- Stimulate coordinated actions through both institutional change and the development of Instruments to achieve significant reductions of GHG emissions in multiple sectors, while at the same time allowing Chile to continue growing economically and bettering the quality of life for its inhabitants.

This will require:

- Development of an institutional framework that is a priority on Chile’s political agenda.
- Finance institutions that promote emissions-reduction projects.
- Provide visible and consistent national-scale signals over time to enable appropriate investment decisions.
- Highlight the opportunities

asociadas a una mayor eficiencia energética.

- Generar iniciativas concretas que permitan superar las barreras económicas para la introducción de ERNC y una mayor eficiencia energética.

2.- Apoyar con fuerza y rapidez medidas orientadas a una mayor eficiencia energética e implementación de medidas de costo negativo.

Específicamente:

- En transporte se deben desarrollar proyectos demostrativos.
- Se requieren apoyos internacionales que permitan avanzar en medidas de mayor impacto en transporte.
- Las potencialidades de una mejor gestión de demanda justifican un activo y fuerte desarrollo de opciones en este ámbito para los diversos sectores chilenos, en particular si reducen el consumo de electricidad.

3.- Comenzar ya a examinar opciones de generación bajas en carbono.

Además, se debe comenzar a:

- Estudiar de manera detenida la incorporación de una central nuclear en los próximos 15 ó 20 años.
- Desarrollar investigación en la aplicabilidad a nivel masivo de energía eólica, geotérmica y solar.
- Es necesario explorar el potencial de captura de carbono y de captura y almacenamiento (CCS).
- Estudiar la posibilidad de aumentar la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado en el país.

4.- Promover un plan de alianzas internacionales a nivel latinoamericano que permita defender los intereses de los países de la región.

Lo anterior incluye:

- Chile no puede pretender seguir un “camino propio” respecto de sus obligaciones

associated with greater energy efficiency.

- Create specific initiatives to overcome the economic barriers to the introduction of NCREs and greater energy efficiency.

2.- Quickly and strongly support measures geared towards greater energy efficiency and the implementation of negative cost measures.

Specifically:

- In the Transportation sector, demonstration projects need to be developed.
- International support is needed for measures having a greater impact on Transportation.
- The potential from better demand management is significant enough to justify strong and active development of options for various Chilean sectors, particularly if they reduce electricity consumption.

3.- Begin now to examine low carbon generation options.

Additionally it is time to begin to:

- Carefully study the options for incorporating a nuclear plant within the next 15 to 20 years.
- Conduct research on the applicability of wind, geothermal and solar energy on a massive scale.
- Explore the potential for carbon capture, and carbon capture and storage (CCS).
- Study the possibility of increasing storage capacity for liquefied natural gas in Chile.

4.- Promote a Latin American level plan of international alliances to defend the interests of the countries in the region.

This includes considering that:

- Chile cannot simply follow its “own path” with respect to its international obligations.

internacionales.

- Chile y Latinoamérica en general (sin México y Brasil) pueden aprovechar el hecho que pesan poco en emisiones a nivel mundial para proponer un esquema apropiado para su desarrollo futuro.

- Se requieren alianzas público / privado para avanzar en la formulación de una estrategia nacional.

- Chile, and Latin America in general, (excluding Mexico and Brazil) can take advantage of low emission weights on a global scale to press for a scheme appropriate to their future development.

- Public/private alliances are required to advance the formulation of a national strategy.

