



*Al servicio
de las personas
y las naciones*

INFORME FINAL

“ESCENARIO LÍNEA BASE DE EMISIONES GEI DEL SECTOR GENERACION ELÉCTRICA Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD”

PNUD SDP 108/2012



PROGRAMA DE ESTUDIOS E
INVESTIGACIONES EN ENERGÍA
INAP - UNIVERSIDAD DE CHILE

JUNIO 2013

CONTENIDO

Contenido.....	- 1 -
1 Introducción	- 12 -
2 Objetivos	- 14 -
2.1 Objetivos generales.....	- 14 -
2.2 Objetivos específicos.....	- 14 -
3 Visión del desarrollo energético a fines del 2006	- 15 -
3.1 Disponibilidad de Gas Natural.....	- 15 -
3.2 Nuevas Instituciones	- 17 -
3.3 Fecha de entrada Terminales de GNL	- 19 -
3.3.1 Terminales de GNL en el SING.....	- 19 -
3.3.2 Terminales de GNL en el SIC.....	- 20 -
4 Levantamiento y análisis crítico de la información disponible	- 21 -
5 Revisión sobre modelos nacionales e internacionales de proyección de emisiones disponibles a 2012.....	- 22 -
5.1 Análisis comparativo de Modelos aptos para el presente proyecto.....	- 25 -
6 Modelo de proyección de emisiones para el escenario Línea Base o CSR.....	- 29 -
6.1 Información Requerida por el Modelo, Fuentes y Calidad de Datos	- 29 -
6.2 Centrales de Generación.....	- 33 -
6.2.1 Centrales en Operación al 2007	- 33 -
6.2.2 Centrales en Construcción al 2007.....	- 33 -
6.2.3 Proyectos de Generación en Evaluación a Inicios del 2007	- 34 -
6.3 Disponibilidad de Gas para Generación Eléctrica	- 42 -
6.3.1 Transición de Gas Natural a Gas Natural Licuado. Periodo 2006-2010	- 45 -
6.3.2 Modelación de la Transición a GNL en MESSAGE	- 52 -

6.3.3	Disponibilidad de Gas para Proyectos Futuros de Generación Eléctrica	- 53 -
6.4	Análisis de Costos de Inversión	- 56 -
6.5	Costos de Operación	- 63 -
6.5.1	Costos de Operación no Combustible	- 63 -
6.5.2	Proyección de Costos de Combustible	- 64 -
6.6	Modelación de los Consumos Propios	- 66 -
6.7	Modelación de los Bloques	- 67 -
6.7.1	Determinación de los Bloques	- 69 -
6.8	Potenciales de Generación con ERNC	- 72 -
6.9	Modelación Hídrica y ERNC.....	- 76 -
6.9.1	Modelación Hídrica	- 76 -
6.9.2	Modelación Eólica	- 89 -
6.9.3	Modelación Solar Fotovoltaica.....	- 94 -
6.10	Modelación del Sistema de Transmisión	- 96 -
6.10.1	Modelación de las pérdidas en Transmisión.....	- 96 -
6.10.2	Modelación de la Interconexión SIC - SING.....	- 99 -
6.11	Cálculo de las Emisiones de CO2	- 100 -
6.11.1	Factores de emisión de los combustibles utilizados en la generación.....	- 100 -
6.12	Otros supuestos y Restricciones del Modelo	- 104 -
6.12.1	SING – Carbón Pulverizado.....	- 105 -
6.12.2	SING – Carbón Lecho Fluidizado.....	- 105 -
6.12.3	SING – Carbón Supercrítico	- 106 -
6.12.4	SING – Ciclo Combinado de Gasificación Integrada	- 106 -
6.12.5	SING – Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento.....	- 106 -
6.12.6	SING – Eólica Cordillera	- 107 -
6.12.7	SING – Solar Térmico por Concentración.....	- 107 -

6.12.8	SING – Solar Fotovoltaico.....	- 107 -
6.12.9	SIC – Eólica Costera	- 108 -
6.12.10	SIC – Biomasa	- 108 -
6.12.11	SIC – Geotérmica.....	- 108 -
6.12.12	SIC – Mini Hidráulica	- 109 -
6.12.13	SIC – Hidráulica de pasada	- 109 -
6.12.14	SIC – Embalse (Hidroaysén).....	- 109 -
6.12.15	SIC – GNL Para Ciclo Combinado.....	- 110 -
6.12.16	SIC – Carbón Pulverizado.....	- 110 -
6.12.17	SIC – Carbón Lecho Fluidizado.....	- 111 -
6.12.18	SIC – Carbón Supercrítico	- 111 -
6.12.19	SIC – Ciclo Combinado de Gasificación Integrada	- 111 -
6.12.20	SIC – Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento.....	- 112 -
6.12.21	SIC – Solar Térmico por Concentración	- 112 -
6.12.22	SIC – Solar Fotovoltaico.....	- 112 -
6.12.23	SIC – Nuclear	- 113 -
6.12.24	Interconexión SIC - SING	- 113 -
6.13	Expansión de los sistemas eléctricos de las regiones de Aysén y Magallanes.....	- 114 -
6.14	Metodología 2030 - 2050	- 116 -
6.14.1	Motivación para establecer una metodología diferenciada	- 116 -
6.14.2	Metodología para determinar el despacho de cada central por año	- 116 -
6.14.3	Metodología para determinar la expansión de la matriz eléctrica por año	- 119 -
6.15	Elaboración del costo medio de desarrollo y la TIR.	- 122 -
6.16	Uso de Suelo.....	- 124 -
6.17	Análisis de sensibilidad e incertidumbre.....	- 126 -
7	Resultados e Indicadores. Período 2007 - 2030.....	- 127 -

7.1	Resultados obtenidos de las series hidrológicas.....	- 127 -
7.2	Proyección de la Potencia Instalada en Expansión por Sistema Interconectado	- 133 -
7.3	Costo de inversión total, por sistema, por tecnología, por escenario y por año	- 137 -
7.4	Costo de operación total, por sistema, por tecnología, por escenario y por año.....	- 141 -
7.5	Costo medio de desarrollo	- 143 -
7.6	Precio monómico	- 150 -
7.7	TIR de los nuevos proyectos de generación.....	- 152 -
7.8	Margen de reserva, por sistema, por escenario y por año	- 160 -
7.9	Emisiones totales, por sistema, por escenario y por año	- 162 -
7.10	Emisiones por cantidad de energía generada, por sistema, por escenario y por año	- 166 -
7.11	Demanda eléctrica por sistema, por escenario y por año	- 168 -
7.12	Generación eléctrica por sistema, por tecnología, por escenario y por año	- 170 -
7.13	Consumo de combustible para generación eléctrica, por sistema, por escenario y por año	- 174 -
7.14	Uso de suelo	- 175 -
7.15	Análisis de resultados.....	- 176 -
7.15.1	Emisiones.....	- 176 -
7.15.2	Modelación del embalse El Laja	- 177 -
8	Resultados de la proyección Período 2030 – 2050	- 180 -
8.1	Expansión	- 180 -
8.2	Despacho.....	- 183 -
8.3	Emisiones	- 185 -
9	Comparación entre las emisiones proyectadas y las reales 2007 - 2012.....	- 187 -
10	Cumplimiento Ley Corta II.....	- 190 -
11	Análisis de Sensibilidad	- 192 -
11.1	Análisis de sensibilidad escenario optimista.....	- 192 -
11.2	Análisis de sensibilidad escenario medio alto.....	- 193 -
11.3	Análisis de sensibilidad escenario medio bajo	- 194 -
11.4	Análisis de sensibilidad escenario de referencia.....	- 196 -

11.5	Análisis de sensibilidad escenario pesimista	- 197 -
12	Conclusiones.....	- 198 -
13	Bibliografía	- 201 -
Anexo 1: Levantamiento y análisis crítico de la información disponible		- 204 -
A1.1	Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) [1].....	- 204 -
A1.1.1	Introducción.....	- 204 -
A1.1.2	Diagnóstico	- 204 -
A1.1.3	Propuestas	- 205 -
A1.2	“Chile necesita una gran reforma energética” [2].....	- 216 -
A1.2.1	Introducción.....	- 216 -
A1.2.2	Diagnóstico	- 216 -
A1.2.3	Propuestas	- 217 -
A1.3	“Co-beneficios de la mitigación de GEI” [3].....	- 222 -
A1.3.1	Estimación de Costos asociados a las medidas GEI	- 226 -
A1.4	“Implementación del Modelo LEAP” [4].....	- 228 -
A1.4.1	Origen.....	- 228 -
A1.4.1	Contenido general.....	- 228 -
A1.4.3	Elementos destacados	- 229 -
A1.4.4	Aplicabilidad a nuestro proyecto	- 231 -
A1.5	“Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía” [5].....	- 232 -
A1.5.1	Definición del escenario de referencia en sector energía	- 232 -
A1.5.2	Capacidad instalada y generación en el SING.....	- 237 -
A1.5.3	Capacidad instalada y generación en el SIC.....	- 240 -
A1.5.4	Capacidad instalada y generación en Aysén y Magallanes.....	- 243 -
A1.5.5	Identificación de potenciales de mitigación en sector energía	- 246 -

A1.5.6 Factor de emisión de los sistemas eléctricos.....	- 246 -
A1.6 “Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros” [6]	- 248 -
A1.6.1 Metodología: Cálculo de Potenciales de Mitigación y Costos Asociados.....	- 249 -
A1.6.2 Medidas y Programas.	- 254 -
A1.6.3 Escenarios de Penetración de Medidas.....	- 255 -
A1.6.4 Curva de Costos Marginales de Abatimiento por Sector.....	- 257 -
A1.6.5 Resultados.....	- 260 -
A1.7 “Mitigando el cambio climático” [7].....	- 263 -
A1.7.1 Datos duros (muy aproximados).....	- 263 -
A1.7.2 Datos blandos	- 263 -
A1.7.3 Emisiones Línea Base por Sector	- 265 -
A1.8 “Escenarios energéticos” [8].....	- 269 -
A1.9 “Proyección de la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía, años 2000-2025” [9].....	- 275 -
A1.9.1 Origen.....	- 275 -
A1.9.2 Contenido general.....	- 275 -
A1.9.3 Elementos destacados	- 275 -
A1.9.4 Aplicabilidad a nuestro proyecto.....	- 277 -
A1.10 “Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en Chile 2007-2030 y opciones de mitigación” [10]	- 278 -
A1.10.1 Origen	- 278 -
A1.10.2 Contenido general	- 278 -
A1.10.3 Elementos destacados	- 278 -
A1.10.4 Aplicabilidad a nuestro proyecto.....	- 278 -
A1.11 “World Energy Model” (WEM) [11]	- 282 -
A1.11.1 Origen	- 282 -

A1.11.2 Contenido General.....	- 282 -
A1.11.3 Elementos destacados	- 284 -
A1.11.4 Aplicabilidad a nuestro proyecto	- 286 -
A1.12 Australia’s emissions projections [12]	- 287 -
A1.12.1 Origen	- 287 -
A1.12.2 Contenido general	- 287 -
A1.12.3 Elementos destacados	- 287 -
A1.12.4 Aplicabilidad a nuestro proyecto	- 288 -
A1.13 “Department of Energy and Climate Change, United Kingdom. 2050 Pathways Analysis.” [13]	- 289 -
A1.14 “Análisis técnico y económico de una interconexión SING SIC” [14]	- 292 -
A1.14.1 Estimación de la demanda de electricidad	- 292 -
A1.14.2 Desarrollo de la expansión en generación de los sistemas interconectados del SING y el SIC.....	- 293 -
Anexo 2: Revisión sobre modelos nacionales e internacionales de proyección de emisiones disponibles a 2012.....	- 297 -
A2.1 Modelo SDDP	- 297 -
A2.1.1 Descripción.....	- 297 -
A2.1.2 Características.....	- 297 -
A2.1.3 Resultados del modelo.....	- 298 -
A2.1.4 Usos de los resultados	- 298 -
A2.1.5 Limitaciones	- 299 -
A2.1.6 Flujos de información	- 299 -
A2.1.7 Casos	- 299 -
A2.2 Modelo OSE2000	- 301 -
A2.2.1 Descripción.....	- 301 -
A2.2.2 Principales características.....	- 301 -

A2.2.3 Limitaciones	- 302 -
A2.3 Modelo PLEXOS.....	- 303 -
A2.3.1 Descripción.....	- 303 -
A2.3.2 Principales características.....	- 303 -
A2.4 Modelo PLP	- 305 -
A2.4.1 Descripción.....	- 305 -
A2.4.2 Principales características.....	- 305 -
A2.4.3 Limitaciones	- 306 -
A2.5 Modelo MARKAL.....	- 307 -
A2.5.1 Descripción.....	- 307 -
A2.5.2 Características.....	- 308 -
A2.5.3 Limitaciones	- 308 -
A2.5.4 Flujos	- 309 -
A2.5.5 Casos	- 309 -
A2.6 Modelo MESSAGE	- 311 -
A2.6.1 Descripción.....	- 311 -
A2.6.2 Características.....	- 313 -
A2.6.3 Limitaciones	- 314 -
A2.7 Modelo PET	- 315 -
A2.7.1 Descripción.....	- 315 -
A2.7.2 Características.....	- 315 -
A2.8 Modelo LEAP.....	- 318 -
A2.8.1 Descripción.....	- 318 -
A2.8.2 Características.....	- 318 -
A2.8.3 Limitaciones	- 319 -
A2.8.4 Flujos	- 319 -

A2.8.5 Casos	- 319 -
A2.8.6 Comentarios adicionales.....	- 320 -
Anexo 3: Centrales en Operación al año 2007	- 321 -
Anexo 4: Proyección de costos de inversión.....	- 329 -
Anexo 5: Datos Eólicos	- 332 -
Anexo 6: Resultados Hídricos.....	- 336 -
Anexo 7: Análisis bibliográfico de los estudios sobre potenciales técnicos teóricos máximos de generación en Chile con tecnología geotérmica, eólica, solar, hidráulica y biomasa, que se encuentran disponibles al 2012	- 339 -
A7.1 Biogás.....	- 339 -
A7.1.1 Potencial de biogás. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás	- 339 -
A7.2 Biomasa.....	- 340 -
A7.2.1 Disponibilidad de residuos madereros. Residuos de la industria primaria de la madera - disponibilidad para uso energético.....	- 340 -
A7.2.2 Potencial del biomasa forestal. Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile	- 340 -
A7.3 Eólico.....	- 341 -
A7.3.1 Modelación del recurso solar y eólico en el norte de Chile.....	- 341 -
A7.3.2 Informes de Recurso Eólico – Distintas Zonas	- 341 -
A7.3.3 Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país	- 341 -
A7.4 Mini hidráulicas.....	- 342 -
A7.4.1 Estimación potencial hidroeléctrico asociado a obras de riego existentes o en proyecto	- 342 -
A7.5 Mareomotriz	- 343 -
A7.5.1 Preliminary site selection – Chilean marine energy resources.....	- 343 -
A7.5.2 Energía marina en Chile. Avanzando en el desarrollo del recurso Chileno.....	- 343 -
A7.6 Solar	- 344 -

A7.6.1 Irradiancia solar en territorios de la república de Chile.....	- 344 -
A7.6.2 Modelación del recurso solar y eólico en el norte de Chile.....	- 344 -
A7.7 Geotermia	- 345 -
A7.7.1 Present Status of Geothermal Exploration in Chile (paper)	- 345 -

Resumen Ejecutivo Extendido

1. Objetivo del estudio

El objetivo general de este estudio es proyectar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el sector de Generación y Transporte de Electricidad a nivel nacional para el escenario Línea Base 2007 o Crecimiento sin Restricciones, en el horizonte de evaluación 2007-2050, considerando como año de inicio el año 2007 y detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.

Los objetivos específicos de este estudio son:

- 1) Disponer de un modelo validado en común acuerdo con la contraparte técnica para representar y simular el sector específico.
- 2) Asegurar la coherencia de los modelos propuestos y de los datos básicos utilizados, con aquellos utilizados en los otros sectores modelados. En particular, se deberá utilizar la demanda de energía eléctrica generada a partir de los otros sectores modelados para ajustar los valores finales de la oferta de energía eléctrica.
- 3) Conocer la información disponible y respaldada, que representen las emisiones del año 2007 y los parámetros requeridos para la proyección del escenario Línea Base o Crecimiento sin Restricciones (CSR).
- 4) Completar los vacíos que deje la información disponible a 2007, con información adicional validada por la contraparte técnica, de manera de proyectar adecuadamente el escenario Línea Base o CSR. Se requiere especificar los supuestos considerados para las principales variables en base a la información adicional.
- 5) Proyectar las emisiones de GEI para el escenario Línea Base o CSR a nivel nacional, con un horizonte de evaluación 2007-2050, detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.
- 6) A partir de los datos de generación eléctrica real del periodo comprendido entre el año 2007 y 2011, estimar las emisiones reales para ese periodo de evaluación. Explicar las diferencias observadas en relación a la proyección del escenario Línea Base o CSR.

2. Fuente de emisiones de GEI

Las emisiones de gases de efecto invernadero del sector generación eléctrica están asociadas a la quema de combustible para la generación de electricidad.

3. Visión hacia el año 2006

Con el fin de proyectar las emisiones de GEI en el periodo 2007-2050, se realizó una proyección a partir de datos disponibles a nivel nacional y con la visión y supuestos que se tenía a finales del año 2006.

Con respecto a lo anterior, un hecho histórico importante que afectó la operación del sistema eléctrico nacional fue la crisis del gas natural (GN) argentino. Esta crisis de abastecimiento provocó un punto de inflexión mayor en el debate público acerca del desarrollo energético de Chile. En efecto, el año 2004 la participación del GN representó 36% de la generación eléctrica en Chile y se preveía que la dependencia respecto de este combustible superaría largamente el 40%. Un año antes, la CNE señalaba que el GN no sólo estaba representando un porcentaje elevado y creciente de la matriz energética primaria sino que su importancia continuaría aumentando, pasando de un 19% en el año 2001 a un 33% en el año 2008.

Sin embargo, estas expectativas se vieron frustradas a partir del año 2004 cuando empiezan las restricciones en el abastecimiento de GN desde Argentina, para alcanzar en el 2007, prácticamente un 100% de los compromisos de aprovisionamiento.

La restricción de los despachos de GN desde Argentina produjo un punto de inflexión en el debate público, reconociéndose que existía un problema energético y que la dependencia tenía un costo elevado. A lo anterior se agrega la convicción en amplios sectores que el ciclo de la energía barata se había terminado y que la tendencia sería a disponer de un abastecimiento energético cuyo costo sería creciente. El informe de precios de nudo del SIC para octubre de 2006 así lo demostraba.

Cabe destacar que este estudio no considera la Ley de Energías Renovables del año 2008 (ley 20.257) debido a que ésta fue aprobada posterior al año 2006.

4. Modelo a utilizar

4.1 Sistemas SIC-SING

Para el presente estudio, se ha seleccionado trabajar con el modelo de planificación centralizada, MESSAGE, el cual es distribuido por la Agencia Internacional Atómica, poniendo énfasis en lo que respecta a la confiabilidad de los resultados obtenidos (este *software* ha sido utilizado en estudios nacionales e internacionales previos), como también en la facilidad de trabajo que plantea la licencia de este modelo para el equipo consultor.

El modelo de planificación centralizada resuelve un problema de optimización cuya función objetivo minimiza los costos de inversión, operación y falla, y el cual está sujeto a un conjunto de restricciones operacionales (límites de operación de las centrales, balance de demanda, etc.). La

solución del problema entrega como resultado la expansión del parque generador y la energía generada por los distintos tipos de tecnologías o combustibles (carbón, GNL, hidráulica, etc.). Cabe señalar que el modelo no es capaz de reflejar elementos de competencia imperfecta (información asimétrica, riesgos específicos del negocio, poder de mercado, etc.), sin embargo, los resultados son indicativos de una asignación racional/económica de los recursos.

En este estudio, la expansión del parque generador no considerara los ingresos de las centrales por concepto de pago por potencia. Asimismo, no se realizaron análisis de sensibilidad con respecto a potenciales atrasos de proyectos, tanto para aquellos que estaban en construcción hacia el año 2006, como para aquellos cuya fecha de entrada fue obtenida por el modelo.

4.2 Sistemas Aysén y Magallanes

El caso de los sistemas medianos de Aysén y Magallanes utilizó una metodología diferenciada para definir su expansión para el período 2007-2050. Dadas las condiciones limitadas de accesibilidad y tamaño de las unidades de generación, lo que busca esta metodología es mantener la misma proporción en la capacidad instalada por tecnología, al mismo tiempo que se mantiene la proporción en la energía generada, también de acuerdo a las distintas tecnologías.

5. Supuestos y parámetros de entrada del modelo

5.1 Centrales y situación del GNL

Las centrales de generación en operación hacia el año 2006 se han modelado utilizando como fuente principal de información los Informes de Precio Nudo de octubre del año 2006. En el mismo documento, se detalla la situación del gas natural en el país, una calendarización de la disponibilidad de gas para cada central, y el plan de llegada del GNL (terminales GNL Quintero y GNL Magallanes).

5.2 Tecnologías o proyectos considerados

Las tecnologías de expansión consideradas para el SING son:

- Carbón Pulverizado
- Carbón Lecho Fluidizado
- Carbón Supercrítico
- Ciclo Combinado de Gasificación Integrada
- Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento
- Eólica Cordillera
- Solar Térmico por Concentración
- Solar Fotovoltaico

Las tecnologías de expansión consideradas para el SIC son:

- Eólica Costera
- Biomasa
- Geotérmica
- Mini Hidráulica
- Hidráulica de Pasada
- Embalse (Hidroaysén)
- GNL para Ciclo Combinado
- Carbón Pulverizado
- Carbón Lecho Fluidizado
- Carbón Supercrítico
- Ciclo Combinado de Gasificación Integrada
- Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento
- Solar Térmico por Concentración
- Solar Fotovoltaico
- Nuclear

Adicionalmente, se realizó un levantamiento de información de los proyectos en evaluación asociadas a cada una de estas tecnologías hacia diciembre de 2006. Para aquellos proyectos que estaban en construcción, se forzó la fecha de entrada de acuerdo a lo informado en el Informe de Precio de Nudo de 2006. Para el resto de los proyectos, el problema de optimización es el que entrega la entrada óptima en operación de cada una de las tecnologías.

5.3 Costos de Inversión y Operación

Los costos de inversión y operación no asociados a uso de combustible se obtuvieron a partir de las proyecciones disponibles en fuentes internacionales, principalmente de la Agencia Internacional de Energía (“Energy Technology Perspectives” y “World Energy Outlook”), y de información local como lo son los Informes de Precio Nudo y declaraciones de impacto ambiental. El cruce de esta información permite realizar la proyección de costos a nivel nacional considerando las tasas de variación de los costos inferidas de las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía en su estudio “Energy Technology Perspectives”.

Para los costos de variables asociados a uso de combustibles, se utilizaron las proyecciones del equipo MAPS para costos de combustibles. Los consumos específicos se obtuvieron del informe de Precio de Nudo de Octubre de 2006.

La siguiente tabla muestra los costos de inversión considerados para los años 2007, 2030 y 2050 (en el anexo de este estudio se encuentra la serie completa).

Año	2007	2030	2050	Proyección
Eólico on-shore	1465	1262	1225	IEA
Eólico off-shore	2841	2447	2303	IEA
Solar PV	5229	2155	1560	IEA
Solar CSP	3053	2592	2448	IEA
Geotermia	4564	4051	3926	IEA
Mareomotriz	4101	3181	2892	IEA
Nuclear	2500	2500	2500	IEA*
Hidro Pasada	1428	1269	1154	IEA*
Embalse	1000	1000	1000	IEA*
Carbón PC	1400	1190	1000	IEA*
Carbon (CFB)	1750	1190	1000	IEA*
CCS*	2202	1934	1625	IEA*
Carbon CCIG	1737	1488	1250	IEA*
Carbon SCPC	1610	1378	1158	IEA*
GNL CC	586	506	500	IEA*
Diesel	370	370	370	*
Biomasa	1737	1438	1362	IEA

Nota: Las proyecciones marcadas con un asterisco no están completamente identificadas en los documentos de la IEA.

5.4 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica no es un producto propio del presente trabajo, sino que es un resultado del trabajo de los demás estudios sectoriales del proyecto MAPS que se desarrollaron en forma paralela a éste (sectores minería y otras industrias, CPR y transporte). En total se consideraron 5 proyecciones de demanda eléctrica, una para cada escenario de PIB nacional (pesimista, medio bajo, medio alto, optimista y referencia).

Los resultados de proyección de demanda muestran que para el SING no se observa una gran diferencia de la demanda eléctrica al año 2030 entre los escenarios de PIB pesimista y optimista. Lo anterior se explica porque el modelo utilizado para proyectar la demanda del sector minería del cobre no considera como *driver* el PIB nacional (para más detalles ver estudio del sector minería y otras industrias). Las diferencias en la demanda para los distintos escenarios de PIB son mucho más importantes en el SIC, obteniendo una variabilidad de prácticamente del doble al año 2030, entre los escenarios pesimista y optimista, con valores de aproximadamente 111.000 y 208.000 GWh, respectivamente.

Cabe destacar que los resultados de proyección de emisiones de GEI este estudio consideran la demanda eléctrica entregada por la contraparte técnica en marzo de 2013. Posterior a esa fecha,

la demanda eléctrica proyectada por los otros estudios sectoriales fue actualizada. Dichos cambios no se ven reflejados en este estudio debido a los plazos disponibles para finalizar esta consultoría.

Por último, es importante recordar la proyección de la Línea Base o Crecimiento Sin Restricciones no considera medidas de mitigación aprobadas posterior al año 2006. En este sentido, cualquier meta de eficiencia energética que se analice en las fases siguientes del proyecto MAPS-Chile, afectarán de manera indirecta la generación eléctrica y sus emisiones asociadas.

5.5 Modelación Hídrica

A partir de la serie hidrológica histórica se crearon 5 series distintas para representar la secuencia hidrológica del horizonte 2007-2030. Para cada una de esas series hidrológicas se obtuvo un plan de expansión distinto. Llámese E1 al plan de expansión obtenido para la serie S1, E2 al plan de expansión obtenido para la serie S2, y así sucesivamente. De manera exógena se evaluó en las otras secuencias hidrológicas la operación del sistema considerando el plan de expansión obtenido para una secuencia hidrológica determinada. Por ejemplo, la operación del sistema con el plan E1 fue evaluado considerando las series S2, S3, S4 y S5. El plan de expansión óptimo seleccionado es aquel que minimiza el valor esperado de los costos de inversión, operación y falla considerando las 5 secuencias hidrológicas.

Las series hidrológicas seleccionadas fueron denominadas HS (hidrología seca), HMS (hidrología media seca), HM (hidrología media), HMH (hidrología media húmeda) y HH (hidrología húmeda), según el total de caudales afluentes para dichas secuencias.

La generación máxima de las centrales hidroeléctricas (excepto las centrales El Toro y Abanico) fue modulada considerando un factor de planta variable año a año, de acuerdo a la secuencia hidrológica definida anteriormente. Las centrales El Toro y Abanico tuvieron un tratamiento diferenciado. Estas centrales fueron modeladas como embalse, considerando un límite de capacidad máxima y mínima para el lago Laja.

5.6 Transmisión, distribución y consumos propios.

Las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución se estimaron como un porcentaje de la demanda. El porcentaje seleccionado se obtuvo a partir del análisis de la información histórica de las pérdidas en los sistemas entre los años 2000 y 2006. Este porcentaje se supuso que se mantiene constante para el horizonte de evaluación. Para los consumos propios, se utilizó información de cada central generadora, como un porcentaje de la producción destinada a este ítem.

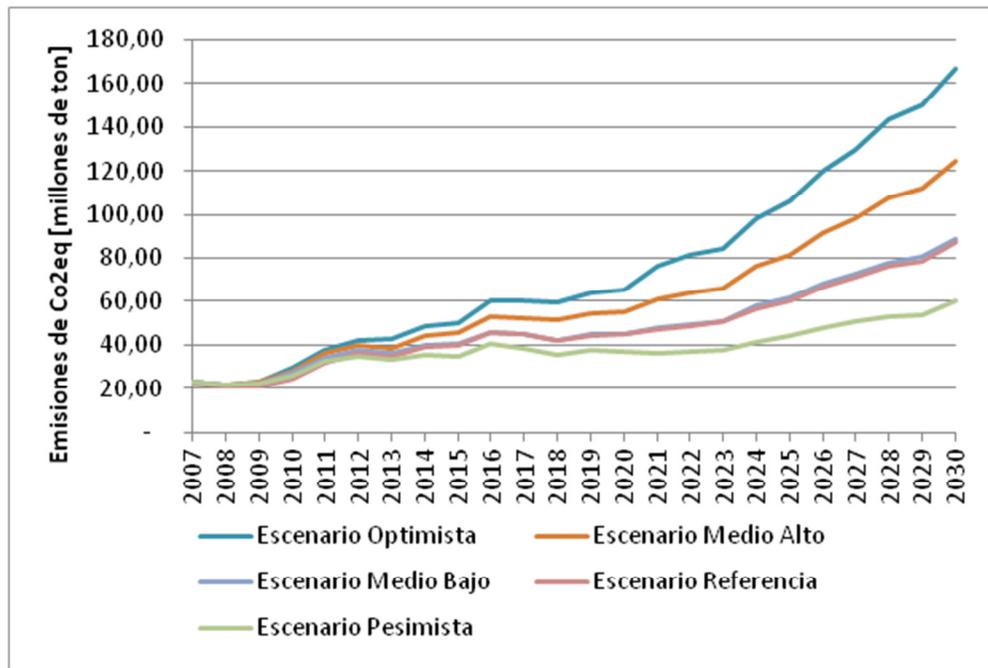
La interconexión SIC-SING se propone a partir del año 2020, fecha que es discutida y acordada por el Grupo de Construcción de Escenarios¹.

5.7 Asignación de Emisiones

Para la asignación de emisiones, se generó una base de datos con los consumos específicos de cada central generadora. Luego, a partir de los consumos específicos, la generación proyectada por central y los factores de emisión según las guías IPCC 2006, se obtuvo las emisiones generadas por central.

6. Resultados

El siguiente gráfico muestra las emisiones a nivel nacional para los distintos escenarios de PIB.

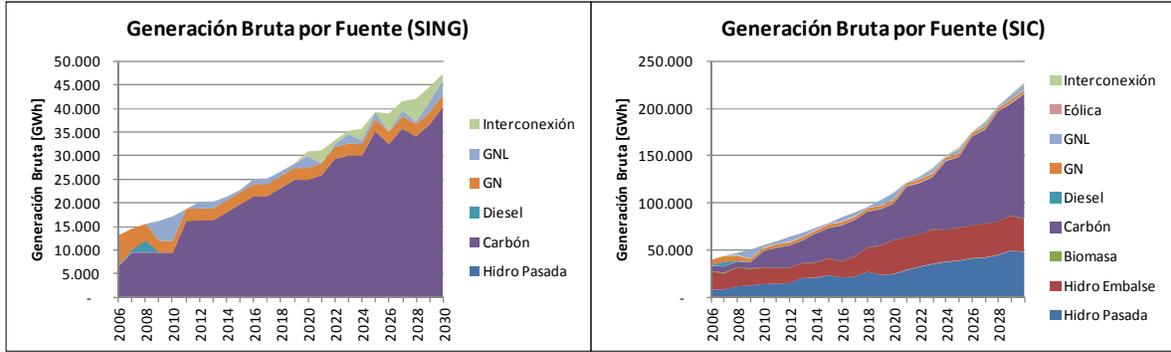


¹ Cabe señalar que esta fecha es referencial ya que no existía a la fecha (2006) antecedentes concretos que permitieran definirla con exactitud.

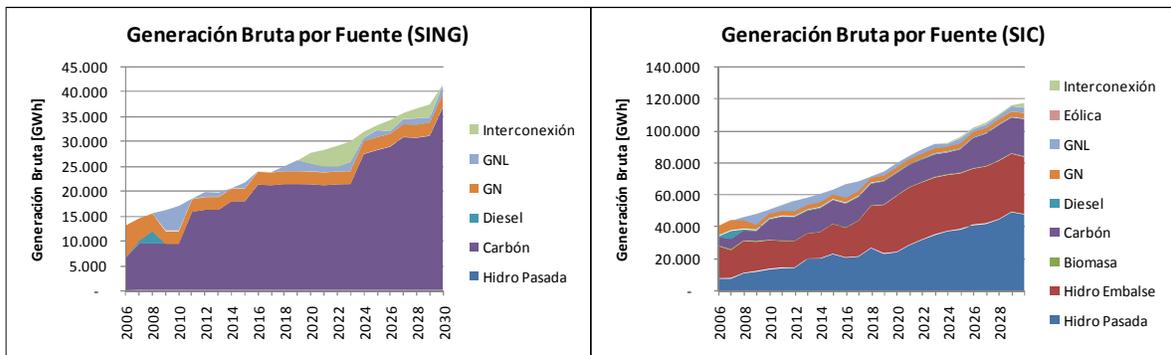
La siguiente tabla muestra la proyección de emisiones por sistema, y para cada escenario de PIB.

		SING					SIC					Aysén	Magallanes			Total Nacional
		Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Diesel	Diesel	GN	Total	
Escenario Optimista	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,01	6,30	3,42	3,03	-	12,75	0,02	0,01	0,13	0,14	22,9
	2010	8,70	-	-	1,95	10,65	15,81	0,51	1,18	1,41	18,91	0,01	0,01	0,16	0,17	29,7
	2015	18,18	-	-	0,18	18,36	29,52	0,51	1,18	0,56	31,77	0,02	0,01	0,23	0,24	50,4
	2020	22,93	-	-	0,93	23,86	35,57	0,51	1,18	3,85	41,11	0,03	0,01	0,34	0,35	65,3
	2025	32,41	-	-	0,54	32,95	68,97	0,51	1,18	2,26	72,92	0,06	0,01	0,51	0,52	106,5
	2030	37,15	-	-	1,15	38,30	122,39	0,51	1,19	3,44	127,53	0,13	0,02	0,74	0,76	166,7
Escenario Medio	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,00	6,30	3,44	3,03	-	12,77	0,02	0,01	0,12	0,12	22,9
	2010	8,70	-	-	1,92	10,62	13,83	0,51	1,18	1,75	17,27	0,01	0,01	0,14	0,15	28,0
	2015	18,18	-	-	0,06	18,24	25,33	0,51	1,18	0,23	27,25	0,02	0,01	0,20	0,21	45,7
	2020	21,34	-	-	0,72	22,07	27,66	0,51	1,18	2,66	32,02	0,04	0,01	0,29	0,30	54,4
	2025	29,25	-	-	0,57	29,82	47,33	0,51	1,18	2,39	51,41	0,06	0,01	0,41	0,42	81,7
	2030	37,15	-	-	0,79	37,94	81,01	0,51	1,18	2,78	85,48	0,11	0,01	0,53	0,54	124,1
Escenario Bajo	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,00	6,30	3,43	3,03	-	12,76	0,02	0,01	0,12	0,12	22,9
	2010	8,70	-	-	1,90	10,59	13,83	0,51	1,18	1,41	16,93	0,01	0,01	0,14	0,14	27,7
	2015	17,98	-	-	0,01	17,99	19,76	0,51	1,18	0,77	22,22	0,02	0,01	0,18	0,19	40,4
	2020	19,76	-	-	0,73	20,49	19,76	0,51	1,18	2,51	23,96	0,02	0,01	0,25	0,25	44,7
	2025	29,25	-	-	0,53	29,78	27,57	0,51	1,18	2,11	31,38	0,05	0,01	0,33	0,34	61,5
	2030	33,99	-	-	0,80	34,79	49,40	0,51	1,18	2,30	53,39	0,08	0,01	0,41	0,42	88,7
Escenario Referencia	2007	8,70	0,55	0,73	-	9,98	6,30	3,22	3,03	-	12,55	0,02	0,01	0,11	0,12	22,7
	2010	8,70	-	-	1,83	10,53	9,88	0,51	1,18	2,03	13,60	0,01	0,01	0,13	0,14	24,3
	2015	17,95	-	-	0,01	17,96	19,64	0,51	1,18	0,52	21,84	0,03	0,01	0,19	0,19	40,0
	2020	19,76	-	-	0,60	20,36	19,76	0,51	1,18	2,29	23,74	0,03	0,01	0,25	0,25	44,4
	2025	27,67	-	-	0,56	28,23	27,66	0,51	1,18	2,28	31,63	0,06	0,01	0,32	0,33	60,2
	2030	32,41	-	-	0,71	33,12	49,40	0,51	1,18	2,22	53,31	0,08	0,01	0,40	0,41	86,9
Escenario Pesimista	2007	8,70	0,57	0,73	-	10,00	6,30	3,37	3,03	-	12,70	0,02	0,01	0,13	0,14	22,9
	2010	8,70	-	-	1,87	10,56	11,86	0,51	1,18	1,57	15,12	0,01	0,01	0,15	0,15	25,8
	2015	16,60	-	-	0,43	17,03	13,83	0,51	1,18	1,72	17,24	0,02	0,01	0,18	0,19	34,5
	2020	19,73	-	-	0,61	20,34	13,03	0,51	1,18	1,63	16,34	0,02	0,01	0,23	0,23	36,9
	2025	26,09	-	-	0,53	26,62	13,73	0,51	1,18	1,82	17,24	0,03	0,01	0,29	0,30	44,2
	2030	33,99	-	-	0,69	34,68	21,69	0,51	1,18	2,14	25,52	0,05	0,01	0,36	0,37	60,6

Las siguientes figuras muestran la generación bruta promedio por tipo de tecnología para el SING y SIC, escenario de PIB pesimista y optimista.



GENERACIÓN BRUTA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO OPTIMISTA



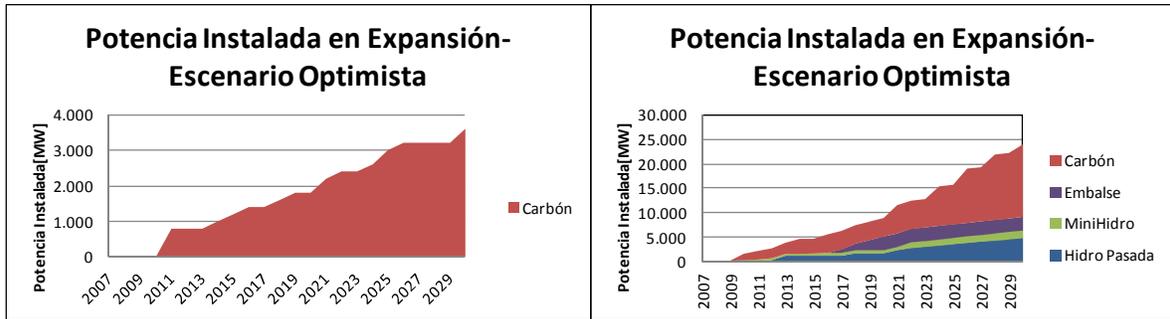
GENERACIÓN BRUTA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO PESIMISTA

De los resultados destaca la participación creciente del carbón para ambos sistemas, como así mismo, la muy baja participación de generación ERNC de carácter variable. Desde el punto de vista de la modelación este resultado tiende a validar el uso del programa MESSAGE, ya que justamente, un punto débil de este software es la modelación adecuada de costos en escenarios de alta penetración ERNC intermitente.

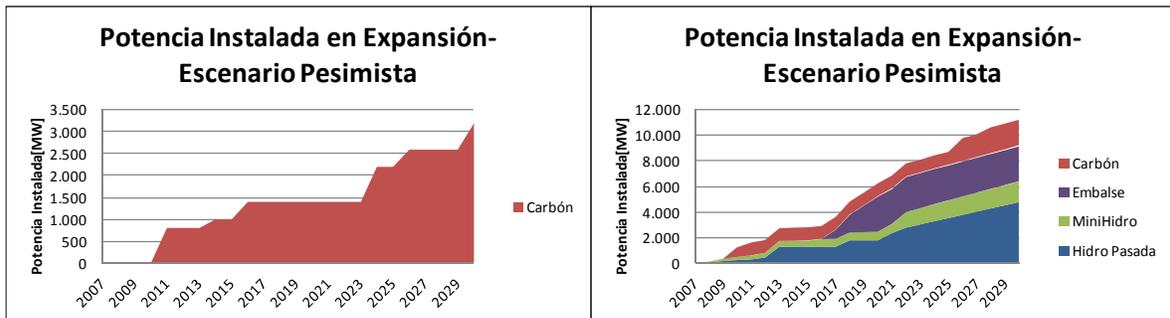
Los resultados de proyección muestran que la generación bruta aumenta año a año producto del aumento de la demanda. Para el periodo de evaluación 2007-2009, sin embargo, se observa que las emisiones nacionales no crecen significativamente. Lo anterior se explica porque el incremento de demanda del año 2008 para el SIC es cubierto por un aumento de la generación hidroeléctrica. Por otra parte, la generación a diesel que se observa en el año 2007 es reemplazada por generación con GNL en el 2008, cuyo factor de emisión es menor en comparación con el factor de emisión del diesel.

Un comportamiento similar se observa a partir de los años 2013 y 2017. En el caso del SIC, la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos en el año 2013 (Alto Maipo y Angostura) y 2017 (Hidroaysén entra en 4 etapas anuales a partir de este año) compensa el incremento de emisiones que se observa en el SING.

Las siguientes figuras muestran la potencia bruta por tipo de tecnología para el SING y SIC, escenario de PIB pesimista y optimista.



POTENCIA INSTALADA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO OPTIMISTA²



POTENCIA INSTALADA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO PESIMISTA

Las diferencias observadas entre los planes de expansión para los escenarios de PIB optimista y pesimista están determinadas principalmente por la potencia instalada de proyectos a carbón. Por este motivo, hacia el año 2030 se observa una diferencia relevante en las emisiones proyectadas entre estos dos escenarios.

² Los gráficos sólo presentan la expansión en potencia instalada, dada por el modelo MESSAGE, por lo cual no muestran la potencia instalada, ni la asociada a los proyectos que se encontraban en construcción hacia fines del año 2006.

En cuanto a la generación con diesel (y la expansión en capacidad instalada con esta tecnología), como se ha mencionado anteriormente, el modelo utilizado el criterio de minimización de los costos de operación del sistema. La crisis del gas natural argentino obliga a generar con motores diesel durante los dos primeros años de proyección (2007 y 2008). En el mediano y largo plazo, la generación diesel prácticamente desaparece, así como su expansión en capacidad instalada es nula.

7. Sensibilidades

Se estudió la sensibilidad ante dos escenarios alternativos. Uno de estos corresponde al escenario A2 de cambio climático (informe IPPC 4), es decir un escenario pesimista, en el que se espera una reducción de las precipitaciones de un 15% en la zona en la que se encuentran instaladas las centrales hidroeléctricas del país. En este escenario hay un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a que aumenta la entrada de centrales termoeléctricas.

Escenario	Emisiones acumuladas [MM Ton CO2 eq]	Aumento emisiones respecto a escenario base
Optimista	4.605	5%
Medio alto	4.425	5%
Medio bajo	3.430	7%
Referencia	3.382	7%
Pesimista	2.347	10%

Un segundo análisis de sensibilidad considera un escenario adicional, en el cual se fuerza la entrada en operación de una central nuclear 1500 MW hacia el año 2025. En este escenario hay una reducción de gases de efecto invernadero, debido a la disminución en la entrada de centrales termoeléctricas y a la existencia de una gran central que no emite gases de efecto invernadero.

Escenario	Emisiones acumuladas [MM Ton CO2 eq]	Reducción emisiones respecto a escenario base
Optimista	4.178	-5%
Medio alto	3.982	-5%
Medio bajo	2.995	-7%
Referencia	2.963	-7%
Pesimista	1.914	-10%

1 INTRODUCCIÓN

El hombre tiene una responsabilidad indiscutible en el cambio climático. La mayor parte del aumento observado de temperatura desde mediados del Siglo XX es atribuible al aumento de las concentraciones de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera originados por actividades humanas, tales como la quema de combustible fósiles, la deforestación y la agricultura.

Específicamente, el consumo energético de las actividades productivas son las que tienen una mayor participación en este aumento de emisiones de GEI y su medición precisa es el primer paso para establecer los mejores mecanismos de mitigación de estas emisiones.

El origen de la iniciativa MAPS (Mitigation Action Plans and Scenarios, por sus siglas en inglés) se remonta al proyecto “Escenarios de Mitigación de Largo Plazo” desarrollado en Sudáfrica entre 2005 y 2008. El proyecto resultó en un conjunto de escenarios de mitigación de emisiones para orientar las decisiones y contribuir a una postura del país frente a las negociaciones internacionales que se llevarían a cabo en Copenhague. Fruto de positivas evaluaciones nacionales e internacionales del proceso y de los resultados del proyecto, el año 2010 surgió la iniciativa MAPS.

MAPS es un programa de trabajo para apoyar a países en desarrollo a elaborar planes que sean compatibles con los desafíos climáticos asociados al cambio global.

Es una iniciativa sudafricana liderada por el Centro de Investigación en Energía de la Universidad de Ciudad del Cabo con la colaboración del Centro *SouthSouthNorth*, y con el financiamiento de la Fundación del Fondo de Inversiones de la Niñez (*Children’s Investment Fund Foundation*, CIFF). Actualmente se desarrollan proyectos MAPS en Colombia, Perú, Brasil y Chile.

Si bien Chile tiene una participación muy menor en las emisiones globales de gases efecto invernadero (GEI) (aproximadamente un 0,2%), las emisiones nacionales han experimentado un crecimiento significativo (232% en el período 1990-2006).

Conscientes de la relevancia del cambio climático y de las necesidades y oportunidades que surgen a partir de su mitigación, el país comunicó en Copenhague el compromiso voluntario de implementar acciones de mitigación de modo de lograr una reducción de 20% por debajo de su trayectoria de emisiones de línea base al 2020, proyectadas desde el año base 2007.

Si bien en el país se han realizado iniciativas tendientes a identificar, cuantificar y proyectar las emisiones nacionales de algunos sectores específicos, no ha habido una iniciativa que integre y consolide información de los diversos sectores (actual y proyectada), genere escenarios plausibles en el largo plazo, transforme los escenarios en posibles acciones de mitigación, y cuente con el respaldo de la mejor ciencia disponible, bajo un proceso participativo (con actores interesados del sector público, privado, academia, y de organizaciones no-gubernamentales) facilitado profesionalmente. Esto es lo que el proyecto MAPS-Chile busca realizar.

El proyecto MAPS-Chile es dirigido por un Comité Interministerial en el que participan representantes de los Ministerios de: Relaciones Exteriores, Hacienda, Transportes y Telecomunicaciones, Agricultura, Energía, Minería y Medio Ambiente; este último actúa como Secretaría Ejecutiva del proyecto. Las actividades y decisiones sobre investigación son coordinadas por Rodrigo Palma (U. de Chile) y José Miguel Sánchez (Pontificia U. Católica). Se espera que la investigación la realicen grupos diversos según procesos de licitación competitivos que se definirán en el transcurso del proyecto (tal como el presente proceso de licitación). El proceso participativo es liderado por Hernán Blanco. La gestión administrativa del proyecto la realiza el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). El proceso participativo considera la implementación de un Grupo de Construcción de Escenarios (GCE) y de Grupos Técnicos de Trabajo. El GCE está compuesto por un conjunto de expertos que acompañarán el proyecto y definirán un conjunto de escenarios y opciones de mitigación (no vinculantes) para acciones futuras y que sirven como apoyo para las decisiones sobre políticas y enfoques de planificación.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVOS GENERALES

Proyectar las emisiones de GEI para el sector de Generación y Transporte de Electricidad a nivel nacional para el escenario Línea Base 2007 o Crecimiento sin restricciones, en el horizonte de evaluación 2007-2050, considerando como año de inicio el año 2007 y detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Disponer de un modelo validado en común acuerdo con la contraparte técnica para representar y simular el sector específico.
- 2) Asegurar la coherencia de los modelos propuestos y de los datos básicos utilizados, con aquellos utilizados en los otros sectores modelados. En particular, se deberá utilizar la demanda de energía eléctrica generada a partir de los otros sectores modelados para ajustar los valores finales de la oferta de energía eléctrica.
- 3) Conocer la información disponible y respaldada, que representen las emisiones del año 2007 y los parámetros requeridos para la proyección del escenario Línea Base o Crecimiento sin Restricciones (CSR).
- 4) Completar los vacíos que deje la información disponible a 2007, con información adicional validada por la contraparte técnica, de manera de proyectar adecuadamente el escenario Línea Base o CSR. Se requiere especificar los supuestos considerados para las principales variables en base a la información adicional.
- 5) Proyectar las emisiones de GEI para el escenario Línea Base o CSR a nivel nacional, con un horizonte de evaluación 2007-2050, detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.
- 6) A partir de los datos de generación eléctrica real del periodo comprendido entre el año 2007 y 2011, estimar las emisiones reales para ese periodo de evaluación. Explicar las diferencias observadas en relación a la proyección del escenario Línea Base o CSR.

3 VISION DEL DESARROLLO ENERGÉTICO A FINES DEL 2006

Con el fin de proyectar las emisiones de GEI en el periodo 2007-2050, se realizará una proyección a partir de datos reales a nivel nacional, a partir de la visión que se tenía a finales del año 2006, y así elaborar la matriz eléctrica y cómo ésta podría proyectarse en los siguientes años.

3.1 DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL

La crisis de abastecimiento de gas natural (GN) provocó un punto de inflexión mayor en el debate público acerca del desarrollo energético de Chile. En efecto, en el año 2004 éste representó 36% de la generación eléctrica en Chile y se preveía que la dependencia respecto de este combustible superaría largamente el 40%.

En el año 2003, la CNE señaló que el GN no sólo estaba representando un porcentaje elevado y creciente de la matriz energética primaria sino que su importancia continuaría aumentando, pasando de un 19% en el año 2001 a un 33% en el año 2008.

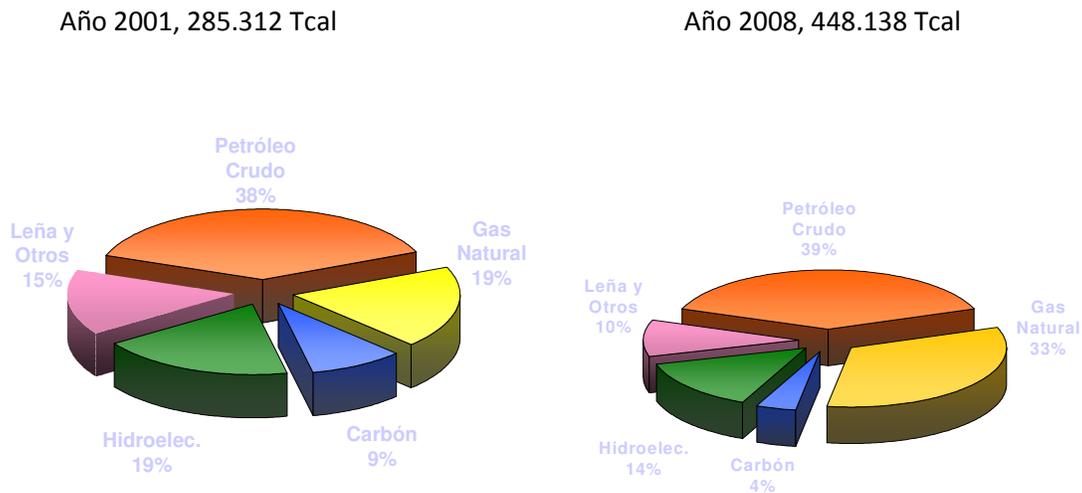


FIGURA 3.1: MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA DE CHILE

Fuente: Vivianne Blanlot- CNE, mayo 2003

Sin embargo, estas expectativas se vieron frustradas a partir del año 2004 cuando empiezan las restricciones en el abastecimiento de GN desde Argentina, para alcanzar en el 2007, prácticamente un 100% de los compromisos de aprovisionamiento. El gráfico que se presenta a continuación da cuenta de esta situación.

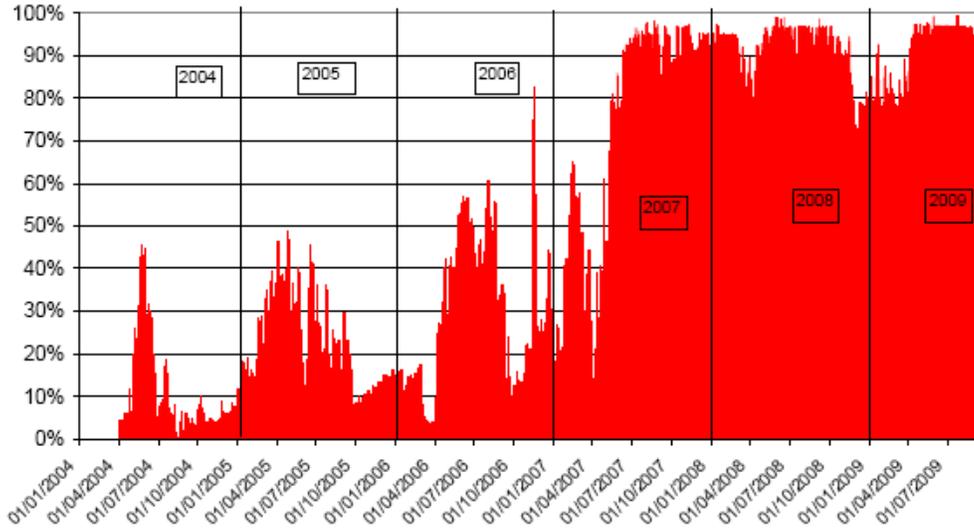


FIGURA 3.2: RESTRICCIONES DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL (EN % DE LOS REQUERIMIENTOS NORMALES)

Fuente: Página web de la CNE

No deja de extrañar que esta situación haya sorprendido a las autoridades nacionales ya que la Fundación Bariloche había advertido que la crisis del GN era inminente, como fuera planteado por los investigadores Lahsen, Rojas y Román en distintos seminarios. El gráfico siguiente ilustra lo planteado

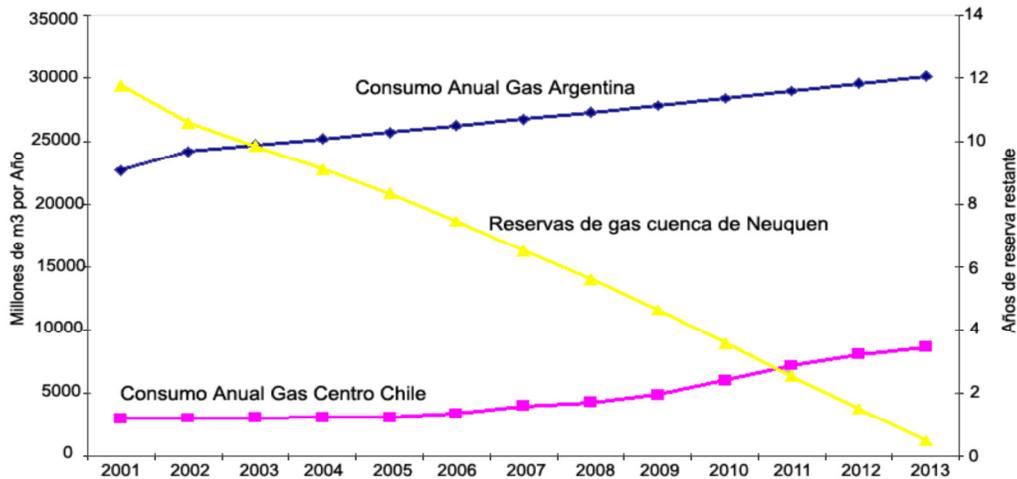


FIGURA 3.3: PROYECCIÓN DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL PARA LA ZONA CENTRAL DE CHILE, TALLER UE, 2003

Fuente: A. Lahsen, J. Rojas, R. Román

La restricción de los despachos de GN desde Argentina produjo un punto de inflexión en el debate público, reconociéndose que existía un problema energético y que la dependencia tenía un costo elevado. A lo anterior se agrega la convicción en amplios sectores que el ciclo de la energía barata se había terminado y que la tendencia sería a disponer de un abastecimiento energético cuyo costo sería creciente. El informe de precios de nudo del SIC para octubre de 2006 así lo demostraba.

3.2 NUEVAS INSTITUCIONES

El punto de inflexión en la política energética se hace patente. Las autoridades de la época aceptan la existencia de barreras que impiden la adecuada asignación de recursos por parte del mercado, y es así como en enero del 2005 se crea el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) que inicia esfuerzos sistemáticos destinados a ampliar el conocimiento de cómo se usa la energía en Chile y a detectar los potenciales económicos y alcanzables de Eficiencia Energética (EE). En colaboración con CORFO y distintos Ministerios se establecen líneas de financiamiento de estudios de preinversión y de financiamiento de inversiones en EE en la industria, se desarrollan metodologías para introducir la EE en el diseño de edificios y selección de equipos en los proyectos del Ministerio de Obras Públicas, se elaboran y ponen en marcha programas para el reacondicionamiento de viviendas existentes (en el marco de una colaboración con el Ministerio de la Vivienda).

En lo que respecta a la promoción de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) se dicta la ley 19.940 que apunta a facilitar el acceso a las redes de distribución de proyectos de menos de 9 MW al mercado de generación y se las exime de peaje en redes troncales (totalmente para menos de 9 MW y parcialmente entre 9 MW y 20 MW). Se modifica la Ley de concesiones geotérmicas para simplificar el otorgamiento de concesiones y reducir especulación en las éstas.

Los hitos señalados tienen su origen en los años 90 y comienzo del presente siglo. En efecto, grupos universitarios y organismos no gubernamentales inician estudios y desarrollan propuestas destinadas a introducir con fuerza la EE y las ERNC en la política energética chilena, iniciativas que no tienen acogida por parte de las autoridades de la época, pero que permearon con fuerza creciente distintos sectores de la sociedad y se tradujeron en acciones aisladas por parte de actores del sector privado y las bases de una institucionalidad que se empieza a construir a mediados de los 2000's. Al respecto cabe destacar, sin la pretensión de ser exhaustivos, un conjunto de estudios llevados a cabo por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile, la Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, el Profesor Alfredo Lahsen de la Universidad de Chile y GAMMA Ingenieros.

A modo de ejemplo se incluyen estudios tales como: "Gestión Eficiente del Uso de la Energía en la Municipalidad de Conchalí", realizado para la I. Municipalidad de Conchalí, 1990; "Alternativas No Tradicionales para Satisfacción de la Demanda Eléctrica en el SIC", financiado por Electrowatt Ingenieros Consultores (Chile) S.A., 1994-95; "Mecanismos de Inversión para el Ahorro de Energía: La Incorporación de Equipos Eléctricos Eficientes en la Minería del Cobre". Realizado para CODELCO-CHILE, 1999-2000; "Proceso de Implementación del Proyecto de Uso Eficiente de la Energía en CODELCO-CHILE", realizado para CODELCO-CHILE, 2000; "Bases para un Marco Regulatorio del Uso Eficiente de la Energía en Chile", realizado para la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2000; "Asesoría Técnica a CODELCO-CHILE para el Desarrollo de un Software Internacional destinado a la Promoción y Selección de Motores Eléctricos Eficientes", 2001; "Uso de motores eficientes y su aplicación en Radomiro Tomic". Preparado para la División Radomiro Tomic de CODELCO-CHILE, 2001; "Energía Geotermoeléctrica una decisión postergada", revista Ciencia y Tecnología, CONICYT, 2004 "; "Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile", realizado para CNE, 2004; "Guías Técnicas para el Instrumento de Preinversión en Eficiencia Energética" en el contexto del Programa Tecnológico de CORFO y realizado para el Programa País de Eficiencia Energética, Febrero 2006; "Programa de consumidores inteligentes: Uso Eficiente de la Energía en edificios de departamentos", realizado para METROGAS S. A., 2006; "Estudios del recurso eólico", realizados para CORFO y CNE, 2001-2005.

La postura oficial en esa época se puede desprender de la estructura del nuevo parque generador considerado en el Informe de Precio de Nudo de la CNE para octubre del 2006. Basta con considerar el caso del SIC para desprender hacia a donde apunta dicha postura. Es así como ella evoluciona desde una tendencia explícita a favor del GN a una estructura más diversificada que incluye -además de la hidroelectricidad y el carbón- el GNL, Energía Eólica, Biomasa y Geotermia. Considerando las centrales en construcción y las propuestas, se estima para el SIC aproximadamente la instalación de 3.500 MW en centrales GNCC (aunque muchas de ellas partan en ciclo abierto y petróleo diesel) y el carbón aparece claramente como una segunda opción, situación que se revierte a partir del año 2006, cuando las centrales a carbón desplazan al GNL y se transforman en “la opción” energética.

3.3 FECHA DE ENTRADA TERMINALES DE GNL.

La crisis en el suministro de gas natural desde Argentina provocó cambios en el enfoque de política pública, que se tradujeron en algunos casos en una intervención del Estado en el mercado. Uno de los casos más emblemáticos fue la participación de dos empresas del Estado en el desarrollo de los proyectos y ulterior inversión en los terminales de almacenamiento y regasificación del gas natural licuado (GNL), la ENAP en el terminal de Quinteros (responsabilidad asignada en el 2004) y CODELCO en el terminal de Mejillones. El año 2006, el Presidente Lagos encarga a CODELCO la promoción de esta iniciativa y en el 2007 se constituye la sociedad GNL Mejillones con GDF Suez. Si bien la materialización de los proyectos ocurre después del 2007, los esfuerzos que apuntaban a la introducción del GNL en Chile se inician mucho antes. De hecho, los estudios preliminares, estudios de factibilidad, bases para la constitución de las sociedades anónimas venían desarrollándose desde antes de esa fecha.

El terminal de Quinteros fue concebido para procesar y distribuir en punta 15 millones de m³/día de GNL con una ampliación prevista a 20 millones de m³/día. A su vez el terminal de Mejillones fue proyectado para alcanzar una capacidad máxima de 5,5 millones de m³/día. En relación a la zona sur (Magallanes), se seguiría operando con GN, en base al gasoducto argentino y la producción nacional.

3.3.1 TERMINALES DE GNL EN EL SING

La planta regasificadora de GNL Mejillones, presenta, entre otros beneficios, respaldo a las actuales centrales de ciclo combinado. A partir de la información disponible, se considera que el

GNL esté disponible en el SING de acuerdo a dos etapas. Según lo indicado en el Informe de precios nudo fijación octubre del año 2006 para el SING. La primera etapa –transitoria- se iniciaría en enero de 2009 y finalizaría en diciembre de 2009, en tanto que la segunda etapa –definitiva- se iniciaría en enero de 2010.

3.3.2 TERMINALES DE GNL EN EL SIC.

Para la planta regasificadora de Quintero, se consideró, a partir de la información disponible, que estaría en operación el segundo semestre de 2008, lo que permite recomendar a partir de esta fecha centrales a gas natural licuado tanto en ciclo combinado como abierto³.

La capacidad de la planta regasificadora se encontraría comprometida por tercios entre cada uno de sus promotores (Metrogas, ENAP y ENDESA). Entre los promotores, sólo ENDESA aseguraba un porcentaje continuo de GNL mediante contrato directo para abastecer a sus centrales: Quintero, San Isidro I y II.

³ En la sección actual se presenta una “visión general del sector”. Un mayor detalle de las variables técnicas relevantes, se encuentra en el punto 6.3.

4 LEVANTAMIENTO Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

En el presente punto, se realizó una revisión y análisis crítico de la bibliografía disponible a la fecha, que aborde puntos relevantes para el presente estudio. En este sentido, también se hizo un análisis crítico de la información entregada por cada fuente. El listado de documentos revisados es el siguiente:

- Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) [1]
- “Chile necesita una gran reforma energética” [2]
- “Co-beneficios de la mitigación de GEI” [3]
- “Implementación del Modelo LEAP” [4]
- “Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía” [5]
- “Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros” [6]
- “Mitigando el cambio climático” [7]
- “Escenarios energéticos” [8]
- “Proyección de la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía, años 2000-2025” [9]
- “Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en Chile 2007-2030 y opciones de mitigación” [10]
- “World Energy Model” (WEM) [11]
- Australia’s emissions projections [12]
- “Department of Energy and Climate Change, United Kingdom. 2050 Pathways Analysis.” [13]
- “Análisis técnico y económico de una interconexión SING SIC” [14]

Dada la extensión de la revisión y análisis de estos documentos, se ha dejado los resultados del presente punto en el Anexo 1.

5 REVISIÓN SOBRE MODELOS NACIONALES E INTERNACIONALES DE PROYECCIÓN DE EMISIONES DISPONIBLES A 2012

Para el presente capítulo, se hizo un levantamiento de información acerca de modelos de planificación centralizada de modelación del parque generador de largo plazo. De acuerdo con los modelos revisados, se presenta una clasificación de los mismos de acuerdo a la escala de tiempo aplicada a cada uno de ellos y el alcance temático para el cual fueron diseñados. Se distingue entonces modelos aplicables a planificación de largo plazo y decisión de inversión, entre los que sobresalen: MESSAGE, Markal, OptGen, PET, GEM, LT Plan y Super Olade. Se observa que en estos últimos la escala temporal objetivo de aplicación es de 10 años o más. Circunscrito un poco más a la evaluación de proyectos sobresalen las herramientas de coordinación hidrotérmica, en el ámbito nacional se identifican el PLP y OSE 2000 mientras que de aplicación internacional se distinguen el SDDP, Plexos MT y EMPS/Samlast. Estas últimas herramientas suelen tener como unidad temporal básica el mes o semana y son aplicables en escala anual de 1 a 10 años.

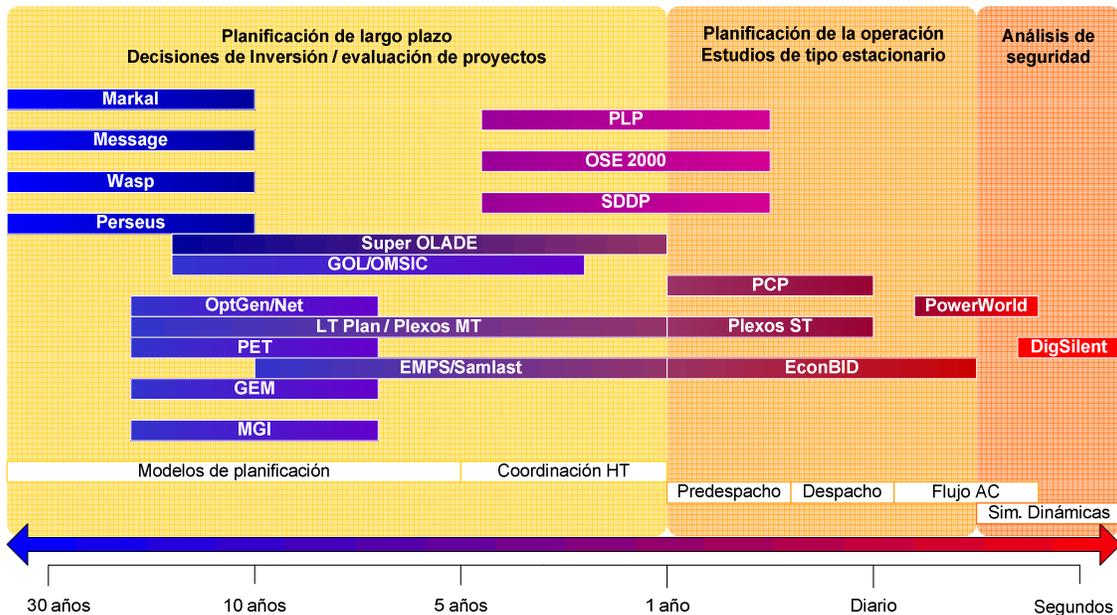


FIGURA 5.1: HORIZONTES DE ANÁLISIS TÍPICOS PARA CADA MODELO.

Fuente: Modelos de planificación energética, CNE 2009

La información presentada en la gráfica anterior debe tomarse sólo como una referencia, pues no implica necesariamente que estos modelos no puedan ser utilizados en otros horizontes de tiempo.

En lo que refiere a la planificación de la operación, generalmente estudios de rango temporal de diario al año, se distinguen tres ámbitos de aplicación: predespacho, despacho y flujos de potencia AC. Respecto del predespacho, las herramientas identificadas son PCP y Plexos ST; y en análisis de despacho horario PCP y EconBID. Seguido a lo anterior, la herramienta de análisis estacionario más usada es el flujo de potencia AC que permite evaluar condiciones particulares de operación de un sistema.

Finalizando, se encuentran los análisis de seguridad del sistema, para el ámbito de segundos en donde se aplican simulaciones dinámicas y se observa la respuesta del sistema ante diferentes tipos de contingencias. La herramienta de mayor uso para este tipo de estudios en el ámbito nacional es PowerFactory DIgSilent.

La Tabla 4.2 resume el análisis de modelos de acuerdo a los criterios y clasificación con la metodología.

TABLA 5.1: INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL MODELO

	MESSAGE	LEAP	PET	MARKAL	SDDP	PLP	OSE2000	Plexos
Desarrollador	IIASA	SEI	Ignacio Alarcón (Chile)	IEA-ETSAP	PSRI	Colbún	KAS Ingeniería	Energy Exemplar
Ámbito de aplicación	Energético	Energético	Eléctrico	Energético	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
Tratamiento de incertidumbre	No	No	Si	No	Si	Si	Si	Si
Intuitividad de la Interfaz	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Baja	Alta
Optimizador	Propia/Cplex	OSEMOSYS	Cplex/EXPRESS	S/I	S/I	Cplex, OSL	Cplex, OSL	Express, Cplex, Mosek
Tiempo ejecución⁴	Minutos/Horas	Minutos/Horas	Horas	S/I	S/I	Horas	Horas	Horas
Documentación	Extensa	Extensa	Baja	Media	Extensa	Baja	Baja	Extensa
Licencia	Libre	Libre	Pagada	Pagada	Pagada	Pagada	Pagada	Pagada
Hidrología	Determinística	Determinística	Estocástica	Determinística	Estocástica	Estocástica	Estocástica	Estocástica
Sistema de transmisión	Uninodal	Uninodal	Multinodal	Uninodal	Multinodal	Multinodal	Multinodal	Multinodal
Calculo de costo marginal	Anual	No	Por bloques	No	Si	Si	Si	Si
Tasa de indisponibilidad	Si	No	Si	No	No	Si	Si	Si
Rentabilidad de proyectos	No	No	No	No	S/I	Implícita	Implícita	Si

(*) S/I = Sin Información

⁴ El tiempo de ejecución dependen de la complejidad del modelo, el tamaño del caso en que fueron evaluados, criterios de convergencia, etc., por lo que esta comparación puede no ser igualitaria.

5.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS APTOS PARA EL PRESENTE PROYECTO

En base al análisis por cada uno de los modelos presentados anteriormente, con miras al presente proyecto a desarrollar, se han considerado para cada uno de ellos aspectos tales como:

- Área de trabajo
- Requerimientos de información
- Resultados obtenidos
- Accesibilidad a cada uno de estos modelos

En base a estos aspectos, se ha realizado un primer filtro, para lo cual, a juicio del equipo consultor, los programas más apropiados para la presente tarea son⁵:

- MESSAGE
- PET

Para un mejor contraste en los beneficios y limitaciones de cada uno de estos modelos, se ha procedido, en conjunto con grupos de expertos en ambos programas de simulación, a construir una tabla comparativa de ambos modelos, de acuerdo a una serie de preguntas realizadas por el equipo consultor, que abordan diferentes temáticas que apuntan a la finalidad del presente trabajo, y los resultados que se desean obtener de éste.

Aspecto del Trabajo	Tema	PET	MESSAGE
Aspectos básicos de modelación	¿El modelo presenta límites en cuanto al horizonte de modelación, tanto en mínimo como su máximo?	No tiene límites.	No tiene límites.
	¿Cuál es el bloque mínimo de carga de datos para modelación de recursos? (Día, noche, mensual, por estación, horaria)	El mínimo sería un bloque horario.	El mínimo sería un bloque horario.
	¿Cómo se modela la demanda? (curva de carga)	A cada bloque definido se le asigna un valor de demanda.	A cada bloque definido se le asigna un valor de demanda.

⁵ También se había considerado en alguna etapa trabajar con LEAP, dada su interfaz intuitiva, y su posibilidad de una fácil conexión para ser una plataforma común con los resultados obtenidos de los demás sectores bajo estudio. Sin embargo, la funcionalidad de optimización requerida para el presente trabajo se encuentra en etapa de desarrollo, no permitiendo garantizar la calidad de resultados requeridos.

	¿Permite el manejo del margen de reserva?	Sí.	Sí.
	¿Cuál es la resolución de los resultados del modelo? (anuales, mensuales, horarios)	Las salidas se pueden presentar anuales, trimestrales, o por bloques.	Las salidas se pueden presentar anuales, o por bloques.
	¿El modelo permite sensibilizar respecto a factores económicos? (Tasa de descuento, PIB)	El PIB podría afectar la demanda. Sin embargo, la demanda es un dato de entrada para el modelo. El modelo permite modificar la tasa de descuento. Se utiliza una tasa de descuento única para todos los proyectos	El PIB podría afectar la demanda. Sin embargo, la demanda es un dato de entrada para el modelo. El modelo permite modificar la tasa de descuento. Se utiliza una tasa de descuento única para todos los proyectos
	¿El modelo permite trabajar con costos de inversión y operación? ¿Permite calcular la TIR?	Si, excepto TIR, la cual se puede calcular exógenamente con los datos de salida.	Si, excepto TIR, la cual se puede calcular exógenamente con los datos de salida.
	¿El modelo permite calcular costos marginales par cada bloque a considerar?	Se puede programar una rutina adicional.	Entrega sólo un promedio anual. Se puede programar una rutina externa que lo calcule.
Hidrología y ERNC	¿El manejo de la hidrología es en forma estocástica o determinística? ¿Trabaja con una banda de modelación? (Mínimo, máximo, media)	La función objetivo minimiza el valor esperado. El usuario define el número de hidrologías a considerar. Por ejemplo, las simulaciones hechas para la CADE se consideraron 5 hidrologías (seca, media-seca, normal, media-húmeda, húmeda).	La hidrología se maneja en forma exógena (determinística), la cual puede ser modelada en bloques
	¿El modelo permite trabajar con factores de plantas variables en el tiempo?	Para las centrales hidráulicas se representan los afluentes para cada hidrología y para cada bloque. Para centrales eólicas y solares se ingresan los perfiles por trimestres y bloques.	Si
	¿El modelo permite utilizar centrales mixtas? (por ejemplo eólicas con respaldo diesel)	No. Para modelar las centrales eólicas se ingresa como dato de entrada los perfiles de viento por bloques.	No. Para modelar las centrales eólicas se ingresa como dato de entrada el factor de planta disponible en cada bloque.
Modelación de la Transmisión	¿El modelo permite un análisis multimodal?	Sí. Sin embargo, los tiempos de ejecución aumentan considerablemente.	No.

	En cuanto a las pérdidas por transmisión, ¿se pueden modelar en forma independiente para cada tipo de central?	No.	No.
	En su experiencia personal, ¿han trabajado con análisis multimodal? ¿en cuál tipo de análisis? ¿vale la pena la ganancia en precisión de resultados con respecto al trabajo de modelación adicional?	Sólo se ha utilizado en modelación uninodal.	Sólo se ha utilizado en modelación uninodal.
Estructura del modelo	¿Es amigable la interfaz de trabajo?	Los datos de entrada se ingresan a través de una planilla Excel. El modelo está programado en GAMS.	Interfaz amigable, pero ineficiente (ingreso de datos "por cajitas")
	¿Cómo se importan los datos y se exportan los resultados?	Los datos de entrada se ingresan a través de una planilla Excel. De igual forma, los archivos de resultados se entregan en planillas Excel.	Se puede importar archivos mediante archivos de texto. La exportación de resultados se puede hacer mediante texto o planillas Excel.
	¿El modelo requiere de otros softwares y librerías para su funcionamiento?	Requiere licencia GAMS y licencia de optimizadores comerciales (CPLEX, EXPRESS, etc.)	Incluye el solver GLPK , el cual es gratuito
	¿El modelo tiene requerimientos adicionales de capacidad de procesamiento? ¿cuál es su tiempo de ejecución típico?	Requerimientos de computador estándar. Tiempo de ejecución depende de la complejidad del modelo.	Requerimientos de computador estándar. Tiempo de ejecución depende de la complejidad del modelo.
	¿Existe documentación de ayuda? (Ayudas, tutoriales, etc.)	No	Extensa documentación
Optimización	¿El modelo permite flexibilidad de optimización? (modelación de oligopolio: Costo mínimo por central; optimizar el costo mínimo para grupos de centrales de diversas tecnologías, etc.)	No se puede modelar oligopolio. Se minimiza el costo de inversión, operación y falla.	No se puede modelar oligopolio. Se minimiza el costo de inversión, operación y falla.

	<p>¿El modelo permite trabajar con restricciones adicionales? (CO2 tax, cuotas por tecnología (5% ERNC), límite de emisiones, etc.)</p>	<p>El <i>carbon tax</i> se puede modelar modificando los costos variables los cuales son datos de entrada del modelo.</p> <p>Modela cuota de penetración de ERNC.</p> <p>Modela restricciones de emisiones, imponiendo un límite máximo para éstas.</p>	<p>El <i>carbon tax</i> se puede modelar modificando los costos variables los cuales son datos de entrada del modelo.</p> <p>Modela cuota de penetración de ERNC.</p> <p>Modela restricciones de emisiones, imponiendo un límite máximo para éstas.</p>
	<p>¿Cuál es el criterio de optimización? (Orden de mérito, menor costo, mixto)</p>	<p>Se minimiza el costo de inversión, operación y falla.</p>	<p>Se minimiza el costo de inversión, operación y falla.</p>
Otros tópicos relevantes	<p>En su experiencia personal, ¿cuáles son las fortalezas y debilidades de cada uno de estos modelos frente a sus pares?</p>	<p>Pros: El modelo ya ha sido validado por grupos de expertos nacionales. Actualmente es ocupado por algunas empresas privadas del sector.</p> <p>Contra: Los tiempos de ejecución pueden ser elevados.</p> <p>El modelo podría tardar demasiado para un horizonte tan amplio de modelación (2006-2050), dependiendo de la complejidad de éste.</p>	<p>Pros: Gratuito y extensa difusión e implementación nacional e internacional. Tiempos de ejecución relativamente cortos.</p> <p>Contra: Interfaz ineficiente.</p>
Licencia del Modelo	<p>¿Cuál es la licencia del modelo y la forma de trabajo que ella contempla?</p>	<p>La licencia del modelo tiene un costo de 80 UF. La forma de trabajo propuesta contempla el trabajo de simulación en forma exclusiva en las dependencias del Ministerio de Energía, y la capacitación y apoyo técnico correría por parte del personal del mismo Ministerio.</p>	<p>La licencia del modelo es gratuita, sujeta a las restricciones impuestas por la OIEA. De cumplir estas restricciones, la licencia permitiría un rápido aprendizaje en las dependencias del Ministerio de Energía, para luego permitir realizar las simulaciones en las dependencias del consultor.</p>

6 MODELO DE PROYECCIÓN DE EMISIONES PARA EL ESCENARIO LÍNEA BASE O CSR

En base al análisis realizado en el punto 5.1, el consultor propone simular la expansión y operación del parque generador haciendo uso del software (o modelo) MESSAGE, poniendo énfasis en lo que respecta a la confiabilidad de los resultados obtenidos (debido al amplio uso de este software, tanto en el ambiente nacional como internacional), como también en la facilidad de trabajo que plantea la licencia de este modelo, en la cual se permitiría realizar las tareas de modelación y simulación en las dependencias del consultor.

En cuanto a los tópicos relevantes a trabajar en el modelo y los supuestos necesarios, a continuación se presenta la metodología de trabajo a realizar, indicando la forma de cálculo de los parámetros relevantes y los supuestos detrás de cada uno.

6.1 INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL MODELO, FUENTES Y CALIDAD DE DATOS

En la Tabla 6.1 se presentan los requerimientos de información para el modelo a construir, indicando el área al cual pertenece y otros parámetros relevantes. Adicionalmente, se indican las fuentes de información para cada uno, así como también un juicio del consultor en cuanto a la calidad de la información que dicha fuente entrega.

Respecto de esta última, cabe precisar que ella ha sido juzgada en función del carácter (representatividad y rigor técnico) de la fuente y que no se toma en consideración el que lo ocurrido en los años siguientes no sea coincidente con lo previsto por la fuente que se empleará.

TABLA 6.1: INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL MODELO

Área	Variable	Dimensión Temporal	Resolución	Variable antecedente	Desagregación	Fuente	Calidad de la Información
Oferta	Proyectos en Evaluación	Año 2006	Por proyecto.		Sistema Eléctrico	SEIA	Regular
	Plan de Obras (en construcción)	Año 2006	Por proyecto.		Sistema Eléctrico	Informe Precio Nudo	Buena
	Plan de Obras (recomendadas)	Año 2006	Por proyecto.		Sistema Eléctrico	Informe Precio Nudo	Buena
	Capacidad instalada a Dic. 2006	Año 2006	Puntual año 2006.		Sistema Eléctrico	Informe Precio Nudo	Buena
	Pérdidas de transmisión	Histórico - 2006		Anual		Sistema Eléctrico	Anuarios CDEC-SING, CDEC-SIC
Proyección 2007 - 2050			Anual		Sistema Eléctrico	Estimaciones del consultor	Buena
Tecnologías de generación	Costos de Inversión	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	SEIA	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	IEA	Buena
	Costos de Operación (no combustibles)	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Eólico, Solar PV, Solar CSP, Geoterminia, Hidro Pasada, Hidro Embalse: IEA Nuclear: WEO 2006 C.Pulv, GNLCC, Diesel, Biomasa: Informe Precio Nudo CFB, CClG: CH2MHILL CCS: EIS delta SCPC: EPA	Buena
	Costos de Combustibles	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Equipo MAPS ⁶	Buena

⁶ Los precios de los combustibles fueron entregados por la contraparte técnica del proyecto.

Área	Variable	Dimensión Temporal	Resolución	Variable antecedente	Desagregación	Fuente	Calidad de la Información	
Tecnologías de generación	Eficiencia	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena	
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	IPCC, IEA	Buena	
	Factor de planta (excepto eólica, solar, hidráulica)	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena	
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	IEA	Buena	
	Tasa de indisponibilidad	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena	
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	IEA	Buena	
	Contribución al margen de reserva	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Informe Precio Nudo	Buena	
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	Resultados del Modelo	Buena	
	Vida útil	Año 2006	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	No se consideran en este estudio (comentario GCE3), ya que en la práctica las centrales siguen siendo utilizadas más allá de su vida útil.	Buena	
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Por Tecnología de Generación y Tamaño	No se considera, a partir de comentario GCE3	Buena	
Disponibilidad de fuente "primaria" para la generación	Factor de planta en generación eólica	N/A	Horaria y Estacional	Perfil(es) Eólico	Diferencias geográficas	"Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables" (CNE, PNUD y GEF, 2003)	Regular	
	Factor de planta en generación solar	N/A	Horaria y Estacional	Perfil(es) Solar	Diferencias geográficas	Libro Solar, CER (Centro de Energía Renovable).	Regular	
	Factor de planta en generación hidráulica	Histórico - 2006	Estacional		Perfil(es) Hídrico	Diferencias geográficas	CDEC - SIC	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Estacional			Diferencias geográficas	Modelación en base a histórico de 40 años. Generación de 5 escenarios de series hidrológicas. Mayor detalle en la sección 6.9.1.1.	Buena
	Disponibilidad de Gas Natural	Proyección 2007 - 2050	Anual			Centrales de Generación	Informe Precio Nudo, Estudio de EEUU acerca de GN no convencional, informes de ENAP y de Gas Atacama	Regular

Área	Variable	Dimensión Temporal	Resolución	Variable antecedente	Desagregación	Fuente	Calidad de la Información
Demanda	Demanda anual de energía	Histórico - 2006	Anual		Sistema Eléctrico	CDEC	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Anual		Sistema Eléctrico	Equipo MAPS ⁷	Buena
	Curva de carga	Año 2006	Horaria, Hábil/no Hábil y Estacional	Demanda Horaria	Sistema Eléctrico	CDEC	Buena
		Proyección 2007 - 2050	Horaria, Hábil/no Hábil y Estacional	Demanda Anual	Sistema Eléctrico	Modulación en base a Normalización de las curvas de carga horaria del SIC y SING del año 2006	Buena

⁷ La demanda eléctrica será entregada por los estudios de los sectores CPR, minería y otras industrias, y transporte que se desarrollan en paralelo.

6.2 CENTRALES DE GENERACIÓN

Se plantea modelar las centrales de generación agrupando aquellas centrales medianas y pequeñas, según su tecnología de generación, el tamaño y los costos de operación de éstas.

Para el caso de las grandes centrales generadoras, así como también los embalses y aquellas centrales “emblemáticas”, éstas serán modeladas en forma individual.

6.2.1 CENTRALES EN OPERACIÓN AL 2007

Las tablas correspondientes a las centrales en operación al 31 de diciembre de 2006, se presentan en el Anexo 3 del presente informe.

6.2.2 CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN AL 2007

En el siguiente punto se explicita aquellas centrales que, si bien a finales del año 2006 aún no entraban en operación, a dicha fecha sí se encontraban en su etapa de construcción, por lo cual, su entrada al parque generador se considera una realidad que ocurrirá en un año posterior, en una fecha predefinida.

Esta situación sucede solamente para el Sistema Interconectado Central, con la siguiente lista de centrales:

- Central Hidráulica de Pasada Quilleco. 70 MW instalados. Entrada en operación al año 2008.
- Central Hidráulica de Pasada Chiburgo. 19,4 MW instalados. Entrada en operación al año 2008.
- Central Hidráulica de Pasada Hornitos. 55 MW instalados. Entrada en operación al año 2008.
- Central Hidráulica de Pasada Palmucho. 32 MW instalados. Entrada en operación al año 2008.
- Central Hidráulica de Pasada La Higuera. 155 MW instalados. Entrada en operación al año 2009.
- Central Eólica Canela. 9,9 MW instalados. Entrada en operación al año 2008.
- Central de Ciclo Combinado San Isidro II. 377 MW instalados. Entrada en operación a mediados del año 2008.

En este trabajo no se consideraron sensibilidades con respecto a atrasos de proyectos.

6.2.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN EN EVALUACIÓN A INICIOS DEL 2007

Para efectuar el análisis del problema, se requiere de información de los proyectos de generación que se encontraban en evaluación a inicios del año 2007, de los 4 sistemas: Sistema Interconectado del Norte grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Aysén y Magallanes. Para el levantamiento de información de todos los proyectos, se revisan como fuente de información:

- Plan de obras de la CNE en el Informe Técnico Definitivo (en adelante ITD) de Fijación Precio Nudo de octubre de 2006.
- Proyectos ingresados al SEIA, aprobados y/o en calificación hasta el 1 de enero del año 2007.
- Proyectos informados a los CDEC hasta el 1 de enero de 2007.
- Proyectos emblemáticos anunciados en prensa.

6.2.3.1 PLAN DE OBRAS RECOMENDADAS.

La Tabla 6.2 y la Tabla 6.3 presentan la información publicada en el ITD de Fijación de Precios Nudo de Octubre de 2006 para los sistemas SING y el SIC respectivamente. Para el caso de los Sistemas de Aysén y Magallanes, la información oficial corresponde a la publicada en los estudios de expansión de sistemas medianos para los sistemas de EDELAYSEN⁸ y EDELMAG⁹ (desde ahora SSMM-Aysén y SSMM-Magallanes), presentada en la Tabla 6.4 y la Tabla 6.5 respectivamente.

TABLA 6.2: PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN RECOMENDADAS EN GENERACIÓN SING. IPN OCTUBRE 2006.

Central	Potencia Neta [MW]	Tipo de Unidad Generadora	Conexión SING	Fecha Puesta en Servicio	Costo Unitario Inversión [US\$/KW]
Mejillones I	200	Térmica Carbón	Chacaya 220	jul-10	1500
Mejillones II	200	Térmica Carbón	Chacaya 220	jul-10	1500
Tarapacá I	200	Térmica Carbón	Tarapacá 220	ene-13	1500
Diesel I	50	Térmica Carbón	Parinacota 66	jul-14	499
Tarapacá II	200	Térmica Carbón	Tarapacá 220	oct-14	1500
Mejillones III	200	Térmica Carbón	Chacaya 220	jul-16	1500

⁸ "Estudio Expansión Sistemas Medianos EDELAYSÉN S.A." - Documento realizado por GTD Ingenieros Consultores (Junio 2006).

⁹ "Estudio de Planificación y Tarificación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A. – Documento realizado por SYSTEP Ingeniería y Diseños (Junio 2006).

TABLA 6.3: PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN RECOMENDADAS EN GENERACIÓN SIC. IPN OCTUBRE 2006.

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		
Enero	2008	Turbina GNL Quinteros I (Operación Diesel hasta Mayo-2008)	125 MW
Enero	2008	Turbina GNL Polpaico I (Operación Diesel hasta Mayo-2008)	125 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Enero	2009	Cierre Ciclo Combinado Taltal GNL (Capacidad Final)	360 MW
Abril	2009	Ciclo Abierto GNL Quinteros I	240 MW
Mayo	2009	Central Desechos Forestales VII Region	17 MW
Agosto	2009	Central Desechos Forestales VIII Region	25 MW
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Octubre	2009	Cierre Ciclo Combinado GNL Quinteros I (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Enero	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Enero	2010	Central Carbón I V-Region	250 MW
Julio	2010	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Julio	2010	Central Carbón Coronel I	250 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Abril	2012	Central Carbón Pan de Azúcar II	250 MW
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Junio	2013	Central Carbón Puerto Montt I	250 MW
Junio	2014	Central Carbón Los Vilos I	250 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Chillan Etapa 3	25 MW
Junio	2015	Central Carbón II V-Region	250 MW
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL I VI-Region (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Octubre	2016	Ciclo Combinado GNL Quinteros III (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Abril	2017	Central Geotérmica Calabozo Etapa 4	40 MW
Abril	2017	Central Geotérmica Chillan Etapa 4	25 MW

TABLA 6.4: PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN RECOMENDADAS EN GENERACIÓN AYSÉN. SSMM-AYSÉN JUNIO 2006.

Subsistema	Unidad	Tipo de combustible	Potencia Bruta (MW)	Año puesta en servicio
Aysén	Futura_1	Diesel	3	2007
	Futura_2	Diesel	3	2007
	Futura_3	Diesel	3	2009
	Futura_4	Hidráulica	3	2011
	Futura_5	Diesel	3	2012
	Futura_6	Diesel	3	2013
	Futura_7	Hidráulica	3	2014
	Futura_8	Diesel	3	2016

	Futura_9	Hidráulica	3	2017
	Futura_10	Diesel	3	2018
	Futura_11	Diesel	3	2019
	Futura_12	Diesel	3	2020
	Futura_13	Hidráulica	1.5	2023
	Futura_14	Diesel	3	2024
	Futura_15	Hidráulica	1.5	2029
	Futura_16	Diesel	3	2030
Palena	Futura_1	Diesel	0,6	2007
	Futura_2	Diesel	0,6	2007
	Futura_3	Hidráulica	0,75	2009
	Futura_4	Hidráulica	0,75	2009
	Futura_5	Diesel	0,6	2020
	Futura_6	Diesel	0,6	2021
	Futura_7	Hidráulica	1,5	2026
General Carrera	Futura_1	Diesel	0,6	2007
	Futura_2	Diesel	0,6	2007
	Futura_3	Diesel	0,6	2011
	Futura_4	Diesel	0,6	2015
	Futura_5	Diesel	0,6	2018
	Futura_6	Diesel	0,6	2021
	Futura_7	Diesel	0,6	2027

TABLA 6.5: PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN RECOMENDADAS EN GENERACIÓN MAGALLANES. SSMM-MAGALLANES JUNIO 2006.

Subsistema	Unidad	Tipo de combustible	Potencia Bruta (MW)	Año puesta en servicio
Punta Arenas	GE-10	GN	10,7	2007
	TGI-7	GN	15	2008
	TGI-7	GN	15	2013
Puerto Natales	MG Waukesha	GN	1,175	2007
	MG-4	GN	1,42	2008
	MD-3	Diesel	1,36	2008
	MG-4	GN	1,42	2011
	MG-4	GN	1,42	2016
Porvenir	MG Waukesha	GN	1,175	2007
	MD-3	Diesel	1,36	2008
	MG-2	GN	0,98	2014

6.2.3.2 SISTEMA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

Se consideran proyectos ingresados a evaluación antes del 1º de enero del 2007 y que a esa fecha aún estaban en evaluación. Es decir, si un proyecto fue presentado el día 2 de enero de 2007, no fue considerado en este recuento.

Los proyectos aprobados en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 1500 [MW] instalados con una inversión de MMU\$ 2250. Para el SIC, los proyectos suman un total de 2051,20 [MW] instalados (de los cuales 207,7 [MW] figuran como desistidos). Se destaca tanto en el SING como en el SIC, una alta incorporación de centrales a carbón y diesel.

TABLA 6.6: PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL A INICIOS DEL AÑO 2007 -SING (1.500 MW EN TOTAL)

Nombre	Región	Titular	Inversión [MMU\$]	Potencia Instalada [MW]	Combustible	Fecha presentación	Estado	Fecha calificación
Central Térmica Andina	II	Central Termoeléctrica Andina S.A.	450	400	Carbón	6-jun-06	Aprobado	23-may-07
Central Termoeléctrica Angamos	II	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	1000	600	Carbón	23-oct-06	Aprobado	13-sep-07
Central Kelar	II		800	500	Carbón	9-nov-06	Aprobado	5-nov-07

Fuente: SEIA

TABLA 6.7: PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL A INICIOS DEL AÑO 2007 –SIC (2.051,20 MW EN TOTAL)

Nombre	Región	Titular	Inversión [MMU\$]	Potencia Instalada [MW]	Combustible	Fecha presentación	Estado	Fecha calificación
Central Hidroeléctrica Pulelfu	X	Generación Eléctrica	12,5	9,0	Hidro	18-Jul-06	Aprobado	30-Mar-07
Central Hidroeléctrica Lircay	VII	Hidromaule S.A.	20,0	19,0	Hidro	20-Jul-06	Aprobado	22-Nov-06
Ampliación Central Bocamina (Segunda)	VIII		460,0	350,0	Carbón	28-Jul-06	Aprobado	08-Ago-07
Central Esperanza	VI	ENORCHILE S.A.	5,0	18,8	Diesel	10-Ago-06	Aprobado	19-Feb-07
Central Hidroeléctrica Convento Viejo	VI	Central Hidroeléctrica Convento Viejo S.A.	12,6	14,0	Hidro	11-Ago-06	Aprobado	24-Abr-07

Sistema de Respaldo de Energía Eléctrica Faenadora San Vicente Ltda.	VI	Faenadora San Vicente Ltda	4,1	9,0	Diesel	31-Ago-06	Aprobado	26-Ene-07
Sistema de Respaldo de Energía Eléctrica Faenadora Lo Miranda Ltda.	VI	Faenadora Lo Miranda Ltda.	4,8	10,2	Diesel	31-Ago-06	Aprobado	26-Ene-07
Sistema de Respaldo de Energía Eléctrica Faenadora Rosario Ltda.	VI	Faenadora Rosario Ltda.	4,6	11,2	Diesel	31-Ago-06	Aprobado	26-Ene-07
Complejo Termoeléctrico Coronel	VIII	Bernardo Larraín Matte	1.000,0	700,0	Carbón	07-Sep-06	Aprobado	07-Ago-07
Grupos electrógenos de respaldo en Constitución	VII	Elektra Generación S.A.	3,8	15,0	Diesel	23-Oct-06	Aprobado	20-Ene-07
Planta de Respaldo 36	X	Energy Partners Chile Generadora de Energía Ltda.	11,0	36,0	Diesel	24-Oct-06	Aprobado	11-Abr-07
Proyecto grupos electrógenos de respaldo en Monte Patria	IV	Elektra Generación S.A.	2,8	9,0	Diesel	27-Oct-06	Aprobado	13-Feb-07
Proyecto grupos electrógenos de respaldo en Punitaqui	IV	Elektra Generación S.A.	2,8	9,0	Diesel	27-Oct-06	Aprobado	13-Feb-07
Central Hidroeléctrica Balalita	IV	INVERSIONES KROKIS S.p.A.	17,8	10,9	Hidro	30-Oct-06	Aprobado	09-Jun-07
Grupos electrógenos de respaldo en Quellón	X	Elektra Generación S.A.	2,8	9,0	Diesel	15-Nov-06	Aprobado	19-May-07
Grupos electrógenos de respaldo en Traiguén	IX	Elektra Generación S.A.	2,0	6,0	Diesel	24-Nov-06	Aprobado	24-Mar-07
Generación de Respaldo	IV	Compañía de Inversiones y Desarrollo Sur S.A.	35,0	100,8	Diesel	18-Dic-06	Aprobado	23-Abr-07
Parque Eólico Altos de Hualpén	VIII		26,0	20,0	Eólica	21-Dic-06	Aprobado	13-Dic-07
Central Ñuble de Pasada	VIII	Javier Guevara Moreno	140,0	136,0	Hidro	23-May-06	Aprobado	24-Ago-07

Central Termoeléctrica Santa Lidia	VIII	José Manuel González Willson	175,0	360,0	Diesel	31-May-06	Aprobado	18-May-07
Central Hidroeléctrica Chilcoco	XIV	Ganadera y Forestal Carran Ltda.	22,3	12,0	Hidro	20-Abr-06	Aprobado	29-Sep-07
Proyecto Hidroeléctrica Central GOLGOL I y GOLGOL II	X	Cooperativa Eléctrica Osorno Ltda.	-	17,2	Hidro	11-Oct-06	Desistido	07-Jul-07
Grupos electrógenos de respaldo en Purranque	X	Elektra Generación S.A.	2,8	9,0	Diesel	15-Nov-06	Desistido	14-Ene-09
Proyecto Parque Señora Gabriela	III	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	193,2	138,0	Eólica	26-May-06	Desistido	19-Jul-07
Proyecto Parque San Blas	III	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	60,9	43,5	Eólica	26-May-06	Desistido	19-Jul-07

Fuente: SEIA

6.2.3.3 PROYECTOS ANUNCIADOS EN PRENSA

Existen proyectos que fueron informados a través de prensa en diciembre 2006, los cuales cuentan con estudios de ingeniería que permite considerarlos viables y con una alta probabilidad de ser ejecutados. Entre éstos, el proyecto más representativo es el caso del mayor proyecto hidroeléctrico de Chile: HidroAysén, inversión del grupo Endesa.

Tal como lo anunciaba el gerente general de Endesa en Noviembre de 2005¹⁰, esta empresa invertiría US\$ 2.000 millones en centrales generadoras por un total de 2.400 MW en AYSÉN:

*“Estamos trabajando en Neltume, que son 400 MW, y en **Aysén**, que es un proyecto de largo plazo, que creemos que es muy importante para el sistema y para el país, que son 2.400 MW, entrando los primeros en operación en 2012 y los últimos en 2014, 2016, 2018. Es un proyecto que, si podemos ejecutarlo de forma airosa, debiera de ser capaz de resolver la incertidumbre energética de Chile en el largo plazo, periodo 2012-2018, basado además, en un recurso renovable, autóctono, etc.”*

Es así como varios hitos han marcado el camino del proyecto HidroAysén:

¹⁰ (Diario Estrategia, 12/11/2005).

- i. Julio 2005. Endesa Chile presenta un estudio conceptual para el desarrollo de cuatro hidroeléctricas en los ríos Baker y Pascua, el cual tendrá una capacidad instalada total de 2355 MW a partir del año 2013.
- ii. Octubre 2005. Endesa comienza negociaciones con Transelec para que la firma transmisora desarrolle la línea asociada a las centrales de Aysén. La iniciativa, inédita en el país, supone la construcción de unos dos mil kilómetros de tendido eléctrico entre Cochrane y Santiago.
- iii. Abril 2006. Endesa informa a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) su intención de desarrollar en forma conjunta con Colbún, el proyecto hidroeléctrico en Aysén. Fiscalía Nacional Económica (FNE) pide antecedentes.
- iv. Septiembre 2006. Endesa y Colbún dan forma a HidroAysén y reclutan a Hernán Salazar como gerente general.

6.2.3.4 PROYECTOS SUGERIDOS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y CONTRAPARTE TÉCNICA

En forma adicional al listado anterior de centrales, el Ministerio de Energía, la Contraparte técnica, y el Grupo de Construcción de Escenarios, ha sugerido la inclusión de proyectos hidroeléctricos de pasada adicionales.

Se ha decidido reproducir esta lista en forma íntegra, pero se debe hacer hincapié que en algunos casos, puede existir traslapeo con la información entregada anteriormente (proyectos de centrales considerados en los puntos anteriores). Las fechas que aparecen corresponden a las fechas a partir de las cuales eventualmente el proyecto podría entrar en operación.

- La Confluencia (145 MW, entrada en el año 2009)
- Guayacán (10,4 MW, entrada en el año 2010)
- Rucatayo (60 MW, entrada en el año 2010)
- San Andrés (25,53 MW, entrada en el año 2011)
- El Paso (26,84 MW, entrada en el año 2011)
- San Pedro (155 MW, entrada en el año 2012)
- Alto Maipo (531 MW, entrada en el año 2013)
- Angostura (316 MW, entrada en el año 2013)
- Hidroaysén (688 MW por etapa; 4 etapas; 1 etapa por año, a partir del año 2017)
- Neltume (490 MW, entrada en el año 2018)
- Cuervo (Energía Austral) (600 MW, entrada en el año 2021)
- Blanco (Energía Austral) (375 MW, entrada en el año 2022)
- Cóndor (Energía Austral) (54 MW, entrada en el año 2022)

Adicionalmente, se debe hacer hincapié, que al igual que cualquier proyecto que no se encuentre en una etapa de construcción, estos proyectos pueden ser realizados como puede que no, quedando la decisión a criterio del modelo de optimización desarrollado.

6.3 DISPONIBILIDAD DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el informe de precio nudo de Octubre de 2006 para el SING, se presenta un cuadro con la disponibilidad de gas natural para generación eléctrica. Esta estimación de disponibilidad de gas para generación, se basó en el Informe del consultor Daniel Gerold "Proyección de Oferta y Demanda mensual de gas natural argentino y exportaciones septiembre 2006 a diciembre 2007". Se modelaron restricciones de gas natural durante la mayor parte del año, con los niveles de restricción expresados en semanas de disponibilidad de gas por central mensualmente y aplicable a todo el horizonte de análisis. Para el período comprendido entre los años 2006 y 2009, se consideró que el parque generador con gas natural no se vería modificado, por lo cual se han considerado las mismas centrales existentes hacia fines del año 2006. En virtud de la disponibilidad restringida de gas natural proveniente desde Argentina, las centrales de ciclo combinado existentes en el SING alternarán el combustible utilizado para la generación, según la disponibilidad semanal de gas argentino, presentada en la Tabla 6.8, pudiendo funcionar el resto del tiempo con diesel. Esta situación se mantendrá hasta el inicio de operación de la planta regasificadora de GNL, anunciada la entrada en operación de la primera etapa (transitoria) para enero de 2009.

TABLA 6.8: SEMANAS DISPONIBLES PARA FUNCIONAMIENTO CON GAS NATURAL POR CENTRAL EN EL SING.

Mes	Electroandina TG3	Electroandina U16	GasAtacama CC1	GasAtacama CC2	Edelnor CTM3	AESGener Salta
oct-06	-	2	1	-	-	4
nov-06	-	1	0	-	-	4
dic-06	-	3	2	-	-	4
ene-07	-	1	0	-	-	4
feb-07	-	1	0	-	-	4
mar-07	-	1	0	-	-	4
abr-07	-	1	0	-	-	4
may-07	-	3	2	-	-	4
jun-07	-	3	2	-	-	4
jul-07	-	3	2	-	-	4
ago-07	-	3	2	-	-	4
sep-07	-	3	2	-	-	4
oct-07	-	3	2	-	-	4
nov-07	-	3	2	-	-	4
dic-07	-	2	2	-	-	4
ene-08	-	1	0	-	-	4
feb-08	-	1	0	-	-	4
mar-08	-	1	1	-	-	4
abr-08	-	1	1	-	-	4
may-08	-	2	0	-	-	4
jun-08	-	2	0	-	-	4
jul-08	-	1	1	-	-	4

ago-08	-	1	1	-	-	4
sep-08	-	1	1	-	-	4
oct-08	-	1	1	-	-	4
nov-08	-	1	1	-	-	4
dic-08	-	1	1	-	-	4
2009-2016 *	-	-	-	-	-	4

Expresadas en número de semanas por mes.

* : Idéntica disponibilidad para todos los meses del año.

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

En el informe de precio nudo de octubre de 2006 para el SIC, se modelaron restricciones de gas natural durante la mayor parte del año, con los niveles de restricción expresados en semanas de disponibilidad de gas por central mensualmente y funcionamiento alternativo por central, respectivamente.

TABLA 6.9: SEMANAS DISPONIBLES PARA FUNCIONAMIENTO CON GAS NATURAL POR CENTRAL EN EL SIC.

	Tal Tal 1	Tal Tal 2	San Isidro	Nehuenco I	Nehuenco II	Nehuenco III	Nueva Renca	Candelaria	Campanario
octubre/2006	3	-	4	-	4	-	4	-	-
noviembre/2006	3	-	4	-	4	-	4	-	-
diciembre/2006	3	-	3	-	4	-	3	-	-
enero/2007	3	-	-	-	-	-	-	-	-
febrero/2007	3	-	-	-	2	-	2	-	-
marzo/2007	3	-	-	-	3	-	2	-	-
abril/2007	3	-	2	-	4	-	3	-	-
mayo/2007	3	-	3	-	4	-	3	-	-
junio/2007	3	-	-	-	3	-	3	-	-
julio/2007	3	-	-	-	3	-	3	-	-
agosto/2007	3	-	-	-	3	-	3	-	-
septiembre/2007	2	-	2	-	4	-	2	-	-
octubre/2007	3	-	3	-	4	-	3	-	-
noviembre/2007	3	-	3	-	4	-	3	-	-
diciembre/2007	3	-	1	-	4	-	3	-	-
enero/2008	3	-	-	-	-	-	-	-	-
febrero/2008	3	-	-	-	2	-	2	-	-
marzo/2008	1	-	-	-	3	-	2	-	-
abril/2008	1	-	2	-	4	-	3	-	-
mayo/2008	3	-	3	-	4	-	3	-	-
junio/2008	3	-	-	-	4	-	2	-	4
julio/2008	2	-	-	-	4	-	2	-	4
agosto/2008	2	-	-	-	4	-	2	-	4
septiembre/2008	2	-	1	-	4	-	2	-	4
octubre/2008	2	-	2	-	4	-	2	-	4
noviembre/2008	-	-	2	-	4	-	2	-	4
diciembre/2008	2	-	1	-	4	-	2	-	4
enero/2009	-	-	-	-	2	-	-	-	4
febrero/2009	-	-	-	-	4	-	2	-	4
marzo/2009	-	-	-	-	4	-	2	-	4
abril/2009	-	-	2	-	4	-	3	-	4

mayo/2009	-	-	3	-	4	-	3	-	4
junio/2009	-	-	-	-	4	-	2	-	4
julio/2009	-	-	-	-	4	-	2	-	4
agosto/2009	-	-	-	-	4	-	2	-	4
septiembre/2009	-	-	1	-	4	-	2	-	4
octubre/2009	-	-	2	-	4	-	2	-	4
noviembre/2009	-	-	2	-	4	-	2	-	4
diciembre/2009	-	-	1	-	4	-	2	-	4
enero/2010	-	-	-	-	2	-	-	-	4
febrero/2010	-	-	-	-	4	-	2	-	4
marzo/2010	-	-	-	-	4	-	2	-	4
abril/2010	-	-	2	-	4	-	3	-	4
mayo/2010	-	-	3	-	4	-	3	-	4
junio/2010	-	-	-	-	4	-	2	-	4
julio/2010	-	-	-	-	4	-	2	-	4
agosto/2010	-	-	-	-	4	-	2	-	4
septiembre/2010	-	-	1	-	4	-	2	-	4
octubre/2010	-	-	2	-	4	-	2	-	4
noviembre/2010	-	-	2	-	4	-	2	-	4
diciembre/2010	-	-	1	-	4	-	2	-	4

Funcionamiento Gas Natural Argentino

Funcionamiento Gas Natural Argentino (Precio GNL)

TABLA 6.10: SEMANAS DISPONIBLES PARA FUNCIONAMIENTO CON COMBUSTIBLE ALTERNATIVO (DIESEL) EN EL SIC.