Referencias

1. Benítez, P., I. McCallum, M. Obersteiner & Y. Yamagata (2007) "Global potential for carbon sequestration: Geographical distribution, country risk and policy implications" *Ecological Economics* 60 pp. 527-583.
2. Bohm, M., H. Herzog, J. Parsons & R. Sekar (2007) "Capture-ready coal plants –Options, technologies and economics" *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1, pp. 113-120.
3. Böhringer, C. & A. Löschel (2005) "Climate Policy Beyond Kyoto: Quo Vadis? A Computable General Equilibrium Analysis Based on Expert Judgments" *KYKLOS*, 58(4), pp. 467–493.
4. Burtraw, D. & K. Palmer (2003) "The Paparazzi Take a Look at a Living Legend: The SO₂ Cap-and-Trade Program for Power Plants in the United States" *Resources for the Future Discussion Paper* 03-15. Washington DC.
5. Centre for Technology Strategy, *EJTIR*, 7, no. 1 (2007), pp. 15-38.
6. Christiansen, A., A. Arvanitakis, K. Tangen & H. Hasselknippe (2005) "Price determinants in the EU emission trading scheme" *Climate Policy* 5, pp. 15-30.
7. Climate Change, 2006. Assessment of technologies for CO₂ capture and storage, *Climate Change* 2006
8. Edmonds, J., L. Clarke, J. Lurz & M. Wise (2007) "Stabilizing CO₂ Concentrations with Incomplete International Cooperation". Pacific Northwest Laboratory, PNNL Document 16932.
9. Evans, D. & J. Kruger (2006) "Taking Up the Slack Lessons from a Cap-and Trade Program in Chicago" *Resources for the Future Discussion Paper* 06-36. Washington DC.
10. Federal Environment Agency, 2007. Climate protection in Germany: 40% reduction of CO₂ emissions by 2020 compared to 1990, <http://www.umweltbundesamt.de>, Germany, August 2007.
11. Grubb, M. & D. Newbury (2007) "Pricing Carbon for Electricity Generation: Nacional and Internacional Dimensions" *Cambridge Working Paper in Economics* No. 0751.
12. GTZ, 2003. "Estudio de Estrategia Nacional (NSS) para el MDL en Chile". Resumen en Español. *Climate Protection Programme (CaPP)*, julio 2003.
13. Gurgel, A., S. Paltsev, J. Reilly & G.

References

1. Benítez, P., I. McCallum, M. Obersteiner & Y. Yamagata (2007) "Global potential for carbon sequestration: Geographical distribution, country risk and policy implications" *Ecological Economics* 60 pp. 527-583.
2. Bohm, M., H. Herzog, J. Parsons & R. Sekar (2007) "Capture-ready coal plants –Options, technologies and economics" *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1, pp. 113-120.
3. Böhringer, C. & A. Löschel (2005) "Climate Policy Beyond Kyoto: Quo Vadis? A Computable General Equilibrium Analysis Based on Expert Judgments" *KYKLOS*, 58(4), pp. 467–493.
4. Burtraw, D. & K. Palmer (2003) "The Paparazzi Take a Look at a Living Legend: The SO₂ Cap-and-Trade Program for Power Plants in the United States" *Resources for the Future Discussion Paper* 03-15. Washington DC.
5. Centre for Technology Strategy, *EJTIR*, 7, no. 1 (2007), pp. 15-38.
6. Christiansen, A., A. Arvanitakis, K. Tangen & H. Hasselknippe (2005) "Price determinants in the EU emission trading scheme" *Climate Policy* 5, pp. 15-30.
7. Climate Change, 2006. Assessment of technologies for CO₂ capture and storage, *Climate Change* 2006
8. Edmonds, J., L. Clarke, J. Lurz & M. Wise (2007) "Stabilizing CO₂ Concentrations with Incomplete International Cooperation". Pacific Northwest Laboratory, PNNL Document 16932.
9. Evans, D. & J. Kruger (2006) "Taking Up the Slack, Lessons from a Cap-and-Trade Program in Chicago" *Resources for the Future Discussion Paper* 06-36. Washington, DC.
10. Federal Environment Agency, 2007. Climate protection in Germany: 40% reduction of CO₂ emissions by 2020 compared to 1990, <http://www.umweltbundesamt.de>, Germany, August 2007.
11. Grubb, M. & D. Newbury (2007) "Pricing Carbon for Electricity Generation: National and International Dimensions" *Cambridge Working Paper in Economics* No. 0751.
12. GTZ, 2003. National Strategy Study (NSS) for CDM in Chile. Summary in Spanish. *Climate Protection Programme (CaPP)*, julio 2003..
13. Gurgel, A., S. Paltsev, J. Reilly & G. Metcalf (2007) "U.S. Greenhouse Gas Cap-and-Trade Proposals: Application of a Forward-Looking