	Tal Tal 1	Tal Tal 2	San Isidro	Nehuenco I	Nehuenco II	Nehuenco III	Nueva Renca	Candelaria	Campanario
octubre/2006	-	3	-	4	-	4	-	4	4
noviembre/2006	-	4	-	-	-	4	-	4	4
diciembre/2006	-	4	1	4	-	4	1	4	4
enero/2007	-	4	4	4	4	4	4	4	4
febrero/2007	-	4	2	4	2	4	2	4	4
marzo/2007	-	4	2	4	1	4	2	4	4
abril/2007	-	4	2	4	-	4	1	4	4
mayo/2007	-	4	1	4	-	4	1	4	4
junio/2007	-	4	4	4	1	4	1	4	4
julio/2007	-	4	4	4	1	4	1	4	4
agosto/2007	-	4	4	4	1	4	1	4	4
septiembre/2007	-	4	2	4	-	4	-	4	4
octubre/2007	-	3	1	4	-	4	1	4	4
noviembre/2007	-	4	1	-	-	4	1	4	4
diciembre/2007	-	4	3	4	-	4	1	4	4
enero/2008	-	4	4	4	2	4	4	4	4
febrero/2008	-	4	2	4	2	4	2	4	4
marzo/2008	-	4	2	4	1	4	2	4	4
abril/2008	-	4	2	4	-	4	1	4	4
mayo/2008	-	4	1	4	-	4	1	4	4
junio/2008	-	4	4	4	-	4	2	4	-
julio/2008	-	4	4	4	-	4	2	4	-
agosto/2008	-	4	4	4	-	4	2	4	-
septiembre/2008	-	4	3	4	-	4	-	4	-
octubre/2008	-	3	2	4	-	4	2	4	-
noviembre/2008	-	4	2	-	-	4	2	4	-
diciembre/2008	-	4	3	4	-	4	2	4	-

enero/2009	4	4	4	4	-	4	4	4	-
febrero/2009	4	4	2	4	-	4	2	4	-
marzo/2009	4	4	2	4	-	4	2	4	-
abril/2009	4	4	2	4	-	4	1	4	-
mayo/2009	4	4	1	4	-	4	1	4	-
junio/2009	4	4	4	4	-	4	2	4	-
julio/2009	2	2	4	4	-	4	2	4	-
agosto/2009	4	4	4	4	-	4	2	4	-
septiembre/2009	4	4	3	4	-	4	-	4	-
octubre/2009	4	4	2	4	-	4	2	4	-
noviembre/2009	4	4	2	-	-	4	2	4	-
diciembre/2009	4	4	3	4	-	4	2	4	-
enero/2010	4	4	4	4	-	4	4	4	-
febrero/2010	4	4	2	4	-	4	2	4	-
marzo/2010	4	4	2	4	-	4	2	4	-
abril/2010	4	4	2	4	-	4	1	4	-
mayo/2010	4	4	1	4	-	4	1	4	-
junio/2010	4	4	4	4	-	4	2	4	-
julio/2010	2	2	4	4	-	4	2	4	-
agosto/2010	4	4	4	4	-	4	2	4	-
septiembre/2010	4	4	3	4	-	4	-	4	-
octubre/2010	4	4	2	4	-	4	2	4	-
noviembre/2010	4	4	2	-	-	4	2	4	-
diciembre/2010	4	4	3	4	-	4	2	4	-

Funcionamiento Diesel
Funcionamiento GNL
Funcionamiento GNL SING

6.3.1 TRANSICIÓN DE GAS NATURAL A GAS NATURAL LICUADO. PERIODO 2006-2010

A partir del año 2005, comienzan a producirse restricciones sucesivas en el suministro de gas natural (en adelante “GN”) desde Argentina, situación que derivó en la llamada “crisis del gas argentino”. Durante este período, se impusieron restricciones en los volúmenes de las importaciones de gas natural desde dicho país, traduciéndose naturalmente, en aumentos en los costos de generación en base a este combustible y sus sustitutos.

Durante la década pasada el mercado del gas natural en Chile presentó un alto dinamismo, lo que queda demostrado por los niveles de utilización de este energético en la matriz de generación eléctrica. En este sentido, los mayores niveles de consumo de éste energético se registran en los años 2000 y 2004, llegando este último año a su máximo consumo, con 2.079,8 [MM m3 estándar], justamente el año previo al inicio de la crisis del gas argentino. Los años 2005 y 2006 ya mostraban indicios de una fuerte caída, tal como se aprecia en la Tabla 6.11.

TABLA 6.11: CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL EN EL SIC (MM M3-ESTÁNDAR/AÑO).

CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL (MM m3-standar/año)										
Año	Nva. Renca	San Isidro	Nehuenco	Taltal2	Taltal1	Nehuenco 9B	Nehuenco II	Candalaria	Coronel	Horcones
1998	513,8	137,4	135,5	-	-	-	-	-	-	-
1999	413,8	445,7	203,3	-	-	-	-	-	-	-
2000	360,1	412,3	299,3	55,8	40,5	-	-	-	-	-
2001	400,6	335,3	347,1	36,2	64,0	-	-	-	-	-
2002	392,3	322,2	410,9	102,7	2,8	2,2	-	-	-	-
2003	495,9	448,4	481,4	33,4	141,6	5,5	6,9	-	-	-
2004	449,7	532,4	351,8	120,5	206,6	23,6	395,3	-	-	-
2005	396,5	227,3	66,2	136,3	195,4	13,4	460,8	1,2	11,3	0,9
2006	304,4	340,8	152,7	1,1	172,6	9,8	424,8	22,1	23,3	2,4

Nota: Los consumos de centrales de gas natural utilizados en el ciclo combinado son medidos en m3 estándar, que corresponden a condiciones estándares de presión y temperatura de gas natural. Estos consumos involucran períodos de prueba, por lo que implican generaciones menores a su máximo generable.

Fuente:CNE.

Con el fin de compensar los recortes de gas natural argentino y, al mismo tiempo, mantener su aporte en el parque generador, las centrales utilizaron petróleo diesel, energético de mayor costo. En la Tabla 6.12 se presenta el comportamiento del consumo de este último energético para las centrales en el período 1998-2006.

TABLA 6.12: CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL EN EL SIC (MILES DE TONELADAS).

CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS POR CENTRAL (miles de toneladas)														
Año	Renca	San Fco Mostazal	Lag. Verde TG	Nva. Renca	Nehuenco	Nehuenco II	San Isidro	San Isidro II	Nehuenco 9B	Taltal 2	Antihue TG	Coronel	Candalaria	Campariño
1998	76,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	75,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	6,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	1,3	3,2	2,3	2,4	9,0	-	-	-	8,0	-	-	-	-	-
2005	6,9	5,9	4,7	22,6	95,6	-	38,6	-	17,9	0,0	12,0	1,8	2,3	-
2006	-	0,1	0,1	7,5	20,5	-	0,0	-	1,1	3,8	4,6	1,6	5,1	1,3

Fuente:CNE.

La industria del Gas Natural Licuado (en adelante “GNL”) en Chile nace como una respuesta a la crisis de suministro de gas natural argentino. A partir de abril del año 2004, el suministro de gas natural argentino hacia Chile disminuyó a partir de sucesivas restricciones, las cuales se intensificaron durante los años 2005 y 2006, llegando incluso a cortes totales del suministro en la época invernal. Dada la situación, entre los años 2004, el Gobierno encargó a la ENAP estudiar la factibilidad técnica y económica de instalar en el país un terminal de recepción de gas natural licuado. El proyecto específico propuesto por ENAP, consistió finalmente, en la instalación de un terminal de recepción de GNL en la Bahía de Quintero (SEIA 2005) y otro en Mejillones (SEIA 2007).

De acuerdo a los planes propuestos, la entrada en operación del terminal de GNL en Quintero se programó para el segundo semestre del 2008, mientras que el terminal de Mejillones proyecta su puesta en marcha en dos etapas: la primera, de carácter transitorio, se iniciaría en enero de 2009 y finalizaría en diciembre de 2009, mientras que la segunda, de carácter definitivo, comenzaría en enero de 2010.

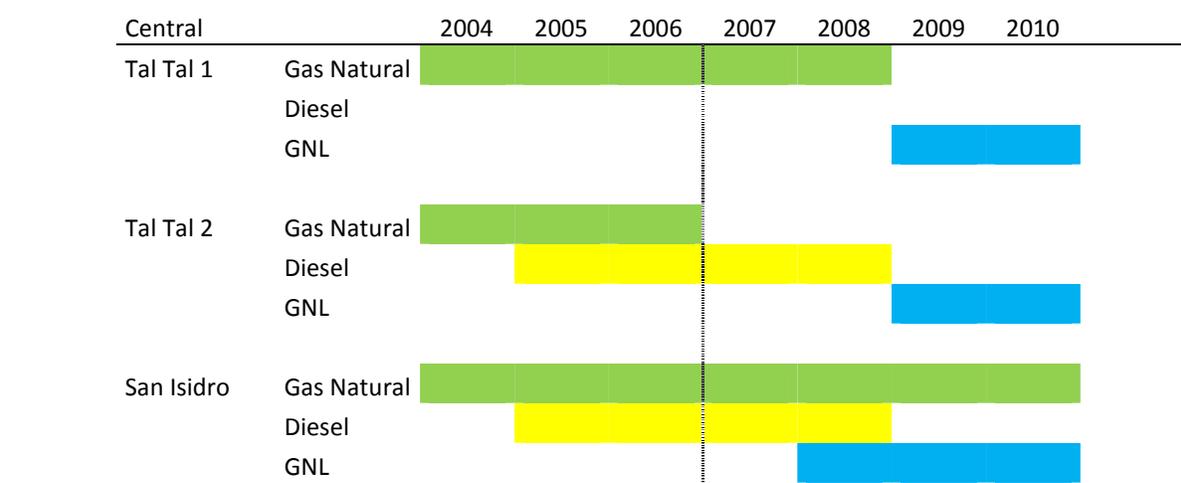
El detalle de las centrales que suplieron la falta de GN utilizando petróleo diesel se presenta a continuación. Para el caso del SIC, el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo (en adelante “IPN”) con fecha octubre de 2006, presenta la operación de las centrales y la proyección de su transición a GNL (ver Tabla 6.13). De acuerdo a este informe, y para facilitar la lectura de la tabla siguiente, se presenta la representación gráfica de esta transición en la Figura 6.1.

TABLA 6.13: OBRAS EN OPERACIÓN SIC POR TIPO DE COMBUSTIBLE.

Central	Potencia Neta [MW]	Potencia Mant. [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tipo de Combustible
Horcones TG	24	-	*	*	Gas Natural
Nehuenco I	340,051	-	*	*	Gas Natural
Nehuenco II	384,2	-	*	*	Gas Natural
Nueva Aldea 2 Gas	12	-	MesAbr-2006	*	Gas Natural
Nueva Renca	320,1	-	*	*	Gas Natural
San Isidro	350	-	*	*	Gas Natural
Taltal1	121,5	-	*	MesDic-2008	Gas Natural
Campanario CA GNL	125	-	MesJun-2008	*	GNL
Candelaria CA GNL I	125,3	-	MesJun-2008	*	GNL
Candelaria CA GNL II	128,56	-	MesJun-2008	*	GNL
Nehuenco 9B GNL I	92	-	MesJun-2008	*	GNL
Nehuenco 9B GNL II	16	-	MesJun-2008	*	GNL
Nehuenco I FA GNL	21,393	-	MesJun-2008	*	GNL
Nehuenco I GNL	0	331,39	MesJun-2008	*	GNL
Nueva Renca GNL	0	320,1	MesJun-2008	*	GNL

Nueva Renca Int GNL	49,8	-	MesJun-2008	*	GNL
San Isidro 2	358	-	MesJun-2008	*	GNL
San Isidro 2 FA	19	-	MesJun-2008	*	GNL
San Isidro FA GNL	20	-	MesJun-2008	*	GNL
San Isidro GNL	0	350	MesJun-2008	*	GNL
Ancud	3,3	-	MesMay-2006	*	Petróleo Diesel
Campanario CA Diesel	125	-	MesNov-2006	MesMay-2008	Petróleo Diesel
Candelaria CA Diesel I	125,3	-	*	MesMay-2008	Petróleo Diesel
Candelaria CA Diesel II	128,56	-	*	MesMay-2008	Petróleo Diesel
Diego Almagro TG	46	-	*	*	Petróleo Diesel
EV25	25	-	*	*	Petróleo Diesel
Laguna Verde TG	17	-	*	*	Petróleo Diesel
Los Vientos	120,8	-	MesJun-2006	*	Petróleo Diesel
Nehuenco 9B Diesel I	92	-	*	MesMay-2008	Petróleo Diesel
Nehuenco 9B Diesel II	16	-	*	MesMay-2008	Petróleo Diesel
Nehuenco I Diesel	0	331,39	*	*	Petróleo Diesel
Nehuenco II Diesel	0	384,2	*	*	Petróleo Diesel
Nueva Aldea 2 Diesel	12	-	MesOct-2005	MesMar-2006	Petróleo Diesel
Nueva Renca Diesel	0	312	*	*	Petróleo Diesel
Petropower	54,2	-	*	*	Petróleo Diesel
Quellón	5,4	-	MesMay-2006	*	Petróleo Diesel
Renca	92	-	*	*	Petróleo Diesel
San Isidro 2 CA Diesel	240	-	MesAbr-2007	MesOct-2007	Petróleo Diesel
San Isidro 2 CC Diesel	350	-	MesMar-2008	MesMay-2008	Petróleo Diesel
San Isidro Diesel	0	305	*	*	Petróleo Diesel
Taltal2 Diesel	123,4	-	*	MesDic-2008	Petróleo Diesel
Turbina Cenalca	50,3	-	*	*	Petróleo Diesel
Turbina Cenalca II	50,9	-	*	*	Petróleo Diesel
Turbina PSEG	45,7	-	*	*	Petróleo Diesel
Huasco TG	58	-	*	*	Petróleo IFO-180

Fuente: ITD SIC Oct 2006



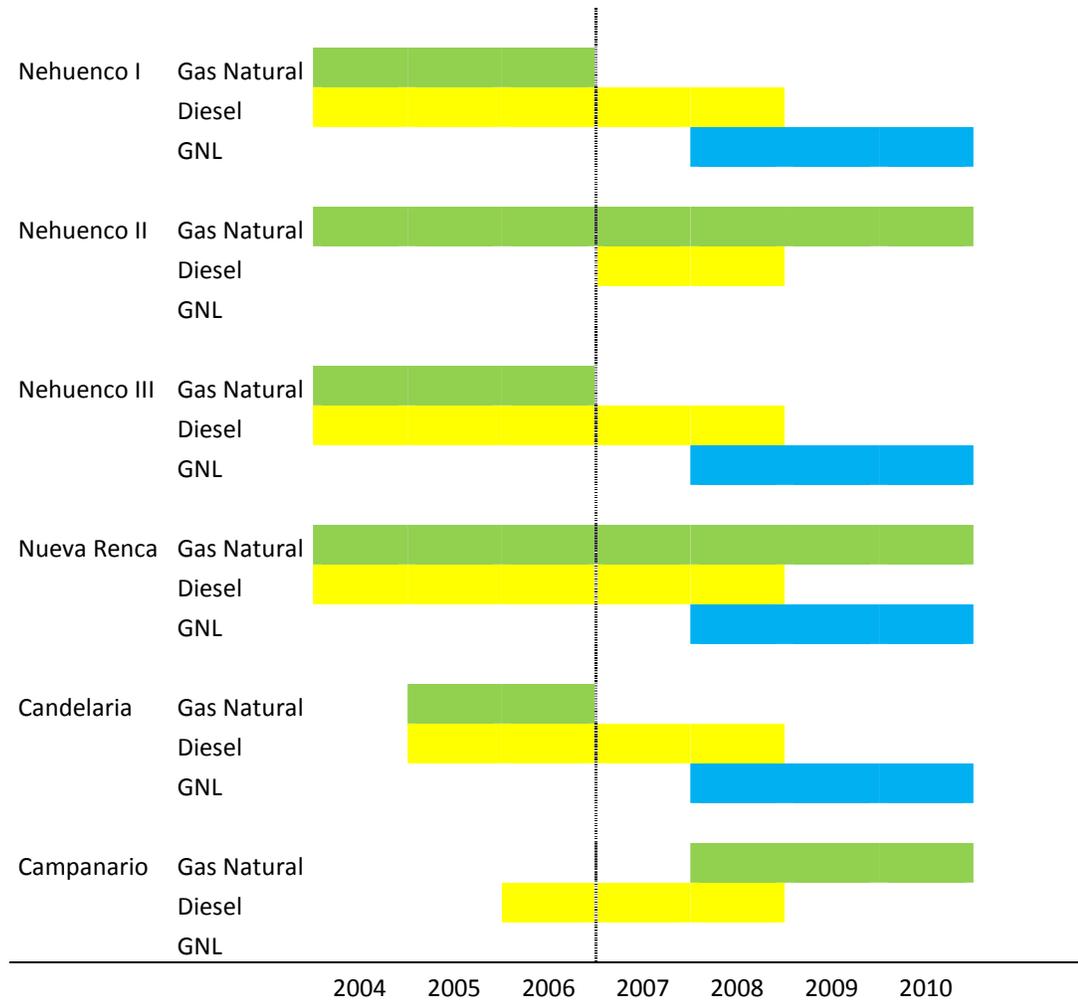


FIGURA 6.1: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TRANSICIÓN GN – GNL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), las centrales en operación a gas natural contaban con la capacidad de operación dual, permitiendo el reemplazo de este energético por petróleo diesel sin mayores contratiempos ni la necesidad de una programación mayor (ver

Tabla 6.14). Para facilitar su lectura, se presenta la representación gráfica de esta transición en la Figura 6.2.

TABLA 6.14: CENTRALES TÉRMICAS A GAS NATURAL INSTALADAS EN EL SING PREVIO A CRISIS DEL GAS NATURAL.

Central	Unidad	Potencia Neta [MW]	Puesta en Servicio	Tipo De Combustible
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	CTM3	243,227	1995	Gas Natural
	CTM3d	243,227	2000	CC-Diesel
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	TG3	37,2	1987	Gas Natural
	U16	300	1990	Gas Natural
	TG3d	37,2	1993	TG-Diesel
ATACAMA	CC1	160	1999	Gas Natural
	CC2	300	2002	Gas Natural
	CC1d	160	1999	CC-Diesel
	CC2d	300	2002	CC-Diesel
SALTA	CC SALTA	300	2000	Gas Natural
	CC SALTA d	300	2000	CC-Diesel

Fuente: ITD SING Octubre 2006.

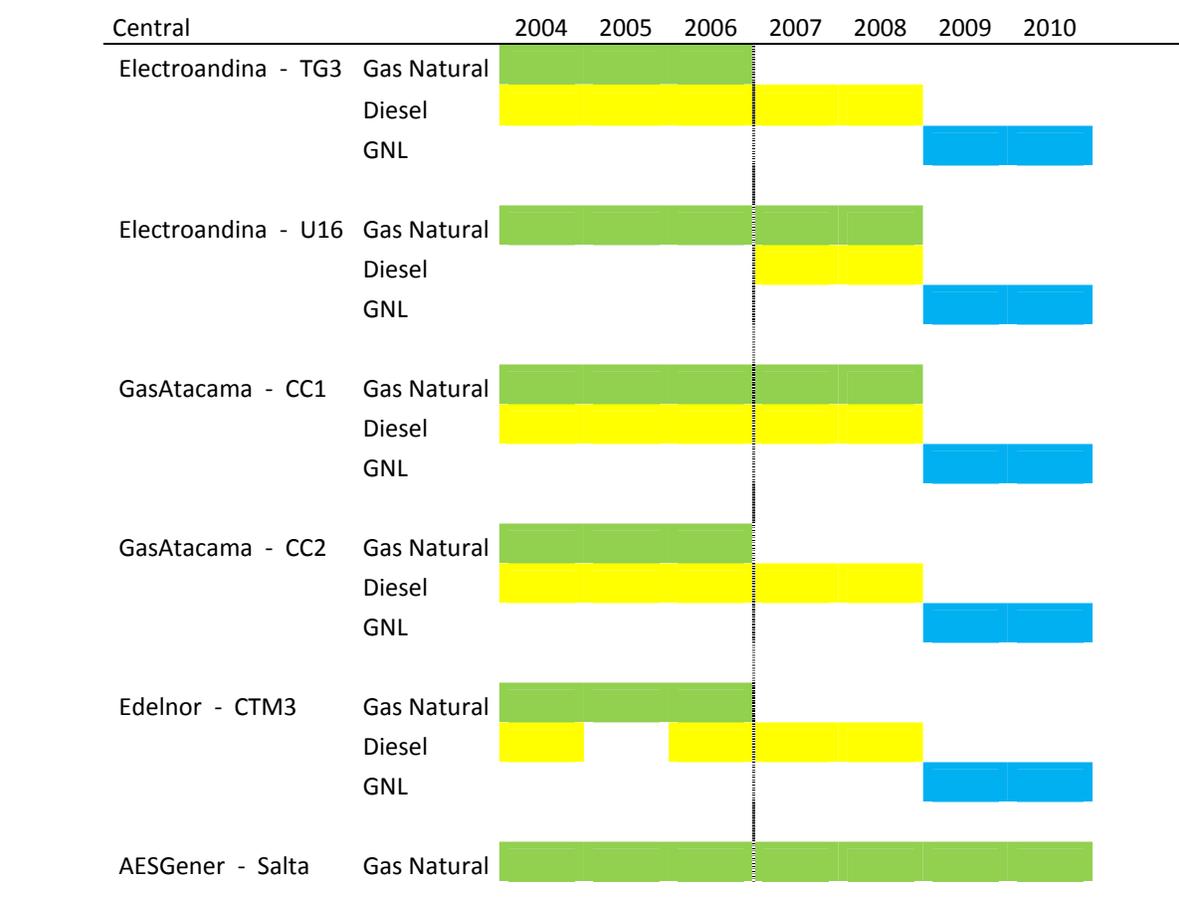




FIGURA 6.2: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TRANSICIÓN GN – GNL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

6.3.2 MODELACIÓN DE LA TRANSICIÓN A GNL EN MESSAGE

En base a la información provista por la Tabla 6.8, la Tabla 6.9, y la Tabla 6.10. Se tiene la cantidad de semanas en las cuales una central tendría disponibilidad de GN, Diesel y GNL. A modo de ejemplo, se considerará la modelación de la central San Isidro. La disponibilidad de combustible para los años 2007 y 2008 (años de transición) se resume en la siguiente tabla:

TABLA 6.15: SEMANAS DISPONIBLES PARA FUNCIONAMIENTO POR COMBUSTIBLE. CENTRAL SAN ISIDRO.

	Gas Natural	Diesel	GNL
enero/2007	-	4	-
febrero/2007	-	2	-
marzo/2007	-	2	-
abril/2007	2	2	-
mayo/2007	3	1	-
junio/2007	-	4	-
julio/2007	-	4	-
agosto/2007	-	4	-
septiembre/2007	2	2	-
octubre/2007	3	1	-
noviembre/2007	3	1	-
diciembre/2007	1	3	-
enero/2008	-	4	-
febrero/2008	-	2	-
marzo/2008	-	2	-
abril/2008	2	2	-
mayo/2008	3	1	-
junio/2008	-	-	4
julio/2008	-	-	4
agosto/2008	-	-	4
septiembre/2008	1	-	3
octubre/2008	2	-	2
noviembre/2008	2	-	2
diciembre/2008	1	-	3

De la tabla anterior, se desprende un supuesto de redondeo de la información presentada, donde se asume que indicar disponibilidad de 4 semanas al mes, implica disponibilidad de este combustible para el mes completo (aunque el mes tenga más de 4 semanas, o 28 días, y el año tenga más de $12 \times 4 = 48$ semanas). En este sentido, se debe hacer una corrección matemática

proporcional mes a mes, de modo de entregarle al modelo la proporción REAL de disponibilidad de la central, de acuerdo a la siguiente tabla:

TABLA 6.16: SEMANAS DISPONIBLES PARA FUNCIONAMIENTO CON DIESEL. CENTRAL SAN ISIDRO.

	Semanas Disponibles	Semanas Reales
enero/2007	4	4,43
febrero/2007	2	2,00
marzo/2007	2	2,21
abril/2007	2	2,14
mayo/2007	1	1,11
junio/2007	4	4,29
julio/2007	4	4,43
agosto/2007	4	4,43
septiembre/2007	2	2,14
octubre/2007	1	1,11
noviembre/2007	1	1,07
diciembre/2007	3	3,32

Dado que la modelación en MESSAGE es trimestral, y no se hace diferenciación por semanas, entonces se ha calculado un factor de disponibilidad promedio trimestral para cada central, por cada combustible, realizando el cociente (por cada trimestre) entre el número de semanas (reales) en que se encuentra disponible el combustible, y el número total de semanas (reales) que tiene dicho trimestre. Siguiendo con el ejemplo anterior, se obtiene los factores de disponibilidad presentados en la siguiente tabla:

TABLA 6.17: FACTORES DE DISPONIBILIDAD TRIMESTRALES PARA FUNCIONAMIENTO CON DIESEL. CENTRAL SAN ISIDRO.

	Factor de Disponibilidad
Trim 1	0,264481
Trim 2	0,230601
Trim 3	0,336612
Trim 4	0,168306

6.3.3 DISPONIBILIDAD DE GAS PARA PROYECTOS FUTUROS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los excedentes del GNL fueron calculados en base a la capacidad de regasificación de cada terminal. Es decir, independiente de la capacidad de almacenamiento que pueda tener un terminal, la inyección de gas natural al sistema estará sujeta a la capacidad técnica de regasificación de cada terminal.

6.3.3.1 TERMINAL DE MEJILLONES

Con una capacidad de regasificación de 5,5 millones de metros cúbicos diarios, el terminal de Mejillones presenta contratos para abastecer a centrales Mejillones (CTM3), Tocopilla (TG3 y U16), Gasatacama (CC1 y CC2), del SING, y Taltal, del SIC. En base a sus capacidades máximas de funcionamiento se estima que presenta una cifra cercana a los 811 MW disponible en excedentes, los cuales se distribuyen directamente a sus consumidores industriales (principalmente grandes empresas mineras) de la segunda región.

Dada lo reducido de los excedentes para este terminal, se estima que no es posible la incorporación de un mayor número de centrales que utilicen GNL como combustible principal.

6.3.3.2 TERMINAL DE QUINTERO

Con una capacidad de regasificación de 6 millones de metros cúbicos diarios¹¹, el terminal de Quintero distribuye en partes iguales la disponibilidad de gas natural licuado entre sus acreedores (BG Group, Enagas, Endesa, Metrogas y Enap). Las centrales que adquieren su combustible directamente de este terminal son las siguientes: Candelaria, Nehuenco I, Nehuenco III, Nueva Renca, San Isidro I, San Isidro II.

De acuerdo a la información original, y sin considerar la distribución entre las empresas participantes, Quintero tendría excedentes equivalentes a 581 MW para ser distribuidos en nuevas centrales. Sin embargo, dada la complejidad de la distribución real del combustible, se considera que sólo un 60% del total podría ser distribuido entre las centrales ya existentes¹² y las que ingresarán a futuro. En base a esta última afirmación, y considerando la entrada de la Central

¹¹ Los límites de operación del terminal GNL Quintero fueron definidos de acuerdo a lo publicado en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo – SIC (Octubre 2006), donde se expone que: “Se ha considerado una primera planta a partir de la fecha indicada en el párrafo anterior, con una capacidad del orden de 6 Millones de m³/día, para satisfacer la demanda de centrales existentes sin contrato de gas y futuros ciclos combinados y turbinas con este combustible”. Esta situación difiere con la información presentada el año anterior en la R.C.A. del E.I.A. Proyecto “Terminal de Gas Natural Licuado (GNL) en Quintero” (Resolución Exenta N°323/2005, Valparaíso, 29 de Noviembre de 2005). En este documento se explicita que: “El terminal contará con 3 estanques de almacenamiento de GNL, de 160.000 m³ cada uno. Su diseño considera una tasa promedio de entrega de gas natural de 15 millones de metros cúbicos estándar al día (15 MMm³d)”.

¹² Se considera que de los 5 socios del terminal de Quintero, sólo 3 de ellos podrían llegar a destinar su parte a generación eléctrica: BG Group, Endesa y Enap. Para las dos empresas restantes Enagas y Metrogas, su objetivo de negocios es la venta a residenciales e industriales, por lo que la generación eléctrica no es su objetivo principal de negocios.

Quintero el año 2009, la que presenta 370 MW en cada de sus unidades, los excedentes del terminal serán suficientes para el abastecimiento de una de sus unidades, no existiendo excedentes relevantes para nuevos proyectos.

6.4 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN

Una de las principales variables a considerar para definir la ampliación de la capacidad de generación eléctrica es el valor de la inversión para cada tecnología potencial, esto además de costos de operación, combustible y otros costos y factibilidad técnico-geográfica. En esta sección se presentará la trayectoria para los costos de inversión en el periodo de modelación de la matriz eléctrica nacional.

En particular, predecir los costos a largo plazo de nuevas tecnologías y energías renovables es un ejercicio de alta complejidad. Para ello se suele utilizar curvas de aprendizaje, las que modelan el porcentaje de caída del costo de inversión para un doblaje de la capacidad instalada a nivel global de una tecnología específica, es decir en qué porcentaje se reduce el costo de instalación de una tecnología dada una expansión de un 100% de sus instalaciones

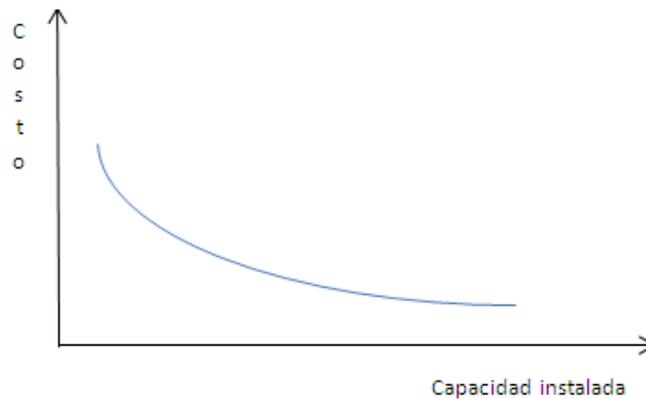


FIGURA 6.3: EJEMPLO DE CURVA DE APRENDIZAJE DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Fuente: Elaboración propia

De esta forma los estudios más acabados intentan pronosticar el comportamiento de los precios de tecnologías de las cuales se sabe muy poco de las directrices que tomará esta variable. Sin embargo, el método está sujeto a los pronósticos de crecimiento de la capacidad de cada tecnología lo que genera un alto grado de variabilidad en los resultados ya que la predicción del crecimiento dependerá tanto de la estabilidad de los mercados como de las iniciativas que catalicen la entrada de una tecnología específica.

Además de este problema, existen casos empíricos donde la tasa de aprendizaje presenta variaciones a lo largo del crecimiento de las instalaciones, es decir que la tasa de caída del costo de una tecnología varía entre doblamientos de la capacidad instalada, lo que complejiza aún más el éxito del pronóstico. Algunos casos son relatados en el estudio “Renovables 100%, Un sistema

eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica”, Greenpeace.es de Octubre 2006.

Para el cálculo de los costos de inversión se recurrirá a fuentes de información tanto nacionales e internacionales para obtener los costos que se consideraban antes del año 2007.

La principal fuente nacional para esta información son las estimaciones privadas utilizadas para la presentación de estos proyectos frente al servicio de evaluación de impacto ambiental (SEIA). Si bien estas no representan necesariamente el costo de inversión real final de cada proyecto, se espera que representen la mejor estimación del privado. Adicionalmente se consideran los valores de inversión en energía eólica del documento “Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo” desarrollado por SYSTEP el año 2006.

En el contexto internacional, bajo las restricciones de la información disponible para la primera fase del proyecto MAPS, se considera como asertiva la información entregada por la agencia internacional de energía (IEA) en sus publicaciones “Energy Technology Perspectives” y “World Energy Outlook” del año 2006. En estos documentos se presentan costos de inversión de distintos tipos de tecnología de generación eléctrica para el año base. La referencia - “Energy Technology Perspectives” fue la única encontrada que presenta proyecciones de costos de inversión para el horizonte de evaluación 2006-2050.

Finalmente, en base a esta información y a otras bibliografías puntuales, se desarrollará la proyección buscando la coherencia necesaria para interpolar valores entre las distintas bibliografías, considerando además, cuando se encuentre disponible, la utilización de valores empíricos para el aprendizaje de cada tecnología.

A continuación se presenta la información nacional disponible antes de 2007 referente a costos de inversión extraída del sistema de evaluación de impacto ambiental y el informe de precio nudo de Octubre del año 2006.

TABLA 6.18: COSTOS DE INVERSIÓN, FUENTES NACIONALES.

Proyecto	Tecnología	Combustible	Fuente	Año	Inv. Unitaria US\$/KW
Referencia	Carbón PC	Carbón bituminoso	IPN SING Oct	2006	1.300
Referencia	Carbón PC	Carbón bituminoso	IPN SING Oct	2006	1.500
Referencia	Ciclo combinado	Gas natural	IPN SING Oct	2006	690
Referencia	Motor diesel	Diesel	IPN SING Oct	2006	500
Andino	Carbón PC	Carbón bituminoso	SEIA	2006	1.125
Nueva Ventanas	Carbón PC	Carbón pulverizado	SEIA	2005	1.268
Bocamina 2	Carbón PC	Carbón pulverizado	SEIA	2006	1.314
Coronel	Carbón PC	Carbón pulverizado	SEIA	2006	1.429
Kelar + puerto	Carbón PC	Carbón pulverizado	SEIA	2006	1.600
Angamos	Carbón PC	Carbón bituminoso	SEIA	2006	1.667
Guacolda 3	Carbón PC	Carbón pulverizado	SEIA	2006	1.974
Santa Lidia	Ciclo combinado	Gas/diesel	SEIA	2006	486
Magallanes	Ciclo combinado	Gas natural	SEIA	2006	584
Monte Lorenzo	Ciclo combinado	Gas natural	SEIA	2005	600
Altos de Hualpén	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.300
Señora Gabriela	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.399
Señora Rosario	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.400
San Blas	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.400
Canelo	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.700
Punta Curaumilla	Eólica	Viento	SEIA	2006	1.989
Referencia	Eólica	Viento	SYSTEP	2006	1.100
Referencia	Eólica	Viento	SYSTEP	2006	1.500
Puclaro	Hidro pasada	Agua	SEIA	2005	889
Ñuble	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.029
Lircay	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.050
Pulelfu	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.389
Alto Cautin	Hidro pasada	Agua	SEIA	2005	1.467
Balalita	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.623
Trueno	Hidro pasada	Agua	SEIA	2005	1.639
Chilcoco	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.854
Laja	Hidro pasada	Agua	SEIA	2006	1.000
Rucabaya	Mini hidro	Agua	SEIA	2005	748
Convento viejo	Mini hidro	Agua	SEIA	2006	900
Las Vegas	Motor diesel	Diesel	SEIA	2005	184
Esperanza	Motor diesel	Diesel	SEIA	2006	266
Respaldo	Motor diesel	Diesel	SEIA	2006	306
Respaldo	Motor diesel	Diesel N°2	SEIA	2006	350
Respaldo Colmito	Motor diesel	Diesel	SEIA	2005	417

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6.19: PROMEDIO COSTOS DE INVERSIÓN, FUENTES NACIONALES.

Tecnología	US\$/KW
Carbón Lecho Fluidizado	1.752
Carbón Pulverizado	1.400
Gas Natural Ciclo Combinado	590
Eólica	1.475
Hidro pasada	1.435
Motor diesel	370

Fuente: Elaboración propia.

Las tablas siguientes presentan la información bibliográfica internacional disponible antes del año 2007, la cual proviene de los documentos “Energy Technology Perspectives” y “World Energy Outlook” de la Agencia Internacional de Energía (IEA), junto a información del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE).

TABLA 6.20: COSTOS DE INVERSIÓN, FUENTES INTERNACIONALES.

Tecnología	Combustible	Fuente	Año	Inv. Unitaria US\$/KW
Carbón	Carbón pulverizado	DOE	2006	925
Carbón	Carbón pulverizado	EIA	2006	1.200
Carbón	Carbón pulverizado	EIA	2006	1.400
IGCC	Carbón pulverizado	EIA	2006	1.400
IGCC	Carbón pulverizado	DOE	2005	1.402
IGCC	Carbón pulverizado	DOE	2006	1.442
IGCC	Carbón pulverizado	EIA	2006	1.600
Ciclo combinado	Gas natural	EIA	2006	550
Ciclo combinado	Gas natural	DOE	2006	584
Ciclo combinado	Gas natural	EIA	2006	650
Eólica	Viento	EIA	2006	900
Eólica	Viento	EIA	2006	1.100
Nuclear	Uranio	EIA	2006	2.000
Nuclear	Uranio	EIA	2006	2.500
Solar PV	Solar	EIAP	2006	3.800
Biomasa	Biomasa	EIAP	2006	1.000
Biomasa	Biomasa	EIAP	2006	2.500
Geotérmica		EIAP	2006	1.700
Geotérmica		EIAP	2006	5.700
Embalses	Agua	EIAP	2006	1.500
Embalses	Agua	EIAP	2006	5.500
Hidro pasada	Agua	EIAP	2006	2.500
Solar térmico	Solar	EIAP	2006	2.000
Solar térmico	Solar	EIAP	2006	2.300
Marítimo		EIAP	2006	2.900
Eólico Offshore	Viento	EIAP	2006	1.500
Eólico Offshore	Viento	EIAP	2006	2.500

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6.21: PROMEDIO COSTOS DE INVERSIÓN, FUENTES INTERNACIONALES.

Tecnología	US\$/KW
Carbón PC	1.175
Gas CC	595
IGCC	1.460
Eólica	1.000
Nuclear	2.250
Solar PV	2.500
Biomasa	1.750
Geotérmico	3.700
Embalse	3.500
Hidro Pasada	2.500
Solar térmico	2.150
Marítimo	2.900
Eólico Offshore	2.000

Fuente: Elaboración propia.

Una de las primeras apreciaciones es que el carbón pulverizado (PC por sus siglas en inglés), es un 24% más económico con respecto al valor promedio obtenido de las fuentes nacionales, mientras que la tecnología eólica es un 43,5% económica. La tecnología de ciclo combinado de gas natural presenta costos similares. Estos sobrecostos pueden ser explicados por diversos factores como costos de flete, aprendizaje en costos de instalación, impuestos, etc.

Por otro lado se observan costos muy elevados respecto de las instalaciones nacionales para las tecnologías hídricas en la bibliografía internacional, esto puede ser por el gran desarrollo nacional en esta área. Debido a esto se conservan las estimaciones nacionales para centrales de pasada para el año 2006, y se considera un costo de 1.000 US\$/kW para embalses, cifra levemente superior al costo de la central Ralco considerando sus 630MW de capacidad actual con un costo de MMUS\$ 570 (SEIA).

Respecto de la energía nuclear, se espera que de invertirse en ella, los costos estén en el rango máximo presentado por la EIA debido a la ausencia de experiencia nacional en esta área.

A finales del año 2006, a diferencia de proyectos eólicos, no existían proyectos que cuantificarán la inversión nacional para tecnologías como la solar térmica, la eólica offshore o la energía mareomotriz. Por esta razón se propone para estas tecnologías considerar un sobrecosto nacional proporcional al sobrecosto observado en la tecnología eólica en tierra, es decir un 43,5% adicional sobre las estimaciones internacionales.

Igualmente que en el caso del párrafo anterior, a finales del año 2006 no era posible estimar costos nacionales de inversión para nuevas tecnologías en instalaciones térmicas como sistemas de captura y almacenamiento o ciclo combinado de gasificación integrada. En general, las

tecnologías que requieran de instalaciones relativamente compactas, se ampliará su costo de acuerdo al sobrecosto nacional del carbón pulverizado, es decir un 24% adicional sobre las estimaciones internacionales.

Otras Tecnologías

Adicionalmente existen tecnologías que no están disponibles al año 2007, pero que podrán entrar en operación en los años próximos, es el caso de las tecnologías de carbón súper crítica (SCPC por sus siglas en inglés), y las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono para centrales térmicas (CCS por sus siglas en inglés).

Según EIA 2006, el costo de SCPC será entre un 12% y 15% mayor que la tecnología subcrítica. El mismo reporte indica que la tecnología CCS podría estar disponible desde el año 2010 con un coste de 1850 US\$/KW. Considerando los sobrecostos de las tecnologías, en la siguiente tabla se muestran los costos estimados de las tecnologías en Chile para el año base.

TABLA 6.22: COSTOS DE INVERSIÓN AÑO BASE 2006.

Año	US\$/KW
Eólico on-shore	1.475
Eólico off-shore	2.860
Solar PV	5.434
Solar CSP	3.075
Geotermia	4.588
Mareomotriz	4.147
Nuclear	2.500
Hidro Pasada	1.435
Embalse	1.000
Carbón PC	1.400
Carbón (CFB)	1.465
CCS	2.294
Carbón CCIG	1.810
Carbón SCPC	2.082
GNL CC	590
Diesel	370
Biomasa	1.751

Fuente: Elaboración propia.

La misma agencia internacional de energía presenta en su publicación “Energy Technology Perspectives” proyecciones de costos para el año 2030 y para el año 2050 para la mayoría de las tecnologías. La proyección de costos de inversión a nivel nacional refleja las tasas de variación

anual de los costos, implícitas en las proyecciones de la EIA, es decir se consideran las proyecciones de EIA sólo para inferir una tasa de crecimiento anual entre los periodos. A continuación se presentan los costos para los años 2030 y 2050¹³.

TABLA 6.23: PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN US\$/KW.

Año	2007	2030	2050	Proyección
Eólico on-shore	1465	1262	1225	IEA
Eólico off-shore	2841	2447	2303	IEA
Solar PV	5229	2155	1560	IEA
Solar CSP	3053	2592	2448	IEA
Geotermia	4564	4051	3926	IEA
Mareomotriz	4101	3181	2892	IEA
Nuclear	2500	2500	2500	IEA*
Hidro Pasada	1428	1269	1154	IEA*
Embalse	1000	1000	1000	IEA*
Carbón PC	1400	1190	1000	IEA*
Carbon (CFB)	1750	1190	1000	IEA*
CCS*	2202	1934	1625	IEA*
Carbon CCIG	1737	1488	1250	IEA*
Carbon SCPC	1610	1378	1158	IEA*
GNL CC	586	506	500	IEA*
Diesel	370	370	370	*
Biomasa	1737	1438	1362	IEA

Fuente: Elaboración propia.

Las proyecciones marcadas con un asterisco no están completamente identificadas en los documentos de la IEA. Para el caso de las tecnologías nuclear, de embalse y diesel, éstas son consideradas energías maduras, por lo que no se espera una caída de los costos relevante.

En el caso del GNL CC se conservan las tasas de caída del costo según la EIA hasta el año 2030, cayendo posteriormente de forma asintótica hasta el nivel pronosticado por la agencia al año 2030. En el caso del carbón CCIG, CFB, la agencia IEA posee pronósticos para el año 2030, luego se considera el sobrecosto de 24% para dicho año, posteriormente a esa fecha tienden asintóticamente a los valores propuestos por la EIA para el año 2030. Finalmente en el caso de las tecnologías nuevas CCS y SCPC, se consideró una caída del costo de inversión proporcional a la caída esperada para el ciclo combinado a carbón.

¹³ Los costos de inversión anuales se encuentran en el Anexo 3

6.5 COSTOS DE OPERACIÓN

6.5.1 COSTOS DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

A continuación se presentan los costos de operación y mantenimiento utilizados en la construcción del modelo. Estos excluyen los costos de combustible.

Las fuentes utilizadas son principalmente “Energy Technology Prospectives 2006” de la IEA, “The New Economics of Nuclear Power” de la World Nuclear Association, 2005, “Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal Technologies” de la EPA, 2006, “A Comparison of PC, CFB and IGCC Technologies for Basin Electric Power Cooperative's Dry Fork Station”, Jenkins and Brown publicado el año 2007, y finalmente el informe de precio nudo de Octubre del año 2006.

En general los costos de operación y mantenimiento, sin considerar consume de combustible, se mantienen constantes en el tiempo, sin embargo se hacen algunas consideraciones, particularmente para la energía eólica y para la captura y almacenamiento de carbono.

En el documento Domestic Energy Scenarios de NREL 2003 se señala que los desarrollos en la capacidad de generación con energía eólica van de la mano con la altura de las torres, esto consecuentemente eleva además los costos de mantenimiento, por lo que la tendencia del costo operacional es creciente. Por ello se utilizan la tasa de variación presentada en dicho documento de 0,32% anual en el periodo 2007-2020 y 0,21% anual en el periodo 2021-2030. Posteriormente se considera constante.

Para la tecnología CCS, “Energy Technology Prospectives 2006” señala que el costo de operación adicional de esta tecnología respecto de no incluir la captura en el año 2012 será de entre 20 y 30 US\$/MWh, dicho valor caería al año 2030 a entre 10 y 20 US\$/MWh. En este estudio se utilizan los valores medios de dichos rangos.

Finalmente cuando hubo información de operación del informe de precio nudo, se utilizó esta como el promedio de costos de operación para las centrales de una determinada tecnología. A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada tecnología.

TABLA 6.24: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (EXCLUYE COMBUSTIBLE) CENTRALES ELÉCTRICAS (US\$/MWH)

Año	2006	2015	2030	2050	Fuente
Eólico on-shore	7,7	7,9	8,2	8,2	EIA
Eólico off-shore	8,8	9,1	9,4	9,4	EIA
Solar PV	30	30	30	30	EIA
Solar CSP	12,5	12,5	12,5	12,5	EIA
Geotermia	21	21	21	21	EIA
Mareomotriz	21	21	21	21	EIA
Nuclear	1,28	1,28	1,28	1,28	World Nuclear Association
Hidro Pasada	6	6	6	6	IEA
Embalse	5	5	5	5	IEA
Carbón PC	2,26	2,26	2,26	2,26	Precio nudo
Carbon CFB	4	4	4	4	Jenkins and Brown
CCS	27,26	24,76	17,26	17,26	EIA
Carbon CCIG	6	6	6	6	Jenkins and Brown
Carbon SCPC	6	6	6	6	EPA
GNL CC	2,24	2,24	2,24	2,24	Precio nudo
Diesel	5,08	5,08	5,08	5,08	Precio nudo
Biomasa	2	2	2	2	Precio nudo

Fuente: Elaboración propia.

6.5.2 PROYECCIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

Para los combustibles (diesel, carbón, gas natural, GNL), se han utilizado las proyecciones de precios de combustibles entregados por la contraparte técnica y el equipo MAPS. En la siguiente tabla se resumen, para períodos cada 5 años, los valores utilizados en las proyecciones. Para los tres primeros combustibles, se indica el factor de modulación entregado por el equipo MAPS, el cual multiplica el valor base del costo de combustible para cada central, indicado en el informe precio nudo de octubre de 2006, de modo de proyectar el costo de combustible de las centrales. Para el caso particular del GNL, para el cual no existe un año base, por lo cual tampoco existe factor de modulación, se ha utilizado el costo proyectado, agregando el costo de regasificación, de acuerdo al documento de las observaciones a dicho informe de precio nudo.

TABLA 6.25: PROYECCIÓN DE LOS COSTOS DE COMBUSTIBLES

Año	Diesel (factor modulación)	Gas Natural (factor modulación)	Carbón (factor modulación)	GNL [US\$/MMBTU]
2006	1,00	1,00	1,00	9,17
2010	0,78	0,94	1,02	8,74
2015	0,84	0,75	1,02	7,18
2020	1,00	0,75	1,02	7,18
2025	1,17	0,75	1,02	7,18
2030	1,38	0,75	1,02	7,18
2035	1,62	0,75	1,02	7,18
2040	1,91	0,75	1,02	7,18
2045	2,24	0,75	1,02	7,18
2050	2,64	0,75	1,02	7,18

Fuente: Contraparte técnica Equipo MAPS.

6.6 MODELACIÓN DE LOS CONSUMOS PROPIOS

La información de los consumos propios para los sistemas SIC y SING, fue extraída de las publicaciones por los CDEC respectivos¹⁴. Ésta fue traspasada a formato porcentual, de modo de trabajar con una base metodológica común para ambos sistemas.

Una vez obtenido el porcentaje de energía generada destinada a consumo propio, se estima la potencia neta de cada central utilizando la potencia bruta y el porcentaje de consumo propio. Este factor fue ingresado al modelo en forma de “factor de planta corregido” (que incluye el factor de planta original¹⁵ y el consumo propio de cada central).

Utilizando la generación por central entregada por la salida del modelo, la cual corresponde a la generación neta, se debe obtener en forma exógena la generación bruta. Para realizar esta operación, se pondera por el factor de emisión propio de cada central para obtener las emisiones respectivas por central.

¹⁴ SING: Información Técnica - Configuraciones – SING
http://cdec2.cdec-sing.cl/portal/page?_pageid=33,44052&_dad=portal&_schema=PORTAL
SIC: Información Técnica del SIC - Empresas Generadoras
https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=6&contenido_id=000090

¹⁵ No confundir “factor de planta” con “factor de disponibilidad” o “factor de operación”.

6.7 MODELACIÓN DE LOS BLOQUES

Los bloques de modelación se refieren a la separación de las horas anuales totales en segmentos más grandes, de modo de representar la demanda y la variabilidad de los distintos parámetros a lo largo del año. En un principio se identifican 4 grandes bloques que corresponden a los trimestres del año. Esta separación es importante para distinguir entre la disponibilidad de los recursos hídricos a lo largo del año y las variaciones de la demanda eléctrica. Posteriormente se identifica un día tipo el cual se divide por bloques de acuerdo a la variabilidad de los parámetros claves como la demanda y la disponibilidad de ERNC. En conjunto la cantidad de bloques totales en el año corresponde a los bloques trimestrales por la cantidad de trimestres.

La definición de los bloques de modelación responde principalmente a 2 factores, las variaciones en la curva de carga de potencia, y la variación de la disponibilidad de recursos renovables como las energías eólica y solar.

Por un lado, es importante identificar horas “pico” y “valle” de la potencia demandada durante un día típico, además de las horas donde la potencia se mantiene relativamente constante. Lo anterior es necesario para simular la carga real con el menor número de bloques. Por otro lado, la definición de bloques debe permitir modelar adecuadamente las variaciones de disponibilidad de algunas tecnologías renovables como la energía solar y eólica. Por ejemplo, la disponibilidad solar se presenta típicamente entre las 9:00 y las 18:00 hrs, por lo que debe existir un subconjunto de bloques tal que este subconjunto represente al intervalo de tiempo entre las 9:00 y 18:00.

Esta modelación es más compleja para la generación eólica ya que su disponibilidad es mucho más heterogénea a través de distintas zonas geográficas y temporadas del año (ver como ejemplo, la Figura 6.4, y la Figura 6.5).

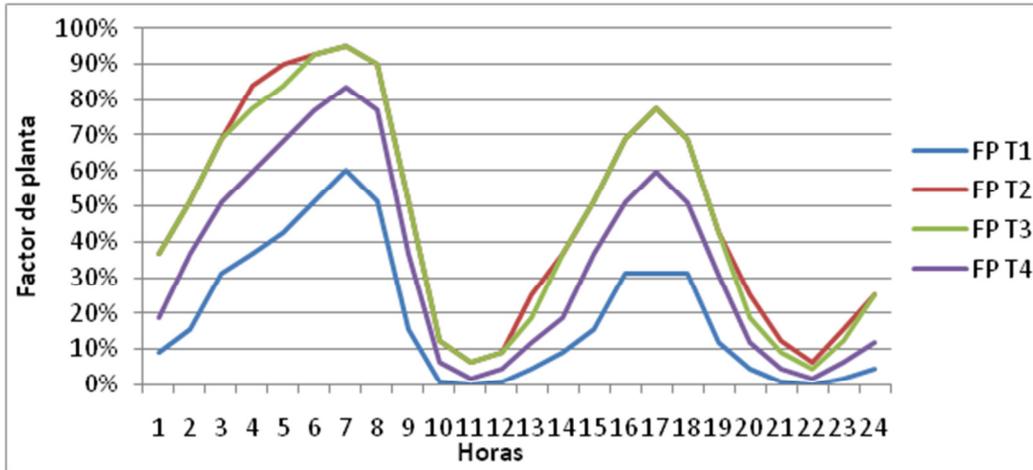


FIGURA 6.4: FACTOR DE PLANTA HORARIO EN LA GENERACIÓN EÓLICA EN CALAMA.

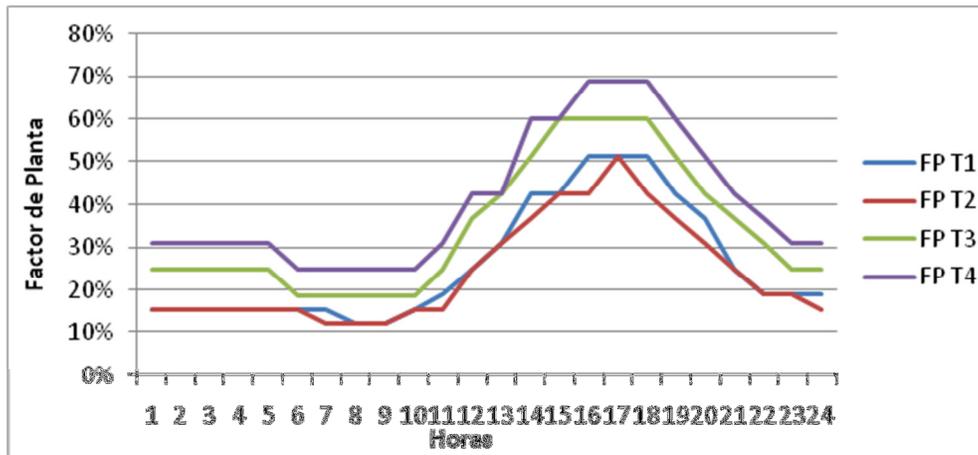


FIGURA 6.5: FACTOR DE PLANTA HORARIO EN LA GENERACIÓN EÓLICA EN QUELLÓN.

En base a la información disponible, se identifican horas de disponibilidad “pico” y “valle” con el objetivo de encontrar bloques representativos que permitan definir la variabilidad eólica a lo largo de un día tipo, luego se cuadra este conjunto de bloques con el obtenido para la curva de carga de potencia y se ajusta de forma de no incrementar demasiado el número de bloques.

La información utilizada en este proceso es la generación real horaria del año 2006 por sistema eléctrico, y los perfiles de disponibilidad eólica en zonas potenciales claves para el SIC y el SING.

6.7.1 DETERMINACIÓN DE LOS BLOQUES

Como se mencionó anteriormente, la distribución de bloques ha considerado como primera etapa, la creación de 4 grandes bloques trimestrales, que reflejen de forma adecuada las variaciones estacionales en los recursos hidrológicos, así como en la demanda y la disponibilidad estacional de ERNC.

Finalmente, se debe dividir cada día en una cantidad adecuada de bloques (horarios), que reflejen de la mejor forma posible las variaciones diarias en:

- Curva diaria de Demanda SIC
- Curva diaria de Demanda SING
- Curva diaria de Disponibilidad eólica SING
- Curva diaria de Disponibilidad eólica SIC
- Curva diaria de Disponibilidad solar

Para comenzar el proceso de definición de bloques, se procedió a obtener curvas promedio trimestrales, para los parámetros antes listados. Para cada una de estas series de datos, se procedió a hacer una aproximación utilizando 4 bloques, cuya duración individual minimizara el error cuadrático de aproximación. A modo de ejemplo, en la siguiente figura se presenta la curva de carga diaria promedio para el primer trimestre, para el SIC, y su correspondiente aproximación mediante 4 bloques:

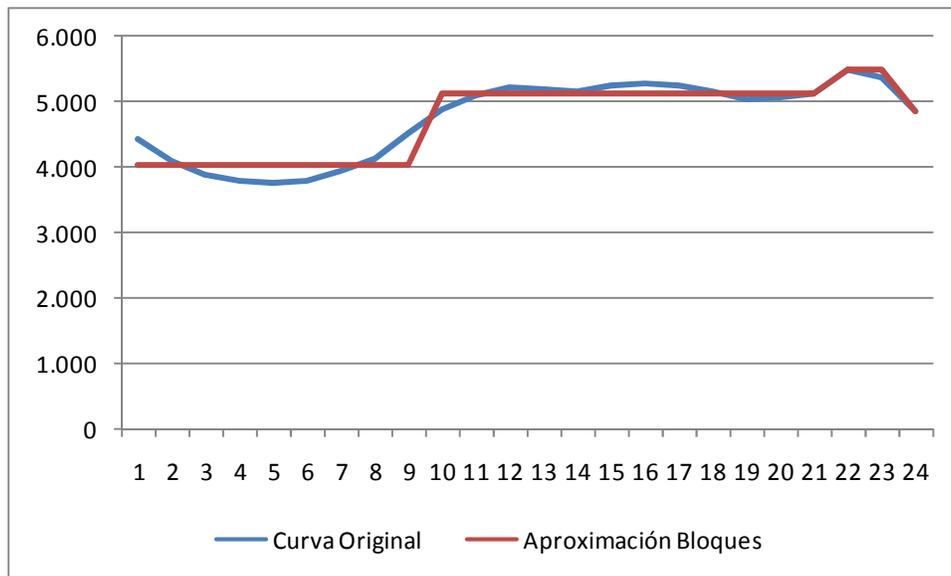


FIGURA 6.6: APROXIMACIÓN MEDIANTE 4 BLOQUES A LA CURVA DE CARGA DIARIA DEL SIC.

Una vez obtenida la aproximación mediante 4 bloques que modela cada una de las curvas representativas (una curva por trimestre, es decir, 4 curvas de modelación por cada parámetro a reproducir), se procedió a superponer los resultados obtenidos (previa normalización de cada curva, para tener valores comparables). En la siguiente figura se presentan una gráfica donde se ha superpuesto los resultados de la modelación mediante 4 bloques para cada parámetro relevante. El caso presentado corresponde a la superposición de las curvas para el primer trimestre.

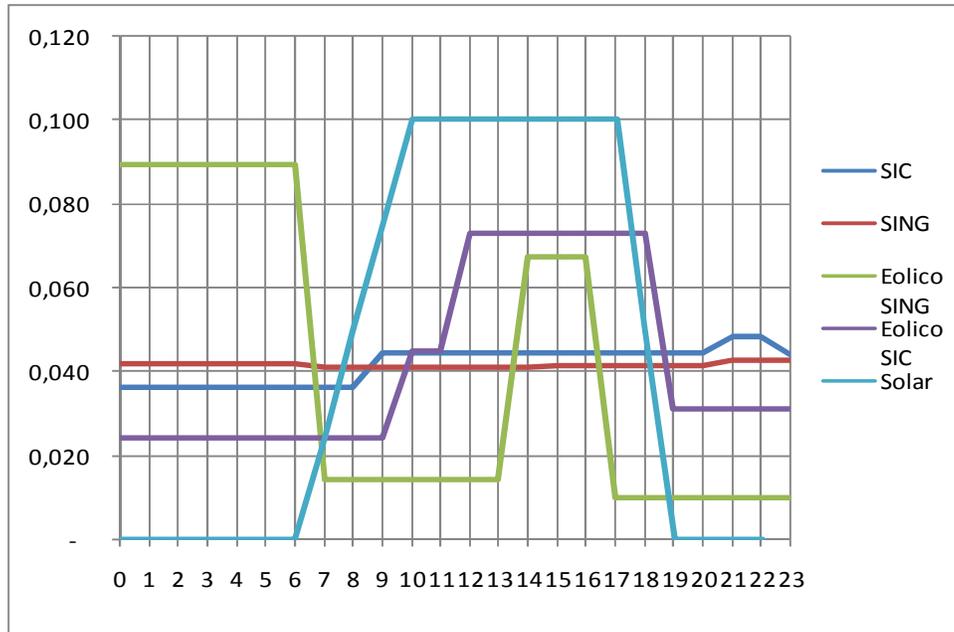


FIGURA 6.7: SUPERPOSICIÓN DE MODELACIÓN MEDIANTE BLOQUES PARA CADA PARÁMETRO RELEVANTE.

Una vez realizada la superposición de las curvas, se analizó las variaciones importantes y las coincidencias entre las variaciones de cada una de las curvas, con el objetivo de obtener un número razonable de bloques. Para el ejercicio anteriormente realizado, se concluye con la utilización de 6 bloques por día es suficiente para reproducir las variaciones importantes en el día.

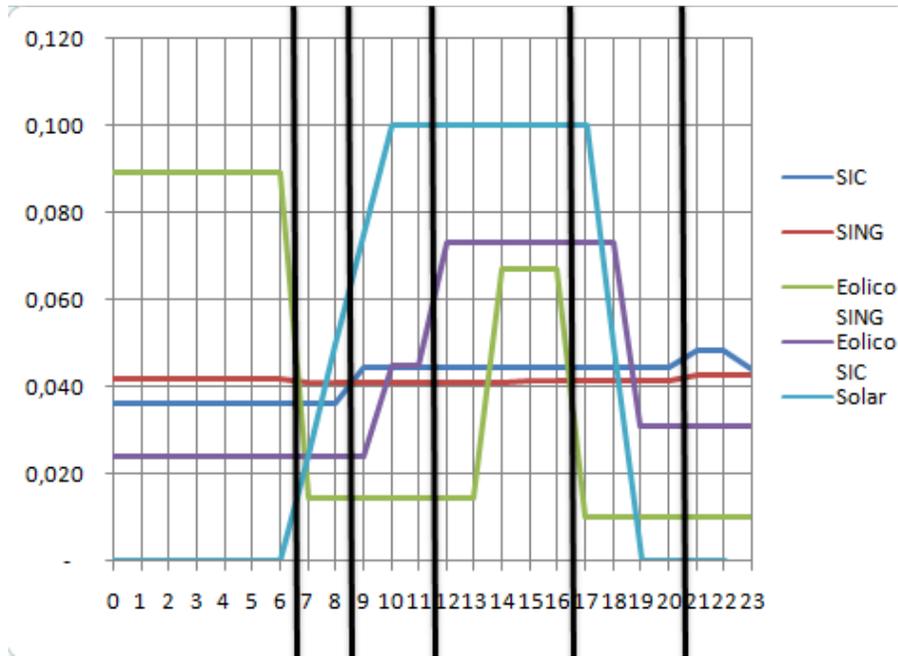


FIGURA 6.8: SUPERPOSICIÓN DE MODELACIÓN MEDIANTE BLOQUES PARA CADA PARÁMETRO RELEVANTE.

Realizando el mismo ejercicio para cada trimestre, se obtuvo una modelación utilizando 6 bloques, excepto para el Trim 3, donde se obtuvo 5 bloques. La repartición horaria de bloques se presenta en la siguiente tabla, en la cual se indica la duración en horas de cada bloque, para cada caso:

TABLA 6.26: ANCHO DE CADA BLOQUE POR CADA CASO EXPRESADO EN HORAS

Trimestre	Ancho del bloque por día					
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
Trimestre 1	7	2	3	5	4	3
Trimestre 2	8	2	3	4	2	5
Trimestre 3	8	4	6	1	5	-
Trimestre 4	8	2	3	5	3	3

6.8 POTENCIALES DE GENERACIÓN CON ERNC

Al revisar el plan de obras recomendadas de Octubre del año 2006, tanto para el SING como para el SIC, el cual si bien es indicativo, se evidencia una clara tendencia a instalar proyectos que utilizan el carbón como combustible, aumentando la dependencia del sistema para este energético. Del total de proyectos recomendados a instalar en el SING entre los años 2010 y 2014, 5 de los 6 proyectos recomendados tiene como combustible el carbón, cada uno de estas centrales con una potencia neta de 200[MW], y el resto a base de diesel, aportando a la matriz en total 1050 [MW], sin presentar ninguna propuesta en base a generación solar o eólica, tal como se muestra en la Tabla 6.2.

En el SIC, a diferencia del SING, en el plan de obras de generación recomendado entre los años 2008 y 2017, de los 31 proyectos, 8 corresponden a geotermia, 2 eólicos, 2 de biomasa y 2 hidroeléctricos de pasada; sin embargo, predomina el carbón y el GNL, pues sólo entre estos dos aportarían 4.590 [MW] de un total de 5.480 [MW]¹⁶.

El país posee las condiciones para desarrollar diversas fuentes energéticas renovables, siendo la geotermia una de las que presentan un mayor potencial teórico calculado. Al año 2004, se consideraba que el país contaba con una capacidad de generación de 8.000 [MW] de potencia firme y en sistema modular utilizando energía geotérmica¹⁷.

A modo de referencia, se presenta una estimación del potencial de los campos geotérmicos chilenos en la siguiente tabla:

¹⁶ Revisar punto 6.2.3.1 - Plan de Obras recomendadas.

¹⁷ Chile sustentable, Diciembre 2004.

TABLA 6.27: POTENCIAL GEOTÉRMICO EN EL PAÍS

Nombre	Región	Tamaño
		estimado (MW)
Surlire	I	50-200
Puchuldiza	I	75-150*
Pampa Lirima	I	50-150
Pampa Apacheta	II	150-250
El Tatio-La Torta	II	200-600*
San José de Maipo	RM	50-100
Termas del Flaco	VI	0-50
Calabozo	VII	300-1.000
Laguna del Maule	VII	50-200
Chillán	VIII	100-350*
Copahue	VIII	100-250
Puyehue	X	200-500
Otros		300-400
Total potencial		1.625-4.200
Fuente, Alfredo Lahsen, 2003		

Notas:

- 1) Chillán y Calabozo, forman parte del acuerdo ENAP-ENEL
- 2) *Parcialmente probado con sondajes

Fuente: Seminario "Seguridad energética, América Latina: Reflejo de las contradicciones de la globalización", Junio 2006

Además, la energía eólica es abundante en el Norte Grande y desde la VIII Región hacia el sur. También existe la capacidad de generar energía utilizando los desechos forestales (biomasa) y aprovechar las pequeñas caídas en los cursos de agua para instalar mini-centrales hidroeléctricas en la zona del Sistema Interconectado Central. Asimismo, es posible generar energía solar con una radiación de 4.500 a 3.700 Kcal. /m³/día entre las regiones I y VIII¹⁸.

TABLA 6.28: TIPOS DE ENERGÍA Y COSTOS DE INVERSIÓN EN CHILE

Tipo de energía	Costos de Inversión US\$/MW	Costo Total operación Mills/KWh	Factor de Planta %	Costo medio total de generación Mills/KWh
No convencional				
Geotérmica	1360000	4,5	90	19-30
Eólica	1012000	6,7	30-33	43-56
Solar (PV)	4550000	7-20	7-15	240-300
Biomasa	1818000	3,6-4,7	80-85	67-65
Hidráulica				
Embalse	998000	0,7	70	18

¹⁸ Chile sustentable, diciembre 2004.

Pasada	1320000	0,7-3	52-75	17-33
Térmica				
Gas(CCC)	629000	14,1	90	22,6
Carbón	922000	16,5	75	32,3
Diesel	424000	80,9	30	81

Fuente: Chile Sustentable: Crisis energética en Chile: Rol y Futuro de las ERNC, Septiembre 2004

La Tabla 6.29 muestra un ejercicio realizado por la UTFSM en el marco del estudio “Contribución potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) al SIC al año 2025”, de cómo se espera pueda presentarse la incorporación de centrales con generación ERNC. Los valores indicados por tecnología y por año no pretenden hacer un plan de obras, sino entregar una indicación que en la medida de que se vayan introduciendo las energías renovables. La mayor experiencia, la capacidad de servicios y recursos disponibles, permitirá la formación de clusters que facilitarán el uso de las ERNC. La reducción de costos de inversión favorecerá paulatinamente las nuevas tecnologías, entre ellas la de tipo solar.

TABLA 6.29: CAPACIDAD INSTALABLE FACTIBLE EN EL SIC [MW]

Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total	SIC, MW	%
2007	117		18	191			326	8.729	4%
2008	210		18	191			419	9.305	5%
2009	280		58	200			538	9.956	5%
2010	350		98	200			648	10.634	6%
2011	420		138	220			778	11.357	7%
2012	480	40	178	240	2		940	12.119	8%
2013	540	65	218	260	2		1.085	12.919	8%
2014	585	105	258	280	10	2	1.240	13.759	9%
2015	606	130	298	300	10	4	1.348	14.653	9%
2016	723	195	358	320	30	6	1.632	15.606	10%
2017	743	260	418	340	50	8	1.819	16.621	11%
2018	763	325	478	360	70	11	2.007	17.618	11%
2019	783	405	558	380	90	15	2.231	18.675	12%
2020	803	485	618	400	110	20	2.436	19.796	12%
2021	823	565	678	420	130	26	2.642	20.983	13%
2022	1.335	645	758	440	150	34	3.362	22.242	15%
2023	1.380	745	838	460	170	44	3.637	23.577	15%
2024	1.455	845	918	480	190	64	3.952	24.992	16%
2025	1.500	950	998	500	210	100	4.258	26.491	17%

Fuente: Contribución potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) al SIC al año 2025. UTFSM¹⁹, 2008.

Con los valores de capacidad instalable factible de centrales de ERNC en el SIC (de la tabla anterior), se construye la Tabla 6.30, la cual presenta la distribución de energía generada ERNC en el período 2007- 2025.

TABLA 6.30: ENERGÍA GENERABLE CON ERNC EN EL SIC (GWH/AÑO)

Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total	SIC, GWh/a	%
2007	615	0	47	1.339	0	0	2.001	40.528	5%
2008	1.104	0	47	1.339	0	0	2.490	43.199	6%
2009	1.472	0	152	1.402	0	0	3.026	46.225	7%
2010	1.840	0	258	1.402	0	0	3.499	49.371	7%
2011	2.208	0	363	1.542	0	0	4.112	52.730	8%
2012	2.523	280	468	1.682	4	0	4.956	56.265	9%
2013	2.838	456	573	1.822	4	0	5.692	59.979	9%
2014	3.075	736	678	1.962	18	3	6.471	63.879	10%
2015	3.185	911	783	2.102	18	5	7.004	68.033	10%
2016	3.800	1.367	941	2.243	53	8	8.410	72.456	12%
2017	3.905	1.822	1.099	2.383	88	11	9.307	77.167	12%
2018	4.010	2.278	1.256	2.523	123	14	10.204	81.797	12%
2019	4.115	2.838	1.466	2.663	158	20	11.261	86.705	13%
2020	4.221	3.399	1.624	2.803	193	26	12.266	91.907	13%
2021	4.326	3.960	1.782	2.943	228	34	13.272	97.422	14%
2022	7.017	4.520	1.992	3.084	263	45	16.920	103.267	16%
2023	7.253	5.221	2.202	3.224	298	58	18.256	109.463	17%
2024	7.647	5.922	2.413	3.364	333	84	19.763	116.031	17%
2025	7.884	6.658	2.623	3.504	368	131	21.168	122.992	17%

Fuente: Contribución potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) al SIC al año 2025. UTFSM, 2008.

¹⁹ Estudio publicado el año 2006, pero que se comenzó a trabajar a mediados del año 2006, por lo que sus fuentes de información caen dentro de los parámetros del presente estudio.

6.9 MODELACIÓN HÍDRICA Y ERNC

A continuación se presenta la metodología de modelación de la disponibilidad de los principales recursos naturales requeridos por las tecnologías de generación para su operación, estas son la disponibilidad hídrica, eólica y solar.

La modelación de la hidrología se basará en el análisis de las series históricas de los niveles hidrológicos de forma de obtener ciclos hídricos de igual cantidad de años y que puedan ser representativos de las categorías Seco, Medio Seco, Medio, Medio Húmedo y Húmedo.

Con esta información es posible generar planes de expansión de acuerdo a cada posible ciclo hídrico. El objetivo de los análisis es obtener un plan de expansión de la capacidad de generación eléctrica que minimice los costos en un escenario de incertidumbre hidrológica.

De igual forma se presenta en anexos un análisis de periodicidad para identificar potenciales ciclos de los niveles hidrológicos antes mencionados.

6.9.1 MODELACIÓN HÍDRICA

6.9.1.1 ESCENARIOS HIDROLÓGICOS

A continuación se presenta la metodología para la expansión de la capacidad de generación eléctrica ante la incertidumbre hidrológica, y los escenarios de proyección.

La problemática surge al intentar predecir la expansión del parque generador, para ello sería deseable conocer la disponibilidad hidroeléctrica en el futuro y de esa forma cuantificar los requerimientos de capacidad, y en qué momento entrarían a la matriz eléctrica nacional, sin embargo, las condiciones hidrológicas son parte del espectro aleatorio y generan incertidumbre de cómo se debe expandir la capacidad eléctrica.

Una solución inicial a este problema es evaluar todos los casos posibles de hidrologías definidos por las series reales de años hidrológicos disponibles, en bloques tan largos como requiera la evaluación, en nuestro caso de largo 24 años (2007 - 2030). Cada serie de largo 24 generará un plan de expansión de la capacidad.

La selección del plan se realiza minimizando la esperanza de los costos de cada plan, al evaluarlo exógenamente en cada serie hídrica. Sin embargo considerando datos desde el año 1961, e incluyendo a partir del último año (2006) las series de los primeros años con el objeto de no romper los ciclos hídricos, se obtienen 46 escenarios potenciales lo que resulta, según el procedimiento descrito en 46^2 evaluaciones, es decir 2116 evaluaciones, cifra técnicamente

infactible de desarrollar en MESSAGE, debido al alto nivel de tiempo requerido para ejecutar una corrida en modo optimización para un modelo de largo plazo y desagregado en bloques.

Dada la problemática técnica de considerar y evaluar todos los escenarios potenciales de hidrología provenientes de las series históricas, se utiliza un método para reducir la cantidad de escenarios hídricos a considerar. El método consiste en utilizar ciclos hidrológicos representativos.

Para ello se establece una clasificación cuantitativa para los estados hídricos (Seco=1, Medio Seco=2, Medio=3, Medio Húmedo=4 y Húmedo=5). De esta forma es posible obtener un valor hídrico discreto para cada año considerando la suma de los estados hídricos de cada embalse dicho año. De forma similar es posible conseguir un valor para una serie hídrica como la suma del valor de cada año de la serie.

Este valor hídrico se describe matemáticamente dada una serie S , y una hidrología $H_{e,a}$ para cada embalse e y año a , como:

$$\sum_{e,a} H_{e,a} \quad \forall a \in S, e \in Embalses$$

Una vez calculado los factores hídricos para las 46 secuencias se procede al análisis de estos datos obteniendo la distribución de probabilidades de estos valores, tal como se presenta en la siguiente figura:

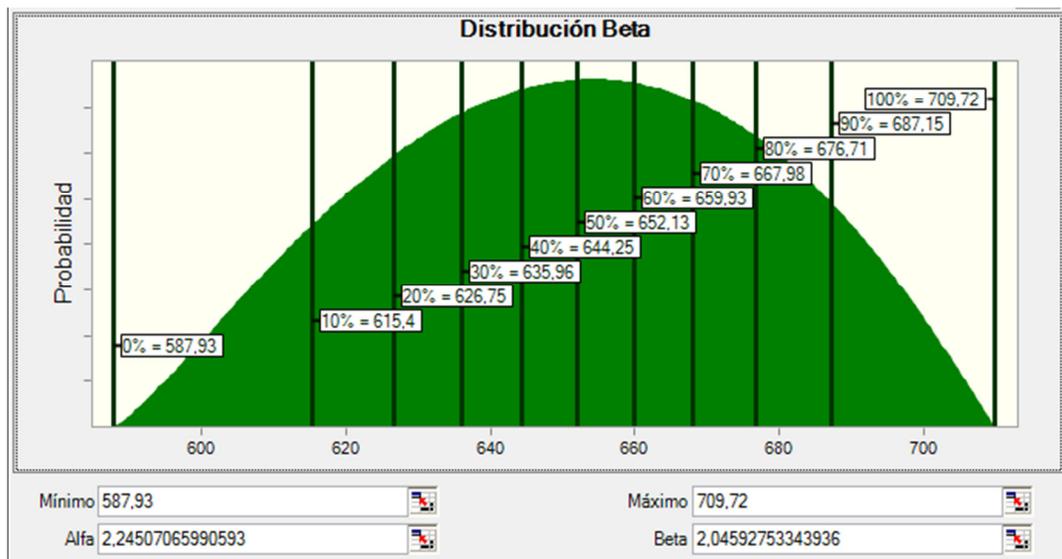


FIGURA 6.9: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL VALOR DE LOS CICLOS HÍDRICOS DE LARGO 24 AÑOS.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la figura anterior, el ciclo representativo de cada estado hídrico (Seco=1, Medio Seco=2, Medio=3, Medio Húmedo=4 y Húmedo=5) corresponde al valor esperado de cada quintil de la distribución de probabilidades lo que es equivalente a seleccionar los valores delimitadores de los deciles 1, 3, 5, 7 y 9. En estas condiciones ya es posible seleccionar las 5 series representativas, serán aquellas en que su valor hídrico minimice la distancia a cada valor delimitador de los deciles 1, 3, 5, 7, 9. Por ejemplo la serie correspondiente a un periodo Seco será aquella que su valor hídrico (de acuerdo a la figura anterior) sea lo más cercano posible a 615,4.

Sobre esta base se escogen las series que se utilizarán para obtener planes de expansión en base a optimización, los que posteriormente se evaluarán exógenamente sobre las mismas series escogidas.

La siguiente etapa es obtener mediante optimización los 5 planes de expansión hídrica resultantes de la evaluación de expansión endógena en las 5 series escogidas. Luego cada plan de expansión obtenido es evaluado exógenamente en cada una de las series hídricas, ponderada por su probabilidad de ocurrencia, obteniendo así la esperanza del costo de cada plan. Por construcción, cada serie tiene aproximadamente la misma probabilidad de ocurrencia debido a que estas se seleccionan como la más próxima al centro estadístico de cada quintil, es decir que en cada quintil individual existe la misma probabilidad de estar por arriba o por debajo de la serie representativa.

Finalmente el plan esperado de expansión hídrica de embalse será aquel en que el promedio de sus costos al evaluarlo en cada serie hídrica representativa sea mínimo. De igual forma los resultados del modelo son el promedio de evaluar el plan óptimo en cada una de las 5 series hídricas representativas.

La siguiente figura resume el esquema metodológico para la obtención del plan óptimo de expansión:

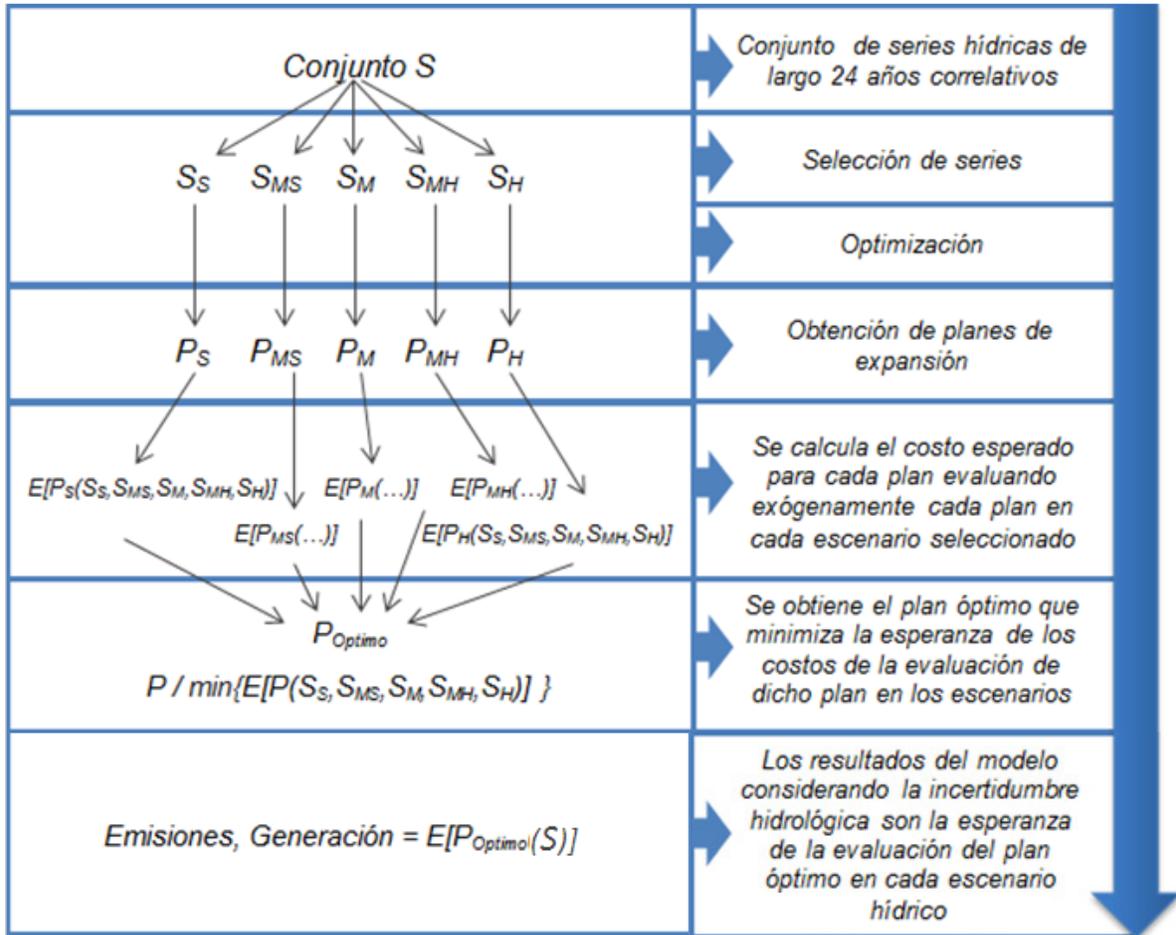


FIGURA 6.10: ESQUEMA METODOLÓGICO PARA LA OBTENCIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN.

Fuente: Elaboración propia.

Los escenarios hídricos obtenidos se presentan a continuación con su clasificación anual, la que no necesariamente es igual para cada embalse en dicho año. Adicionalmente los encabezados de la siguiente tabla señalan los años considerados en cada serie hidrológica escogida:

TABLA 6.31: ESCENARIOS HÍDRICOS OBTENIDOS.

Años	Esc. Seco 1984-2006; 1961	Esc. Medio Seco 1990-2006; 1961-1967	Esc. Medio 1977-2000	Esc. Medio Húmedo 2005-2006; 1961-1982	Esc. Húmedo 1972-1995
1	MS	S	MS	MS	M
2	H	MS	H	MH	H
3	MS	M	H	MS	MS
4	MH	MH	MH	MH	S
5	M	H	H	S	M
6	S	M	M	M	MS
7	S	M	H	S	H
8	MS	S	MS	H	H
9	M	H	H	MH	MH
10	MH	S	MS	MS	H
11	H	MS	MH	S	M
12	M	MH	M	MH	H
13	M	MH	S	MS	MS
14	S	H	S	M	H
15	H	MS	MS	H	MS
16	S	MS	M	MS	MH
17	MS	MH	MH	S	M
18	MH	MS	H	M	S
19	MH	MH	M	MS	S
20	H	S	M	H	MS
21	MS	M	S	H	M
22	MS	S	H	MH	MH
23	MH	H	S	H	H
24	MS	MH	MS	M	M

Fuente: Elaboración propia.

6.9.1.2 MODELACIÓN DE EMBALSES

A continuación se presenta la metodología y los resultados para la obtención de los factores de planta de los embalses existentes en el SIC. Adicionalmente se modelará el complejo Laja con el módulo de almacenamiento de energía de MESSAGE esto implica que el comportamiento de las centrales El Toro y Abanico responderán a las condiciones hídricas que presente el embalse, y no a factores de planta propios de las centrales.

La información para los cálculos se extrae desde el sistema estadístico del CDEC-SIC bajo el título “Afluentes, Mantenimiento Mayor, Indisponibilidades y Fallas de generación y transmisión”. En dicho archivo se encuentran la estadística histórica semanal de los caudales afluentes a embalses desde el año 1940 para algunos y desde el año 1960 para otros.

Por otro lado, se dispone de la información de operación real entre los años 1999 y 2006 de las centrales asociadas a embalses del SIC. La siguiente tabla muestra estas plantas y su aporte respectivo a la generación eléctrica de embalse en el SIC desde el año 2004.

TABLA 6.32: PARTICIPACIÓN DE CADA PLANTA EN LA GENERACIÓN TOTAL EN EL SIC 2004-2006.

	2006	2005	2004	Promedio
El Toro	5.68%	6.53%	13.1%	8.4%
Antuco	8.12%	9.51%	12.9%	10.2%
Abanico	1.89%	2.15%	2.8%	2.3%
Rapel	6.56%	8.13%	6.2%	7.0%
Canutillar	5.35%	5.45%	8.5%	6.4%
Cipreses	3.04%	2.76%	3.4%	3.1%
Isla	2.62%	3.00%	3.7%	3.1%
Colbún	16.43%	18.44%	15.7%	16.8%
Machicura	3.45%	3.92%	3.5%	3.6%
Pehuenche	16.88%	18.99%	19.9%	18.6%
Pangue	11.63%	NA	NA	11.6%
Ralco	18.35%	21.12%	10.33%	16.6%

Fuente: Elaboración propia.

Con esta información y la agrupación geográfica de los embalses que se presenta en la Figura 6.11, se definen las plantas a modelar. Estos son básicamente todos lo presentados en la tabla anterior, pero agrupando los pequeños embalses de la zona de Colbún (Cipreses, Isla y Machicura).

Los caudales afluentes utilizados para evaluar la hidrología se presentan a continuación:

TABLA 6.33: AFLUENTES CONSIDERADOS PARA LA MODELACIÓN DE EMBALSES.

Central	Afluente Embalse
El Toro	Laja
Abanico	Antuco
Rapel	Rapel
Canutillar	Chapo
Otros	No aplica
Colbún	Colbún desagües Laguna Invernada y Laguna del Maule

Pehuenche	C.I Maule en bocatoma Pehuenche - Laguna Invernada - Laguna del Maule
Pangue	Pangue
Ralco	Ralco

Fuente: Elaboración propia.

El embalse “Otros” compuesto por Cipreses, Isla y Machicura considera un escenario hidrológico idéntico a Colbún y Pehuenche, es decir, que cada año posee el mismo estado hídrico que éstos últimos (Seco, Medio Seco, Medio, Medio Húmedo o Húmedo).



FIGURA 6.11: EMBALSES DEL SIC AGRUPADOS GEOGRÁFICAMENTE.

Fuente: Elaboración propia.

El estudio de los caudales analizó la probabilidad de ocurrencia de cada hidrología. Sobre la base del caudal promedio anual para cada afluente se construyó la distribución de probabilidad del caudal afluente, a partir de esta información, se construyen los escenarios S, MS, M, MH, H considerando los intervalos de probabilidad de ocurrencia [0, 20%], [20, 40%], [40, 60%], [60, 80%]

y [80, 100%] respectivamente. Este criterio permite fijar los límites de los caudales en cada escenario y así identificar la calidad hídrica de cada año.

La siguiente figura muestra la distribución de probabilidad y los “cortes” resultantes para el afluente Rapel. En este caso la mejor aproximación a los datos fue una distribución Gamma con los parámetros indicados en la figura, el resto de los afluentes se presenta en el Anexo 6.

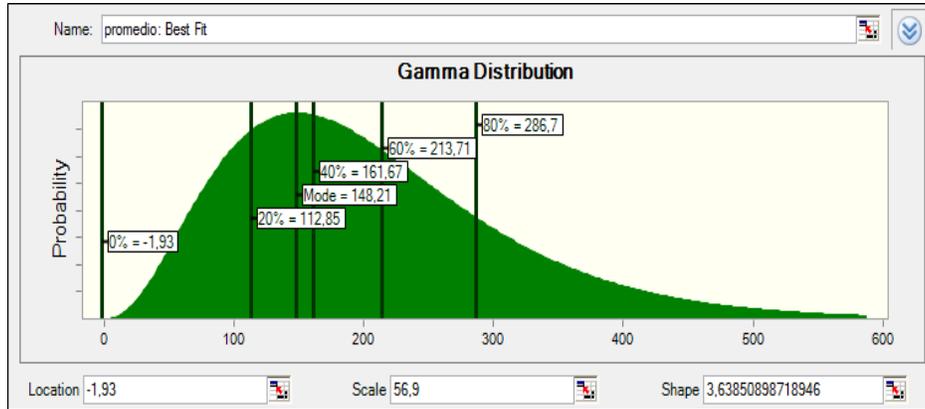


FIGURA 6.12: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE RAPEL.

Fuente: Elaboración propia.

Con esta información es posible clasificar los años hídricos para cada afluente. La siguiente tabla muestra a la izquierda la clasificación obtenida para cada afluente entre los años 1990 y 2006, mientras que a la derecha se muestra la densidad de cada estado en cada año, en el total de afluentes analizados.

TABLA 6.34: RESULTADOS DE ESCENARIOS HÍDRICOS DE EMBALSES 1990-2006.

Año	Rapel	Canutillar	Laja	Abanico	Ralco	Pangué	Pehuenc	Colbún	Seco	Mseco	Medio	Mhúmedo	Húmedo
1990	MS	MS	S	S	S	S	S	S	6	2	0	0	0
1991	S	MS	S	MS	MS	MS	S	S	4	4	0	0	0
1992	MH	MH	M	M	M	M	MH	MH	0	0	4	4	0
1993	H	M	MH	MH	MH	MH	MH	MH	0	0	1	6	1
1994	M	MS	H	H	H	H	M	M	0	1	3	0	4
1995	M	H	M	M	MH	MH	MS	MS	0	2	3	2	1
1996	M	MH	M	M	MH	MH	M	M	0	0	5	3	0
1997	S	S	S	S	S	S	S	S	8	0	0	0	0
1998	H	MH	H	H	MH	H	H	H	0	0	0	2	6
1999	S	S	S	S	S	S	S	S	8	0	0	0	0

2000	MS	S	MS	MS	MS	MS	MS	MS	1	7	0	0	0
2001	H	MH	MH	MH	M	M	MH	MH	0	0	2	5	1
2002	MH	MS	MH	M	MH	MH	MH	MH	0	1	1	6	0
2003	H	H	H	H	MH	H	H	H	0	0	0	1	7
2004	MS	MS	MS	MS	MS	MS	S	S	2	6	0	0	0
2005	MS	MH	MS	MS	MS	MS	MS	MS	0	7	0	1	0
2006	H	H	MH	MH	MH	MH	H	H	0	0	0	4	4

Fuente: Elaboración propia.

Factor de planta

La siguiente etapa es traspasar los estados hídricos a factores de planta. Para ello se cuenta con la generación real entre los años 1999 y 2006, sin embargo en este periodo no están representados todos los escenarios hídricos para todos los embalses por lo que es necesario interpolar en algunos casos y en otros extrapolar. Otro fenómeno que sucede es que la disponibilidad de generación se ve afectada por la hidrología de años anteriores. Por ejemplo, si bien el año 1990 fue seco, el efecto más crítico sobre la disponibilidad se vio reflejado el año 2000 a pesar de que este se consideró medio seco. Bajo este tipo de consideraciones se escogen los años sobre los cuales se calcularán los factores de planta, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 6.35: AÑOS UTILIZADOS PARA MEDIR EL FACTOR DE PLANTA SEGÚN EL ESCENARIO HIDROLÓGICO.

	Seco	Mseco	Medio	Mhúmedo	Húmedo
Antuco	2000				2003
Rapel		2004			2002
Canutillar	2000				2007
Colbún	2004			2002	2006
Otros	2004			2002	2006
Pehuenche	2004	2003		2002	2006
Pangue	2007			2006	
Ralco	2007			2006	

Nota: Las celdas vacías en la tabla muestran que no existe un registro histórico para todos los embalses el correspondiente estado hidrológico, por lo que la siguiente etapa se explicará el proceso de interpolación necesario.

Fuente: Elaboración propia.

Con esta información es posible calcular los factores de planta trimestrales para las centrales/escenarios indicados. Esto se calcula como la generación real del trimestre i dividido por

el potencial máximo de generación del trimestre, el cual es la potencia instalada por el número de horas del trimestre, como se muestra en la siguiente fórmula.

$$FP_{e,i} = \frac{Gen_i}{Pot \cdot Hrs_i}$$

La siguiente etapa es completar el cuadro de factores para cada escenario/trimestre extrapolando e interpolando los valores, para ello se considera la forma de las curvas de distribución de probabilidad de los afluentes, específicamente la distancia entre los quintiles. Quintiles similares provocarán saltos iguales en la interpolación, quintiles más grandes, provocan saltos más grandes en la interpolación, es por esta razón que en los extremos típicamente el salto es mayor, dependiendo de la distribución obtenida, mientras que en los tres quintiles centrales las distancias tienden a ser similares, esto se refleja al interpolar los factores de planta.

La siguiente figura muestra la evolución del factor de planta promedio de las plantas asociadas a embalses en los 5 escenarios, mientras que la Tabla 6.36 indica el detalle para cada planta.

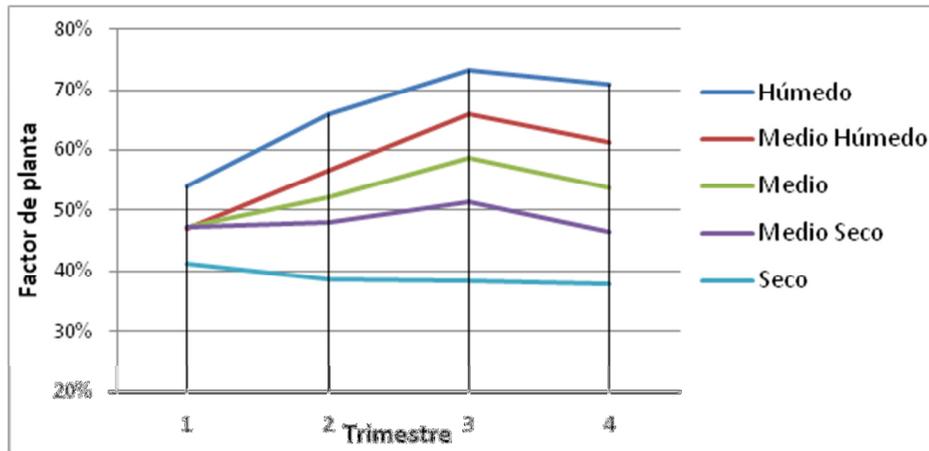


FIGURA 6.13: FACTORES DE PLANTA PROMEDIO DE EMBALSES POR ESCENARIO.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6.36: FACTORES DE PLANTA PARA CADA PLANTA-SEMESTRE, TODOS LOS ESCENARIOS.

		Antuco	Rapel	Canutillar	Colbun	Otros	Pehuente	Ralco	Pangué	Promedio
Seco	T1	42%	11%	73%	34%	72%	36%	40%	37%	41%
	T2	43%	20%	77%	65%	68%	44%	10%	13%	39%
	T3	64%	29%	43%	46%	56%	58%	27%	32%	38%
	T4	57%	3%	27%	49%	45%	66%	50%	51%	38%
Medio	T1	53%	12%	78%	39%	72%	61%	36%	33%	47%

Seco	T2	57%	26%	81%	67%	68%	42%	29%	33%	48%
	T3	67%	42%	59%	64%	56%	55%	62%	60%	51%
	T4	63%	16%	36%	65%	45%	57%	64%	60%	47%
	T1	56%	14%	80%	42%	72%	50%	33%	32%	47%
Medio	T2	60%	31%	82%	68%	70%	48%	39%	42%	52%
	T3	68%	52%	63%	74%	61%	63%	79%	74%	59%
	T4	65%	28%	38%	74%	65%	70%	71%	64%	54%
	T1	58%	15%	81%	45%	71%	40%	31%	30%	47%
Medio Húmedo	T2	63%	35%	83%	69%	72%	53%	49%	52%	57%
	T3	68%	63%	67%	83%	67%	72%	96%	88%	66%
	T4	66%	39%	40%	82%	86%	82%	78%	68%	61%
	T1	69%	17%	85%	67%	75%	57%	29%	28%	54%
Húmedo	T2	76%	40%	87%	76%	86%	57%	58%	61%	66%
	T3	71%	73%	81%	89%	80%	77%	96%	88%	73%
	T4	72%	50%	49%	98%	96%	93%	85%	73%	71%
	T1	69%	17%	85%	67%	75%	57%	29%	28%	54%

Fuente: Elaboración propia.

6.9.1.3 MODELACIÓN DE EMBALSE EL LAJA

A continuación se presenta la modelación del embalse El Laja, el cual se modela por separado de los otros embalses con el fin de poder representar la acumulación de energía hídrica entre años consecutivos, la información utilizada proviene de la Comisión Nacional de Energía.

Capacidad del embalse y volumen inicial

El volumen útil para generación eléctrica del embalse está almacenado entre las cotas 1.310 y 1.368 msnm²⁰. De acuerdo a los datos de la CNE los volúmenes embalsados en dichas cotas son 431 y 5585 hm³. Por otra parte el volumen del embalse al 01 de enero del año 2007 era de 3.691,9 hm³ Según la información de la misma agencia de gobierno.

Afluente energético

El software MESSAGE modela un embalse como un dispositivo acumulador de energía, de igual forma el afluente que carga el embalse, en este caso la captación Alto Polcura, es modelado como un flujo de energía que desemboca en el embalse. Para ello es necesario traducir los caudales desde m³/s a KWh/s, a esto se le llama rendimiento operacional.

²⁰ Modelo GOL (2001), Juan Carlos Olmedo, Noviembre 2001.

El rendimiento operacional es variable y depende de la cota en la cual se encuentra el embalse. MESSAGE no puede utilizar rendimientos variables por lo que se utiliza el promedio de los rendimientos potenciales del embalse de acuerdo a sus cotas máximas y mínimas de operación. El resultado es un rendimiento de 1,326 KWh/m³.

Considerando además la ecuación de volumen energético presentada por CNE para El Laja:

$$Energía = \frac{[Volumen(cota) - Volumen(cota_{min})] \times \left[\frac{Rendimiento(cota) + Rendimiento(cota_{min})}{2} \right]}{3,6} [GWh]$$

Donde el rendimiento está dado la siguiente ecuación:

TABLA 6.37: PARÁMETROS DE RENDIMIENTO EMBALSE EL LAJA.

Ecuación [MW/m3/s]	
R = c1*(Cota)-c2	
Parámetros	
c1	0,008
c2	5,931

Fuente: CNE.

Con esta información se calcula que la disponibilidad energética del embalse lleno es de 6.833 GWh, y en su cota inicial es de 4.223 GWh.

6.9.1.4 MODELACIÓN DE GENERACIÓN HÍDRICA DE CENTRALES DE PASADA

La generación hídrica de pasada es modelada de forma agregada para las centrales del SIC, a excepción de la central de pasada Antuco por tener una potencia considerablemente mayor a las demás centrales de pasada.

Para el cálculo de los factores de planta de las centrales de pasada del SIC se considera la categorización hídrica (seco, medio seco, etc.) de los años obtenida del análisis de las series hidrológicas de la modelación de embalses. La generación total por centrales de pasada muestra un perfil coincidente para el escenario seco en el año 1999, al igual que para el escenario húmedo en el año 2002. El escenario medio se analizó en el año 2004, que si bien es considerado medio seco, es antecedido por un escenario húmedo, y el factor de planta promedio de dicho año es cercano a valores bibliográficos para esta tecnología. Los escenarios medio seco y medio húmedo resultan de la interpolación de los demás escenarios.

Con esta información es posible calcular los factores de planta trimestrales para las centrales/escenarios indicados, esto se calcula como la generación real del trimestre i dividido por el potencial máximo de generación del trimestre, el cual es la potencia instalada por el número de horas del trimestre, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$FP_{e,i} = \frac{Gen_i}{Pot \cdot Hrs_i}$$

La siguiente figura muestra gráficamente la evaluación de los factores de planta trimestrales para las centrales de pasada.

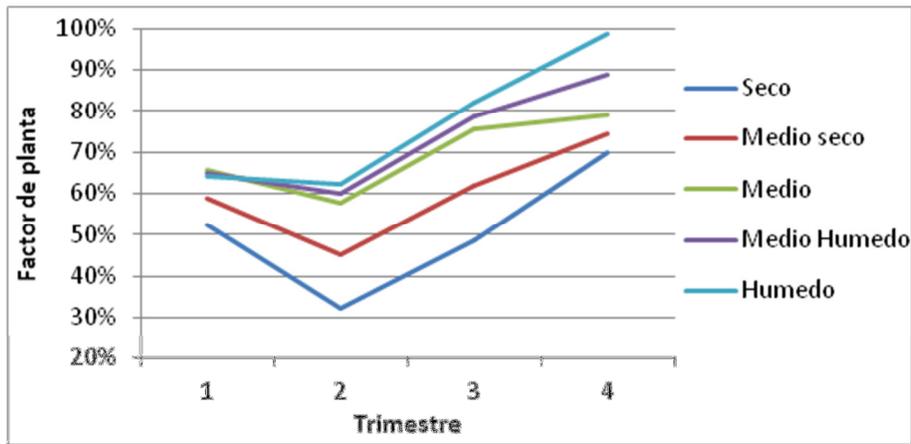


FIGURA 6.14: FACTORES DE PLANTA DE CENTRALES DE PASADA POR ESCENARIO, SIC.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente los resultados obtenidos se presentan a continuación:

TABLA 6.38: FACTORES DE PLANTA PARA CENTRALES DE PASADA DEL SIC POR SEMESTRE, TODOS LOS ESCENARIOS.

	T1	T2	T3	T4	Promedio
Seco	52%	32%	48%	70%	51%
Medio seco	59%	45%	62%	74%	60%
Medio	66%	58%	75%	79%	69%
Medio Húmedo	65%	60%	79%	89%	73%
Húmedo	64%	62%	82%	99%	77%

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6.39: FACTORES DE PLANTA PARA CENTRALES DE PASADA ANTUCO POR SEMESTRE, TODOS LOS ESCENARIOS.

	T1	T2	T3	T4	Promedio
Seco	42%	43%	64%	57%	51%
Medio seco	53%	57%	67%	63%	60%
Medio	56%	60%	68%	65%	62%
Medio Húmedo	58%	63%	68%	66%	64%
Húmedo	69%	76%	71%	72%	72%

Fuente: Elaboración propia.

6.9.2 MODELACIÓN EÓLICA

Para la modelación de los perfiles eólicos, considerando la variación horaria, se utilizó la información obtenida del estudio “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables” desarrollado por CNE, PNUD y GEF el año 2003. En este estudio se midió la velocidad del viento en 14 puntos de reconocido potencial eólico entre la primera y la décima región del país principalmente concentrados en el norte grande, y la décima región.

En el estudio se escogieron las 2 ubicaciones de mayor velocidad promedio del viento para ambos sistemas eléctricos, dando como resultado la zona de Cupo, Calama como perfil eólico para el SING y la zona de Laitec, Quellón para el SIC. Estos resultados se extrapolan al resto del sistema eléctrico correspondiente debido a la ausencia de información que permita definir otros perfiles dentro de cada sistema eléctrico. La siguiente figura muestra las zonas donde se realizaron estas observaciones.



FIGURA 6.15: UBICACIONES GEOGRÁFICAS DE CUPO Y LAITEC.

Fuente: CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, 2003.

A continuación se presenta los resultados de la velocidad del viento obtenidos. Éstos son presentados como un perfil típico diario, y un promedio para cada mes del año. Con motivo de la modelación se obtendrá un perfil típico para 4 promedios de vientos (uno cada trimestre).

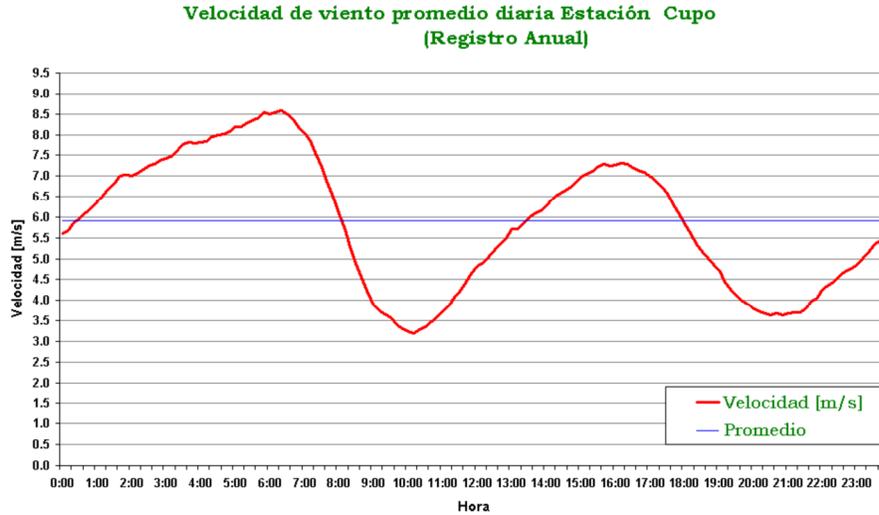


FIGURA 6.16: PERFIL EÓLICO DIARIO TIPO DE LA ZONA DE CUPO, CALAMA, 20 MT DE ALTURA.

Fuente: CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, 2003.

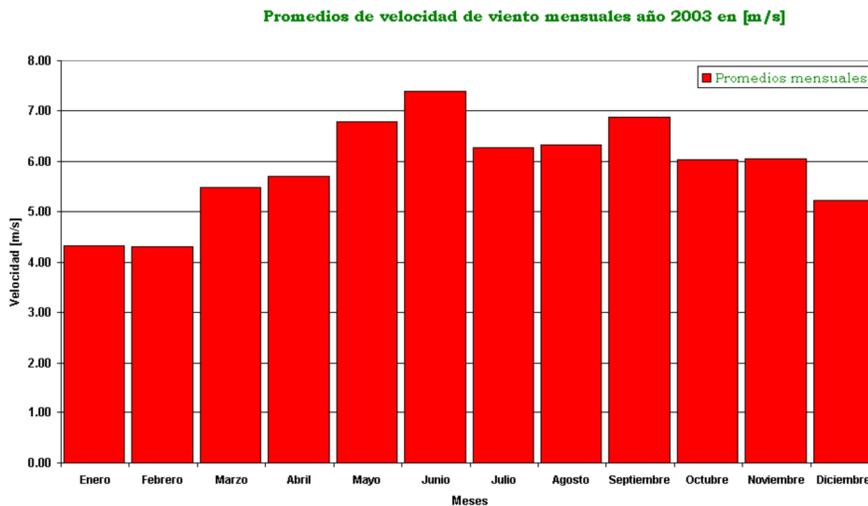


FIGURA 6.17: VELOCIDAD PROMEDIO MENSUAL DEL VIENTO EN LA ZONA DE CUPO, CALAMA.

Fuente: CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, 2003.

De viento a Potencia eléctrica

Para la modelación eólica es necesario traducir las mediciones de viento a potencia de generación eléctrica. Para ello se utilizó la curva de potencia eólica que se presenta en la siguiente figura:

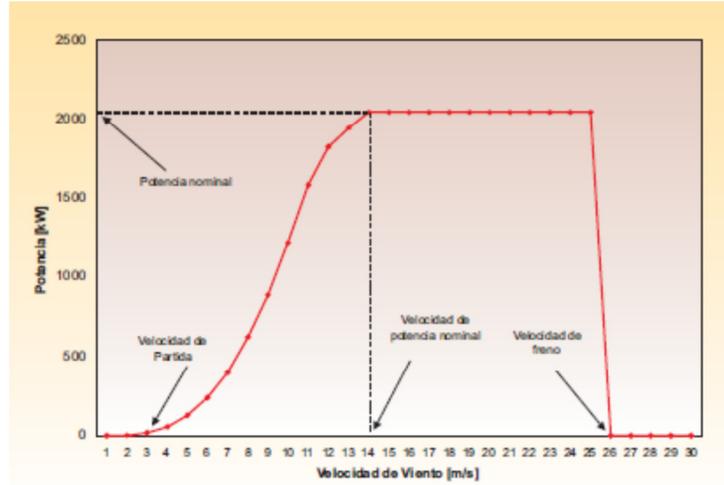


FIGURA 6.18: CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR DE 2 MW.

Fuente: Guía para evaluación ambiental de ERNC, Proyectos Eólicos, CNE 2006.

Sin embargo, se debe considerar la altura de un aerogenerador típico, para evaluar la velocidad del tiempo, los datos de CNE-PNUD-GEF 2003 fueron medidos en alturas de 10 y 20 metros, mientras que una torre de un aerogenerador de 2 MW tiene una altura de entre 75 y 95 metros²¹. Luego, se consideró de forma conservadora una altura promedio de 80 metros para evaluar la potencia de las torres instalables en el país.

Ley Exponencial de Hellmann

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha$$

²¹ <http://www.vestas.com/en/media/brochures.aspx>

En la que v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 6.40: EXPONENTES DE HELLMANN SEGÚN TERRENO

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 - 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 - 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 - 0,26$
Terrenos muy accidentados o ciudades	$\alpha = 0,25 - 0,4$

Fuente: Elaboración propia.

En los perfiles de las zonas evaluadas se utilizó el valor $\alpha = 0,2$ dado que los territorios analizados son sectores, según la clasificación de exponentes de Hellmann, en un rango “poco accidentado-accidentado”. Considerando el valor 0,2 se obtienen factores de planta promedio de 36% y 31% para Cupo y Laitec respectivamente, valores similares a los utilizados por la Comisión para el Desarrollo Eléctrico (CADE) para Calama y la zona sur (40% y 30% respectivamente).