- Metcalf (2007) "U.S. Greenhouse Gas Cap-and-Trade Proposals: Application of a Forward-Looking Computable General Equilibrium Model" MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 150.
14. IEA/OECD, 2005. Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update. International Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development. 2005.
 15. IEA/OECD, 2007. Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, International Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development. 2007.
 16. Katz, M. & H. Rosen (1998) Microeconomics 3rd Edition, Irwin McGraw-Hill.
 17. Lindholt, L. (2005) "Beyond Kyoto: backstop technologies and endogenous prices on CO₂ permits and fossil fuels" Applied Economics 37 pp. 2019-2036.
 18. Litman, Todd, 2006. London Congestion Pricing: Implications for Other Cities, Victoria Transport Policy Institute, 10 January 2006.
 19. Mansanet-Bataller, M., A. Pardo & E. Valor (2007) "CO₂ Prices, Energy and Weather" The Energy Journal 28(3), pp. 73-92.
 20. McKinsey & Company, 2007. Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?, December, 2007.
 21. MIDEPLAN, 2008. Precios sociales para la evaluación social de proyectos. Ministerio de Planificación, 2008.
 22. MTT, 2005. Análisis de la Eficiencia Energética en el Transporte Interurbano de Carga. Realizado por CIMA Ingeniería EIRL para la Subsecretaría de Transportes, 2005.
 23. Nordhaus, W. (2007) "To tax or not to tax: Alternative approaches to slow global warming" Review of Environmental Economics and Policy 1, pp. 26-44.
 24. O'Ryan, Raúl, M. Bosch y E Matamala, (2002) "Estimación del Impacto de Medidas de Transporte en las Emisiones de Fuentes Móviles en Santiago", Ingeniería de Sistemas, Vol. XVI, N° 1, 93-119, Depto. de Ingeniería, Fac. de Ciencias Físicas y Matemáticas, U. de Chile, Junio.
 25. Paltsev, S., J. Reilly H. Jacoby, A. Gurgel, G. Metcalf, A. Sokolov & J. Holak (2007) "Assessment of U.S. Cap-and-Trade Proposals" MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 146.
 26. Persson, T., C. Azar, D. Johansson & K. Lindgren (2007) "Major oil exporters may profit Computable General Equilibrium Model" MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 150.
 14. IEA/OECD, 2005. Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update. International Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development. 2005.
 15. IEA/OECD, 2007. Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, International Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development. 2007.
 16. Katz, M. & H. Rosen (1998) Microeconomics 3rd Edition, Irwin McGraw-Hill.
 17. Lindholt, L. (2005) "Beyond Kyoto: backstop technologies and endogenous prices on CO₂ permits and fossil fuels" Applied Economics 37 pp. 2019-2036.
 18. Litman, Todd, 2006. London Congestion Pricing: Implications for Other Cities, Victoria Transport Policy Institute, 10 January 2006.
 19. Mansanet-Bataller, M., A. Pardo & E. Valor (2007) "CO₂ Prices, Energy and Weather" The Energy Journal 28(3), pp. 73-92.
 20. McKinsey & Company, 2007. Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?, December, 2007.
 21. MIDEPLAN, 2008. Social Prices for Evaluating Social Projects. Ministry of Planning, 2008.
 22. MTT, 2005. Analysis of Energy Efficiency in Interurban Cargo Transport. Conducted by: CIMA Ingeniería EIRL for the Undersecretary of Transportation, 2005
 23. Nordhaus, W. (2007) "To tax or not to tax: Alternative approaches to slow global warming" Review of Environmental Economics and Policy 1, pp. 26-44.
 24. O'Ryan, Raúl, M. Bosch y E Matamala, (2002) "Estimate of the Impact of Transportation Measures on Emissions from Mobile Sources in Santiago". Ingeniería de Sistemas, Vol. XVI, N° 1, 93-119, Department of Engineering, School of Physical Sciences and Mathematics, U. of Chile, June.
 25. Paltsev, S., J. Reilly H. Jacoby, A. Gurgel, G. Metcalf, A. Sokolov & J. Holak (2007) "Assessment of U.S. Cap-and-Trade Proposals" MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 146.
 26. Persson, T., C. Azar, D. Johansson & K. Lindgren (2007) "Major oil exporters may profit