Luego, con los resultados obtenidos de viento a 80 metros de altura y la información de la curva de potencia es posible generar perfiles de factor de planta para ambas zonas en cada hora, estos se aprecian en la figuras a continuación²²:

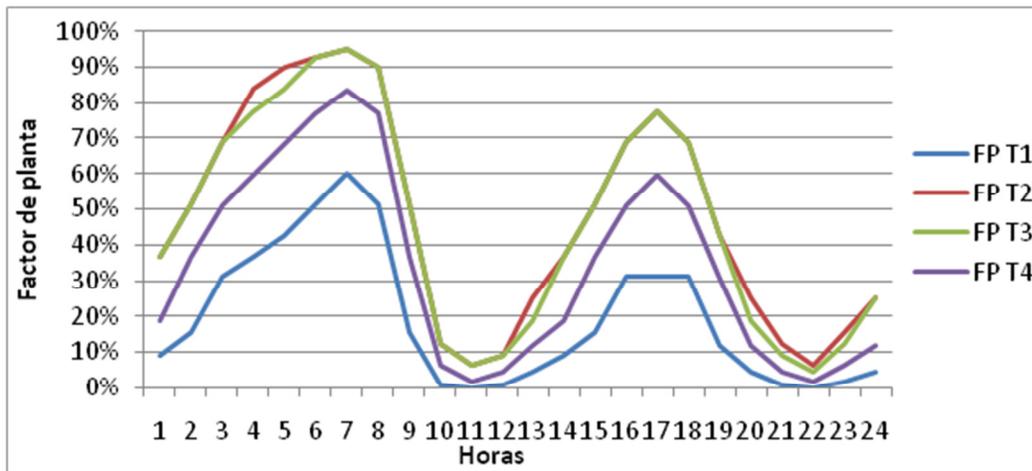


FIGURA 6.19: FACTOR DE PLANTA EÓLICO HORARIO TIPO POR TRIMESTRE, SING.

Fuente: Elaboración propia.

²²Datos horarios y datos de Laitec en Anexo 5

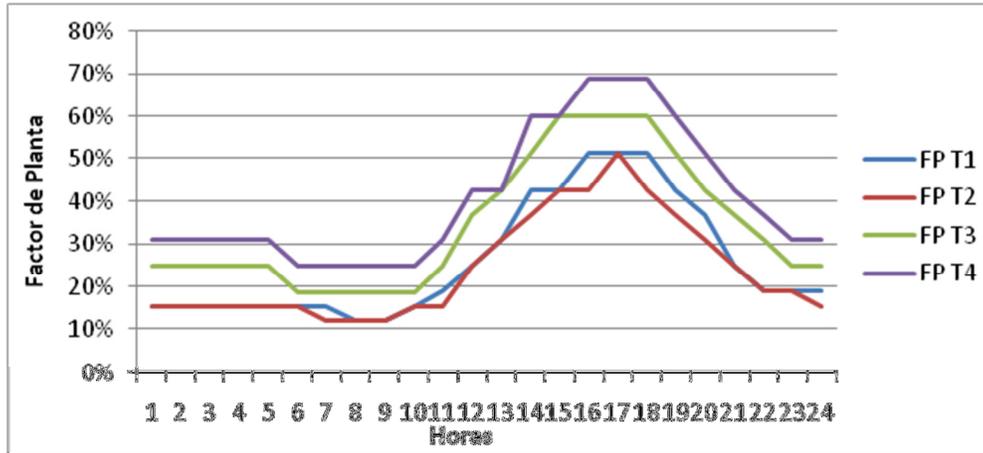


FIGURA 6.20: FACTOR DE PLANTA EÓLICO HORARIO TIPO POR TRIMESTRE, SIC.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, promediando los factores de planta para cada bloque y trimestre se obtienen los factores de planta eólicos para cada bloque en el SIC y el SING.

TABLA 6.41: FACTORES DE PLANTA PARA ENERGÍA EÓLICA EN EL SING POR BLOQUE.

SING	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Bloque 1	35,1%	76%	74,4%	59,3%
Bloque 2	33,3%	31,6%	19,7%	21,5%
Bloque 3	0,7%	13,4%	53,6%	6%
Bloque 4	18,2%	58,6%	42,5%	43,6%
Bloque 5	12,1%	55,6%	13,8%	15,8%
Bloque 6	2%	16,7%		6,7%

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6.42: FACTORES DE PLANTA PARA ENERGÍA EÓLICA EN EL SIC POR BLOQUE.

SIC	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Bloque 1	15,4%	14,5%	22,6%	28,7%
Bloque 2	12%	13,7%	24,8%	24,9%
Bloque 3	19,7%	23,8%	55,6%	38,7%
Bloque 4	43,7%	43,3%	51,3%	65,3%
Bloque 5	38,8%	39,6%	32%	51,3%
Bloque 6	18,8%	21,8%		32,9%

Fuente: Elaboración propia.

6.9.3 MODELACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación se presenta la modelación de la disponibilidad solar, para ello se considera que esta tecnología sólo estará disponible en el norte grande donde se estima que es una de las mejores zonas a nivel mundial para la producción de esta energía debido a los altos niveles de radiación solar.

La modelación se basa en las horas diarias de sol de cada semestre en la región de Atacama, esto implica que en el segundo y tercer semestre se reduce la disponibilidad de esta tecnología. Con esto se define un horario de actividad de esta tecnología entre las 9:00 y 18:00 hrs en el primer y cuarto trimestre del año, mientras que para el segundo y tercer trimestre el horario es entre 10:00 y 17:00 hrs. Esto se aprecia en la siguiente figura donde se observan sólo 2 curvas debido a la superposición de trimestres iguales.

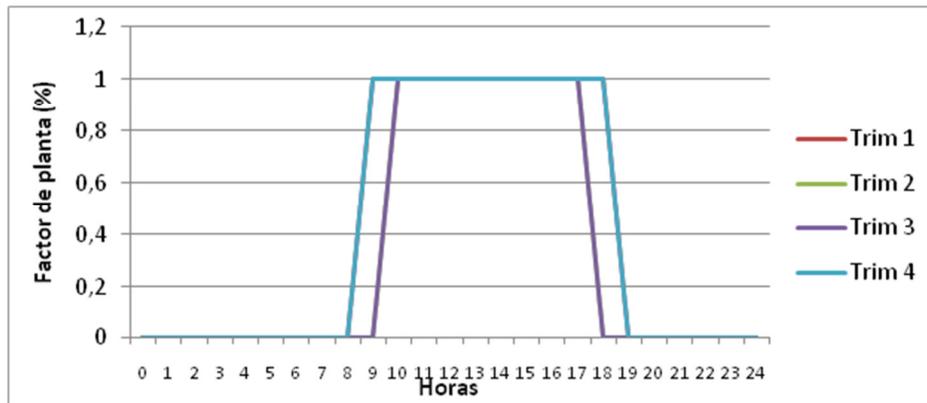


FIGURA 6.21: FACTOR DE PLANTA SOLAR HORARIO TIPO POR TRIMESTRE, SIC.

Fuente: Elaboración propia.

Utilizando información de radiación solar en el desierto de atacama, medida por la ministerio de energía²³ e información del libro solar (Centro de Energías renovables), se obtienen los parámetros de potencia y rendimiento, para la modelación del factor de planta.

²³http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/energia_solar.html

Finalmente ajustando los factores de planta a los bloques de modelación se obtienen los siguientes factores de planta para cada bloque.

TABLA 6.43: FACTORES DE PLANTA PARA ENERGÍA SOLAR EN EL SING POR BLOQUE.

SING	1º Trim	2º Trim	3º Trim	4º Trim
Bloque 1	0%	0%	0%	0%
Bloque 2	11,5%	65%	21%	35%
Bloque 3	71%	39,1%	57%	87%
Bloque 4	95%	52,3%	28%	95%
Bloque 5	59,3%	39,2%	0%	47,3%
Bloque 6	0%	0%		0%

Fuente: Elaboración propia.

6.10 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El modelo MESSAGE permite una modelación multienergética, que represente cada etapa de la cadena energética, comenzando en la extracción del recurso para obtener la energía primaria, hasta el uso final del consumidor, permitiendo modelar en forma individual cada etapa de esta cadena. La siguiente figura muestra un ejemplo de lo anterior.

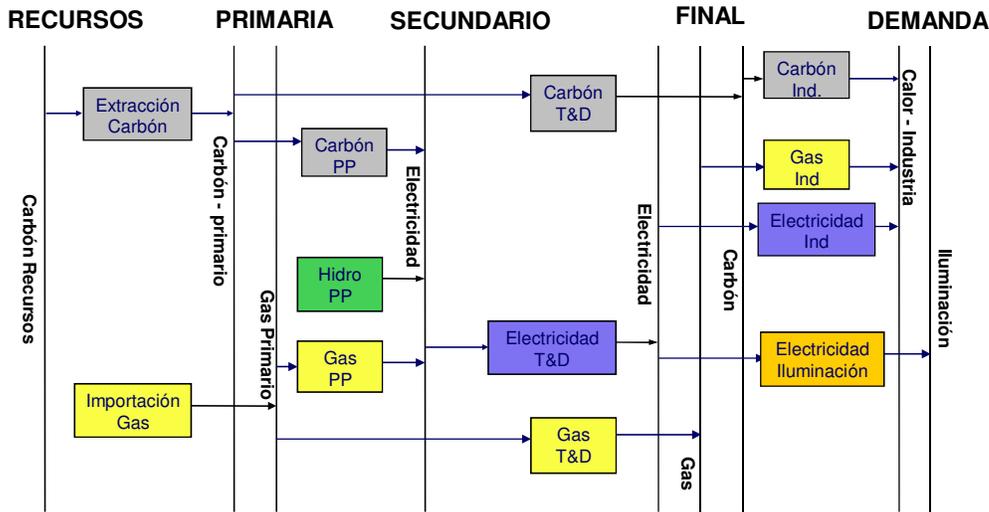


FIGURA 6.22: ESQUEMA DE UN SISTEMA SIMPLE DE SUMINISTRO DE ENERGÍA – FLUJO FÍSICO.

En particular, para el presente estudio, se concentrarán la modelación entre las etapas de energía primaria y final. Al igual que en estudios anteriores de largo plazo, la transmisión será concebida en el modelo bajo el concepto de una red uninodal, pero aprovechando las características de MESSAGE. En este sentido, las centrales generadoras se modelarán como “conectores” entre el recurso primario y el recurso secundario (con las características de planta, disponibilidad, potencia, antigüedad, costos, etc.), mientras que se modelará una línea de transmisión que “conecte” el recurso secundario y el recurso final. Esta línea de transmisión puede ser caracterizada de modo que refleje las pérdidas propias del sistema de transmisión, las que fueron consideradas exógenamente.

6.10.1 MODELACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

La línea de transmisión que conecta el recurso secundario con el uso final en el modelo debe considerar las pérdidas en la transmisión eléctrica. Este parámetro puede ser variable año a año,

de modo que refleje los cambios en la expansión de la transmisión, así como el crecimiento de la demanda eléctrica en el país. Este factor de pérdidas debe ser coherente con las pérdidas históricas de los sistemas, de acuerdo a los anuarios de cada uno de los Centros de Despacho Económico de Carga de los sistemas Interconectados.

6.10.1.1 MODELACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN EN EL SING

En la Figura 6.23 se presenta el porcentaje de pérdidas en la transmisión para el SING. Para su estimación se consideró el cociente entre las ventas de energía y la generación neta (consumos propios menos los consumos propios) de dicho sistema.

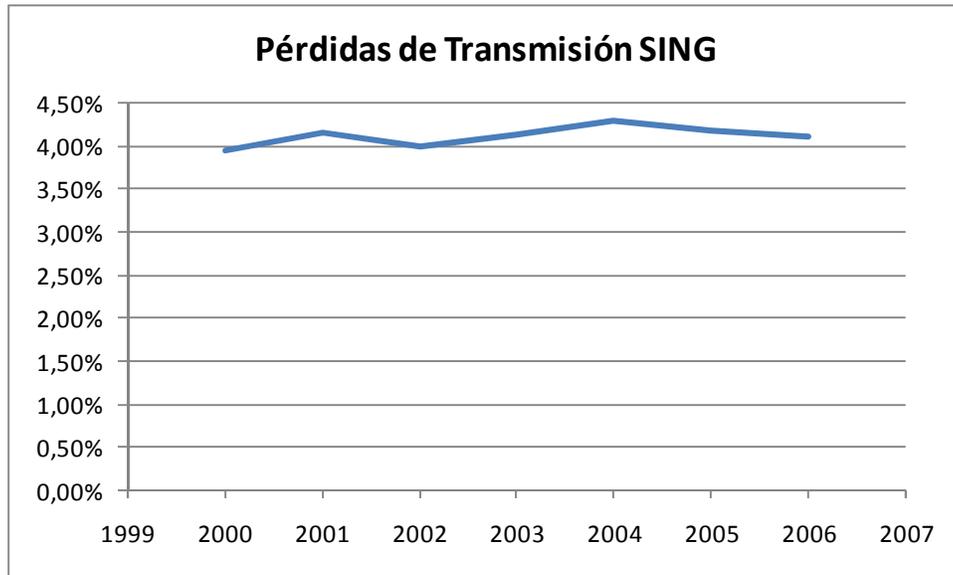


FIGURA 6.23: PORCENTAJE DE PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN EN EL SING.

Fuente: Elaboración Propia a partir de Anuario 2006, CDEC-SING.

A partir de la figura anterior, se desprende que para los años bajo estudio, no existe una tendencia clara, ni al aumento ni a la disminución del porcentaje de pérdidas en el SING, por lo cual, para efectos prácticos, se considerará un factor de pérdidas constante, igual a 4,11%, que corresponde al promedio de los porcentajes históricos de pérdidas de este sistema.

6.10.1.2 MODELACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN EN EL SIC

En la Figura 6.24 se presenta el porcentaje de pérdidas en la transmisión para el SIC. Para su estimación se consideró el cociente entre las ventas de energía y la generación neta (consumos propios menos los consumos propios) de dicho sistema.

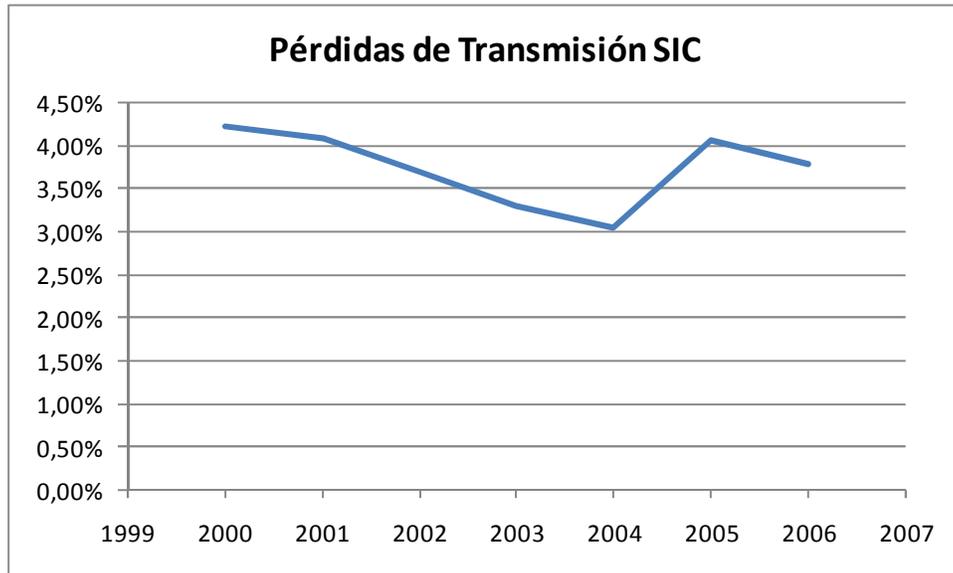


FIGURA 6.24: PORCENTAJE DE PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN EN EL SIC.

Fuente: Elaboración Propia a partir de Anuario 2006, CDEC-SIC.

A partir de la figura anterior, se intentó llegar a una correlación que explique la variación en las pérdidas (principalmente atribuibles a las variaciones en la hidrología entre años secos y años húmedos, o variaciones en la generación de embalse), no encontrando ninguna correlación aparente más allá del propio crecimiento del sistema, el aumento de la demanda, la expansión en la transmisión y la expansión en la generación.

En base a lo anterior, se puede suponer que el período bajo estudio muestra las variaciones máximas y mínimas en las pérdidas del sistema, y todo valor intermedio responde a la adaptación del sistema. Por lo tanto, dado que estas variaciones (supuestamente cíclicas) no necesariamente tienen un período fijo, las pérdidas del sistema se modelarán como una constante en base al valor medio (promedio) de esta variación histórica, igual a 3,71%.

6.10.2 MODELACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN SIC - SING

Para el caso particular de la interconexión SIC-SING, el modelo planteado en MESSAGE permite trabajar en forma endógena la interconexión, indicando solamente el año a partir del cual ésta sea operativa, eliminando las distorsiones que conlleva la realización de modelos por separado para cada período de tiempo (antes y después de la interconexión).

En la siguiente figura se presenta un esquema de la modelación de los diferentes sistemas interconectados y cómo se modelaría la interconexión SIC – SING:

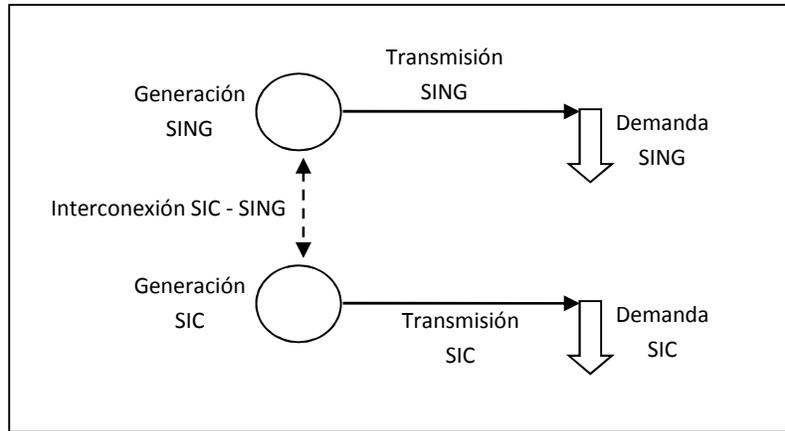


FIGURA 6.25: MODELACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y LA INTERCONEXIÓN SIC-SING.

6.11 CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE CO₂

El cálculo de las emisiones de CO₂e asociadas a la generación eléctrica proveniente de sistemas interconectados está asociado a las características de cada uno de éstos, en cuanto a la composición y combustibles utilizados por los generadores, y la organización de la información que informan los Centros de Despacho de Carga, sobre la operación de ellos.

Con base a las orientaciones generales que se encuentran en los trabajos consultados y al conocimiento del equipo consultor en estos temas, se propone una forma para el cálculo de estos factores de emisión por MW generado que corresponde a la razón entre la sumatoria de las emisiones de CO₂e de cada una de las centrales que compone el sistema interconectado y la energía entregada por este sistema. Esto es, por medio de la fórmula:

$$FE_{hS} = \sum_{j, i_S} \left(\frac{C_{h,j,i_S} * PCI_j * Fe_{j,c} * GWP_c}{Ev_h} \right)$$

Donde:

- FE_{hS} : Factor de emisión (Ton CO₂/MWh), para cada hora "h" y cada sistema Interconectado "S"
 C_{h,j,i_S} : Cantidad de combustible j en Ton (o m3) en la hora h de la de la unidad de generación "i_S" perteneciente al sistema "S"
 PCI_j : Poder calorífico inferior del combustible "j" (TJ/1000 Ton)
 $Fe_{j,c}$: Factor de emisión del combustible "j" (Ton CO₂/ Tj)
 GWP_c : Potencial de calentamiento global (*Global Warming Potential*) para cada gas "c" de efecto invernadero
 Ev_{hS} : Energía vendida en la hora "h" por el sistema Interconectado "S"
 i_S : Unidad de generación perteneciente al Sistema interconectado "S"
 j : Combustible utilizado en cada central
 h : Hora en la cual opera una unidad de generación
 c : Gas de efecto invernadero considerado

6.11.1 FACTORES DE EMISIÓN DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN

Los factores de emisión utilizados para los combustibles utilizados en la generación, corresponden a las emisiones generadas por efecto de la combustión de un determinado combustible, y se expresan en unidades de CO₂ por unidades de energía (kg CO₂/TJ). Este valor es función del contenido de carbono por unidad de combustible. Se utilizará los valores del IPCC del año 2006.

En el documento del IPCC, se presenta una tabla indicando valores máximos y mínimos de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O, indicando también un valor por defecto (recomendado). Para el presente programa, se han utilizado los valores por defecto.

TABLA 6.44: VALORES DE EMISIONES POR DEFECTO PARA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Factor de emisión por defecto	Mínimo	Máximo	Factor de emisión por defecto	Mínimo	Máximo	Factor de emisión por defecto	Mínimo	Máximo
Diesel	74.100	72.600	74.800	3	1	10	0,6	0,2	2
Fuel Oil	77.400	75.500	78.800	3	1	10	0,6	0,2	2
Carbón Bituminoso	94.600	89.500	99.700	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Petcoke	97.500	82.900	115.000	3	1	10	0,6	0,2	2
Gas Natural	56.100	54.300	58.300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

Fuente: IPCC 2006: “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero”, (valores enviados por la contraparte técnica).

Adicionalmente, el mismo documento citado, presenta una tabla indicando cifras recomendadas para utilizar para las emisiones de gases CH₄ y N₂O, dependiendo de las tecnologías de combustión utilizadas en la generación eléctrica. En el presente estudio, se ha hecho diferencia en la combustión para grandes motores diesel, y para la combustión en ciclo abierto y en ciclo combinado.

TABLA 6.45: FACTORES DE EMISIÓN POR TECNOLOGÍA

Tecnología	Factores de Emisión (kg/TJ de energía)	
	CH ₄	N ₂ O
Grandes Motores Diesel > 600 HP	4	N/A
Turbinas de Gas > 3MW	4	1
Ciclo Combinado	1	3

Fuente: IPCC 2006: “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero”, IPCC, 2006.

Dado que los factores de emisión entregados por el IPCC son en función del poder calorífico inferior del combustible utilizado, se ha recurrido a otras fuentes de información para obtener estos datos. En el documento “Manual de procedimientos del reglamento interno del CDEC-SING”,

se han determinado valores por defecto para el poder calorífico superior (PCS) de los combustibles utilizados en las instalaciones y en los reportes entregados.

Para el presente estudio se ha considerado el Poder Calorífico Inferior (PCI), según lo que solicita el IPCC en las guías de los inventarios nacionales para estimar las emisiones de CO₂. Para obtener el valor del PCI, se debe transformar el Poder calorífico Superior (PCS) informado, a través de las siguientes relaciones para combustibles líquidos y sólidos:

$$\frac{PCI_{liq}}{PCS_{liq}} = 95\% \qquad \frac{PCI_{sol}}{PCS_{sol}} = 90\%$$

Para el caso del Gas Natural, se ha utilizado un factor del 90%, que es específico para este combustible.

TABLA 6.46: NORMALIZACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS SUPERIORES UTILIZADOS POR CDEC-SING EN LOS COMBUSTIBLES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Poder Calorífico Superior (MCal/Ton)	Poder Calorífico Inferior (MCal/Ton)
Diesel	11.000	10.450
Fuel Oil nº6	10.500	9.975
Gas Natural	9.300 kCal/m ³	8.370 kCal/m ³
Carbón Bituminoso	6.000	5.400
Petcoke	6.000	5.400

Fuente: “Manual de procedimientos del reglamento interno del CDEC-SING” y elaboración propia.

Finalmente, en algunos reportes, las unidades de medida de los combustibles utilizados, no corresponden a unidades de masa, sino volumétricas. Para ello se utilizó la información del Balance Nacional de Energía del año 2009, donde se indica la densidad de los combustibles.

TABLA 6.47: DENSIDAD DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Densidad (Ton/m ³)
Diesel	0,840
Fuel Oil nº6	0,945
Gas Natural	0,000650

Fuente: “Manual de procedimientos del reglamento interno del CDEC-SING”

En cuanto al potencial de calentamiento global de los gases de efecto invernadero, CH₄ y N₂O, y la obtención de una cifra de carbono equivalente, se ha utilizado la equivalencia 1 CH₄ = 25 CO₂ y 1 N₂O = 298 CO₂, cifras entregadas por el IPCC, considerando el efecto a 100 años de dichos gases.

Finalmente, con esta información, se ha generado la siguiente tabla de equivalencia de emisiones para los combustibles en la generación eléctrica.

TABLA 6.48: FACTORES DE EMISIÓN PARA LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Factor de Emisión	Unidad de medida
Carbón	2,150	tCO ₂ e/ton
Carbón 80% - Petcoke 20%	2,162	tCO ₂ e/ton
Diesel Ciclo Abierto	3,253	tCO ₂ e/ton
Diesel Ciclo Combinado	3,253	tCO ₂ e/ton
Diesel Motores	3,247	tCO ₂ e/ton
Fuel Oil Nro. 6	3,243	tCO ₂ e/ton
Gas Natural Licuado Ciclo Abierto	0,0020	tCO ₂ e/m ³
Gas Natural Licuado Ciclo Combinado	0,0020	tCO ₂ e/m ³

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo del factor de emisión para cada central, se ha utilizado la información disponible, correspondiente a la generación bruta de cada una. Para el cálculo de las emisiones, se han calculado los consumos específicos de combustible de las unidades generadoras, utilizando la información disponible mediante los anuarios del CDEC-SIC, donde se indica la generación anual y el consumo de combustible de cada unidad generadora. Como segunda fuente de información, se ha utilizado consumos específicos dados por el informe de precio de nudo de octubre 2006, o en su defecto, valores de consumo específico de otras centrales, dado por similitud en los combustibles utilizados, tecnología de generación, potencia, año de puesta en marcha, etc.

Una vez obtenida la base de datos de consumos específicos para cada unidad generadora del SIC, se ha procedido a asignar emisiones de CO₂ a los consumos específicos de acuerdo a los valores de las guías IPCC 2006, obteniendo de esta forma un valor único para cada unidad generadora que asocia emisiones de CO₂ equivalente, por cada MWh generado por dicha unidad.

6.12 OTROS SUPUESTOS Y RESTRICCIONES DEL MODELO

Las tecnologías de expansión consideradas en el modelo, son:

- SING
 - Carbón Pulverizado
 - Carbón Lecho Fluidizado
 - Carbón Supercrítico
 - Ciclo Combinado de Gasificación Integrada²⁴
 - Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento²⁵
 - Eólica Cordillera
 - Solar Térmico por Concentración
 - Solar Fotovoltaico

Para el SING, no se considera posible expandir la capacidad instalada en Gas Natural Licuado, de acuerdo al análisis en el punto 6.3.3.1.

- SIC
 - Eólica Costera
 - Biomasa
 - Geotérmica
 - Mini Hidráulica
 - Hidráulica de Pasada
 - Embalse (Hidroaysén)
 - GNL para Ciclo Combinado
 - Carbón Pulverizado
 - Carbón Lecho Fluidizado
 - Carbón Supercrítico
 - Ciclo Combinado de Gasificación Integrada²⁶
 - Centrales a Carbón con Captura y Almacenamiento²⁷

²⁴ Se considera que esta tecnología alcanzará su madurez necesaria a partir del año 2030, por lo que se considerará sólo en el modelo de expansión 2030 – 2050.

²⁵ Se considera que esta tecnología alcanzará su madurez necesaria a partir del año 2030, por lo que se considerará sólo en el modelo de expansión 2030 – 2050.

²⁶ Se considera que esta tecnología alcanzará su madurez necesaria a partir del año 2030, por lo que se considerará sólo en el modelo de expansión 2030 – 2050.

²⁷ Se considera que esta tecnología alcanzará su madurez necesaria a partir del año 2030, por lo que se considerará sólo en el modelo de expansión 2030 – 2050.

- Solar Térmico por Concentración
- Solar Fotovoltaico
- Nuclear

En los siguientes puntos se abordará una serie de supuestos y restricciones propios de cada tecnología, los cuales fueron incorporados al modelo. Cuando se refiere a “tamaño estándar de una central”, se refiere al mínimo valor que se puede instalar por año, no indicando a priori (salvo que el proyecto en particular lo especifique, como el caso de Hidroaysén) un tamaño máximo de centrales a instalar en un año, por lo que se subentiende que en un año se puede instalar múltiplos de la capacidad indicada.

6.12.1 SING – CARBÓN PULVERIZADO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	200 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2011		Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Costo de operación	23,64 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS ²⁸ .	Valor referencial para obras recomendadas, IPN SING.

6.12.2 SING – CARBÓN LECHO FLUIDIZADO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	200 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2011		Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Costo de operación	24,79 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Agencia Internacional de la Energía.

²⁸ Tabla con factores de modulación (tasa de crecimiento con respecto año base) entregada por contraparte técnica

6.12.3 SING – CARBÓN SUPERCRÍTICO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	200 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2011		Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Costo de operación	25,69 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.4 SING – CICLO COMBINADO DE GASIFICACIÓN INTEGRADA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	200 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2030		Estimación del Consultor.
Costo de operación	24,71 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.5 SING – CENTRALES A CARBÓN CON CAPTURA Y ALMACENAMIENTO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	200 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SING plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2030		Estimación del Consultor.
Costo de operación	45,97 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS y evolución tecnológica del costo de captura.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.6 SING – EÓLICA CORDILLERA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	20 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,362813 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil de Viento Calama.
Primer año de entrada en operación factible	2009		
Costo de operación	7,73 USD/MWh.	Valor a modular según proyecciones.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.7 SING – SOLAR TÉRMICO POR CONCENTRACIÓN

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	50 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,348888 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil Solar y supuestos de la tecnología.
Primer año de entrada en operación factible	2016		
Costo de operación	12,5 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.8 SING – SOLAR FOTOVOLTAICO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	50 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,288041 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil Solar y supuestos de la tecnología.
Primer año de entrada en operación factible	2016		
Costo de operación	30 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.9 SIC – EÓLICA COSTERA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	10 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,304844 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil de Viento Quellón.
Primer año de entrada en operación factible	2008 (1 a 2 años después de Canela I, de modo de permitir el aprendizaje).		
Costo de operación	7,73 USD/MWh.	Valor a modular según proyecciones.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.10 SIC – BIOMASA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	20 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,85 (Factor de Disponibilidad)	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Primer año de entrada en operación factible	2009		
Costo de operación	32,00 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.

6.12.11 SIC – GEOTÉRMICA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	40 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,9 (Factor de Disponibilidad)	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Primer año de entrada en operación factible	2011		
Costo de operación	21,00 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.

6.12.12 SIC – MINI HIDRÁULICA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	De acuerdo al proyecto (punto 6.8). Del año 2025 en adelante se supone un potencial anual de 50 MW por año.		
Factor de Planta	De acuerdo a la hidrología		
Primer año de entrada en operación factible	2008		
Costo de operación	6,00 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.

6.12.13 SIC – HIDRÁULICA DE PASADA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	De acuerdo al proyecto (punto 6.2.3)		
Factor de Planta	De acuerdo a la hidrología		
Primer año de entrada en operación factible	2008		
Costo de operación	5,00 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.

6.12.14 SIC – EMBALSE (HIDROAYSÉN)

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	688 MW por etapa (4 etapas, una etapa por año)		
Factor de Planta	0,78		Estudios del proyecto.
Primer año de entrada en operación factible	2017 – 2020		
Costo de operación	5,00 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.

6.12.15 SIC – GNL PARA CICLO COMBINADO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	385 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Sn. Isidro
Primer año de entrada en operación factible	2009		Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Costo de operación	58,92 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Costo previsto para Quintero II, IPN SIC plan recomendado.

Para la capacidad a construir, se ha hecho un análisis de la cantidad de gas disponible para otros proyectos de generación en forma detallada en el punto 6.3.3. En base a este análisis y tomando en consideración el “Plan Recomendado” del IPN del SIC de octubre 2006, se considera que las centrales realmente factibles serían las 3 etapas programadas para la central Quinteros, programadas para entrar en pleno funcionamiento los años 2010, 2012 y 2017, respectivamente. Se contempla que cada unidad será de 385 MW. Si bien este plan no se impone como un hecho, se ha modelado para que el programa decida si es que sigue este plan, o si lo posterga.

En base al mismo análisis del punto 6.3.3, se considera que la capacidad instalada en el terminal de Mejillones es insuficiente para asegurar el suministro de combustible necesario para expandir la generación eléctrica en esta tecnología en el SING.

6.12.16 SIC – CARBÓN PULVERIZADO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	250 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2010		Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Costo de operación	23,64 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Valor referencial para obras recomendadas, IPN SIC.

6.12.17 SIC – CARBÓN LECHO FLUIDIZADO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	250 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2010		Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Costo de operación	24,79 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.18 SIC – CARBÓN SUPERCRÍTICO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	250 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2010		Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Costo de operación	25,69 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Valor referencial para obras recomendadas, IPN SING.

6.12.19 SIC – CICLO COMBINADO DE GASIFICACIÓN INTEGRADA

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	250 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2030		Estimación del Consultor.
Costo de operación	24,71 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.20 SIC – CENTRALES A CARBÓN CON CAPTURA Y ALMACENAMIENTO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	250 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,979	Valor fijo en todo el horizonte.	Factor de Planta de Guacolda.
Primer año de entrada en operación factible	2030		Estimación del Consultor.
Costo de operación	45,97 USD/MWh al 2007.	Valor a modular según tabla MAPS y evolución tecnológica del costo de captura.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.21 SIC – SOLAR TÉRMICO POR CONCENTRACIÓN

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	50 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,348888 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil Solar y supuestos de la tecnología.
Primer año de entrada en operación factible	2016		
Costo de operación	12,5 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.22 SIC – SOLAR FOTOVOLTAICO

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	50 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Valor referencial IPN SIC plan recomendado.
Factor de Planta	0,288041 (Valor medio anual, modulado según bloques)	Valor fijo en todo el horizonte.	Perfil Solar y supuestos de la tecnología.
Primer año de entrada en operación factible	2016		
Costo de operación	30 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.23 SIC – NUCLEAR

Parámetro	Valor a utilizar	Horizonte	Fuente y/o Justificación
Tamaño estándar de una central	1500 MW	Valor fijo en todo el horizonte.	Estimación del Consultor.
Factor de Planta	0,94	Valor fijo en todo el horizonte.	
Primer año de entrada en operación factible	2030		Estimación del Consultor.
Costo de operación	14,25 USD/MWh.	Valor fijo en todo el horizonte.	Agencia Internacional de la Energía.

6.12.24 INTERCONEXIÓN SIC - SING

- Se ha modelado una línea de transmisión de capacidad máxima 2.000 MW.
- La entrada en operación sería en el año 2020.
- Se ha estimado un porcentaje de pérdidas en la línea de 2%.

6.13 EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LAS REGIONES DE AYSÉN Y MAGALLANES.

Una de las principales cualidades por las que se caracterizan los sistemas medianos de Aysén y Magallanes es la existencia de un único operador (para cada uno de ellos) que controla las tres líneas de negocio (generación, transmisión y distribución). Estos sistemas, además, están conformados por subsistemas, desconectados entre sí, que se encargan de entregar energía a los focos poblacionales e industriales de cada región. Dadas las características especiales por las que están conformados estos sistemas, se desarrolló una metodología diferente a la de los grandes sistemas para realizar la expansión.

Esta metodología considera los siguientes supuestos:

- Las tecnologías conservarán su porcentaje de participación en la matriz a lo largo de los años.
- El incremento anual en la generación del sistema crece a la misma tasa de crecimiento de la demanda.

Utilizando como referencia la información disponible en el año 2006 (ver Tabla 6.49), se proyecta la generación total de cada uno de los sistemas de acuerdo a la tasa de crecimiento de la demanda.

$$Gen_Sist_{Año\ i} = \frac{(Dda_{Año\ i} - Dda_{Año\ i-1})}{Dda_{Año\ i-1}} * Gen_Sist_{Año\ i-1}$$

Donde:

- $Gen_Sist_{Año\ i}$: Generación eléctrica en el sistema, año i
- $Dda_{Año\ i}$: Demanda eléctrica en el sistema, año i

TABLA 6.49: GENERACIÓN BRUTA Y PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN POR TECNOLOGÍA – SISTEMAS AYSÉN Y MAGALLANES

Tecnología	Aysén		Magallanes	
	Generación Bruta [GWh]	Participación por Tecnología [%]	Generación Bruta [GWh]	Participación por tecnología [%]
Térmica				
Gas			216,2	96,25%
Diesel	25,3	18,02%	8,4	3,75%
Hidro	109,1	77,70%	-	0,00%
Eólico	6,0	4,27%	-	0,00%

Para distribuir la energía generada por tecnología en cada sistema, se mantiene constante el porcentaje de participación del año base (2006), tal como es presentado en la Tabla 6.49. Para que esta metodología pueda responder a la necesidad de incrementar la capacidad instalada, se utiliza el factor de carga, calculado como la relación entre la generación bruta por tecnología para el año 2006 y la generación máxima teórica anual (capacidad instalada en MW, multiplicada por 8.760, el total de horas al año), valor que busca mantenerse constante a lo largo del período de estudio (ver Tabla 6.50 y Tabla 6.51).

TABLA 6.50: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA – SISTEMA AYSÉN – AÑO 2006

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Generación Año 2006 [GWh]	Gen Max Teórica Anual [GWh]	Factor de carga
Térmica				
Gas	-	-	-	-
Diesel	14,00	25,31	122,67	0,21
Hidro	19,64	109,10	172,05	0,63
Eólico	1,98	6,00	17,34	0,35

TABLA 6.51: CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA – SISTEMA MAGALLANES – AÑO 2006

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Generación Año 2006 [GWh]	Gen Max Teórica Anual [GWh]	Factor de carga
Térmica				
Gas	54,21	216,20	474,84	0,46
Diesel	7,00	8,41	61,32	0,14
Hidro	-	-	-	-
Eólico	-	-	-	-

Con tal de incorporar flexibilidad a esta última relación, se ha considerado un margen de seguridad del 10%, el que se mantiene constante a lo largo del período de estudio. Esto evitará el ingreso anual de unidades de tamaño reducido (en relación a la capacidad total del sistema), permitiendo que la instalación se realice en unidades discretas mínimas por tecnología (por ejemplo, 1 MW mínimo para la tecnología hidro). Las variaciones en esta relación, finalmente, permiten la selección e incorporación de unidades específicas para cada sistema.

6.14 METODOLOGÍA 2030 - 2050

6.14.1 MOTIVACIÓN PARA ESTABLECER UNA METODOLOGÍA DIFERENCIADA

En el presente estudio se realizará un tratamiento metodológico diferenciado para el período señalado. Los motivos para realizarlo de esta forma son variados, entre los que cabe la pena mencionar:

- Por bases, el estudio actual permite realizar un tratamiento metodológico diferenciado para este período.
- El grado de incertidumbre de las variables (costos, demanda, etc.) para el presente período aumenta considerablemente respecto a la del primer período.
- Es de suponer que para el presente período, existe una serie de medidas y políticas, sino a nivel nacional, a nivel internacional, que manejan el mercado de las emisiones de forma totalmente distinta al actual.
- Las tecnologías de generación son distintas a las actuales, existiendo madurez tecnológica que permite la utilización de tecnologías, por ejemplo, con captura de emisiones.
- Por último, pero no menor, el modelo utilizado para el período anterior (MESSAGE) requiere tiempos de trabajo que crecen en forma exponencial con cada año del horizonte de evaluación. Lo anterior se explica por el nivel de detalle con el cual se ha modelado, la cantidad de centrales simuladas, la interconexión de sistemas, y la cantidad de bloques por año. Frente a esta situación, agregar 20 años más a la optimización, corre el riesgo que la rutina demore un tiempo superior a cualquier estimación, e incluso, con riesgo de no tener convergencia en el modelo.

En vista de los argumentos anteriores, se ha decidido trabajar con una metodología diferenciada para este período, en un modelo simplificado. La modelación y supuestos se detallarán en los siguientes puntos.

6.14.2 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL DESPACHO DE CADA CENTRAL POR AÑO

Dada una matriz instalada, compuesta por un conjunto de centrales de potencia instalada conocida, se ha establecido la siguiente metodología para determinar la forma en que esta matriz despacha la energía que se requiere generar por año. Esta metodología ha sido desarrollada en Excel® y se ha aplicado a cada escenario.

6.14.2.1 DATOS DE ENTRADA

Generación de electricidad requerida por año

En primer lugar se requiere conocer cuánta energía debe generarse cada año, para esto se ha utilizado la proyección de demanda de ventas de energía asociada a los modelos desarrollados para cada sector. Se han utilizado las pérdidas conocidas para el año 2006 para determinar la generación de electricidad requerida, quedando establecida por la siguiente fórmula:

$$Gx_Req_{año\ i}[GWh] = \frac{Dda_{año\ i}[GWh]}{(1 - \%pérdidas)}$$

Donde Gx_Req corresponde a la generación de electricidad requerida, Dda corresponde a la demanda de ventas de electricidad y $\% pérdidas$ corresponde a las pérdidas del sistema.

Costos variables de generación por central, por año.

Para determinar el despacho de cada central por año se utiliza como principal factor de decisión los costos variables de cada central. Los costos variables de cada central, para cada año, dependerán de los costos asociados a la compra de combustibles, los factores de modulación de cada combustible y los costos de operación y mantenimiento. Quedando establecidos por la siguiente relación:

$$CV_{central\ j, año\ i} \left[\frac{USD}{MWh} \right] = C_{O\&M}_{central\ j} \left[\frac{USD}{MWh} \right] + (C_{Comb}_{central\ j} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot FM_{central\ j, año\ i})$$

Donde CV corresponde a los costos variables, $C_{O\&M}$ corresponde a los costos de operación y mantenimiento, C_{Comb} corresponde a los costos de compra de combustibles y FM corresponde al factor de modulación del combustible. El costo de combustibles será cero en los casos de centrales que no requieren de éstos. Esta fórmula se aplica tanto a las centrales existentes como a todas las alternativas de centrales de expansión.

6.14.2.2 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL DESPACHO POR CENTRAL

Con los datos anteriores se hace una lista de todas las centrales j instaladas para un año i , correspondiente a las centrales existentes en el año $i-1$ sumada a las centrales de expansión en el

año i-1 (la metodología para determinar las centrales de expansión de cada año se detalla en la siguiente sección).

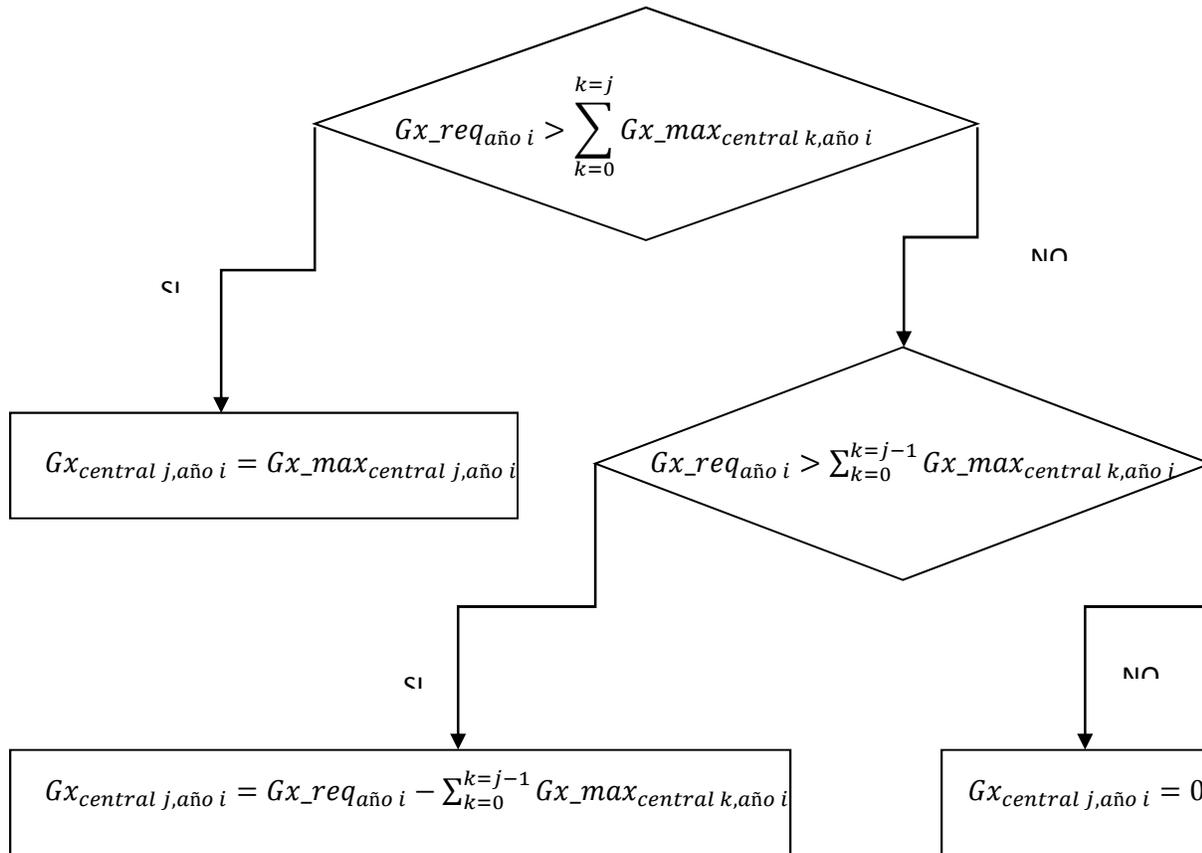
La lista de centrales existentes se ordena acorde a sus costos variables totales (CV_total) en el año i, en orden ascendente. El despacho de generación eléctrica será tal que generará en primer lugar la central de menor costo variable, satisfaciendo el requerimiento, hasta llegar a la central de mayor costo variable.

En primer lugar se estima, para cada central ordenada, el máximo anual que esta puede generar, dado por:

$$Gx_{max_{central j, año i}} [GWh] = Pot_{Inst_{central j, año i}} [MW] * 8760 * FD_{central j} / 1000$$

Donde Gx_max corresponde al máximo que puede generar una central en un año dado, Pot_Inst corresponde a la potencia instalada de cada central y FD corresponde al factor de disponibilidad de una central.

La electricidad generada por cada central estará dada por el siguiente algoritmo:



Donde Gx corresponde a la electricidad despachada por una central j en el año i.

6.14.3 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA EXPANSIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA POR AÑO

Dada una matriz instalada y el despacho asociado a cada central, se ha establecido la siguiente metodología para estimar los requerimientos de expansión de la matriz y la forma en que se satisface este requerimiento.

6.14.3.1 DATOS DE ENTRADA

El requerimiento de expansión está dado por la capacidad de la matriz instalada de cubrir los peaks de demanda anuales y el total de generación requerida por año. Las centrales de expansión

integradas a la matriz por cada año dependerán de los costos medios de desarrollo de cada tecnología.

Para conocer los peaks de demanda anuales se ha tomado como referencia el período 2007-2030. Para este período se ha establecido la relación entre la demanda máxima anual y la demanda promedio anual, la cual es la misma para todos los años, pues todos los años se tiene un mismo perfil de demanda. A partir de esta relación se determina el peak de demanda de cada año. Se considera además, en este punto, el margen de reserva que debe tener cada año la matriz, es decir, la diferencia que por seguridad debe existir entre el peak de demanda y la capacidad instalada. Para determinar el margen de reserva también se ha tomado como referencia el período 2007-2030, determinando el margen de reserva para cada año y extrapolando esta tendencia al período 2030-2050.

De esta forma se tienen dos condiciones para que exista un requerimiento de expansión:

- Si $Gx_{req_{año\ i+1}} > \sum Gx_{central\ j, año\ i}$, entonces existe un requerimiento de expansión por generación, igual a $Exp_{gen_{año\ i}} = Gx_{req_{año\ i+1}} - \sum Gx_{central\ j, año\ i}$
- Si $Dda_{max_{año\ i+1}} + MR_{año\ i+1} > P_{inst_{año\ i}}$ (Donde Dda_{max} corresponde al peak de demanda y MR al margen de reserva), entonces existe un requerimiento de expansión por potencia, igual a $Exp_{pot_{año\ i}} = Dda_{max_{año\ i+1}} + MR_{año\ i+1} - P_{inst_{año\ i}}$. la diferencia entre la demanda máxima más el margen de potencia, y la potencia instalada.

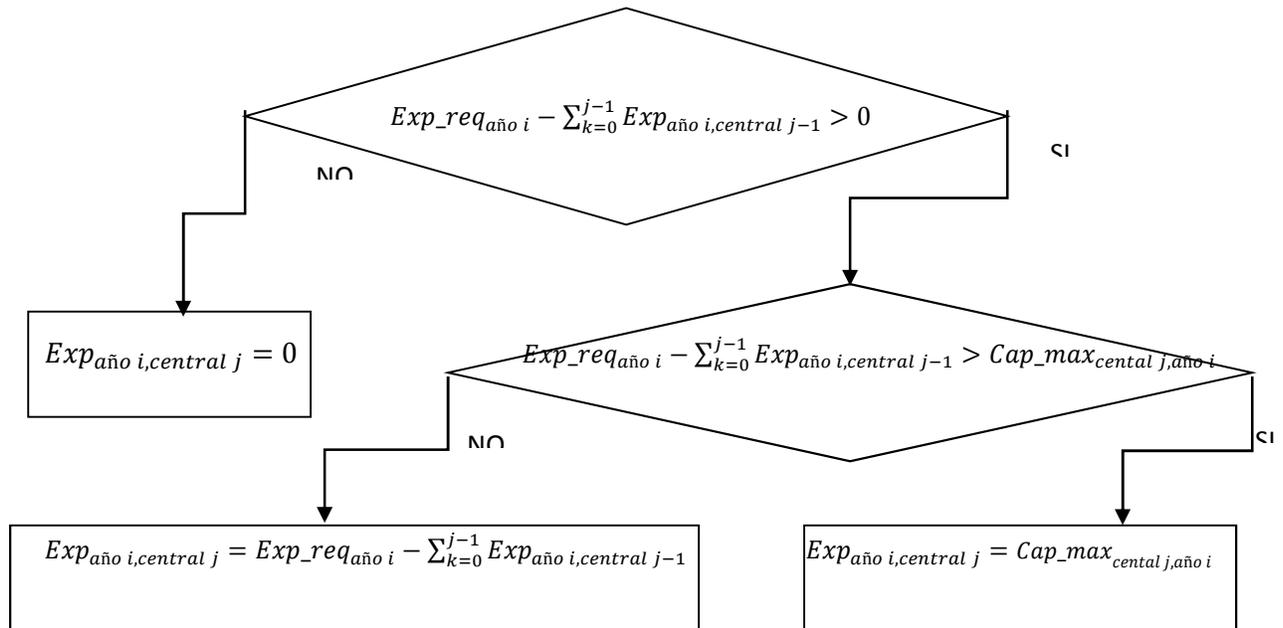
La suma de los dos ítems anteriores corresponderá al total del requerimiento de expansión.

$$Exp_{req_{año\ i}} = Exp_{gen_{año\ i}} + Exp_{pot_{año\ i}}$$

Para conocer los costos medios de desarrollo se han anualizado los costos de inversión considerando la vida útil de cada central, el factor de disponibilidad y una tasa del 10%. Los costos medios de desarrollo corresponderán a la suma de los costos de inversión anualizados más los costos variables antes calculados para cada central de expansión.

6.14.3.2 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LA EXPANSIÓN POR AÑO

En primer lugar se genera una lista de todas las posibles centrales de expansión, la cual es ordenada según su costo medio de desarrollo. Para cada central de expansión se determina su capacidad máxima anual, que limitará la potencia a. Luego se sigue el siguiente algoritmo:



Donde Exp corresponde a la expansión de una tecnología de central j en el año i, y Cap_max corresponde al máximo que se puede instalar anualmente de un tipo de tecnología. Se ha establecido además una capacidad mínima, para asegurarse que las centrales instaladas por expansión sean de un tamaño mínimo que las hace costo efectivas.

6.15 ELABORACIÓN DEL COSTO MEDIO DE DESARROLLO Y LA TIR.

6.15.1.1 COSTO MEDIO DE DESARROLLO

El costo medio de desarrollo se estima como el precio uniforme mínimo que la cada tecnología podría recibir de forma tal que su valor presente neto sea nulo.

El valor presente neto (VPN) de cada proyecto se obtiene de la expresión siguiente:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{nc_t + cc_t + p \cdot q_t}{(1+r)^t}$$

Donde I_0 denota la inversión, nc_t el costo no combustible en t , cc_t el costo de combustible en periodo t , q_t la energía generada en el año t , r la tasa de descuento exigida por el proyecto, y p es el precio de venta de la energía.

De esta forma al imponer que el VPN es cero, el costo medio de desarrollo es equivalente a p .

Es importante notar que en este estudio se asumieron rendimientos constantes de escala por lo que cada componente de costos se obtiene como el producto entre el costo unitario (ya sea combustible o no combustible) y la energía generada.

De esta forma es posible inferir una expresión:

$$\begin{aligned} I_0 &= \sum_{t=1}^T \frac{nc_t + cc_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{p \cdot q_t}{(1+r)^t} \\ \Rightarrow p \sum_{t=1}^T \frac{q_t}{(1+r)^t} &= I_0 - \sum_{t=1}^T \frac{nc_t + cc_t}{(1+r)^t} \\ \Rightarrow p &= \frac{I_0 - \sum_{t=1}^T \frac{nc_t + cc_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{q_t}{(1+r)^t}} = \frac{VPN_{costos}}{\sum_{t=1}^T \frac{q_t}{(1+r)^t}} \end{aligned}$$

Luego el productor estaría dispuesto a vender toda la producción (desde el primer al último periodo) en el periodo 0 a precio p . A este valor p lo denominamos costo medio de desarrollo.

Alternativamente, en el periodo $t > 0$ el productor está dispuesto a vender al menos a precio:

$$p_t = p(1+r)^t$$

6.15.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO TIR

Otro indicador relevante es la tasa interna de retorno TIR definida como aquella tasa de descuento que hace que el VPN se anule. Es decir, la TIR viene dada por:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{cmg_t q_t - (nc_t + cc_t)}{(1 + TIR)^t} = 0$$

La TIR puede interpretarse como la tasa de rentabilidad mínima que puede exigírsele a un proyecto. Esta tasa asume que toda la energía generada se comercializa a costo marginal.

Como se infiere de la ecuación anterior la TIR es función, entre otros, de los ingresos del proyecto. En particular, en el SIC y SING los ingresos se contabilizan al costo marginal del sistema, sin embargo en los sistema medianos como Aysén y Magallanes se utiliza el concepto de costo incremental de desarrollo (CID), valor equivalente a la tarifa media constante en el período de evaluación que hace que el valor actual neto de un proyecto de expansión de transmisión y/o generación sea igual a cero. Bajo esta definición se puede comprobar que el costo incremental de desarrollo es equivalente al costo medio de desarrollo presentado en la sección inmediatamente anterior pero considerando el sistema completo.

Luego la tarifa por electricidad se modifica de acuerdo al costo medio de desarrollo de un nuevo proyecto en el sistema ponderado por la proporción de energía que este aporta al sistema. Este ejercicio es una simplificación de la realidad ya que no considera costos de transmisión, residuales, ni factor de prorrata de las inversiones.

6.16 USO DE SUELO

Se considera como “uso de suelo” al área utilizada para la generación de energía, adicional a las salas de máquinas, cuya superficie utilizada puede considerarse insignificante en comparación con otros usos del suelo. La información de uso de suelo dependerá del tipo de tecnología referido, e incluso de los proyectos específicos considerados.

Para el caso de las centrales termoeléctricas a carbón se tomó como referencia la superficie utilizada para el acopio de carbón por las centrales existentes. Debido a la falta de información existente, se estimó la superficie utilizada a partir de imágenes satelitales, en las que se puede delimitar claramente el área utilizada para estos fines. Los resultados fueron los siguientes:

Nombre de la central	Potencia [MW]	Superficie utilizada en acopio [Ha]
Bocamina	121	5
Guacolda	285	6,5
Ventanas	320	4
Tarapacá	148	4,5
Mejillones	154	4,8
Norgener	259	6
Tarapacá	148	

Se considera por lo tanto, que para una central tipo de 250 MW la superficie utilizada será de 5 Ha.

Para el caso de centrales de embalse, se considera únicamente el caso de Hidroaysén, cuya superficie inundada es de 5.910 Ha.

Para el caso de centrales a pasada, no es posible establecer un área tipo inundada, pues este valor varía ampliamente entre una central y otra, siendo en muchos casos de 0 Ha. Por esta razón se toma como referencia, de forma directa, los proyectos considerados para ser construidos en el período de estudio. Los datos de superficie inundada para cada caso se indican a continuación:

Nombre	Superficie Inundada [Ha]
Quilleco	4
Chiburgo	0
Hornitos	3,5
Palmucho	0
La Higuera	0
La Confluencia	0,5
Guayacán	0
Rucatayo	46,4
San Andrés	0
El Paso	0
San Pedro	282
Alto Maipo	0
Cuervo (Energía Austral)	5.863
Blanco (Energía Austral)	3.823
Cóndor (Energía Austral)	350
Angostura	675
Neltume	0

A partir del año 2023 no se tiene referencia directa, por lo que se considerarán las estadísticas de las centrales existentes a la fecha, de las cuales un 40% inunda 0 Ha, un 30% inunda 1 Ha, y un 30% inunda un promedio de 5 Ha. Por lo tanto se considera que por cada 250 MW se inundan 10 Ha.

6.17 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD E INCERTIDUMBRE

Se estudió la sensibilidad ante dos escenarios alternativos:

- Situación de cambio climático: Se considera el escenario climático más desfavorable previsto por el IPCC en su reporte AR4, correspondiente al escenario A2. En este caso se espera una reducción de las precipitaciones de un 15% en la zona en la que se encuentran instaladas las centrales hidroeléctricas del país²⁹.
- Situación de desarrollo de generación con tecnología nuclear: Se considera que para el año 2025 se ha instalado una central nuclear de 1.500 MW de potencia.

²⁹ Estudio de la variabilidad climática en Chile para el siglo XXI, desarrollado por el DGF de la Universidad de Chile para CONAMA, 2007.

7 RESULTADOS E INDICADORES. PERÍODO 2007 - 2030

7.1 RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SERIES HIDROLÓGICAS

De acuerdo con la metodología propuesta en el punto 6.9.1.1, se ha optimizado el plan de expansión del parque generador, de acuerdo a 5 series hidrológicas (cuyas siglas son HS para la serie hidrológica seca, HMS para la serie hidrológica media seca, HM para la serie hidrológica media, HMM para la serie hidrológica medio húmeda y HH para la serie hidrológica húmeda). La optimización en el programa arroja un plan de obras para cada serie hidrológica (cuyas siglas son PHS para el plan asociado a la serie hidrológica seca, PHMS para el plan asociado a la serie hidrológica media seca, y así sucesivamente).

A continuación se ha evaluado cada plan obtenido, en las demás series hidrológicas, obteniendo de esta forma, el valor del costo de inversión, operación y falla asociado a cada plan, evaluado en cada serie hidrológica, tal como se presenta en la siguiente tabla:

TABLA 7.1: COSTOS TOTALES (INVERSIÓN, OPERACIÓN Y FALLA) RESULTANTES DE LA EVALUACIÓN DE CADA PLAN DE OBRAS EN CADA SERIE HIDROLÓGICA (EN MILLONES DE US\$), POR ESCENARIO PIB.

Plan Evaluado		HS	HMS	HM	HMM	HH	Valor Esperado
Escenario Optimista	PHS	26.246	27.020	25.919	26.446	25.947	26.316
	PHMS	26.472	26.703	25.697	26.438	25.718	26.206
	PHM	26.510	26.958	25.474	26.525	25.832	26.260
	PHMH	26.435	26.996	25.903	26.153	25.732	26.244
	PHH	26.571	26.920	25.797	26.385	25.468	26.228
Escenario Medio Alto	PHS	23.111	23.831	22.753	23.265	22.812	23.154
	PHMS	23.306	23.566	22.524	23.293	22.564	23.051
	PHM	23.336	23.778	22.347	23.335	22.636	23.086
	PHMH	23.240	23.801	22.730	23.036	22.606	23.083
	PHH	23.409	23.777	22.656	23.245	22.357	23.089
Escenario Medio Bajo	PHS	20.409	21.023	19.891	20.462	19.962	20.349
	PHMS	20.552	20.859	19.778	20.522	19.785	20.299
	PHM	20.621	20.996	19.641	20.576	19.906	20.348
	PHMH	20.501	21.029	19.949	20.348	19.818	20.329
	PHH	20.643	21.013	19.903	20.499	19.659	20.344

Escenario Referencia	PHS	19.745	20.291	19.282	19.817	19.331	19.693
	PHMS	19.890	20.088	19.132	19.868	19.148	19.625
	PHM	19.919	20.222	18.995	19.910	19.237	19.657
	PHMH	19.818	20.282	19.328	19.672	19.209	19.662
	PHH	19.994	20.230	19.261	19.842	18.983	19.662
Escenario Pesimista	PHS	18.047	18.541	17.336	18.055	17.449	17.885
	PHMS	18.128	18.467	17.333	18.068	17.358	17.871
	PHM	18.173	18.565	17.257	18.153	17.475	17.925
	PHMH	18.094	18.555	17.424	17.969	17.394	17.887
	PHH	18.170	18.516	17.383	18.061	17.306	17.887

Nota: Se ha destacado en negrita aquél plan de mínimo costo esperado para cada escenario de PIB.

De acuerdo a la metodología propuesta en el punto 6.9.1.1, el plan óptimo a seleccionar, es aquél cuyo costo esperado (promedio) en todos los escenarios hidrológicos es el mínimo. De acuerdo a los valores presentados anteriormente, aquel plan que minimiza los costos esperados de inversión, operación y falla en las 5 series hidrológicas es el plan que optimiza la hidrología media seca (PHMS). Este resultado se repite para todos los escenarios de PIB³⁰. En las siguientes secciones se presentarán los resultados obtenidos para el plan resultante de cada escenario de PIB.

La siguiente figura muestra el costo de evaluar exógenamente el plan PHMS en cada hidrología³¹. Se puede apreciar que no existe una tendencia marcada en los resultados obtenidos, dado que para un mismo plan de expansión, el sentido común indica que los costos debiesen bajar en la medida que mejoran las condiciones hidrológicas, o por lo menos presentar un comportamiento tendencial.

³⁰ Cada escenario de PIB tiene un plan de obras asociado a la hidrología Medio Seca, específico para cada escenario de PIB. Dicho de otro modo, si bien para todos los escenarios de PIB el plan seleccionado es aquel que se obtuvo para la hidrología media seca, dichos planes no son iguales entre sí debido a las diferencias en las proyecciones de demanda eléctrica.

³¹ Se ha tomado a modo de ejemplo el escenario Medio Alto, pero el análisis es análogo a todos los Escenarios de PIB.

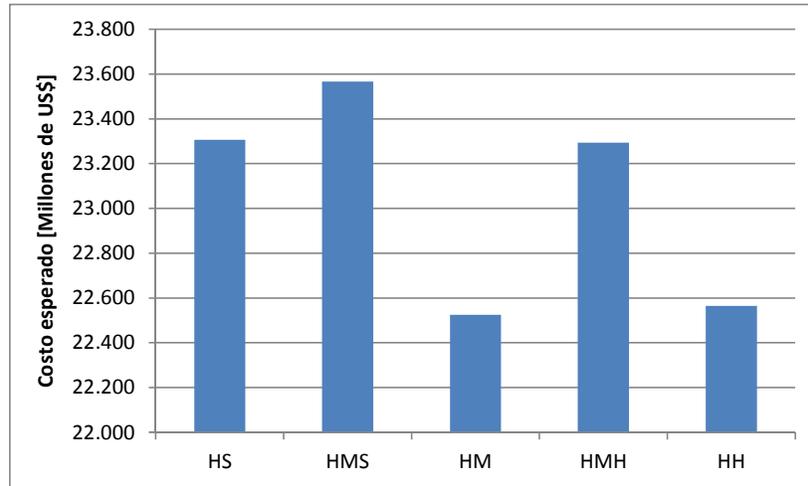


FIGURA 7.1: COSTO ESPERADO (INVERSIÓN, OPERACIÓN Y FALLA) RESULTANTE DE LA EVALUACIÓN DEL PLAN PHMS EN CADA SERIE HIDROLÓGICA (EN MILLONES DE US\$). ESCENARIO MEDIO ALTO.

A continuación se realiza un análisis de resultados para analizar la coherencia de la tendencia presentada anteriormente. El primer paso, es verificar que efectivamente la generación hidroeléctrica total acumulada en el período 2007 - 2030 (centrales de pasada y embalse), sea efectivamente creciente desde el escenario seco hasta el escenario húmedo, lo cual se valida correctamente en la siguiente figura:

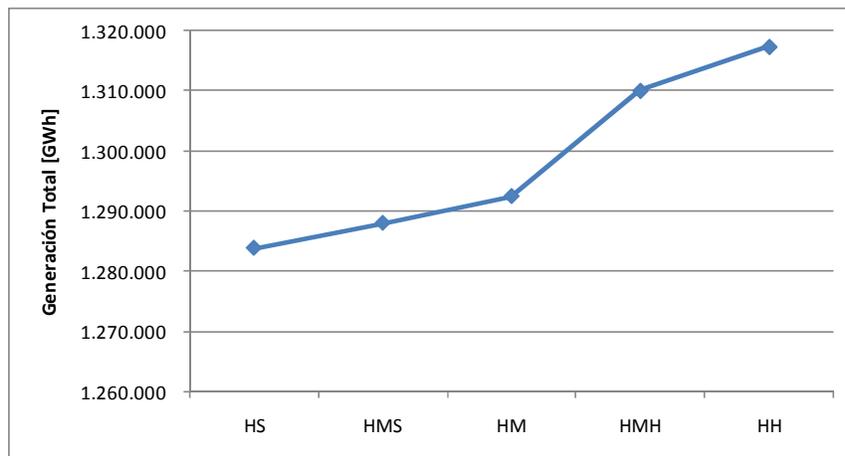


FIGURA 7.2: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA TOTAL ACUMULADA (EN GWh). EVALUACIÓN DEL PLAN PHMS EN DISTINTAS HIDROLOGÍAS. ESCENARIO MEDIO ALTO.

Debido a que el plan de expansión seleccionado (PHMS) es el mismo dentro de un mismo escenario de PIB, es posible concluir que la carencia de una tendencia marcada en los resultados, proviene de la operación anual del sistema. En este sentido, es importante destacar que las secuencias hidrológicas seleccionadas no se mantienen constantes año a año, sino que éstas varían en el horizonte de proyección (ver Tabla 7.2). Asimismo, las hidrologías consideradas para los primeros años del horizonte de evaluación tuvieron un efecto significativo sobre los costos totales.

Al comienzo del periodo de simulación, el parque generador está afectado por la restricción de gas natural, esto quiere decir que ante escenarios secos, los costos de operación suben al nivel del diesel, situación que no se produce en años posteriores donde se relajan las restricciones de disponibilidad de gas natural, y existe una mayor capacidad instalada en carbón.

Lo anterior genera que la existencia de un año seco en los 2 primeros años de simulación, periodo de transición entre el uso de GN y GNL en donde se utiliza diesel, sea mucho más castigado económicamente que un año seco desde el año 2009 en adelante. A continuación se presenta un extracto de la Tabla 6.31, reflejando esta situación:

TABLA 7.3: ESCENARIOS HÍDRICOS OBTENIDOS.

Años	Esc. Seco 1984-2006; 1961	Esc. Medio Seco 1990-2006; 1961-1967	Esc. Medio 1977-2000	Esc. Medio Húmedo 2005-2006; 1961-1982	Esc. Húmedo 1972-1995
1	MS	S	MS	MS	M
2	H	MS	H	MH	H

La siguiente figura muestra el total de la generación eléctrica en base a diesel e hidroelectricidad durante el periodo 2007-2008. Las columnas indican la generación en base a diesel, de ellas se infiere un consumo muy importante de diesel en el escenario HMS, que duplica el consumo del escenario siguiente, el HM. Este importante consumo, coincide también con la baja generación hidroeléctrica en el escenario HMS, justificando el alto costo en dicho escenario.

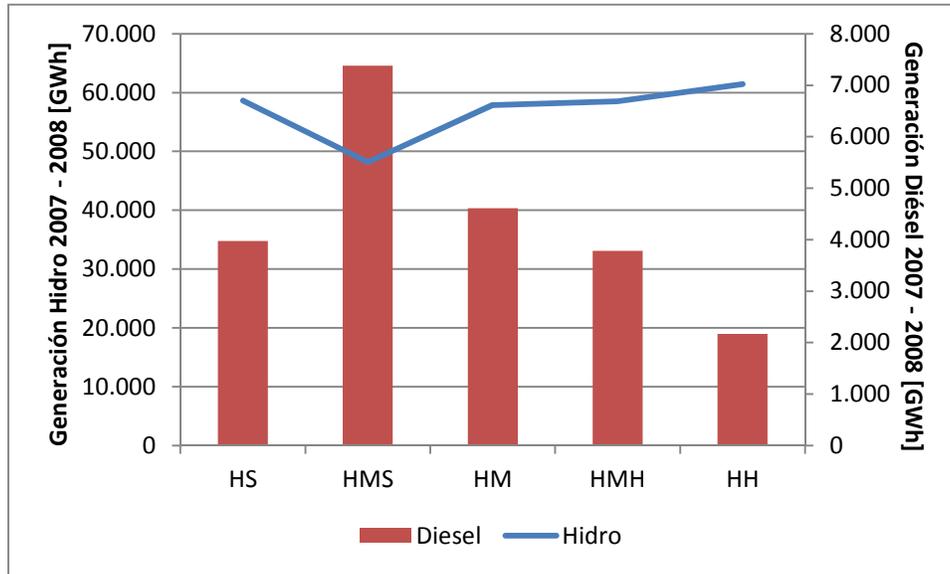


FIGURA 7.3: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y DIESEL ACUMULADA AÑOS 2007 - 2008 (EN GWh). EVALUACIÓN DEL PLAN PHMS EN DISTINTAS HIDROLOGÍAS. ESCENARIO MEDIO ALTO.

En general, la figura puede interpretarse como que la altura de la barra eleva los costos, mientras el nivel de la curva tiene un efecto opuesto (generación hidroeléctrica). En efecto, el escenario HMS tiene el mayor costo, potenciado por el uso de diésel y los estados hídricos Seco y Medio Seco de los años 2007 y 2008.

Sin embargo, la explicación anterior sólo permite justificar el costo más alto del escenario HMS en comparación con el costo del escenario HS. Para justificar por qué el escenario HMH tiene un costo más alto que el costo del escenario HM, se debe observar la generación con gas natural licuado y, en particular, los costos proyectados de dicho combustible hasta el año 2011. Estos son en promedio, en el periodo 2008-2011 un 24% superior al precio constante proyectado posterior a dicho año. Esto quiere decir que la generación durante el periodo 2008-2011 con GNL tendrá un castigo económico respecto de la generación en años posteriores, producto del precio del combustible proyectado en ese periodo. La siguiente figura refleja esta situación, donde se observan los costos de operación acumulados en el periodo 2007-2011 para la generación con energía hídrica (costos de operación no asociados a uso de combustible), diésel, GNL y el total de estas 3 fuentes energéticas.

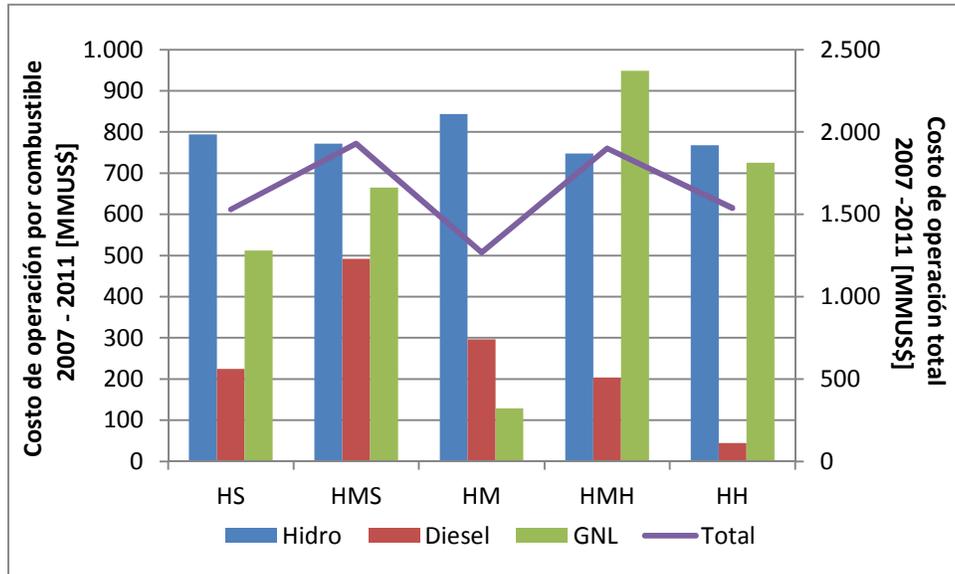


FIGURA 7.4: COSTOS DE OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, DIESEL Y A GNL ACUMULADA AÑOS 2007 - 2011(EN MMUS\$). EVALUACIÓN DEL PLAN PHMS EN DISTINTAS HIDROLOGÍAS. ESCENARIO MEDIO ALTO.

De la figura se aprecia el alto costo operacional acumulado en GNL en el escenario HMH, este es acompañado del más bajo costo operacional hídrico entre los escenarios hidrológicos. Si bien la diferencia del costo de generación hídrica entre los escenarios es pequeña, esta genera una diferencia mucho mayor en el costo operacional de los combustibles fósiles que reemplazan la hidroelectricidad.

7.2 PROYECCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN EXPANSIÓN POR SISTEMA INTERCONECTADO

Del punto anterior, se ha obtenido que los planes óptimos que minimizan los costos de inversión y operación de cada uno de los escenarios de PIB, son los que optimizan la Hidrología Medio Seca (PHMS). En la siguiente tabla se presenta la capacidad instalada acumulada en nuevos proyectos de generación eléctrica por tecnología, que se obtiene como resultado del modelo de expansión:

TABLA 7.4: POTENCIA TOTAL INSTALADA ACUMULADA EN TECNOLOGÍAS DE EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR. PLAN QUE OPTIMIZA CADA ESCENARIO PIB, POR SISTEMA Y POR AÑO (EN MW).

		SING		SIC			Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro Pasada	MiniHidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas	Diesel
Escenario Optimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	215	233	-	1.250	-	4	-	19	-
	2015	1.200	1.270	489	-	3.000	4	12	5	45	2
	2020	1.800	1.760	686	2.752	3.750	16	32	5	96	6
	2025	3.000	3.539	1.383	2.752	8.000	32	52	10	173	12
	2030	3.600	4.789	1.633	2.752	14.750	52	72	10	250	20
Escenario Medio Alto	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	215	233	-	1.000	-	-	-	19	-
	2015	1.200	1.270	489	-	2.500	4	8	5	38	2
	2020	1.600	1.760	686	2.752	2.750	8	20	5	64	4
	2025	2.600	3.539	1.383	2.752	5.250	20	40	5	115	10
	2030	3.600	4.789	1.633	2.752	9.500	36	60	10	192	16
Escenario Medio Bajo	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	215	233	-	1.000	-	-	-	19	-
	2015	1.200	1.270	489	-	1.750	4	8	5	38	2
	2020	1.400	1.760	686	2.752	1.750	8	20	5	64	4
	2025	2.600	3.539	1.383	2.752	2.750	16	32	5	90	6
	2030	3.200	4.789	1.633	2.752	5.500	28	52	5	141	10
Escenario Referencia	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	215	233	-	500	-	-	-	19	-
	2015	1.200	1.270	489	-	1.750	4	8	5	45	-
	2020	1.400	1.760	686	2.752	1.750	8	20	5	70	4
	2025	2.400	3.539	1.383	2.752	2.750	16	36	5	96	6
	2030	3.000	4.789	1.633	2.752	5.500	28	52	5	122	10
Escenario Pesimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	215	233	-	750	-	-	-	19	-
	2015	1.000	1.270	489	-	1.000	-	8	5	19	-
	2020	1.400	1.760	686	2.752	1.000	4	12	5	38	2
	2025	2.200	3.539	1.383	2.752	1.000	12	24	5	64	4
	2030	3.200	4.789	1.633	2.752	2.000	16	36	5	90	8

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

Para los resultados de la tabla anterior, se considera que el parque en operación a finales del año 2006 no ha sufrido variaciones, y que aquellas centrales que se encontraban en construcción a finales del 2006 (punto 6.2.2), entraron efectivamente en operación, en la fecha estimada en cada proyecto (estas potencias instaladas no son parte de la tabla anterior, pues se consideran fijas).

Las siguientes figuras muestran gráficamente la proyección de la potencia instalada a nivel nacional para cada escenario de PIB.

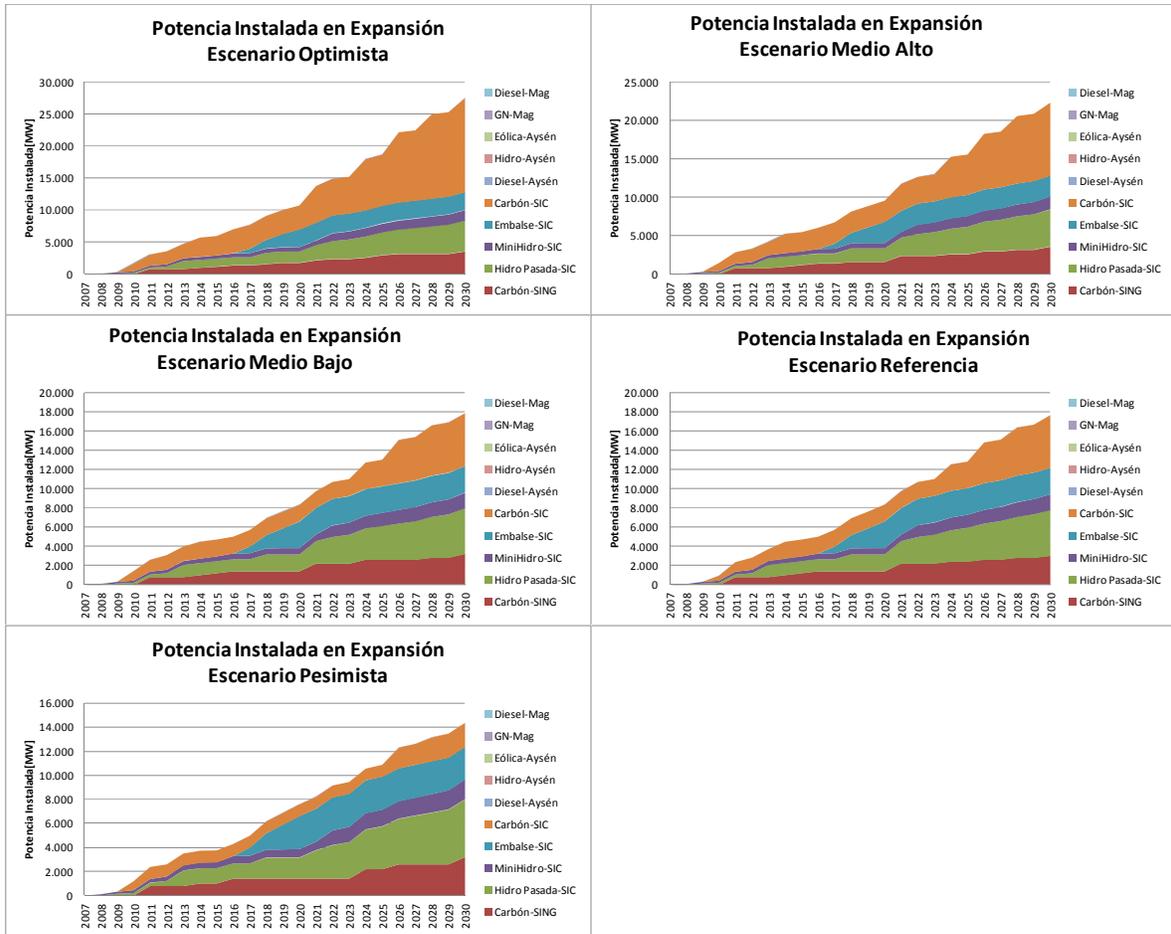


FIGURA 7.5: POTENCIA TOTAL INSTALADA EN TECNOLOGÍAS DE EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR.

Para complementar el análisis anterior, se adjuntan a continuación dos tablas, en las cuales se ha asignado según orden de entrada, las centrales recomendadas en el Informe Precio Nudo de octubre 2006, con las centrales que el modelo decide hacer entrar al parque, de modo de darle consistencia a los resultados obtenidos, y visualizar las diferencias en cuanto a adelantar o postergar proyectos, según el escenario de PIB evaluado.

TABLA 7.5: PROYECTOS EN GENERACIÓN A INSTALAR EN SIC Y SING. ESCENARIO OPTIMISTA.

Año		Escenario Optimista
		SING
		SIC
2009		La Confluencia (145 MW) (Hidro Pasada)
2010	Mejillones I (200 MW) (Carbón) Mejillones II (200 MW) (Carbón) Tarapacá I (200 MW) (Carbón) Tarapacá II (200 MW) (Carbón)	Guayacán (10,4 MW) (Hidro Pasada) Rucatayo (60 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón Maitencillo I (250 MW) Central Carbón I V-Región (250 MW) Central Carbón Pan de Azúcar I (250 MW) Central Carbón Coronel I (250 MW) Central Carbón Pan de Azúcar II (250 MW)
2011		San Andrés (25,53 MW) (Hidro Pasada) El Paso (26,84 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón Puerto Montt I (250 MW) Central Carbón Los Vilos I (250 MW)
2012		San Pedro (155 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón Coronel II (250 MW)
2013		Alto Maipo (531 MW) (Hidro Pasada) Angostura (316 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón II V-Región (250 MW)
2014	Mejillones III (200 MW) (Carbón)	Central genérica (250 MW) (Carbón) Central genérica (250 MW) (Carbón) Central genérica (250 MW) (Carbón)
2015	Central genérica (200 MW) (Carbón)	
2016	Central genérica (200 MW) (Carbón)	Central genérica (250 MW) (Carbón) Central genérica (250 MW) (Carbón) Central genérica (250 MW) (Carbón)
2017		Hidroaysén Etapa 1 (688 MW)

TABLA 7.6: PROYECTOS EN GENERACIÓN A INSTALAR EN SIC Y SING. ESCENARIO PESIMISTA.

Año	Escenario Optimista	
	SING	SIC
2009		La Confluencia (145 MW) (Hidro Pasada)
2010	Mejillones I (200 MW) (Carbón) Mejillones II (200 MW) (Carbón) Tarapacá I (200 MW) (Carbón) Tarapacá II (200 MW) (Carbón)	Guayacán (10,4 MW) (Hidro Pasada) Rucatayo (60 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón Maitencillo I (250 MW) Central Carbón I V-Región (250 MW) Central Carbón Pan de Azúcar I (250 MW)
2011		San Andrés (25,53 MW) (Hidro Pasada) El Paso (26,84 MW) (Hidro Pasada) Central Carbón Coronel I (250 MW)
2012		San Pedro (155 MW) (Hidro Pasada)
2013		Alto Maipo (531 MW) (Hidro Pasada) Angostura (316 MW) (Hidro Pasada)
2014	Mejillones III (200 MW) (Carbón)	
2015		
2016	Central genérica (200 MW) (Carbón) Central genérica (200 MW) (Carbón)	
2017		Hidroaysén Etapa 1 (688 MW)

En base a los resultados obtenidos en las tablas anteriores, para el SING se visualiza que la diferencia en el parque instalado no varía considerablemente en los distintos escenarios. Esto se debe principalmente a que la principal demanda de dicho sistema corresponde al sector cobre. De acuerdo a la información entregada por la contraparte técnica, el modelo utilizado para proyectar la demanda de ese sector, no considera como *driver* el PIB. Para el SIC, por el contrario, se observa que los resultados varían fuertemente para los distintos escenarios de PIB (y por consiguiente, de la demanda energética). Se puede visualizar que bajo los supuestos ingresados al modelo (ver capítulo 7), los recursos más económicos (recursos hídricos), son rápidamente agotados, por lo que la diferencia con la demanda debe ser abastecida con la instalación de centrales a carbón. Por lo tanto, a mayor demanda, mayor instalación de éste tipo de centrales.

Para Aysén y Magallanes, la metodología es distinta, pues al haber un monopolio natural (en la generación, transmisión y distribución), el fin de éste es mantener una diversificación entre las tecnologías de generación estable. Por lo tanto, se procura mantener las proporciones de generación en las tecnologías, y lo que cambia es la cantidad a instalar en las diferentes tecnologías para los distintos escenarios de PIB.

7.3 COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

Las siguientes tablas detallan el costo de inversión esperado, para todos los sistemas, escenarios y años.

TABLA 7.7: COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (MILLONES DE US\$). ESCENARIO OPTIMISTA.

	Año	SING	SIC			Aysén			Magallanes		
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Optimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	128	-	-	-	-	-	11,2	-
	2009	-	199	96	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	96	95	-	1.703	-	5,6	-	-	-
	2011	1.083	71	95	-	677	-	-	7,1	-	-
	2012	-	208	81	-	336	-	5,6	-	-	-
	2013	-	1.131	80	-	334	1,5	-	-	14,4	0,7
	2014	265	-	60	-	995	-	5,5	-	-	-
	2015	263	-	28	-	-	-	-	-	-	-
	2016	262	-	153	-	981	1,5	5,5	-	-	-
	2017	-	-	26	894	-	-	5,4	-	14,1	0,7
	2018	258	632	26	888	-	1,5	5,4	-	-	-
	2019	256	-	26	882	-	-	5,4	-	-	0,7
	2020	-	-	25	876	-	1,5	5,3	-	13,8	-
	2021	506	759	25	-	2.530	1,5	5,3	-	-	0,7
	2022	251	539	643	-	-	-	5,3	-	13,6	-
	2023	-	312	56	-	-	1,5	5,3	-	-	0,7
	2024	248	310	93	-	2.789	1,5	5,2	-	13,5	-
	2025	492	308	55	-	-	1,5	5,2	6,5	13,4	0,7
	2026	245	306	61	-	3.668	1,5	5,2	-	-	0,7
2027	-	304	61	-	-	1,5	5,2	-	13,2	0,7	
2028	-	302	60	-	2.714	1,5	5,1	-	13,1	0,7	
2029	-	300	60	-	-	1,5	5,1	-	-	-	
2030	476	298	60	-	1.785	1,5	5,1	-	12,9	0,7	

TABLA 7.8: COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (MILLONES DE US\$). ESCENARIO MEDIO ALTO.

	Año	SING	SIC			Aysén			Magallanes		
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Medio Alto	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	128	-	-	-	-	-	11,2	-
	2009	-	199	96	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	96	95	-	1.363	-	-	-	-	-
	2011	1.083	71	95	-	677	-	5,6	-	-	-
	2012	-	208	81	-	336	-	-	7,1	-	-

2013	-	1.131	80	-	-	-	5,5	-	10,8	-
2014	265	-	60	-	995	1,5	-	-	-	0,7
2015	263	-	28	-	-	-	5,5	-	-	-
2016	262	-	153	-	327	-	-	-	-	-
2017	-	-	26	894	-	1,5	5,4	-	14,1	-
2018	258	632	26	888	-	-	5,4	-	-	0,7
2019	-	-	26	882	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	25	876	-	1,5	5,3	-	-	-
2021	1.012	759	25	-	949	-	5,3	-	13,7	0,7
2022	-	539	643	-	-	1,5	5,3	-	-	-
2023	-	312	56	-	-	1,5	5,3	-	13,5	0,7
2024	248	310	93	-	2.169	-	5,2	-	-	-
2025	-	308	55	-	-	1,5	5,2	-	-	0,7
2026	489	306	61	-	2.445	1,5	5,2	-	13,3	-
2027	-	304	61	-	-	-	5,2	-	-	0,7
2028	241	302	60	-	1.809	1,5	5,1	6,4	13,1	-
2029	-	300	60	-	-	1,5	5,1	-	-	0,7
2030	476	298	60	-	893	1,5	5,1	-	12,9	0,7

TABLA 7.9: COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (MILLONES DE US\$). ESCENARIO MEDIO BAJO.

	Año	SING	SIC			Aysén			Magallanes		
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Medio Bajo	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	135	-	-	-	-	-	11,2	-
	2009	-	-	128	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	198	95	-	-	-	-	-	-	-
	2011	1.083	95	95	-	-	-	5,6	-	-	-
	2012	-	70	94	-	-	-	-	-	-	-
	2013	-	207	80	-	-	-	-	7,0	-	-
	2014	265	1.123	80	-	-	-	5,5	-	10,8	-
	2015	263	-	59	-	-	1,5	-	-	-	0,7
	2016	262	-	27	-	-	-	5,5	-	-	-
	2017	-	-	152	-	-	-	-	-	-	-
	2018	-	-	26	888	-	-	5,4	-	-	-
	2019	-	628	26	882	-	1,5	-	-	13,9	-
	2020	-	-	25	876	-	-	5,3	-	-	0,7
	2021	1.012	-	25	870	-	-	-	-	-	-
	2022	-	754	25	-	-	1,5	5,3	-	-	-
	2023	-	535	639	-	-	-	5,3	-	13,5	0,7
	2024	496	310	56	-	-	1,5	5,2	-	-	-
	2025	-	308	92	-	-	-	-	-	-	-
	2026	-	306	55	-	-	1,5	5,2	-	13,3	0,7
2027	-	304	61	-	-	-	5,2	-	-	-	
2028	241	302	60	-	-	1,5	5,1	-	-	0,7	
2029	-	300	60	-	-	-	5,1	-	13,0	-	
2030	476	298	60	-	-	1,5	5,1	-	-	-	
2030	714	315	63	-	-	-	5,1	-	-	0,7	

TABLA 7.10: COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (MILLONES DE US\$). ESCENARIO REFERENCIA.

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Referencia	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	135	-	-	-	-	-	-	-
	2009	-	210	101	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	101	101	-	-	-	-	-	11,0	-
	2011	1.083	75	100	-	-	-	5,6	-	-	-
	2012	-	220	85	-	-	-	-	7,1	-	-
	2013	-	1.194	85	-	-	-	5,5	-	-	-
	2014	265	-	63	-	-	1,5	-	-	-	-
	2015	263	-	29	-	-	-	-	-	14,3	-
	2016	262	-	162	-	-	-	5,5	-	-	0,7
	2017	-	-	27	945	-	-	-	-	-	-
	2018	-	669	27	939	-	1,5	5,4	-	-	-
	2019	-	-	27	933	-	-	5,4	-	-	-
	2020	-	-	27	927	-	-	-	-	13,8	0,7
	2021	1.012	803	27	-	-	1,5	5,3	-	-	-
	2022	-	570	681	-	-	-	-	-	-	-
	2023	-	330	59	-	-	-	5,3	-	-	-
	2024	248	328	98	-	-	1,5	5,2	-	13,5	0,7
	2025	-	326	59	-	-	-	5,2	-	-	-
	2026	245	324	65	-	-	1,5	5,2	-	-	-
2027	-	322	64	-	-	-	5,2	-	-	0,7	
2028	241	320	64	-	-	1,5	-	-	13,1	-	
2029	-	318	64	-	-	-	5,1	-	-	0,7	
2030	238	315	63	-	-	1,5	5,1	-	-	-	

TABLA 7.11: COSTO DE INVERSIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (MILLONES DE US\$). ESCENARIO PESIMISTA.

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Diesel	Hidro	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Pesimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	135	-	-	-	-	-	11,2	-
	2009	-	210	101	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	101	101	-	-	-	-	-	-	-
	2011	1.083	75	100	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	220	85	-	-	-	5,6	-	-	-
	2013	-	1.194	85	-	-	-	-	-	-	-
	2014	265	-	63	-	-	-	-	7,0	-	-
	2015	-	-	29	-	-	-	5,5	-	-	-
	2016	523	-	162	-	-	-	-	-	10,6	-
	2017	-	-	27	945	-	1,5	-	-	-	0,7
	2018	-	669	27	939	-	-	5,4	-	-	-
	2019	-	-	27	933	-	-	-	-	-	-
	2020	-	-	27	927	-	-	-	-	-	-
	2021	-	803	27	-	-	1,5	5,3	-	13,7	-
	2022	-	570	681	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	330	59	-	-	-	5,3	-	-	0,7	

2024	991	328	98	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	326	59	-	-	1,5	5,2	-	-	-
2026	489	324	65	-	-	-	-	-	13,3	-
2027	-	322	64	-	-	-	5,2	-	-	0,7
2028	-	320	64	-	-	1,5	5,1	-	-	-
2029	-	318	64	-	-	-	-	-	-	-
2030	714	315	63	-	-	-	5,1	-	-	0,7

7.4 COSTO DE OPERACIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

Se calcula el costo de operación total para cada tecnología, para cada uno de los sistemas y para cada escenario de PIB. Se debe destacar que los valores presentados en las siguientes tablas dependen principalmente de la cantidad de energía generada por tecnología (y en consecuencia, de la capacidad instalada que exista de esa tecnología, año a año), más allá de la variación en el costo unitario de generación promedio por tecnología.

TABLA 7.12: COSTO DE OPERACIÓN TOTAL, POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN MILLONES DE US\$).

		SING					SIC							Aysén			Magallanes		
		Hidro Pasada	Carbón	Diesel	GN	GNL	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Biomasa	Carbón	Diesel	GN	GNL	Eólica	Diesel	Hidro Pasada	Eólico	Gas	Diesel
Escenario Optimista	2007	0,6	247,1	61,6	94,6	-	39,7	87,2	55,1	184,7	482,9	207,6	-	-	3,5	2,3	0,0	15,2	1,7
	2010	0,6	247,1	-	39,7	342,6	70,2	87,5	20,1	418,0	1,8	97,4	144,3	0,2	4,9	2,7	0,0	17,6	1,3
	2015	0,6	487,9	-	39,7	31,6	119,3	91,3	13,7	764,8	1,8	97,4	56,5	0,2	11,1	3,6	0,2	21,0	1,7
	2020	0,6	608,3	-	39,7	163,8	126,0	182,8	13,7	919,7	1,8	97,4	456,2	0,2	21,8	5,8	0,2	31,1	2,7
	2025	0,6	849,2	-	39,7	95,4	201,4	176,2	13,7	1.765,7	1,8	97,4	253,4	0,2	51,9	8,0	0,3	46,6	4,4
	2030	0,6	969,6	-	39,7	201,8	250,5	175,3	14,4	3.123,1	1,8	97,8	389,5	0,2	119,6	10,2	0,3	67,5	7,1
Escenario Medio Alto	2007	0,6	247,1	61,4	94,6	-	39,7	87,2	54,3	184,7	479,4	207,6	-	-	3,4	2,3	0,0	15,2	1,7
	2010	0,6	247,1	-	39,7	337,4	70,2	89,4	20,1	367,8	1,8	97,4	173,6	0,2	7,2	2,3	0,0	17,1	1,3
	2015	0,6	487,9	-	39,7	10,2	119,3	90,4	13,7	656,9	1,8	97,4	25,7	0,2	7,3	3,6	0,2	19,3	1,7
	2020	0,6	568,2	-	39,7	143,3	126,0	179,6	13,7	719,0	1,8	97,4	335,8	0,2	18,8	4,9	0,2	27,2	2,4
	2025	0,6	768,9	-	39,7	95,6	201,4	176,7	13,7	1.216,7	1,8	97,4	255,3	0,2	37,6	7,1	0,2	38,5	4,0
	2030	0,6	969,6	-	39,7	150,5	250,5	177,3	13,7	2.073,7	1,8	97,4	327,4	0,2	74,8	9,4	0,3	54,0	6,1
Escenario Medio Bajo	2007	0,6	247,1	61,1	94,6	-	39,7	87,2	53,7	184,7	476,5	207,6	-	-	3,4	2,3	0,0	15,2	1,7
	2010	0,6	247,1	-	39,7	332,3	70,2	86,6	20,1	367,8	1,8	97,4	137,2	0,2	6,4	2,3	0,0	16,6	1,3
	2015	0,6	482,2	-	39,7	1,9	119,3	91,3	13,7	518,3	1,8	97,4	80,0	0,2	7,2	3,2	0,2	17,8	1,7
	2020	0,6	528,0	-	39,7	127,7	126,0	176,9	13,7	518,3	1,8	97,4	303,1	0,2	13,1	4,5	0,2	23,7	2,4
	2025	0,6	768,9	-	39,7	93,8	201,4	175,2	13,7	715,2	1,8	97,4	223,1	0,2	29,1	5,8	0,2	31,9	3,2
	2030	0,6	889,3	-	39,7	139,7	250,5	178,1	13,7	1.271,0	1,8	97,4	270,4	0,2	48,7	8,0	0,2	42,5	4,7

		SING					SIC							Aysén			Magallanes		
		Hidro Pasada	Carbón	Diesel	GN	GNL	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Biomasa	Carbón	Diesel	GN	GNL	Eólica	Diesel	Hidro Pasada	Eólico	Gas	Diesel
Escenario Referencia	2007	0,6	247,1	58,5	94,6	-	39,7	87,2	53,1	184,7	435,1	207,6	-	-	4,2	2,3	0,0	14,8	1,7
	2010	0,6	247,1	-	39,7	321,1	70,2	89,5	26,5	267,5	1,8	97,4	202,7	0,2	6,2	2,3	0,0	15,6	1,3
	2015	0,6	481,2	-	39,7	1,7	119,3	91,2	13,7	514,2	1,8	97,4	54,0	0,2	9,2	3,2	0,2	17,7	1,4
	2020	0,6	528,0	-	39,7	121,0	126,0	176,3	13,7	518,3	1,8	97,4	274,8	0,2	15,6	4,5	0,2	23,1	2,4
	2025	0,6	728,7	-	39,7	94,1	201,4	175,8	13,7	719,0	1,8	97,4	241,7	0,2	26,8	6,3	0,2	30,7	3,2
	2030	0,6	849,2	-	39,7	138,6	250,5	178,0	13,7	1.271,0	1,8	97,4	262,8	0,2	50,2	8,0	0,2	40,4	4,7
Escenario Pesimista	2007	0,6	247,1	60,9	94,6	-	39,7	87,2	53,1	184,7	472,6	207,6	-	-	3,3	2,3	0,0	15,2	1,7
	2010	0,6	247,1	-	39,7	327,2	70,2	89,1	20,1	317,6	1,8	97,4	161,3	0,2	5,6	2,3	0,0	16,1	1,3
	2015	0,6	447,8	-	39,7	75,5	119,3	92,0	13,7	367,8	1,8	97,4	172,1	0,2	3,8	3,2	0,2	16,5	1,4
	2020	0,6	527,2	-	39,7	107,0	126,0	174,6	13,7	338,3	1,8	97,4	165,7	0,2	12,5	3,6	0,2	20,6	2,0
	2025	0,6	688,6	-	39,7	93,4	201,4	174,0	13,7	364,1	1,8	97,4	201,9	0,2	19,2	4,9	0,2	26,2	2,8
	2030	0,6	889,3	-	39,7	120,7	250,5	177,7	13,7	566,7	1,8	97,4	222,9	0,2	33,1	6,3	0,2	32,9	4,2

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

7.5 COSTO MEDIO DE DESARROLLO

De acuerdo a la metodología presentada en el punto 6.15.1.1, se presenta a continuación los resultados obtenidos para el costo medio de desarrollo (CMD) esperado de los escenarios hídricos. A modo de ejemplo, a continuación se analizan los resultados para cada una de las tecnologías que se incorpora a la matriz eléctrica en el periodo 2007-2030, para el escenario Medio Alto de PIB (análisis que es válido para los demás escenarios de PIB).

El costo medio de desarrollo obtenido se presenta en la siguiente figura. Cada punto representa el costo medio de desarrollo de la introducción de cada tecnología a la matriz. Es por ello que el gráfico es discontinuo, ya que no todos los años se expande la misma capacidad por tipo de tecnología.

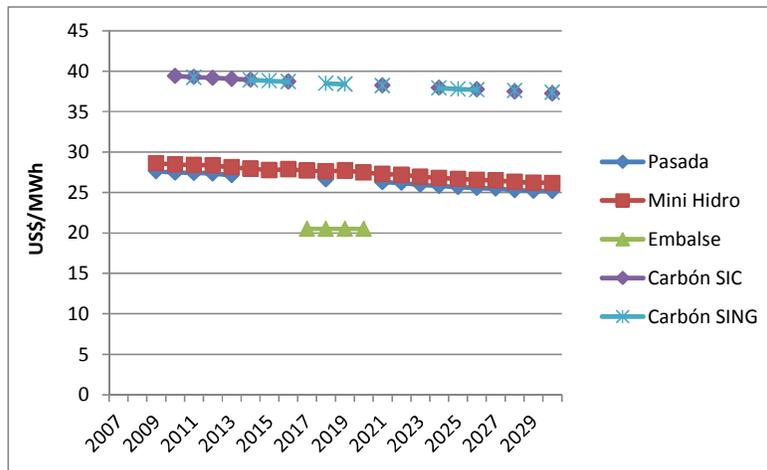


FIGURA 7.6: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO ALTO. PROMEDIO ESCENARIOS HÍDRICOS. US\$/MWh.

La tendencia en cada tecnología es a la baja, es decir, la postergación de cada proyecto disminuye el costo medio de desarrollo, principalmente por la caída de los costos de inversión. Por otra parte, se aprecia como la hidroelectricidad de embalses posee el menor costo de desarrollo, siendo la alternativa con mayor rentabilidad. Posteriormente le siguen la energía hidráulica de pasada y la mini hidráulica. Finalmente, las centrales a carbón pulverizado tienen un costo de desarrollo aproximadamente del doble de la hidroelectricidad, y entre ellas ofrece mayor rentabilidad en el SING, principalmente por el régimen de operación, ya que al no existir hidroelectricidad en dicho sistema, las operaciones de las centrales térmicas poseen un régimen de operación más constante y un mejor uso de su capacidad.

Las siguientes tablas detallan el costo medio de desarrollo esperado, para todos los sistemas, escenarios y años.

TABLA 7.13: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO OPTIMISTA (US\$/MWH)

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Optimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	68,28	-
	2009	-	27,57	28,57	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	27,41	28,41	-	39,34	30,13	-	-	-	-
	2011	39,22	27,37	28,37	-	39,24	-	-	50,44	-	-
	2012	-	27,32	28,32	-	39,13	29,86	-	-	-	-
	2013	-	27,12	28,12	-	39,03	-	270,37	-	65,16	273,36
	2014	38,90	-	27,95	-	38,93	29,72	-	-	-	-
	2015	38,80	-	27,76	-	-	-	-	-	-	-
	2016	38,69	-	27,88	-	38,72	29,59	280,03	-	-	-
	2017	-	-	27,69	20,51	-	29,46	-	-	64,80	294,52
	2018	38,49	26,58	27,58	20,51	-	29,32	286,35	-	-	-
	2019	38,38	-	27,66	20,51	-	29,32	-	-	-	304,06
	2020	-	-	27,44	20,51	-	29,19	291,99	-	64,56	-
	2021	38,18	26,26	27,26	-	38,22	29,05	294,52	-	-	312,57
	2022	38,08	26,16	27,16	-	-	29,05	-	-	64,44	-
	2023	-	25,92	26,92	-	-	28,92	299,35	-	-	319,82
	2024	37,89	25,78	26,78	-	37,94	28,78	301,65	-	64,32	-
	2025	37,79	25,67	26,67	-	-	28,65	303,72	44,59	64,32	325,57
	2026	37,69	25,53	26,53	-	37,76	28,65	305,33	-	-	327,75
2027	-	25,43	26,43	-	-	28,51	306,82	-	63,84	329,48	
2028	-	25,24	26,24	-	37,48	28,38	307,86	-	63,72	330,74	
2029	-	25,14	26,14	-	-	28,25	308,43	-	-	-	
2030	37,31	25,11	26,11	-	37,28	28,25	308,55	-	63,60	331,43	

TABLA 7.14: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO ALTO (US\$/MWH)

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Medio Alto	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	68,28	-
	2009	-	27,57	28,57	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	27,41	28,41	-	39,34	-	-	-	-	-
	2011	39,22	27,37	28,37	-	39,24	29,32	-	-	-	-
	2012	-	27,32	28,32	-	39,13	-	-	53,69	-	-
	2013	-	27,12	28,12	-	-	29,32	-	-	65,28	-
	2014	38,90	-	27,95	-	38,93	-	271,17	-	-	278,30
	2015	38,80	-	27,76	-	-	29,32	-	-	-	-
	2016	38,69	-	27,88	-	38,71	-	-	-	-	-
	2017	-	-	27,69	20,51	-	29,46	281,41	-	64,80	-
	2018	38,49	26,58	27,58	20,51	-	29,32	-	-	-	298,77
	2019	-	-	27,66	20,51	-	-	-	-	-	-
	2020	-	-	27,44	20,51	-	29,19	290,95	-	-	-
	2021	38,18	26,26	27,26	-	38,22	29,05	-	-	64,56	312,00
	2022	-	26,16	27,16	-	-	28,92	297,16	-	-	-
	2023	-	25,92	26,92	-	-	28,92	299,81	-	64,32	319,24
	2024	37,89	25,78	26,78	-	37,93	28,78	-	-	-	-
	2025	-	25,67	26,67	-	-	28,65	304,18	-	-	324,99
	2026	37,69	25,53	26,53	-	37,75	28,51	306,02	-	64,08	-
2027	-	25,43	26,43	-	-	28,51	-	-	-	331,55	
2028	37,50	25,24	26,24	-	37,49	28,38	308,66	46,93	64,92	-	
2029	-	25,14	26,14	-	-	28,25	309,35	-	-	333,62	
2030	37,31	25,11	26,11	-	37,28	28,11	309,35	-	64,92	333,85	

TABLA 7.15: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO BAJO (US\$/MWH)

	Año	SING	SIC				Aysen			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Medio Bajo	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	68,52	-
	2009	-	27,57	28,79	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	27,41	28,58	-	39,67	-	-	-	-	-
	2011	39,24	27,37	28,56	-	39,41	29,32	-	-	-	-
	2012	-	27,32	28,49	-	39,25	-	-	-	-	-
	2013	-	27,12	28,17	-	-	29,32	-	53,43	-	-
	2014	38,93	-	27,87	-	38,95	-	-	-	65,28	-
	2015	38,83	-	27,74	-	-	29,32	275,54	-	-	283,25
	2016	38,73	-	27,81	-	-	-	-	-	-	-
	2017	-	-	27,77	20,51	-	29,46	-	-	-	-
	2018	-	26,58	27,77	20,51	-	29,32	-	-	-	-
	2019	-	-	27,85	20,51	-	-	288,08	-	64,92	-
	2020	-	-	27,62	20,51	-	29,19	-	-	-	307,17
	2021	38,25	26,26	27,29	-	-	29,05	-	-	-	-
	2022	-	26,16	27,30	-	-	28,92	297,51	-	-	-
	2023	-	25,92	27,02	-	-	28,92	-	-	64,68	318,55
	2024	37,97	25,78	26,80	-	38,02	28,78	302,68	-	-	-
	2025	-	25,67	26,77	-	-	28,65	-	-	-	-
	2026	-	25,53	26,65	-	37,85	28,51	306,71	-	64,44	326,49
2027	-	25,43	26,73	-	-	28,51	-	-	-	-	
2028	37,79	25,24	26,51	-	37,41	28,38	309,47	-	-	330,05	
2029	-	25,14	26,48	-	-	28,25	-	-	63,60	-	
2030	37,67	25,11	26,47	-	37,17	28,11	310,16	-	-	-	

TABLA 7.16: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO REFERENCIA (US\$/MWH)

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Referencia	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2009	-	27,79	28,57	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	27,58	28,41	-	39,33	-	-	-	66,84	-
	2011	39,22	27,56	28,37	-	39,23	29,46	-	-	-	-
	2012	-	27,49	28,32	-	39,12	-	-	53,69	-	-
	2013	-	27,17	28,12	-	-	-	-	-	-	-
	2014	38,90	-	27,95	-	38,91	29,59	270,37	-	-	-
	2015	38,80	-	27,76	-	-	-	-	-	65,28	-
	2016	38,69	-	27,88	-	-	29,46	-	-	-	288,31
	2017	-	-	27,69	20,51	-	-	-	-	-	-
	2018	-	26,77	27,58	20,51	-	29,32	285,32	-	-	-
	2019	-	-	27,66	20,51	-	-	-	-	-	-
	2020	-	-	27,44	20,51	-	29,05	-	-	64,80	307,05
	2021	38,18	26,29	27,26	-	-	-	294,52	-	-	-
	2022	-	26,30	27,16	-	-	28,92	-	-	-	-
	2023	-	26,02	26,92	-	-	28,78	-	-	-	-
	2024	37,89	25,80	26,78	-	37,91	28,65	303,03	-	64,32	321,43
	2025	-	25,77	26,67	-	-	-	-	-	-	-
	2026	37,69	25,65	26,53	-	37,72	28,51	307,05	-	-	-
2027	-	25,73	26,43	-	-	28,38	-	-	-	321,43	
2028	37,50	25,51	26,24	-	37,50	28,25	309,47	-	62,28	-	
2029	-	25,48	26,14	-	-	28,25	-	-	-	331,66	
2030	37,31	25,47	26,11	-	37,31	28,11	310,16	-	-	-	

TABLA 7.17: COSTO MEDIO DE DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO PESIMISTA (US\$/MWH)

	Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
		Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
Escenario Pesimista	2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	68,52	-
	2009	-	27,57	28,57	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	27,41	28,41	-	39,33	-	-	-	-	-
	2011	39,22	27,37	28,37	-	39,22	29,32	-	-	-	-
	2012	-	27,32	28,32	-	-	-	-	-	-	-
	2013	-	27,12	28,12	-	-	29,32	-	-	-	-
	2014	38,90	-	27,95	-	-	-	-	53,17	-	-
	2015	-	-	27,76	-	-	-	-	-	-	-
	2016	38,69	-	27,88	-	-	29,46	-	-	65,16	-
	2017	-	-	27,69	20,51	-	-	283,02	-	-	292,79
	2018	-	26,58	27,58	20,51	-	29,32	-	-	-	-
	2019	-	-	27,66	20,51	-	29,19	-	-	-	-
	2020	-	-	27,44	20,51	-	-	-	-	-	-
	2021	-	26,26	27,26	-	-	29,05	295,67	-	64,80	-
	2022	-	26,16	27,16	-	-	-	-	-	-	-
	2023	-	25,92	26,92	-	-	28,78	-	-	-	317,75
	2024	37,89	25,78	26,78	-	-	28,65	-	-	-	-
	2025	-	25,67	26,67	-	-	28,65	305,79	-	-	-
	2026	37,69	25,53	26,53	-	37,71	28,51	-	-	64,32	-
2027	-	25,43	26,43	-	-	28,38	-	-	-	330,97	
2028	-	25,24	26,24	-	37,50	-	310,39	-	-	-	
2029	-	25,14	26,14	-	-	28,51	-	-	-	-	
2030	37,31	25,11	26,11	-	-	28,51	-	-	-	333,62	

Existen varios factores que explican los bajos costos medios de desarrollo, entre los que se destacan por su relevancia:

- Costos de inversión que se manejaban al año 2006 (del orden de 1.400 US\$/KW), son mucho menores que los que se manejan actualmente (del orden de 2.300 US\$/KW).
- Costo de combustible: Las expectativas respecto del precio del carbón variaron notablemente a contar del año 2008 debido a los altos precios observados.