- Lindgren (2007) "Major oil exporters may profit rather than lose in a carbon-constrained world" *Energy Policy* 35 pp. 6346-6353.
27. Progea, 2008. "Análisis Comparativo de Emisiones de Vehículos Livianos y Medianos: Propuestas de Política". Programa de Gestión y Economía Ambiental de la Universidad de Chile. Encargado por la Asociación Nacional Automotriz (ANAC). Mayo 2008.
 28. Progea 2, 2008. "Estudio Análisis Económico del Plan Estratégico 2007-2015 del Programa País de Eficiencia Energética de Chile". Solicitado por la Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2008.
 29. Reinelt, P. & D. Keith (2007) "Carbon Capture Retrofits and the Cost of Regulatory Uncertainty" *The Energy Journal* 28(4), pp. 101-127.
 30. Sands, R. (2004) "Dynamics of carbon abatement in the Second Generation Model", *Energy Economics* 26 pp. 721-738.
 31. Schwartz, R. & P. Zapfel (2000) "Sulfur allowance trading and the regional clean air incentives market: A comparative design analysis of two major cap-and-trade permit programs" *Environment and Resource Economics* 17 pp. 279-298.
 32. Sedjo, R., B. Sohngen & R. Mendelson (2001) "Estimating Carbon Supply Curves for Global Forest and Other Land Uses" Resources for the Future Discussion Paper 01-19. Washington DC.
 33. Springer, U. (2003) "The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies" *Energy Economics* 25 pp. 527-551.
 34. Viguier, L., H. Babiker & J. Reilly (2003) "The costs of the Kyoto Protocol in the European Union" *Energy Policy* 31 pp. 459-481.
 - rather than lose in a carbon-constrained world" *Energy Policy* 35 pp. 6346-6353.
 27. Progea, 2008. "Comparative Analysis of Light and Medium Vehicle Emissions: Policy Proposals". Program for Environmental Economics and Management of the University of Chile. Commissioned by the National Automotive Association (ANAC). May 2008.
 28. Progea 2, 2008. "Economic Analysis of the National Energy Efficiency Program's 2007-2015 Strategic Plan for Chile". Requested by Subsecretary of Economy, Development and Reconstruction. 2008.
 29. Reinelt, P. & D. Keith (2007) "Carbon Capture Retrofits and the Cost of Regulatory Uncertainty" *The Energy Journal* 28(4), pp. 101-127.
 30. Sands, R. (2004) "Dynamics of carbon abatement in the Second Generation Model", *Energy Economics* 26 pp. 721-738.
 31. Schwartz, R. & P. Zapfel (2000) "Sulfur allowance trading and the regional clean air incentives market: A comparative design analysis of two major cap-and-trade permit programs" *Environment and Resource Economics* 17 pp. 279-298.
 32. Sedjo, R., B. Sohngen & R. Mendelson (2001) "Estimating Carbon Supply Curves for Global Forest and Other Land Uses" Resources for the Future Discussion Paper 01-19. Washington DC.
 33. Springer, U. (2003) "The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies" *Energy Economics* 25 pp. 527-551.
 34. Viguier, L., H. Babiker & J. Reilly (2003) "The costs of the Kyoto Protocol in the European Union" *Energy Policy* 31 pp. 459-481.