Estos factores provocan la percepción de un bajo para la tecnología de carbón pulverizado.

7.6 PRECIO MONÓMICO

En el presente ejercicio de cálculo del precio monómico, no se ha contemplado la inclusión del pago por potencia. Su exclusión hace que el precio monómico sea igual al costo marginal, es decir, corresponde al costo operacional de la última tecnología en incorporarse a la oferta eléctrica para satisfacer la demanda de potencia en un instante dado. De esta forma los valores presentados en la siguiente tabla, son el promedio de los costos marginales durante cada año.

TABLA 7.18: COSTO MARGINAL. PROMEDIO ESCENARIOS HÍDRICOS. US\$/MWH.

		SIC	SING
Escenario Optimista	2007	122,5	114,0
	2010	50,0	71,7
	2015	48,4	64,3
	2020	67,6	66,7
	2025	63,4	66,2
	2030	73,1	68,8
Escenario Medio Alto	2007	122,5	114,0
	2010	61,2	71,7
	2015	48,4	64,3
	2020	63,6	51,6
	2025	63,4	65,2
	2030	69,0	68,7
Escenario Medio Bajo	2007	122,5	114,0
	2010	50,0	71,7
	2015	54,0	64,3
	2020	63,0	51,6
	2025	63,0	44,7
	2030	67,6	66,3
Escenario Referencia	2007	121,5	114,0
	2010	61,8	71,7
	2015	48,4	64,3
	2020	51,8	44,7
	2025	63,0	44,7
	2030	67,6	66,3
Escenario Pesimista	2007	122,4	114,0
	2010	55,6	71,7
	2015	62,0	64,3
	2020	45,6	44,7
	2025	57,0	44,7
	2030	63,6	65,2

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

Los resultados de la tabla anterior muestran que para los primeros años, los costos marginales son altos, pues en plena crisis del gas natural, las centrales diseñadas para generar con este combustible (tales como San Isidro en el SIC, y CC2 en el SING), están generando con diesel (y al

costo de este combustible). Durante los años siguientes, los costos marginales disminuyen, gracias a la llegada del GNL al país. De este modo, durante los próximos años, la tecnología que margina es el GNL, a su costo asociado, salvo años excepcionales, donde existe una capacidad instalada en carbón suficiente para cubrir la demanda, desplazando la generación en base a GNL.

7.7 TIR DE LOS NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

De acuerdo a la metodología presentada en el punto 6.15.1.2, se presenta a continuación los resultados obtenidos para la TIR esperada de los escenarios hídricos. A modo de ejemplo (cuyo análisis es válido para los demás escenarios de PIB), se analizan los proyectos nuevos de expansión de la matriz eléctrica para el escenario Medio Alto. Cada punto representa la tasa interna de retorno de la introducción de cada tecnología a la matriz. Es por ello que el gráfico es discontinuo, ya que no todos los años se expande la capacidad de cada tecnología, tal como se presenta en la siguiente figura:



FIGURA 7.7: TIR ESPERADA DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO ALTO (%).

La tendencia de la TIR en cada tecnología es al alza en la medida que se incremente el nivel del PIB, es decir, que el escenario optimista presenta mejores TIR que escenarios con menor PIB. Además la tendencia de esta variable es al alza en el tiempo. Por ejemplo, ejecutar un proyecto en el año 2018 tendría una menor TIR que ejecutarlo el año 2020, aunque sobre este punto existe una mayor variabilidad debido a las fluctuaciones del costo marginal.

En general, las tendencias de las tecnologías en cuanto a este indicador son inversas a las del costo de desarrollo (lo cual se confirma en la figura), pero surgen algunas variaciones, por ejemplo, durante periodos la TIR de una instalación a carbón en el SING es mayor que la de las tecnologías hídricas mini y de pasada. Esto sucede ya que el costo de desarrollo no considera la competencia entre tecnologías, en cambio la TIR permite apreciar comportamientos distintos de las tecnologías según sea su sistema eléctrico particular. En resumen, las condiciones hídricas del SING favorecen la rentabilidad de las centrales a carbón en esa área versus aquellas que se instalan en el SIC.

Las siguientes tablas detallan la TIR esperada, para todos los sistemas, escenarios, y años (debido a la discontinuidad de la introducción de nuevos proyectos, el presentar sólo ciertos años elimina información importante):

TABLA 7.19: TIR DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO OPTIMISTA (%)

Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
	Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	20,0%	-	-	-	-	-	-1,4%	-
2009	-	25,9%	25,2%	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	24,2%	23,6%	-	21,7%	94,5%	-	-	-	-
2011	30,6%	24,6%	24,0%	-	22,8%	-	-	29,9%	-	-
2012	-	25,3%	24,7%	-	23,8%	71,6%	-	-	-	-
2013	-	24,3%	23,7%	-	22,6%	-	-	-	0,2%	-
2014	30,1%	-	24,2%	-	22,7%	67,1%	-	-	-	-
2015	29,6%	-	25,3%	-	-	-	-	-	-	-
2016	28,9%	-	25,3%	-	24,9%	62,3%	-	-	-	-
2017	-	-	26,0%	50,9%	-	60,9%	-	-	0,9%	-
2018	26,7%	27,4%	26,8%	51,2%	-	58,7%	-	-	-	-
2019	25,2%	-	28,6%	59,8%	-	58,7%	-	-	-	-
2020	-	-	28,2%	55,4%	-	58,1%	-	-	1,2%	-
2021	21,8%	27,3%	26,8%	-	26,1%	59,5%	-	-	-	-
2022	25,7%	29,5%	28,9%	-	-	60,6%	-	-	1,3%	-
2023	-	31,9%	31,3%	-	-	61,1%	-	-	-	-
2024	29,1%	30,9%	30,2%	-	30,5%	63,8%	-	-	1,2%	-
2025	32,7%	34,5%	33,8%	-	-	66,3%	-	30,2%	1,0%	-
2026	32,1%	34,9%	34,2%	-	35,5%	68,4%	-	-	-	-
2027	-	42,7%	41,9%	-	-	71,2%	-	-	0,6%	-
2028	-	48,1%	47,1%	-	57,4%	73,9%	-	-	0,2%	-
2029	-	66,2%	64,6%	-	-	76,1%	-	-	-	-
2030	45,8%	46,9%	45,9%	-	54,3%	77,2%	-	-	-1,0%	-

Escenario Optimista

TABLA 7.20: TIR DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO ALTO (%)

Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
	Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	20,8%	-	-	-	-	-	-3,2%	-
2009	-	27,5%	26,8%	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	26,1%	25,4%	-	23,8%	-	-	-	-	-
2011	30,2%	25,1%	24,4%	-	23,4%	97,1%	-	-	-	-
2012	-	25,5%	24,9%	-	24,1%	-	-	31,0%	-	-
2013	-	24,9%	24,2%	-	-	75,1%	-	-	-2,1%	-
2014	29,2%	-	25,0%	-	23,4%	-	-	-	-	-
2015	28,4%	-	26,1%	-	-	70,6%	-	-	-	-
2016	27,3%	-	26,3%	-	25,6%	-	-	-	-	-
2017	-	-	26,3%	53,3%	-	66,2%	-	-	-1,9%	-
2018	24,3%	26,8%	26,1%	52,0%	-	65,1%	-	-	-	-
2019	-	-	26,6%	55,9%	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	26,9%	53,9%	-	63,5%	-	-	-	-
2021	19,9%	26,5%	25,9%	-	25,0%	63,9%	-	-	-2,2%	-
2022	-	27,7%	27,1%	-	-	63,4%	-	-	-	-
2023	-	29,6%	28,9%	-	-	65,2%	-	-	-2,6%	-
2024	22,2%	28,8%	28,2%	-	27,8%	66,4%	-	-	-	-
2025	-	31,8%	31,1%	-	-	66,4%	-	-	-	-
2026	23,7%	31,4%	30,7%	-	30,6%	68,4%	-	-	-3,5%	-
2027	-	35,7%	34,9%	-	-	69,8%	-	-	-	-
2028	30,9%	36,7%	35,9%	-	37,7%	69,8%	-	30,9%	-4,5%	-
2029	-	41,5%	40,5%	-	-	71,5%	-	-	-	-
2030	34,7%	39,1%	38,2%	-	40,7%	72,9%	-	-	-6,0%	-

Escenario Medio Alto

TABLA 7.21: TIR DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO MEDIO BAJO (%)

Año	SING	SIC				Aysen			Magallanes	
	Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	20,2%	-	-	-	-	-	1,3%	-
2009	-	27,5%	25,5%	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	26,1%	24,3%	-	22,1%	-	-	-	-	-
2011	30,1%	25,1%	24,9%	-	23,2%	100,1%	-	-	-	-
2012	-	25,5%	25,8%	-	24,8%	-	-	-	-	-
2013	-	24,9%	25,7%	-	-	-	-	32,1%	-	-
2014	28,9%	-	27,6%	-	25,7%	78,2%	-	-	4,0%	-
2015	28,0%	-	29,3%	-	-	-	-	-	-	-
2016	26,8%	-	29,5%	-	-	75,9%	-	-	-	-
2017	-	-	27,8%	57,4%	-	-	-	-	-	-
2018	-	26,8%	26,4%	53,6%	-	71,0%	-	-	-	-
2019	-	-	26,9%	58,5%	-	-	-	-	5,9%	-
2020	-	-	27,3%	57,7%	-	71,5%	-	-	-	-
2021	17,9%	26,5%	27,2%	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	27,7%	26,0%	-	-	70,2%	-	-	-	-
2023	-	29,6%	27,8%	-	-	70,9%	-	-	8,2%	-
2024	20,4%	28,8%	27,5%	-	25,7%	70,5%	-	-	-	-
2025	-	31,8%	29,5%	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	31,4%	28,9%	-	27,1%	73,2%	-	-	9,9%	-
2027	-	35,7%	30,9%	-	-	74,4%	-	-	-	-
2028	29,2%	36,7%	32,3%	-	32,2%	74,1%	-	-	-	-
2029	-	41,5%	34,6%	-	-	75,5%	-	-	10,1%	-
2030	32,2%	39,1%	33,9%	-	35,6%	75,3%	-	-	-	-

Escenario Medio Bajo

TABLA 7.22: TIR DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO REFERENCIA (%)

Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
	Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	20,7%	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	26,1%	26,7%	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	24,9%	26,6%	-	25,0%	-	-	-	-	-
2011	29,8%	25,5%	25,6%	-	24,6%	97,4%	-	-	-	-
2012	-	26,4%	25,3%	-	24,5%	-	-	31,4%	-	-
2013	-	26,3%	24,6%	-	-	76,3%	-	-	-	-
2014	28,1%	-	25,5%	-	24,0%	-	-	-	-	-
2015	26,9%	-	26,8%	-	-	-	-	-	-	-
2016	25,4%	-	27,4%	-	-	71,8%	-	-	-	-
2017	-	-	26,3%	54,5%	-	-	-	-	-	-
2018	-	27,1%	25,2%	50,1%	-	67,6%	-	-	-	-
2019	-	-	25,2%	52,3%	-	66,6%	-	-	-	-
2020	-	-	25,4%	50,6%	-	-	-	-	-	-
2021	17,4%	27,9%	26,4%	-	-	65,4%	-	-	-	-
2022	-	26,6%	26,6%	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	28,5%	28,2%	-	-	65,8%	-	-	-	-
2024	20,5%	28,1%	27,4%	-	-	65,2%	-	-	-	-
2025	-	30,3%	29,9%	-	-	66,4%	-	-	-	-
2026	23,0%	29,6%	29,4%	-	29,1%	66,3%	-	-	-	-
2027	-	31,6%	32,9%	-	-	67,9%	-	-	-	-
2028	29,4%	33,1%	34,7%	-	36,0%	-	-	-	-	-
2029	-	35,4%	38,6%	-	-	70,7%	-	-	-	-
2030	32,6%	34,8%	36,5%	-	38,4%	70,2%	-	-	-	-

Escenario Referencia

TABLA 7.23: TIR DE LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA. ESCENARIO PESIMISTA (%)

Año	SING	SIC				Aysén			Magallanes	
	Carbón	Hidro pasada	Mini Hidro	Embalse	Carbón	Hidro	Diesel	Eólico	Gas Natural	Diesel
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	21,1%	-	-	-	-	-	-9,0%	-
2009	-	27,4%	27,3%	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	27,3%	26,4%	-	24,9%	-	-	-	-	-
2011	30,0%	26,3%	26,7%	-	25,9%	-	-	-	-	-
2012	-	25,9%	26,4%	-	-	102,4%	-	-	-	-
2013	-	25,3%	25,3%	-	-	-	-	-	-	-
2014	28,7%	-	26,6%	-	-	-	-	33,3%	-	-
2015	-	-	27,9%	-	-	81,3%	-	-	-	-
2016	26,4%	-	25,8%	-	-	-	-	-	-9,4%	-
2017	-	-	23,6%	48,0%	-	-	-	-	-	-
2018	-	25,8%	22,0%	42,2%	-	80,4%	-	-	-	-
2019	-	-	23,2%	48,3%	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	23,0%	45,5%	-	-	-	-	-	-
2021	-	27,1%	24,2%	-	-	78,0%	-	-	-10,9%	-
2022	-	27,2%	23,9%	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	28,9%	24,7%	-	-	77,6%	-	-	-	-
2024	20,4%	28,0%	25,3%	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	30,6%	27,1%	-	-	77,2%	-	-	-	-
2026	22,8%	30,1%	27,0%	-	25,8%	-	-	-	-14,0%	-
2027	-	33,7%	29,7%	-	-	78,6%	-	-	-	-
2028	-	35,5%	31,5%	-	31,1%	78,5%	-	-	-	-
2029	-	39,5%	33,7%	-	-	-	-	-	-	-
2030	31,9%	37,4%	32,7%	-	-	81,0%	-	-	-	-

Escenario Pesimista

Los resultados de la tasa interna de retorno en el sistema de Magallanes presentan valores muy bajos o directamente negativos. Esto quiere decir que la expansión de capacidad no sería rentable en este sistema de acuerdo a los costos incrementales de desarrollo (CID).

Observando los CID para fines del año 2006 según el informe de tarificación de Magallanes 2006, el CID de cada subsistema del sistema de Magallanes se encuentra entre los 35 y los 40 US\$/MWh. Ponderando cada subsistema por su potencia se obtiene un CID para el sistema de Magallanes de 35,9 US\$/MWh.

Observando los costos medios de desarrollo se observa un promedio de 54,2 US\$/MWh para el gas natural, y un promedio de 274,2 US\$/MWh para el diesel en el sistema de Magallanes. Es decir, es muy improbable que las expansiones de capacidad en el sistema resulten rentables ya que el CID del sistema al comienzo del periodo es muy bajo. Si bien los nuevos proyectos aumentan el CID del sistema, este incremento es insuficiente para rentabilizar un proyecto por sí sólo.

Es importante destacar que esto no significa que se propone la inversión en un proyecto no rentable a pesar de las pérdidas, sino que por la definición del sistema mediano, la oferta de generación, transmisión y distribución pertenece a muy pocos actores, o en algunos casos es directamente monopólico, por ello se regula la tarifa de manera de que el valor presente de la expansión más las componentes previas del sistema sea cero. Por ejemplo la expansión con una planta a Gas natural elevará el CID del sistema, aunque no lo suficiente para rentabilizar la expansión, sin embargo este aumento en la tarifa generará beneficios en otra instalación de la firma, por ejemplo una central hidroeléctrica con la misma propiedad. Luego la suma de los valores presentes de los efectos de la expansión en ambas centrales será cero.

7.8 MARGEN DE RESERVA, POR SISTEMA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

Se presenta en la Tabla 8.18, el margen de reserva obtenido al evaluar la diferencia entre la capacidad instalada del parque generador (unidades existentes y unidades del plan de expansión), y la demanda máxima del sistema por año.

TABLA 7.24: MARGEN DE RESERVA POR SISTEMA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN MW).

		SING				SIC				Aysén				Magallanes			
		Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%
Escenario Optimista	2007	3.036	1.720	1.316	43,3%	8.812	5.645	3.167	35,9%	36	19	16	45,6%	61	39	22	36,1%
	2010	3.036	2.037	999	32,9%	11.229	6.934	4.295	38,2%	40	22	18	45,6%	80	51	29	36,1%
	2015	4.236	2.648	1.588	37,5%	14.289	9.866	4.423	31,0%	57	31	26	45,6%	108	69	39	36,1%
	2020	4.836	3.481	1.355	28,0%	18.478	13.953	4.525	24,5%	89	48	40	45,6%	163	104	59	36,1%
	2025	6.036	4.264	1.772	29,4%	25.204	19.897	5.307	21,1%	130	70	59	45,6%	246	157	89	36,1%
	2030	6.636	5.300	1.336	20,1%	33.454	28.103	5.351	16,0%	170	92	77	45,6%	331	211	119	36,1%
Escenario Medio Alto	2007	3.036	1.720	1.316	43,4%	8.812	5.640	3.172	36,0%	36	19	16	45,6%	61	39	22	36,1%
	2010	3.836	2.028	1.808	47,1%	10.979	6.784	4.194	38,2%	36	19	16	45,6%	80	51	29	36,1%
	2015	4.236	2.608	1.628	38,4%	13.789	9.229	4.560	33,1%	57	31	26	45,6%	102	65	37	36,1%
	2020	4.636	3.383	1.253	27,0%	17.478	12.464	5.014	28,7%	77	42	35	45,6%	129	83	47	36,1%
	2025	5.636	4.063	1.573	27,9%	22.454	16.877	5.577	24,8%	109	59	50	45,6%	186	119	67	36,1%
	2030	6.636	4.951	1.685	25,4%	28.204	22.885	5.319	18,9%	150	81	68	45,6%	269	172	97	36,1%
Escenario Medio Bajo	2007	3.036	1.720	1.316	43,4%	8.812	5.636	3.175	36,0%	36	19	16	45,6%	61	39	22	36,1%
	2010	3.036	2.019	1.017	33,5%	10.979	6.640	4.339	39,5%	36	19	16	45,6%	80	51	29	36,1%
	2015	4.236	2.570	1.666	39,3%	13.039	8.638	4.401	33,8%	53	29	24	45,6%	102	65	37	36,1%
	2020	4.436	3.296	1.140	25,7%	16.478	11.153	5.325	32,3%	69	37	31	45,6%	129	83	47	36,1%
	2025	5.636	3.895	1.741	30,9%	19.954	14.360	5.594	28,0%	89	48	40	45,6%	157	100	57	36,1%
	2030	6.236	4.661	1.575	25,3%	24.204	18.527	5.677	23,5%	121	66	55	45,6%	212	135	77	36,1%

		SING				SIC				Aysén				Magallanes			
		Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max (MW)	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max (MW)	Margen Reserva	%	Capacidad Instalada	Dda Max	Margen Reserva	%
Escenario Referencia	2007	3.036	1.716	1.320	43,5%	8.812	5.592	3.220	36,5%	36	19	16	45,6%	61	39	22	36,1%
	2010	3.036	2.000	1.036	34,1%	10.479	6.342	4.136	39,5%	36	19	16	45,6%	80	51	29	36,1%
	2015	4.236	2.566	1.670	39,4%	13.039	8.563	4.476	34,3%	53	29	24	45,6%	106	68	38	36,1%
	2020	4.436	3.290	1.146	25,8%	16.478	11.075	5.403	32,8%	69	37	31	45,6%	136	87	49	36,1%
	2025	5.436	3.884	1.552	28,6%	19.954	14.232	5.722	28,7%	93	50	42	45,6%	163	104	59	36,1%
	2030	6.036	4.642	1.394	23,1%	24.204	18.320	5.883	24,3%	121	66	55	45,6%	193	123	70	36,1%
Escenario Pesimista	2007	3.036	1.719	1.317	43,4%	8.812	5.632	3.180	36,1%	36	19	16	45,6%	61	39	22	36,1%
	2010	3.036	2.011	1.025	33,8%	10.729	6.493	4.235	39,5%	36	19	16	45,6%	80	51	29	36,1%
	2015	4.036	2.535	1.501	37,2%	12.289	8.075	4.214	34,3%	49	26	22	45,6%	80	51	29	36,1%
	2020	4.436	3.217	1.219	27,5%	15.728	9.969	5.759	36,6%	57	31	26	45,6%	102	65	37	36,1%
	2025	5.236	3.751	1.485	28,4%	18.204	12.212	5.992	32,9%	77	42	35	45,6%	129	83	47	36,1%
	2030	6.236	4.426	1.810	29,0%	20.704	15.003	5.701	27,5%	93	50	42	45,6%	159	101	57	36,1%

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

Para analizar los resultados anteriores, se debe tener en consideración que para efectos de modelación, no se ha programado a priori un margen de reserva (SING y SIC), sino que éste será una consecuencia de la optimización de la función objetivo. En este contexto, en las tablas anteriores se puede visualizar que para el SING, el porcentaje del margen de reserva, siempre es decreciente. Sin embargo, en unidades de MW, el margen de reserva se mantiene en torno al valor inicial, no sufriendo variaciones importantes.

Para el SIC, al contrario, el margen de reserva para el período presentado, llega prácticamente a duplicarse (aunque su valor porcentual es decreciente). Esto se podría explicar dado el tamaño y la naturaleza del sistema, el cual debe tener un margen de reserva mayor, dada su dependencia, entre otros factores, a las variaciones hidrológicas.

Finalmente, para los sistemas de Aysén y Magallanes, no hay variaciones porcentuales del margen de reserva, ya que su modelación incluye mantener un margen de reserva constante.

7.9 EMISIONES TOTALES, POR SISTEMA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

En la siguiente tabla se presentan las emisiones totales (valor esperado a partir de los 5 escenarios hidrológicos), por parte de los sistemas eléctricos, para los 5 escenarios del PIB.

TABLA 7.25: EMISIONES TOTALES POR FUENTE, POR SISTEMA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN MILLONES DE TON CO2E).

		SING					SIC					Aysén	Magallanes			Total Nacional
		Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Diesel	Diesel	GN	Total	
Escenario Optimista	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,01	6,30	3,42	3,03	-	12,75	0,02	0,01	0,13	0,14	22,9
	2010	8,70	-	-	1,95	10,65	15,81	0,51	1,18	1,41	18,91	0,01	0,01	0,16	0,17	29,7
	2015	18,18	-	-	0,18	18,36	29,52	0,51	1,18	0,56	31,77	0,02	0,01	0,23	0,24	50,4
	2020	22,93	-	-	0,93	23,86	35,57	0,51	1,18	3,85	41,11	0,03	0,01	0,34	0,35	65,3
	2025	32,41	-	-	0,54	32,95	68,97	0,51	1,18	2,26	72,92	0,06	0,01	0,51	0,52	106,5
	2030	37,15	-	-	1,15	38,30	122,39	0,51	1,19	3,44	127,53	0,13	0,02	0,74	0,76	166,7
Escenario Medio Alto	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,00	6,30	3,44	3,03	-	12,77	0,02	0,01	0,12	0,12	22,9
	2010	8,70	-	-	1,92	10,62	13,83	0,51	1,18	1,75	17,27	0,01	0,01	0,14	0,15	28,0
	2015	18,18	-	-	0,06	18,24	25,33	0,51	1,18	0,23	27,25	0,02	0,01	0,20	0,21	45,7
	2020	21,34	-	-	0,72	22,07	27,66	0,51	1,18	2,66	32,02	0,04	0,01	0,29	0,30	54,4
	2025	29,25	-	-	0,57	29,82	47,33	0,51	1,18	2,39	51,41	0,06	0,01	0,41	0,42	81,7
	2030	37,15	-	-	0,79	37,94	81,01	0,51	1,18	2,78	85,48	0,11	0,01	0,53	0,54	124,1
Escenario Medio Bajo	2007	8,70	0,58	0,73	-	10,00	6,30	3,43	3,03	-	12,76	0,02	0,01	0,12	0,12	22,9
	2010	8,70	-	-	1,90	10,59	13,83	0,51	1,18	1,41	16,93	0,01	0,01	0,14	0,14	27,7
	2015	17,98	-	-	0,01	17,99	19,76	0,51	1,18	0,77	22,22	0,02	0,01	0,18	0,19	40,4
	2020	19,76	-	-	0,73	20,49	19,76	0,51	1,18	2,51	23,96	0,02	0,01	0,25	0,25	44,7
	2025	29,25	-	-	0,53	29,78	27,57	0,51	1,18	2,11	31,38	0,05	0,01	0,33	0,34	61,5
	2030	33,99	-	-	0,80	34,79	49,40	0,51	1,18	2,30	53,39	0,08	0,01	0,41	0,42	88,7

		SING					SIC					Aysén	Magallanes			Total Nacional
		Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Carbón	Diesel	GN	GNL	Total	Diesel	Diesel	GN	Total	
Escenario Referencia	2007	8,70	0,55	0,73	-	9,98	6,30	3,22	3,03	-	12,55	0,02	0,01	0,11	0,12	22,7
	2010	8,70	-	-	1,83	10,53	9,88	0,51	1,18	2,03	13,60	0,01	0,01	0,13	0,14	24,3
	2015	17,95	-	-	0,01	17,96	19,64	0,51	1,18	0,52	21,84	0,03	0,01	0,19	0,19	40,0
	2020	19,76	-	-	0,60	20,36	19,76	0,51	1,18	2,29	23,74	0,03	0,01	0,25	0,25	44,4
	2025	27,67	-	-	0,56	28,23	27,66	0,51	1,18	2,28	31,63	0,06	0,01	0,32	0,33	60,2
	2030	32,41	-	-	0,71	33,12	49,40	0,51	1,18	2,22	53,31	0,08	0,01	0,40	0,41	86,9
Escenario Pesimista	2007	8,70	0,57	0,73	-	10,00	6,30	3,37	3,03	-	12,70	0,02	0,01	0,13	0,14	22,9
	2010	8,70	-	-	1,87	10,56	11,86	0,51	1,18	1,57	15,12	0,01	0,01	0,15	0,15	25,8
	2015	16,60	-	-	0,43	17,03	13,83	0,51	1,18	1,72	17,24	0,02	0,01	0,18	0,19	34,5
	2020	19,73	-	-	0,61	20,34	13,03	0,51	1,18	1,63	16,34	0,02	0,01	0,23	0,23	36,9
	2025	26,09	-	-	0,53	26,62	13,73	0,51	1,18	1,82	17,24	0,03	0,01	0,29	0,30	44,2
	2030	33,99	-	-	0,69	34,68	21,69	0,51	1,18	2,14	25,52	0,05	0,01	0,36	0,37	60,6

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

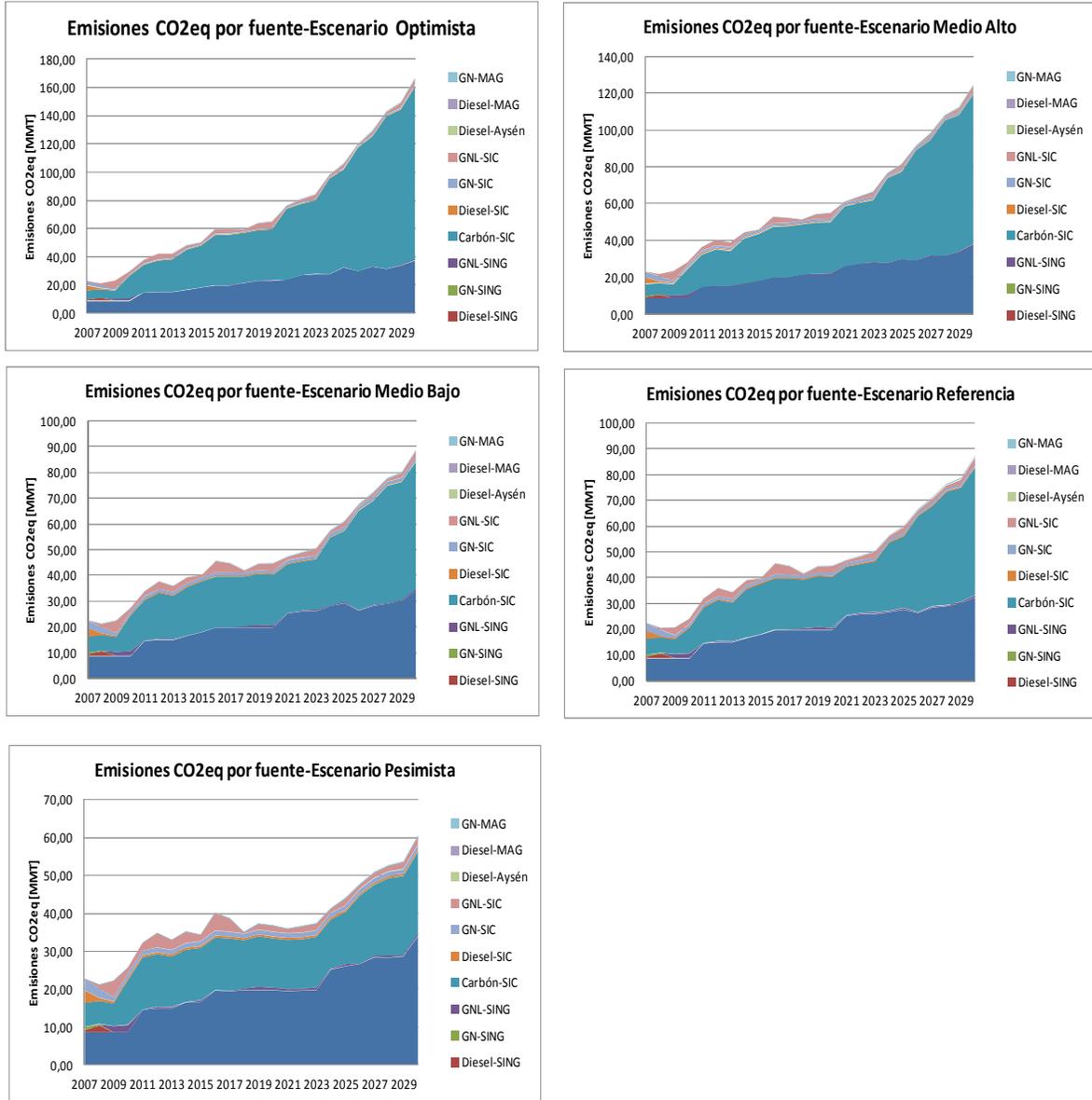


FIGURA 7.8: EMISIONES TOTALES POR FUENTE, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN MILLONES DE TON CO2E).

De acuerdo a la tabla anterior, se puede visualizar que, en consecuencia con los resultados mostrados anteriormente, la expansión del sistema se basa en agotar los recursos existentes en tecnologías hídras (iguales para todos los escenarios), y completar la demanda restante en expansión en carbón. En este contexto, mientras mayor sea la demanda (desde el escenario pesimista al optimista), mayor es la expansión en carbón, y por ende, mayores las emisiones por parte de esta tecnología. En forma marginal son las diferencias en emisiones de otras tecnologías, tales como diesel, gas natural o GNL, no afectando en mayor medida entre escenarios.

Para el SING, se obtiene en emisiones, que para un escenario pesimista se puede llegar al año 2030 en torno a los 35 millones de ton de CO₂e, mientras que para un escenario optimista, puede llegar a 38 millones de ton de CO₂e. Para el SIC, por otra parte, cuya demanda es mucho más sensible a las variaciones del PIB, se puede llegar en emisiones al año 2030 del orden de 26 ton de CO₂e para el escenario pesimista, y 128 ton CO₂e para el escenario optimista.

7.10 EMISIONES POR CANTIDAD DE ENERGÍA GENERADA, POR SISTEMA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

La tabla a continuación, muestra el factor de emisiones totales por energía generada para cada uno de los sistemas. De los 4 sistemas, el SING al estar integrada por una alta componente termoeléctrica presenta valores más elevados que el resto de los sistemas.

TABLA 7.26: EMISIONES POR CANTIDAD DE ENERGÍA GENERADA, POR SISTEMA Y POR AÑO (EN TON CO₂E/MWH).

		SING	SIC	Aysén	Magallanes
Escenario Optimista	2007	0,68	0,29	0,31	0,52
	2010	0,62	0,35	0,07	0,52
	2015	0,80	0,41	0,16	0,52
	2020	0,77	0,37	0,11	0,51
	2025	0,84	0,46	0,16	0,51
	2030	0,81	0,56	0,21	0,51
Escenario Medio Alto	2007	0,68	0,29	0,31	0,52
	2010	0,62	0,32	0,07	0,52
	2015	0,81	0,37	0,13	0,52
	2020	0,75	0,32	0,14	0,51
	2025	0,82	0,38	0,16	0,51
	2030	0,83	0,47	0,19	0,51
Escenario Medio Bajo	2007	0,68	0,29	0,31	0,52
	2010	0,62	0,32	0,07	0,52
	2015	0,81	0,33	0,11	0,52
	2020	0,75	0,27	0,10	0,51
	2025	0,82	0,28	0,16	0,51
	2030	0,83	0,36	0,18	0,51
Escenario Referencia	2007	0,68	0,29	0,31	0,52
	2010	0,62	0,27	0,07	0,52
	2015	0,81	0,32	0,17	0,52
	2020	0,72	0,26	0,11	0,51
	2025	0,81	0,28	0,17	0,51
	2030	0,81	0,36	0,18	0,51
Escenario Pesimista	2007	0,68	0,29	0,31	0,52
	2010	0,62	0,30	0,07	0,52
	2015	0,78	0,27	0,12	0,52
	2020	0,73	0,20	0,11	0,52
	2025	0,80	0,18	0,12	0,51
	2030	0,84	0,22	0,16	0,51

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

De acuerdo a la tabla anterior, se puede visualizar que para el SING, sistema que presenta los mayores factores de emisión del país, sus factores fluctúan entre un escenario pesimista y el optimista entre 0,84 y 0,81 ton CO₂e/MWh, respectivamente, es decir, una variación mínima entre

escenarios. Por otra parte, para el SIC, las variaciones del factor de emisión son más dramáticas, pues para un escenario optimista, la demanda se satisface con una baja componente de carbón, mientras que para una mayor demanda, la componente de esta tecnología cobra una importancia relevante. En este contexto, el factor de emisión de este sistema varía entre 0,22 y 0,56 ton CO₂e para los escenarios pesimista y optimista, respectivamente.

7.11 DEMANDA ELÉCTRICA POR SISTEMA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

La demanda eléctrica a nivel transmisión (es decir, incluyendo las pérdidas de distribución para aquellos sectores que corresponda), se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 7.27: DEMANDA ELÉCTRICA POR SISTEMA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN GWh).

		SING	SIC	Aysén	Magallanes
Escenario Optimista	2007	13.369	41.746	125	259
	2010	15.831	51.281	158	311
	2015	20.582	72.969	245	446
	2020	27.058	103.190	385	660
	2025	33.141	147.152	605	989
	2030	41.192	207.844	906	1.431
Escenario Medio Alto	2007	13.367	41.713	125	259
	2010	15.762	50.175	153	303
	2015	20.268	68.256	223	412
	2020	26.292	92.178	331	577
	2025	31.580	124.819	493	819
	2030	38.485	169.253	712	1.145
Escenario Medio Bajo	2007	13.365	41.685	124	258
	2010	15.696	49.104	148	295
	2015	19.977	63.886	203	381
	2020	25.616	82.482	284	505
	2025	30.273	106.204	399	678
	2030	36.227	137.018	548	901
Escenario Referencia	2007	13.341	41.358	128	252
	2010	15.548	46.906	146	277
	2015	19.944	63.329	215	376
	2020	25.569	81.910	296	493
	2025	30.186	105.256	410	653
	2030	36.080	135.493	553	857
Escenario Pesimista	2007	13.363	41.650	124	258
	2010	15.629	48.022	143	287
	2015	19.700	59.721	184	351
	2020	25.007	73.730	242	439
	2025	29.156	90.315	319	556
	2030	34.398	110.957	415	701

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

La demanda eléctrica no es un producto propio del presente trabajo, siendo un producto del trabajo de los demás estudios sectoriales que se desarrollaron en forma paralela. Siguiendo la línea de los análisis anteriores, se visualiza que para el SING, la variabilidad de la demanda energética al año 2030 entre los escenarios pesimista y optimista es menor, debido a la

insensibilidad de la demanda del sector cobre al PIB, variando entre 35.000 y 41.000 GWh, para los escenarios pesimista y optimista, respectivamente.

Las diferencias en la demanda según el escenario de PIB son mucho más importantes en el SIC, obteniendo una variabilidad de prácticamente el doble de la demanda al año 2030, entre los escenarios pesimista y optimista, con valores de aproximadamente 111.000 y 208.000 GWh, respectivamente.

7.12 GENERACIÓN ELÉCTRICA POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

TABLA 7.28: GENERACIÓN ELÉCTRICA POR SISTEMA, POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN GWh).

		SING					SIC								Aysén			Magallanes	
		Hidro Pasada	Carbón	Diesel	GN	GNL	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Biomasa	Carbón	Diesel	GN	GNL	Eólica	Diesel	Hidro Pasada	Eólico	Diesel	Gas
Escenario Optimista	2007	113	9.365	622	4.516	-	7.934	17.446	1.154	6.312	5.040	6.293	-	-	40	36	2	8	259
	2010	113	9.365	-	2.562	5.191	13.750	17.493	662	16.801	459	3.223	2.322	26	11	81	5	8	312
	2015	113	19.656	-	2.562	492	23.231	18.268	559	31.671	459	3.223	947	26	39	109	6	10	450
	2020	113	24.802	-	2.562	2.509	24.412	36.554	559	38.242	459	3.223	6.998	26	44	172	22	14	666
	2025	113	35.093	-	2.562	1.467	38.698	35.249	559	74.468	459	3.223	3.949	26	96	256	22	19	1.000
	2030	113	40.239	-	2.562	3.067	48.205	35.053	570	132.438	459	3.227	6.066	26	205	361	22	26	1.448
Escenario Medio Alto	2007	113	9.365	620	4.516	-	7.934	17.446	1.147	6.312	5.012	6.293	-	-	40	36	2	8	231
	2010	113	9.365	-	2.562	5.117	13.750	17.874	662	14.657	459	3.223	2.791	26	11	81	5	8	282
	2015	113	19.656	-	2.562	159	23.231	18.083	559	27.143	459	3.223	432	26	36	130	6	10	396
	2020	113	23.087	-	2.562	2.199	24.412	35.914	559	29.666	459	3.223	5.223	26	58	172	22	12	562
	2025	113	31.663	-	2.562	1.472	38.698	35.342	559	50.978	459	3.223	3.980	26	97	256	22	15	797
	2030	113	40.239	-	2.562	2.301	48.205	35.454	559	87.554	459	3.223	5.130	26	175	361	22	21	1.038
Escenario Medio Bajo	2007	113	9.365	618	4.516	-	7.934	17.446	1.142	6.312	4.988	6.293	-	-	40	36	2	8	230
	2010	113	9.365	-	2.562	5.047	13.750	17.329	662	14.657	459	3.223	2.211	26	11	81	5	8	270
	2015	113	19.468	-	2.562	30	23.231	18.258	559	21.090	459	3.223	1.342	26	30	130	6	8	360
	2020	113	21.371	-	2.562	1.957	24.412	35.379	559	21.090	459	3.223	4.760	26	36	172	22	10	481
	2025	113	31.663	-	2.562	1.444	38.698	35.042	559	29.544	459	3.223	3.484	26	86	214	22	14	642
	2030	113	36.808	-	2.562	2.139	48.205	35.622	559	53.250	459	3.223	4.254	26	133	298	22	15	804
Escenario Referencia	2007	113	9.365	592	4.516	-	7.934	17.446	1.136	6.312	4.648	6.293	-	-	40	36	2	8	222
	2010	113	9.365	-	2.562	4.890	13.750	17.902	764	10.369	459	3.223	3.265	26	11	81	5	8	258
	2015	113	19.435	-	2.562	26	23.231	18.233	559	20.957	459	3.223	905	26	45	109	6	8	362
	2020	113	21.371	-	2.562	1.852	24.412	35.269	559	21.090	459	3.223	4.323	26	42	172	22	10	478
	2025	113	29.947	-	2.562	1.449	38.698	35.151	559	29.666	459	3.223	3.768	26	90	214	22	14	633
	2030	113	35.093	-	2.562	2.123	48.205	35.604	559	53.250	459	3.223	4.136	26	131	298	22	15	787

		SING					SIC								Aysén			Magallanes	
		Hidro Pasada	Carbón	Diesel	GN	GNL	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Biomasa	Carbón	Diesel	GN	GNL	Eólica	Diesel	Hidro Pasada	Eólico	Diesel	Gas
Escenario Pesimista	2007	113	9.365	616	4.516	-	7.934	17.446	1.136	6.312	4.957	6.293	-	-	40	36	2	8	257
	2010	113	9.365	-	2.562	4.976	13.750	17.820	662	12.513	459	3.223	2.592	26	11	81	5	8	287
	2015	113	17.941	-	2.562	1.175	23.231	18.401	559	14.657	459	3.223	2.862	26	29	109	6	8	353
	2020	113	21.342	-	2.562	1.642	24.412	34.913	559	13.723	459	3.223	2.637	26	34	130	22	10	442
	2025	113	28.232	-	2.562	1.439	38.698	34.791	559	14.539	459	3.223	3.161	26	49	172	22	12	561
	2030	113	36.808	-	2.562	1.851	48.205	35.546	559	23.177	459	3.223	3.523	26	85	214	22	15	706

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

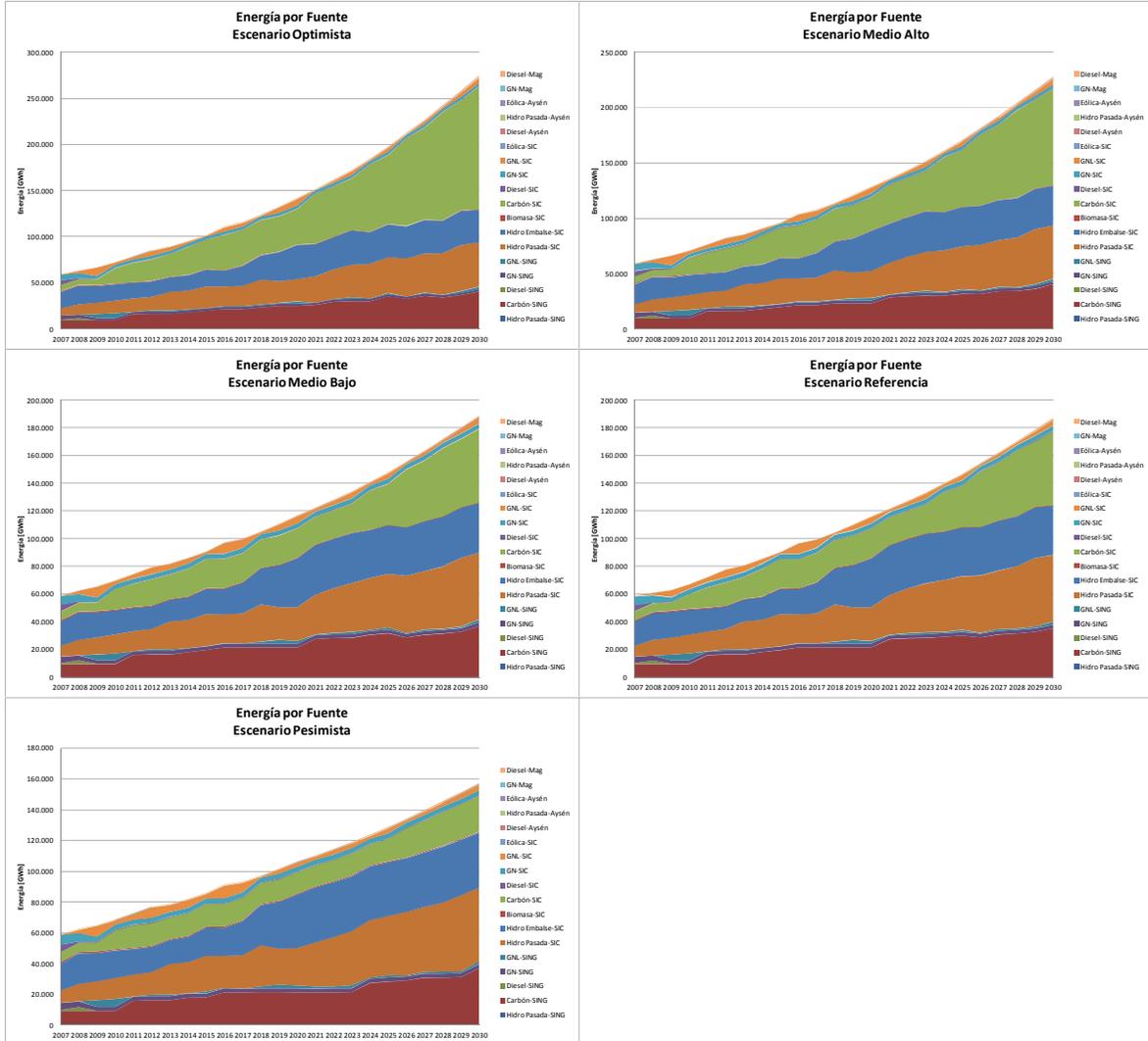


FIGURA 7.9: GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO (EN GWH).

En la tabla anterior se visualiza cómo la demanda energética es satisfecha por la generación eléctrica³² según el tipo fuente primaria de generación. De este modo, para el SING, se puede visualizar que la principal fuente energética para la generación eléctrica, es el carbón, llegando al año 2030 a tener más del 90% de la generación total (para todos los escenarios de PIB). En siguiente lugar de importancia, se encuentra la generación en base a gas natural (principalmente

³² Los valores de la demanda energética y la generación bruta de las centrales no coincide, debido a que a la demanda (a nivel de consumidor final), se le ha agregado las pérdidas de distribución (según corresponda al tipo de cliente) y las pérdidas de transmisión.

central Salta, en Argentina), y GNL proveniente del terminal de Mejillones. Finalmente, la generación hidráulica de pasada en este sistema tiene una relevancia marginal.

Para el SIC, por el contrario, la principal fuente energética del sistema depende directamente de la demanda prevista. En este sentido, si existe una baja demanda prevista (escenario pesimista), la principal fuente energética serán los recursos hidráulicos (pasada y embalse), dejando en tercer lugar de relevancia la generación con carbón (menos del 25% de la generación). Por otra parte, para el escenario optimista (alta demanda), la principal fuente de generación es el carbón (más del 60% de la energía generada), lo cual tiene como consecuencia una mayor dependencia a los combustibles importados y una mayor tasa de emisiones de CO₂ en el país.

7.13 CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA, POR SISTEMA, POR ESCENARIO Y POR AÑO

TABLA 7.29: CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA, POR SISTEMA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO.

		SING				SIC				Aysén	Magallanes	
		Carbón [miles ton]	Diesel [miles ton]	GN [millones m3]	GNL [millones m3]	Carbón [miles ton]	Diesel [miles ton]	GN [millones m3]	GNL [millones m3]	Diesel [miles ton]	Gas [millones m3]	Diesel [miles ton]
Escenario Optimista	2007	3.822	179	365	-	2.765	1.035	1.395	-	6	84	3
	2010	3.822	-	-	978	7.902	157	591	542	11	101	3
	2015	8.912	-	-	89	15.272	157	591	242	23	146	3
	2020	11.457	-	-	467	18.505	157	591	1.510	38	216	5
	2025	16.546	-	-	272	36.447	157	591	874	76	324	6
	2030	19.091	-	-	575	65.107	157	592	1.345	150	469	9
Escenario Medio Alto	2007	3.822	178	365	-	2.765	1.030	1.395	-	6	84	3
	2010	3.822	-	-	963	6.842	157	591	652	16	98	3
	2015	8.912	-	-	29	13.062	157	591	110	15	134	3
	2020	10.608	-	-	409	14.264	157	591	1.147	33	189	4
	2025	14.850	-	-	272	24.819	157	591	881	55	268	6
	2030	19.091	-	-	429	42.892	157	591	1.141	94	375	8
Escenario Medio Bajo	2007	3.822	177	365	-	2.765	1.025	1.395	-	6	84	3
	2010	3.822	-	-	949	6.842	157	591	517	14	96	3
	2015	8.824	-	-	5	10.023	157	591	343	15	124	3
	2020	9.760	-	-	365	10.023	157	591	1.061	23	165	4
	2025	14.850	-	-	267	14.218	157	591	772	43	222	5
	2030	17.394	-	-	398	25.927	157	591	950	61	295	6
Escenario Referencia	2007	3.822	170	365	-	2.765	977	1.395	-	7	81	3
	2010	3.822	-	-	917	4.721	157	591	766	14	90	3
	2015	8.808	-	-	5	9.973	157	591	231	19	123	3
	2020	9.760	-	-	346	10.023	157	591	965	27	161	4
	2025	14.001	-	-	268	14.264	157	591	833	39	214	5
	2030	16.546	-	-	395	25.927	157	591	924	63	280	6
Escenario Pesimista	2007	3.822	177	365	-	2.765	1.020	1.395	-	6	83	3
	2010	3.822	-	-	934	5.781	157	591	604	12	93	3
	2015	8.064	-	-	213	6.842	157	591	715	8	114	3
	2020	9.746	-	-	305	6.491	157	591	596	22	143	3
	2025	13.153	-	-	266	6.797	157	591	703	28	182	4
	2030	17.394	-	-	344	11.062	157	591	790	41	229	5

Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

Siguiendo el mismo análisis del punto anterior, se visualiza en la presente tabla el combustible necesario para la generación eléctrica (en unidades físicas). Si se considera que la mayoría del combustible utilizado es importado, entonces queda en evidencia que mientras mayor sea la demanda energética, mayor será el consumo de carbón, principalmente, teniendo como consecuencia una mayor tasa de emisiones de CO₂.

7.14 USO DE SUELO

De acuerdo a la metodología presentada en el punto 6.16, se presenta a continuación los resultados obtenidos para el uso de suelo.

TABLA 7.30: SUPERFICIE TOTAL UTILIZADA, POR ESCENARIO PIB Y POR AÑO [HA].

		Hidro Embalse	Carbón Pulv	Hidro Pasada	TOTAL [Ha]
Escenario Optimista	2007	-	-	-	-
	2010	-	25	50	54
	2015	-	85	1.007	1.021
	2020	5.910	110	1.007	6.935
	2025	5.910	220	11.073	17.018
	2030	5.910	365	11.123	17.091
Escenario Medio Alto	2007	-	-	-	-
	2010	-	20	50	53
	2015	-	75	1.007	1.019
	2020	5.910	85	1.007	6.931
	2025	5.910	155	11.073	17.008
	2030	5.910	260	11.123	17.075
Escenario Medio Bajo	2007	-	-	-	-
	2010	-	20	50	53
	2015	-	60	1.007	1.017
	2020	5.910	65	1.007	6.927
	2025	5.910	105	11.073	17.000
	2030	5.910	175	11.123	17.061
Escenario Referencia	2007	-	-	-	-
	2010	-	10	50	52
	2015	-	60	1.007	1.017
	2020	5.910	65	1.007	6.927
	2025	5.910	105	11.073	17.000
	2030	5.910	170	11.123	17.060
Escenario Pesimista	2007	-	-	-	-
	2010	-	15	50	52
	2015	-	40	1.007	1.013
	2020	5.910	50	1.007	6.925
	2025	5.910	65	11.073	16.993
	2030	5.910	105	11.123	17.050

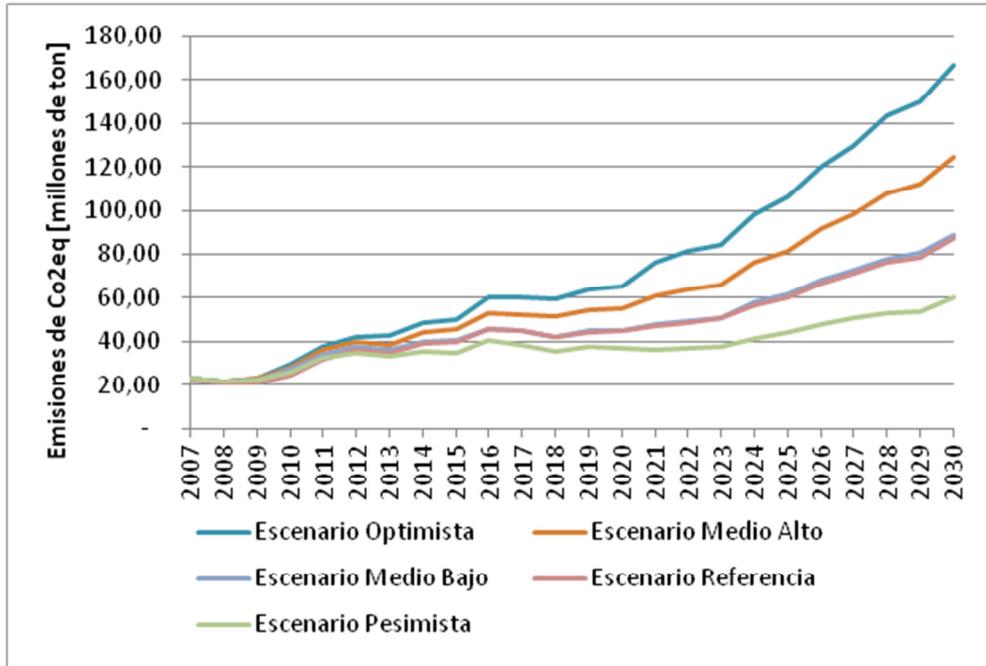
Nota: La tabla con la serie completa de años se ha entregado en formato digital.

En la tabla anterior se visualiza el uso de suelo para los diferentes escenarios de demanda energética. Se visualiza que los proyectos hidráulicos son los que tienen un mayor uso de suelo (en unidades de superficie por MW instalado, y por lo tanto, el total de la instalación). Si se considera que la instalación de proyectos hidráulicos es prácticamente la misma para todos los escenarios de demanda, y la instalación que hace la diferencia es en centrales a carbón, considerando también que su uso de suelo es menor a los proyectos hidráulicos (en términos relativos), entonces se justifica el resultado obtenido, donde la variación del uso de suelo es mínima.

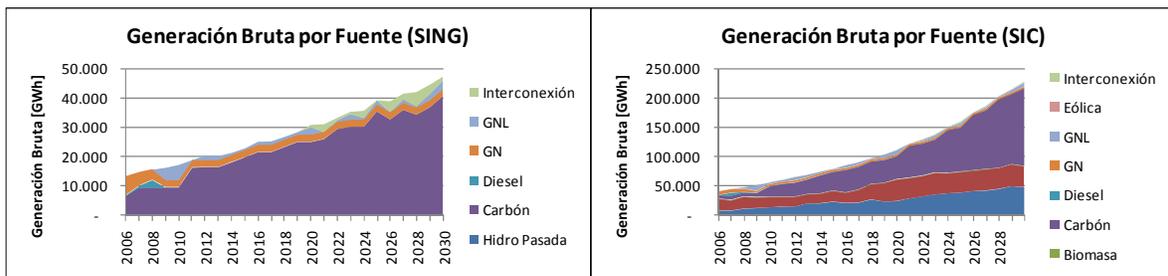
7.15 ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.15.1 EMISIONES

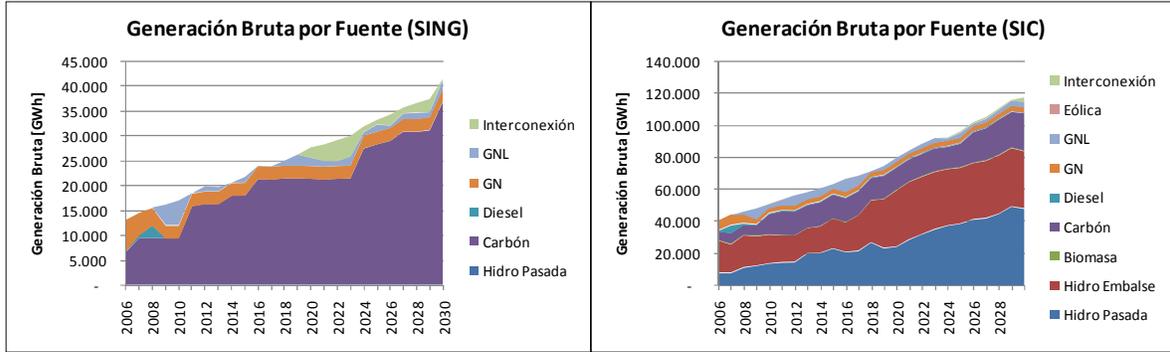
El siguiente gráfico muestra las emisiones a nivel nacional para los distintos escenarios de PIB.



Las siguientes figuras muestran la generación bruta promedio por tipo de tecnología para el SING y SIC, escenario de PIB pesimista y optimista.



GENERACIÓN BRUTA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO OPTIMISTA



GENERACIÓN BRUTA POR FUENTE SING Y SIC. ESCENARIO PESIMISTA

Los resultados de proyección muestran que la generación bruta aumenta año a año producto del aumento de la demanda. Para el periodo de evaluación 2007-2009, sin embargo, se observa que las emisiones nacionales no crecen significativamente. Lo anterior se explica porque el incremento de demanda del año 2008 para el SIC es cubierto por un aumento de la generación hidroeléctrica. Por otra parte, la generación a diesel que se observa en el año 2007 es reemplazada por generación con GNL en el 2008, cuyo factor de emisión es menor en comparación con el factor de emisión del diesel.

Un comportamiento similar se observa a partir de los años 2013 y 2017. En el caso del SIC, la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos en el año 2013 (Alto Maipo y Angostura) y 2017 (Hidroaysén entra en 4 etapas anuales a partir de este año) compensa el incremento de emisiones que se observa en el SING.

Las diferencias observadas entre los planes de expansión para los escenarios de PIB optimista y pesimista están determinadas principalmente por la potencia instalada de proyectos a carbón. Por este motivo, hacia el año 2030 se observa una diferencia relevante en las emisiones proyectadas entre estos dos escenarios.

7.15.2 MODELACIÓN DEL EMBALSE EL LAJA

Los resultados obtenidos de la modelación del embalse El Laja, el cual alimenta a las centrales El Toro y Abanico, presentan distorsiones en la energía generada. Esto se debe a la forma de modelación realizada por el software MESSAGE, el cual, como modelo de planificación centralizada, minimiza entre otras cosas, los costos de operación. Con este criterio en mente, y dado el bajo costo que representa la generación hidráulica, el modelo está constantemente “vaciando” el recurso, lo cual se traduce en una alta generación de las centrales asociadas al Laja durante los primeros años (coincidiendo con la crisis del gas natural, lo cual ayuda a satisfacer la

demanda y evitar un mayor encarecimiento de los costos operativos), y mantener la cota en su mínimo los años siguientes, generando año a año de acuerdo a lo que permitían los afluentes. Finalmente, se acordó con la contraparte técnica, imponer como condición de borde que la cota final del Laja (año 2030), sea igual a la cota del año inicial (2007). Esta condición tiene como efecto que la generación en las centrales del embalse prácticamente no operan los últimos años, con el fin de cumplir la condición impuesta.

Con el objeto de mejorar el ajuste al objetivo principal del proyecto, es decir la proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de generación eléctrica, se corrige la generación eléctrica de las centrales El Toro y Abanico. Esta corrección consiste en el cálculo de la diferencia de la generación entregada por el modelo versus la generación observada en dichas centrales según la condición hídrica de cada año. Esta corrección se realiza de acuerdo a la metodología utilizada para la modelación de centrales de pasada presentada en el capítulo 6.9.1.2.

El factor de emisión utilizado corresponde al promedio de los factores de emisión de las centrales a carbón pulverizado excluyendo el menor y mayor valor (0,95 tonCO₂/MWh). Esto ya que es de suponer que las variaciones en la generación hídrica compiten directamente con la generación térmica a carbón.

La siguiente tabla muestra las variaciones de emisiones según el ajuste propuesto.

TABLA 7.31: VARIACIÓN DE LAS EMISIONES DE LA CORRECCIÓN DE LAS CENTRALES EL TORO Y ABANICO.

Año	Emisiones Adicionales [millones ton CO ₂ e]	Variación % Escenario Optimista	Variación % Escenario Medio Alto	Variación % Escenario Medio Bajo	Variación % Escenario Referencia	Variación % Escenario Pesimista
2007	+ 3,21	+ 14,0%	+ 14,1%	+ 14,1%	+ 14,3%	+ 14,2%
2008	+ 1,50	+ 6,9%	+ 7,0%	+ 7,0%	+ 7,3%	+ 7,1%
2009	+ 1,78	+ 7,6%	+ 7,8%	+ 7,9%	+ 8,6%	+ 8,0%
2010	+ 0,46	+ 1,5%	+ 1,6%	+ 1,7%	+ 1,9%	+ 1,8%
2011	+ 0,25	+ 0,7%	+ 0,7%	+ 0,8%	+ 0,8%	+ 0,8%
2012	+ 1,32	+ 3,1%	+ 3,3%	+ 3,5%	+ 3,7%	+ 3,8%
2013	- 0,51	- 1,2%	- 1,3%	- 1,4%	- 1,5%	- 1,5%
2014	+ 0,45	+ 0,9%	+ 1,0%	+ 1,1%	+ 1,2%	+ 1,3%
2015	- 0,27	- 0,5%	- 0,6%	- 0,7%	- 0,7%	- 0,8%
2016	+ 1,53	+ 2,6%	+ 2,9%	+ 3,4%	+ 3,4%	+ 3,8%
2017	+ 0,99	+ 1,6%	+ 1,9%	+ 2,2%	+ 2,2%	+ 2,6%
2018	- 0,93	- 1,6%	- 1,8%	- 2,2%	- 2,2%	- 2,7%
2019	+ 2,00	+ 3,1%	+ 3,7%	+ 4,5%	+ 4,5%	+ 5,4%
2020	+ 1,78	+ 2,7%	+ 3,3%	+ 4,0%	+ 4,0%	+ 4,9%
2021	- 0,68	- 0,9%	- 1,1%	- 1,4%	- 1,5%	- 1,9%
2022	+ 0,46	+ 0,6%	+ 0,7%	+ 0,9%	+ 1,0%	+ 1,3%
2023	+ 1,79	+ 2,1%	+ 2,7%	+ 3,5%	+ 3,6%	+ 4,8%
2024	- 0,41	- 0,4%	- 0,5%	- 0,7%	- 0,7%	- 1,0%
2025	+ 0,77	+ 0,7%	+ 0,9%	+ 1,3%	+ 1,3%	+ 1,7%
2026	- 0,53	- 0,4%	- 0,6%	- 0,8%	- 0,8%	- 1,1%
2027	+ 1,19	+ 0,9%	+ 1,2%	+ 1,6%	+ 1,7%	+ 2,3%

2028	- 0,24	- 0,2%	- 0,2%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,5%
2029	+ 0,15	+ 0,1%	+ 0,1%	+ 0,2%	+ 0,2%	+ 0,3%
2030	+ 0,22	+ 0,1%	+ 0,2%	+ 0,3%	+ 0,3%	+ 0,4%

8 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN PERÍODO 2030 – 2050

8.1 EXPANSIÓN

La expansión de los sistemas eléctricos del país se caracteriza por un aumento sostenido de capacidad instalada de tecnologías que utilizan carbón. Aun cuando el uso de esta tecnología se utiliza sólo en los sistemas SING y SIC, el tamaño de éstos, al ser comparados con los sistemas medianos de Aysén y Magallanes, influye directamente en la situación nacional presentada en la Tabla 8.1.

El aumento del parque de equipos diesel responde a las necesidades exclusivas de los sistemas de Aysén y Magallanes, lo que se asocia a las condiciones propias de estos sistemas (compuestos con subsistemas independientes entre sí). De la misma forma, el aumento de capacidad GN se encuentra asociada sólo a la expansión del sistema de Magallanes.

Finalmente, el aumento en capacidad de tecnologías ERNC e Hidráulicas de pasada, responde a las necesidades de los sistemas SIC y Aysén.

TABLA 8.1: EXPANSIÓN NACIONAL POR TECNOLOGÍA

		Hidro Pasada	Hidro Embalse	Biomasa	Carbón	Diesel	GN	GNL	Eólica	Total
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Escenario Optimista	2030	54,0	-	-	2.250,0	6,0	25,6	-	-	2.335,6
	2035	324,0	-	-	6.500,0	22,0	76,8	-	5,0	6.927,8
	2040	594,0	-	-	11.250,0	34,0	102,4	-	5,0	11.985,4
	2045	864,0	-	-	16.250,0	46,0	153,6	-	5,0	17.318,6
	2050	1.084,0	-	-	20.500,0	54,0	204,8	-	5,0	21.847,8
Escenario Medio Alto	2030	54,0	-	-	2.250,0	6,0	25,6	-	-	2.335,6
	2035	324,0	-	-	9.500,0	28,0	102,4	-	-	9.954,4
	2040	594,0	-	-	17.000,0	50,0	179,2	-	5,0	17.828,2
	2045	864,0	-	-	22.000,0	62,0	204,8	-	5,0	23.135,8
	2050	1.084,0	-	-	26.500,0	76,0	256,0	-	5,0	27.921,0
Escenario Medio Bajo	2030	54,0	-	-	1.750,0	4,0	-	-	-	1.808,0
	2035	324,0	-	-	6.750,0	22,0	51,2	-	5,0	7.152,2
	2040	594,0	-	-	12.750,0	34,0	102,4	-	5,0	13.485,4
	2045	864,0	-	-	19.750,0	56,0	153,6	-	10,0	20.833,6
	2050	1.084,0	-	-	26.500,0	74,0	256,0	-	10,0	27.924,0

Escenario Referencia	2030	54,0	-	-	1.750,0	4,0	-	-	-	1.808,0
	2035	324,0	-	-	6.750,0	20,0	51,2	-	5,0	7.150,2
	2040	594,0	-	-	12.500,0	32,0	102,4	-	5,0	13.233,4
	2045	864,0	-	-	19.250,0	50,0	179,2	-	5,0	20.348,2
	2050	1.084,0	-	-	25.750,0	74,0	256,0	-	10,0	27.174,0
Escenario Pesimista	2030	54,0	-	-	1.250,0	2,0	-	-	-	1.306,0
	2035	316,0	-	-	4.750,0	12,0	51,2	-	-	5.129,2
	2040	578,0	-	-	8.500,0	22,0	76,8	-	5,0	9.181,8
	2045	844,0	-	-	13.000,0	34,0	102,4	-	5,0	13.985,4
	2050	1.056,0	-	-	17.000,0	46,0	153,6	-	5,0	18.260,6

En la Tabla 8.1, se presenta resumidamente la expansión (acumulada) del sistema eléctrico nacional (para mayor detalle, referirse a Anexo digital³³). Es posible observar que sin importar el escenario analizado, dado su conveniente costo económico, la expansión se realiza principalmente en base a tecnologías que utilizan carbón como energético. En la Figura 8.1, es posible observar gráficamente la importancia del carbón en el aumento de la capacidad instalada en cada uno de los escenarios.

Cabe destacar que el plan de expansión para el escenario Medio Bajo es el que presenta una mayor capacidad instalada para el año 2050, lo que representa que el parque generador crece en cifras cercanas al 94% con respecto a la situación a comienzos del año 2030.

³³ CD_InformeFinal\IV.Resultados\Resultados SIC - SING 2030 - 2050

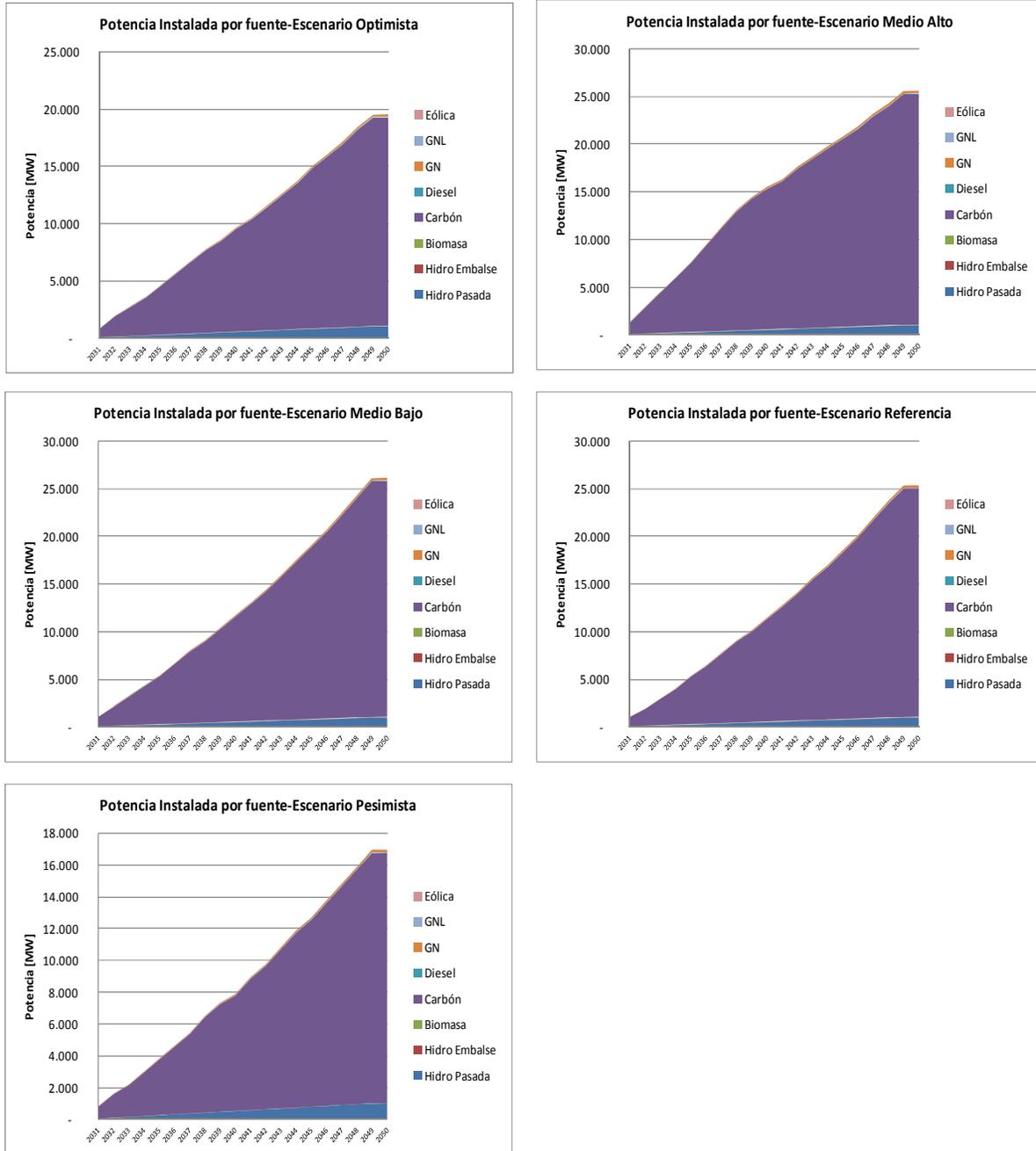


FIGURA 8.1: EXPANSIÓN NACIONAL POR TECNOLOGÍA

8.2 DESPACHO

Debido a que la expansión del parque, a nivel nacional, se desarrolla principalmente con la entrada de centrales termoeléctricas de carbón pulverizado, el crecimiento de la generación, asociado al crecimiento de la demanda, es cubierto con esta tecnología y en menor medida, por sistemas hidráulicos de pasada.

Cabe destacar que, al no existir centrales hidráulicas de embalse proyectadas, la generación en base a esta tecnología se ve estancada durante el período.

TABLA 8.2: DESPACHO ENERGÉTICO NACIONAL

		Hidro Pasada [GWh]	Hidro Embalse [GWh]	Biomasa [GWh]	Carbón [GWh]	Diesel [GWh]	GN [GWh]	GNL [GWh]	Eólica [GWh]
Escenario Optimista	2030	48.481,5	33.551,0	559,1	146.315,7	465,0	7.291,4	15.762,9	63,5
	2035	50.109,8	33.551,0	559,1	192.519,0	897,6	7.485,9	-	79,2
	2040	51.738,1	33.551,0	465,9	223.887,0	924,9	7.689,1	-	79,2
	2045	53.366,3	33.551,0	-	257.813,4	939,6	7.906,5	-	79,2
	2050	54.994,6	33.551,0	-	295.366,2	940,7	8.156,3	-	79,2
Escenario Medio Alto	2030	48.439,4	33.551,0	559,1	108.603,9	297,0	7.000,8	13.278,2	63,5
	2035	50.067,7	33.551,0	559,1	169.228,9	849,4	7.340,4	-	63,5
	2040	51.696,0	33.551,0	-	226.249,8	989,9	7.723,7	-	79,2
	2045	53.324,3	33.551,0	-	259.618,4	1.003,2	7.940,4	-	79,2
	2050	54.952,6	33.551,0	-	296.985,1	1.004,2	8.188,1	-	79,2
Escenario Medio Bajo	2030	48.376,4	33.551,0	559,1	76.997,8	196,1	6.754,0	11.479,2	47,9
	2035	50.004,7	33.551,0	559,1	120.299,3	656,8	6.989,1	-	63,5
	2040	51.632,9	33.551,0	-	158.964,2	728,8	7.250,7	-	63,5
	2045	53.261,2	33.551,0	-	205.029,0	804,3	7.565,0	-	79,2
	2050	54.889,5	33.551,0	-	261.850,0	911,0	7.959,0	-	79,2
Escenario Referencia	2030	48.376,4	33.551,0	559,1	75.561,2	201,3	6.708,9	11.026,3	47,9
	2035	50.004,7	33.551,0	559,1	117.987,8	653,9	6.928,3	-	63,5
	2040	51.632,9	33.551,0	-	156.404,1	720,5	7.181,2	-	63,5
	2045	53.261,2	33.551,0	-	201.720,3	800,7	7.484,3	-	63,5
	2050	54.889,5	33.551,0	-	257.627,7	878,1	7.864,9	-	79,2
Escenario Pesimista	2030	48.292,3	33.551,0	559,1	51.856,6	136,9	6.549,6	10.418,7	47,9
	2035	49.878,5	33.551,0	559,1	80.685,8	587,4	6.695,4	-	47,9
	2040	51.464,7	33.551,0	-	105.740,0	619,3	6.864,0	-	63,5
	2045	53.072,0	33.551,0	-	134.088,5	652,1	7.054,9	-	63,5
	2050	54.658,2	33.551,0	-	166.206,7	698,5	7.264,5	-	63,5

En base a la información entregada en la sección anterior y a la Tabla 8.2, es claro afirmar que la generación está completamente respaldada por centrales a carbón ya que los planes de expansión la definen como eje central del crecimiento del parque generador. En cada uno de los escenarios, tal como son presentados en la Figura 8.2, es posible observar que la generación hidroeléctrica, en

cualquiera de sus variantes, actúa como base, generando una cantidad de energía cercana a los 88.500 GWh durante el año 2050. Esta cifra presenta una mínima variación (aproximadamente 7%), pues no existen proyectos de gran envergadura que se desarrollen durante el período 2030-2050.

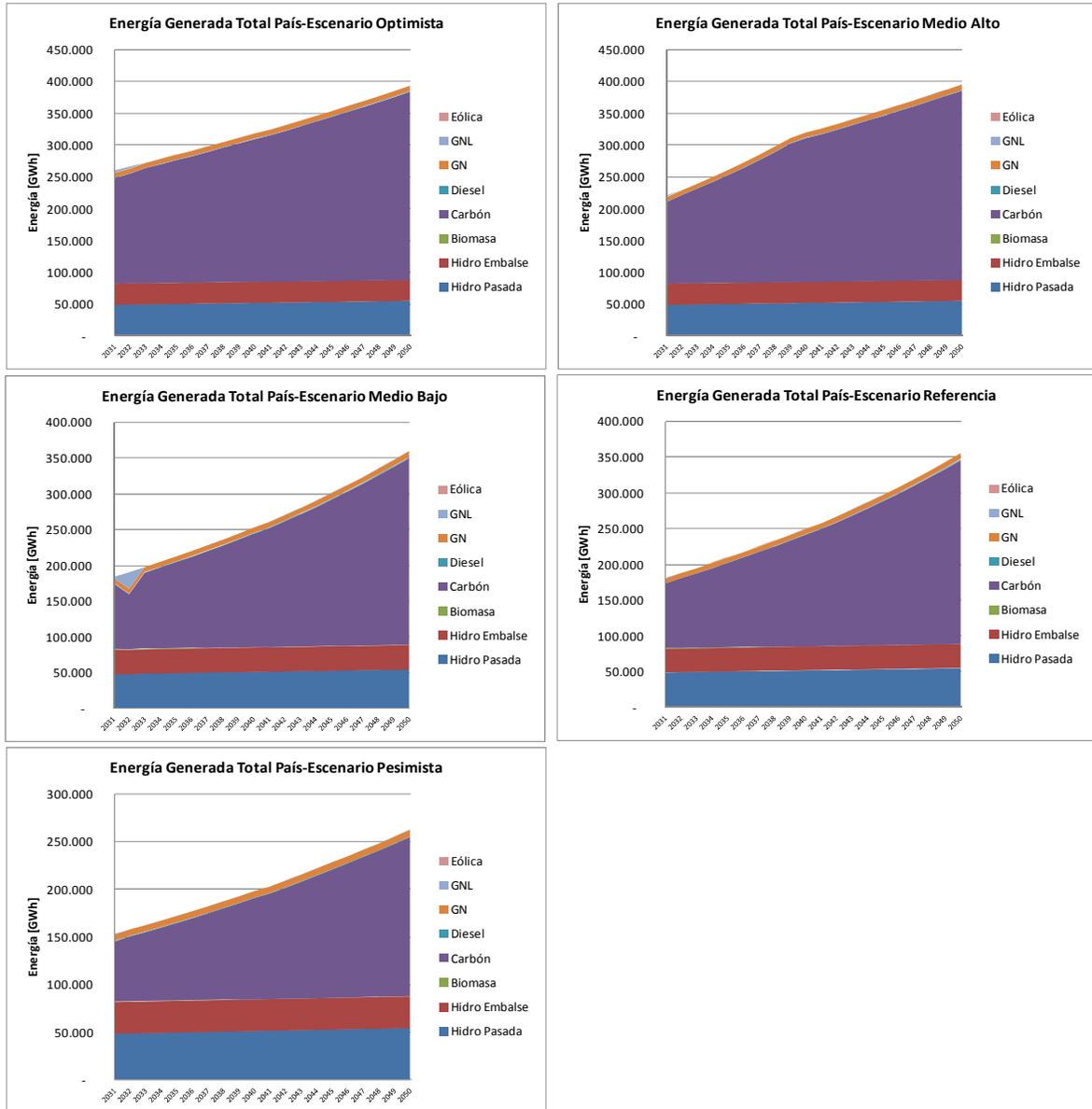


FIGURA 8.2: DESPACHO ENERGÉTICO NACIONAL

8.3 EMISIONES

Dado que la expansión del parque generador nacional está asociada principalmente a centrales termoeléctricas de carbón pulverizado, el crecimiento de la generación, asociado al crecimiento de la demanda, se cubre con esta tecnología. Esta situación justifica el aumento en las emisiones de CO₂, puesto que la tecnología de carbón es intensiva en sus emisiones de gases de efecto invernadero.

De la información en la Tabla 8.3, es directo concluir que la mayor contribución a las emisiones está asociada a los sistemas SING y SIC, que cuentan con la presencia de tecnologías a carbón y GN. Por otro lado, las tecnologías utilizadas en los de Aysén y Magallanes representan menos del 1% de las emisiones nacionales en cualquiera de los escenarios. En base a esta información, se presentan Tabla 8.3, los valores calculados para las emisiones de GEI a nivel nacional.

TABLA 8.3: EMISIONES DE CO2 EQUIVALENTE

		Hidro Pasada [MMTon CO2eq]	Hidro Embalse [MMTon CO2eq]	Biomasa [MMTon CO2eq]	Carbón [MMTon CO2eq]	Diesel [MMTon CO2eq]	GN [MMTon CO2eq]	GNL [MMTon CO2eq]	Eólica [MMTon CO2eq]	Total [MMTon CO2eq]
Escenario Optimista	2030	-	-	-	135,2	0,3	2,0	8,2	-	145,7
	2035	-	-	-	177,9	0,8	2,1	-	-	180,7
	2040	-	-	-	206,8	0,8	2,2	-	-	209,8
	2045	-	-	-	238,1	0,8	2,3	-	-	241,1
	2050	-	-	-	272,7	0,8	2,4	-	-	275,9
Escenario Medio Alto	2030	-	-	-	100,5	0,2	1,8	6,7	-	109,1
	2035	-	-	-	156,4	0,7	2,0	-	-	159,1
	2040	-	-	-	209,0	0,8	2,2	-	-	212,0
	2045	-	-	-	239,8	0,8	2,3	-	-	242,9
	2050	-	-	-	274,2	0,8	2,4	-	-	277,4
Escenario Medio Bajo	2030	-	-	-	71,3	0,1	1,7	6,1	-	79,3
	2035	-	-	-	111,2	0,6	1,8	-	-	113,6
	2040	-	-	-	147,0	0,7	1,9	-	-	149,6
	2045	-	-	-	189,5	0,7	2,1	-	-	192,2
	2050	-	-	-	241,8	0,8	2,3	-	-	244,9
Escenario Referencia	2030	-	-	-	70,0	0,1	1,7	5,9	-	77,7
	2035	-	-	-	109,1	0,6	1,8	-	-	111,4
	2040	-	-	-	144,6	0,6	1,9	-	-	147,2
	2045	-	-	-	186,4	0,7	2,0	-	-	189,1
	2050	-	-	-	237,9	0,7	2,2	-	-	240,9
Escenario Pesimista	2030	-	-	-	48,2	0,1	1,6	5,1	-	54,9
	2035	-	-	-	74,7	0,6	1,6	-	-	76,9
	2040	-	-	-	97,9	0,6	1,7	-	-	100,3
	2045	-	-	-	124,1	0,6	1,8	-	-	126,5
	2050	-	-	-	153,7	0,6	1,9	-	-	156,2

El análisis gráfico presenta aún más claramente la fuente de las emisiones, en la Figura 8.3 es posible observar el grado de contribución que las tecnologías a carbón aportan a la emisión de GEI. De la información expuesta, es posible observar que el escenario que presenta mayores emisiones al año 2050 es el escenario Medio Alto (277,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente), lo que equivale a un aumento de 254% con respecto al año 2030.

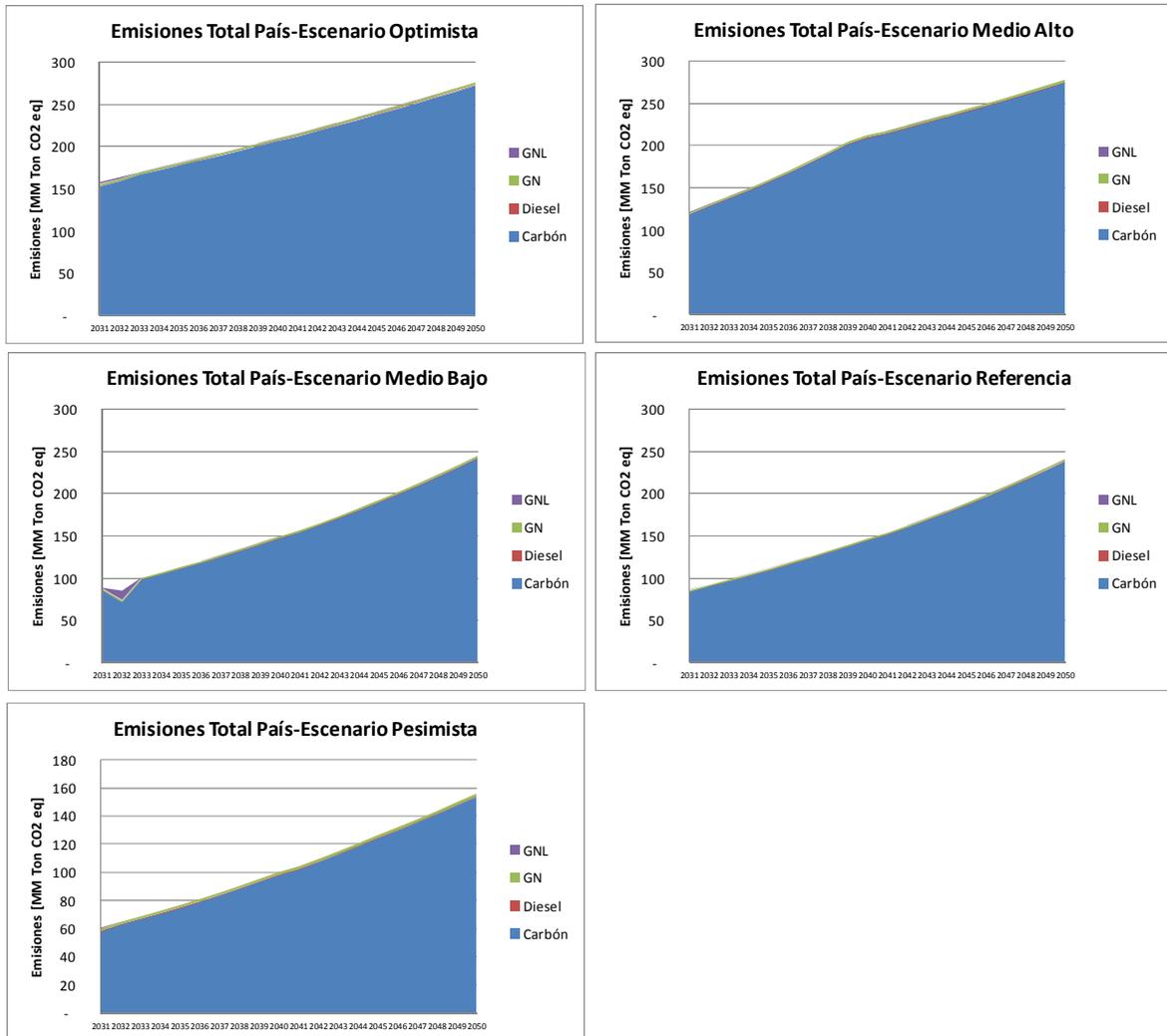
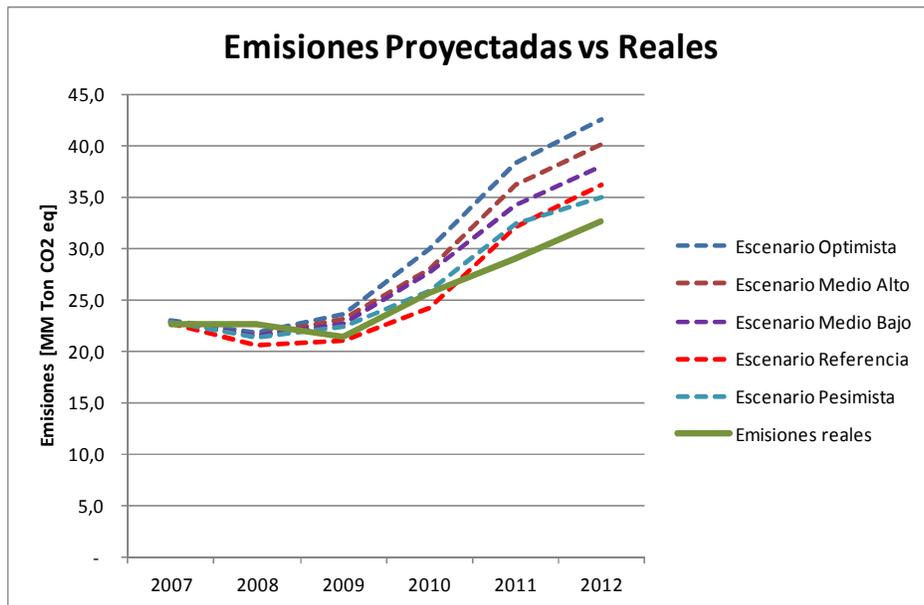


FIGURA 8.3: EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE

9 COMPARACIÓN ENTRE LAS EMISIONES PROYECTADAS Y LAS REALES 2007 - 2012

La comparación entre las emisiones de GEI obtenidas a través del modelo utilizado y las emisiones GEI reales, se visualiza en la siguiente figura. Si bien en su punto de inicio (año 2007) los valores son muy cercanos entre sí, a partir del año 2011, las emisiones reales son menores a las proyectadas, y para el año 2012, es posible observar diferencias que fluctúan entre un 7% y un 23%, valores que corresponden a los escenarios extremos del modelo planteado, pesimista y optimista respectivamente.



Para el cálculo de las emisiones reales, se utilizó dos metodologías diferentes, según la cantidad de información disponible por la fuente de información oficial (Ministerio de Energía en ambos casos):

- Período 2007 – 2009: *“Construcción y llenado de bases de datos y cálculo de indicadores de sustentabilidad”*³⁴, realizado por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, para el Ministerio de Energía, 2012. En este documento contiene las emisiones del sector generación de energía, de los sistemas SING y SIC, para el período 2000 – 2009.
- Período 2010 – 2012: *“Elaboración de factores de emisión para el cálculo de la huella de carbono de clientes finales de los distintos sectores productivos del país”*³⁵, realizado por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía para la División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía, 2011. Este estudio tuvo como objetivo generar información para publicar factores de emisión oficiales por sistema (SIC y SING), a partir del año 2010. Multiplicando los factores de emisión oficiales pro las estadísticas de generación bruta publicados en la página de la CNE, se obtienen las emisiones de este período.

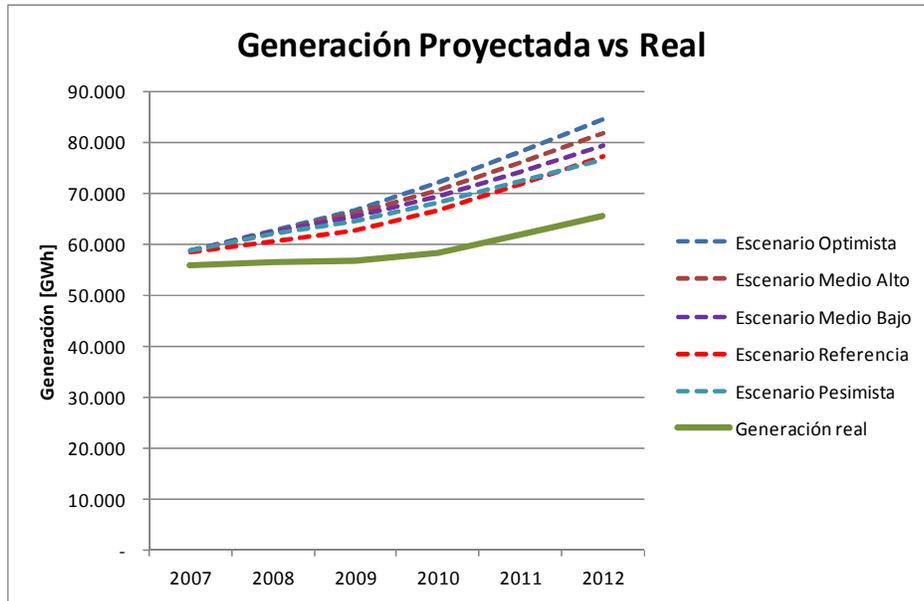
La situación anterior es posible explicarla con la información presentada en la figura siguiente, puesto que los escenarios de demanda proyectados³⁶ presenten diferencias con respecto a la demanda real ocurrida para ese periodo.

³⁴

http://catalogo.bcn.cl/ipac20/ipac.jsp?session=1X7N472301921.95413&profile=bcn&uri=link=3100007~!621526~!3100001~!3100002&aspect=basic_search&menu=search&ri=2&source=~!horizon&term=Construcci%C3%B3n+y+llenado+de+bases+de+datos+y+c%C3%A1lculo+de+indicadores+de+sustentabilidad+informe+final+%2F&index=ALTITLP

³⁵ <http://huelladecarbono.minenergia.cl/>

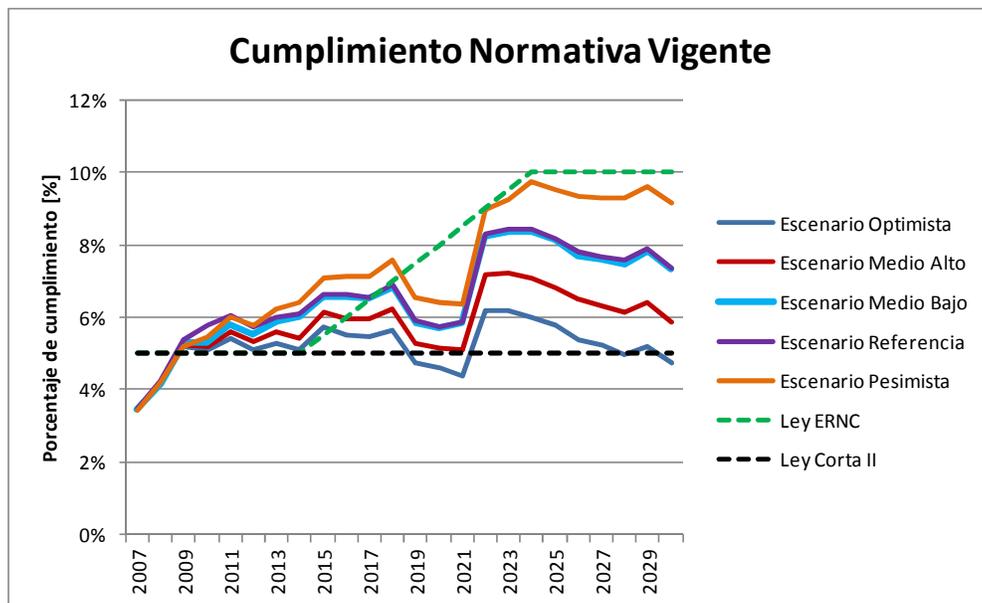
³⁶ La demanda utilizada en este estudio fue proyectada por los estudios sectoriales que se desarrollaron en forma paralela a éste.



10 CUMPLIMIENTO LEY CORTA II

La Ley N° 20.018 (Ley Corta II) establece que el 5% del suministro de las distribuidoras debe provenir de fuentes ERNC. Al modelo no se le impuso esta restricción, sin embargo, se realizó un análisis posterior para verificar su cumplimiento.

El artículo anterior fue reemplazado por la Ley ERNC (Ley N° 20.257), promulgada en 2008, la cual establece que el 5% de las ventas debe provenir de fuentes no renovables. Dicho porcentaje se mantiene hasta el año 2014, para posteriormente incrementar este valor de manera anual a razón de 0,5% para alcanzar un 10% al año 2024, manteniendo este porcentaje fijo hasta el año 2030. Debido a que dicha ley fue aprobada en una fecha posterior al año 2006, la línea base proyectada en este estudio no la considera.



De la figura anterior, es posible concluir que el modelo responde correctamente a los requerimientos de la normativa vigente al año 2007³⁷ (Ley Corta II), logrando incluso, para el caso del escenario pesimista, acercarse a la meta propuesta por la Ley ERNC vigente.

³⁷ El porcentaje de generación con ERNC presentado en la figura, se ha calculado considerando el total de la generación bruta, y no sobre el porcentaje del suministro de las distribuidoras, por lo que la meta de cumplimiento de la ley corta I está subdimensionado.

Como tecnologías ERNC dentro del modelo se consideró:

- Generación con biomasa (capacidad existente, ya que no se expande).
- Generación eólica (central Canela, ya que no se expande).
- Generación en centrales minihidráulicas (provenientes de la expansión del modelo con el mismo nombre, además de cierta capacidad ya instalada al 2006 que cae dentro de este concepto, como las centrales Sauzalito, Volcán, entre otras).

11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad realizado en esta sección compara las proyecciones de emisiones para un escenario de cambio climático pesimista (escenario A2 del reporte IPPC AR4) y un escenario que considera la construcción de una central nuclear el año 2025, con respecto al escenario línea base.

Al considerar un escenario de cambio climático pesimista se espera una reducción de las precipitaciones de un 15% en la zona en la que se encuentran instaladas las centrales hidroeléctricas del país³⁸. Esta situación tendría como consecuencia directa el aumento en la entrada de centrales termoeléctricas y las consecuentes emisiones de CO₂.

El escenario que considera la construcción de una central nuclear de 1500 MW supone que ésta ingresará al sistema al año 2025. Esta central generaría una reducción en los requerimientos iniciales de expansión y, en consecuencia, en la entrada de centrales termoeléctricas, lo que se traduce en una reducción de los GEI.

11.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESCENARIO OPTIMISTA

Para este escenario, en el caso base los sistemas eléctricos generan emisiones de GEI que alcanzan 275,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente para el año 2050, representando un aumento de 64,9% con respecto a las emisiones estimadas para el año 2030. Bajo este mismo análisis, para el escenario A2, las emisiones al año 2050 presentan un aumento de 72,1% con respecto a las generadas en el año 2030, llegando a 288 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Para el caso del escenario Nuclear, las emisiones presentan un aumento de 65,2% durante el mismo período de análisis, lo que representa la generación de 265 millones de toneladas de CO₂ equivalente en el año 2050.

Con respecto al caso base, se tiene que el escenario A2 presentaría un aumento de 4,4% de las emisiones al año 2050, mientras que el escenario nuclear logra una disminución de 4% para el mismo año, tal como se presenta en la Figura 11.1.

³⁸ Estudio de la variabilidad climática en Chile para el siglo XXI, desarrollado por el DGF de la Universidad de Chile para CONAMA, 2007.

De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas durante el período 2030-2050 (2030 inclusive), se tiene que para el caso base la potencia instalada presenta un aumento de 20.500 MW, mientras que los escenarios de cambio climático y nuclear alcanzan 20.500 MW y 19.000 MW respectivamente. Bajo esta mirada se puede afirmar que la tecnología nuclear efectivamente desplaza la instalación de centrales térmicas, mientras que en el escenario A2, el aumento de emisiones se ve justificado por diferencias en el despacho de los generadores.

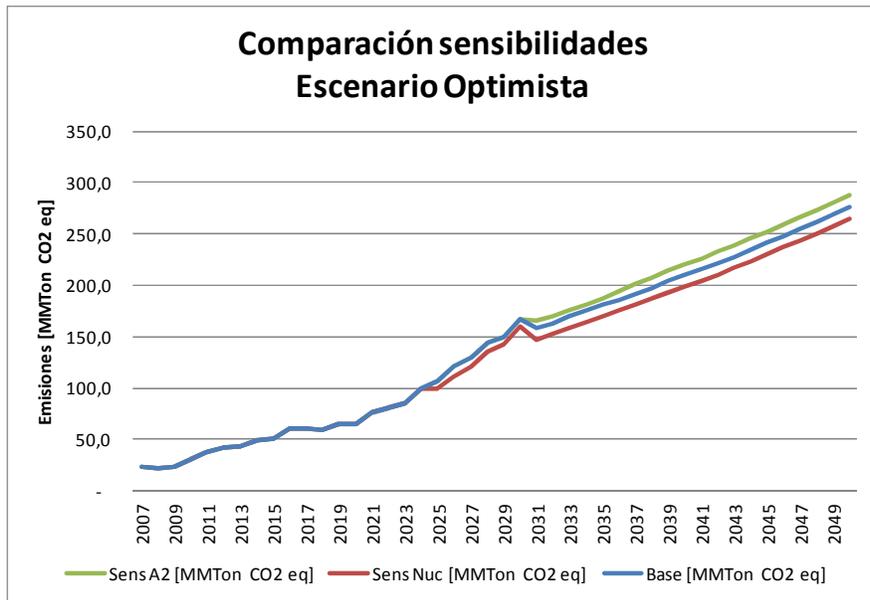


FIGURA 11.1: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – ESCENARIO OPTIMISTA

11.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESCENARIO MEDIO ALTO

Para este escenario, en el caso base los sistemas eléctricos generan emisiones de GEI que alcanzan 277,4 millones de toneladas de CO2 equivalente para el año 2050, representando un aumento de 123,1% con respecto a las emisiones estimadas para el año 2030. Bajo este mismo análisis, para el escenario A2, las emisiones al año 2050 presentan un aumento de 132,8% con respecto a las generadas en el año 2030, llegando a 289,5 millones de toneladas de CO2 equivalente. Para el caso del escenario Nuclear, las emisiones presentan un aumento de 127,1% durante el mismo período de análisis, lo que representa la generación de 266,5 millones de toneladas de CO2 equivalente en el año 2050.

Con respecto al caso base, se tiene que el escenario A2 presentaría un aumento de 4,4% de las emisiones al año 2050, mientras que el escenario nuclear logra una disminución de 3,9% para el mismo año, tal como se presenta en la Figura 11.2. De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas,

De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas durante el período 2030-2050 (2030 inclusive), se tiene que para el caso base la potencia instalada presenta un aumento de 26.500 MW, mientras que los escenarios de cambio climático y nuclear alcanzan 26.500 MW y 25.000 MW respectivamente. Bajo esta mirada se puede afirmar que la tecnología nuclear efectivamente desplaza la instalación de centrales térmicas, mientras que en el escenario A2, el aumento de emisiones se ve justificado por diferencias en el despacho de los generadores.

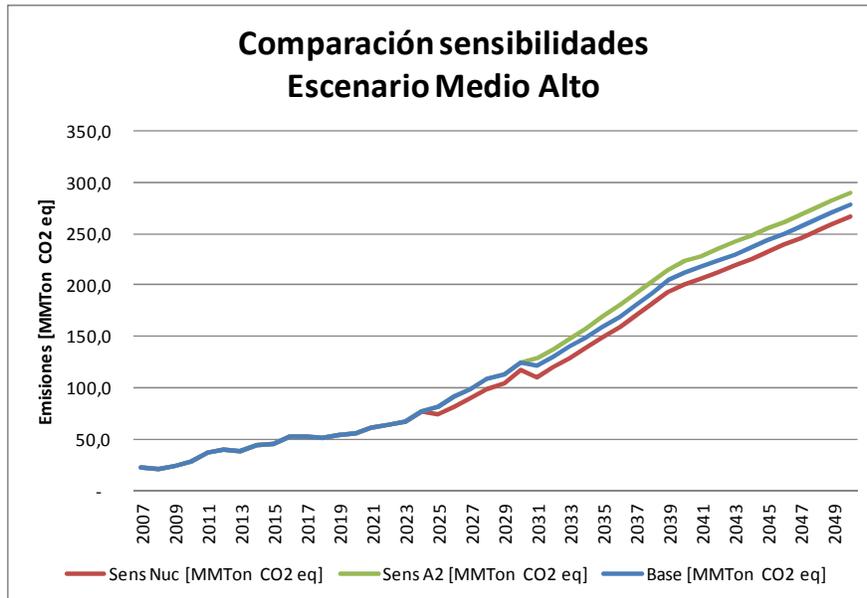


FIGURA 11.2: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – ESCENARIO MEDIO ALTO

11.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESCENARIO MEDIO BAJO

Para este escenario, en el caso base los sistemas eléctricos generan emisiones de GEI que alcanzan 244,9 millones de toneladas de CO2 equivalente para el año 2050, representando un aumento de 175% con respecto a las emisiones estimadas para el año 2030. Bajo este mismo análisis, para el escenario A2, las emisiones al año 2050 presentan un aumento de 188,6% con respecto a las generadas en el año 2030, llegando a 257 millones de toneladas de CO2 equivalente. Para el caso

del escenario Nuclear, las emisiones presentan un aumento de 185% durante el mismo período de análisis, lo que representa la generación de 234 millones de toneladas de CO2 equivalente en el año 2050.

Con respecto al caso base, se tiene que el escenario A2 presentaría un aumento de 4,9% de las emisiones al año 2050, mientras que el escenario nuclear logra una disminución de 4,5% para el mismo año, tal como se presenta en la Figura 11.3.

De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas durante el período 2030-2050 (2030 inclusive), se tiene que para el caso base la potencia instalada presenta un aumento de 26.500 MW, mientras que los escenarios de cambio climático y nuclear alcanzan 26.500 MW y 25.000 MW respectivamente. Bajo esta mirada se puede afirmar que la tecnología nuclear efectivamente desplaza la instalación de centrales térmicas, mientras que en el escenario A2, el aumento de emisiones se ve justificado por diferencias en el despacho de los generadores.

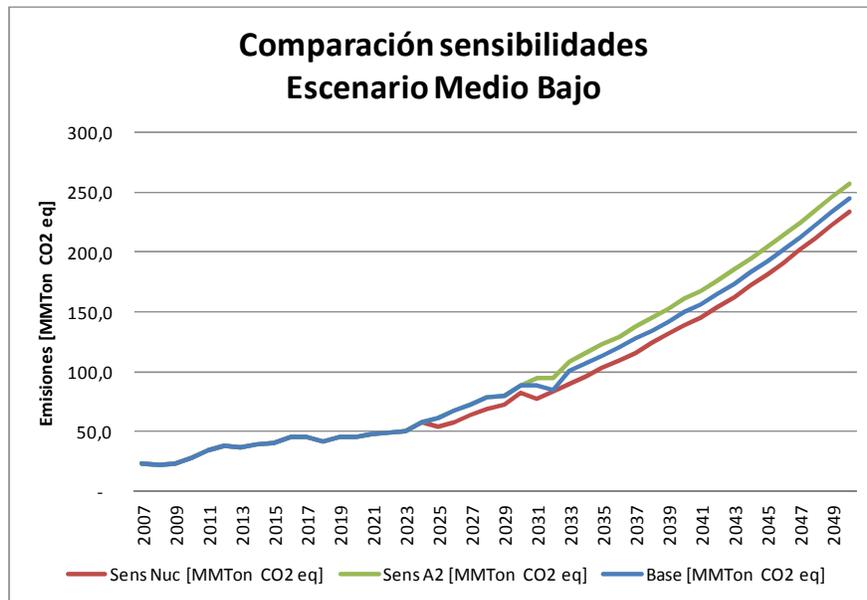


FIGURA 11.3: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – ESCENARIO MEDIO BAJO

11.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESCENARIO DE REFERENCIA

Para este escenario, en el caso base los sistemas eléctricos generan emisiones de GEI que alcanzan 240,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente para el año 2050, representando un aumento de 175,7% con respecto a las emisiones estimadas para el año 2030. Bajo este mismo análisis, para el escenario A2, las emisiones al año 2050 presentan un aumento de 189,5% con respecto a las generadas en el año 2030, llegando a 253 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Para el caso del escenario Nuclear, las emisiones presentan un aumento de 185,8% durante el mismo período de análisis, lo que representa la generación de 230 millones de toneladas de CO₂ equivalente en el año 2050.

Con respecto al caso base, se tiene que el escenario A2 presentaría un aumento de 5% de las emisiones al año 2050, mientras que el escenario nuclear logra una disminución de 4,5% para el mismo año, tal como se presenta en la Figura 11.4.

De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas durante el período 2030-2050 (2030 inclusive), se tiene que para el caso base la potencia instalada presenta un aumento de 25.750 MW, mientras que los escenarios de cambio climático y nuclear alcanzan 25.750 MW y 24.250 MW respectivamente. Bajo esta mirada se puede afirmar que la tecnología nuclear efectivamente desplaza la instalación de centrales térmicas, mientras que en el escenario A2, el aumento de emisiones se ve justificado por diferencias en el despacho de los generadores.

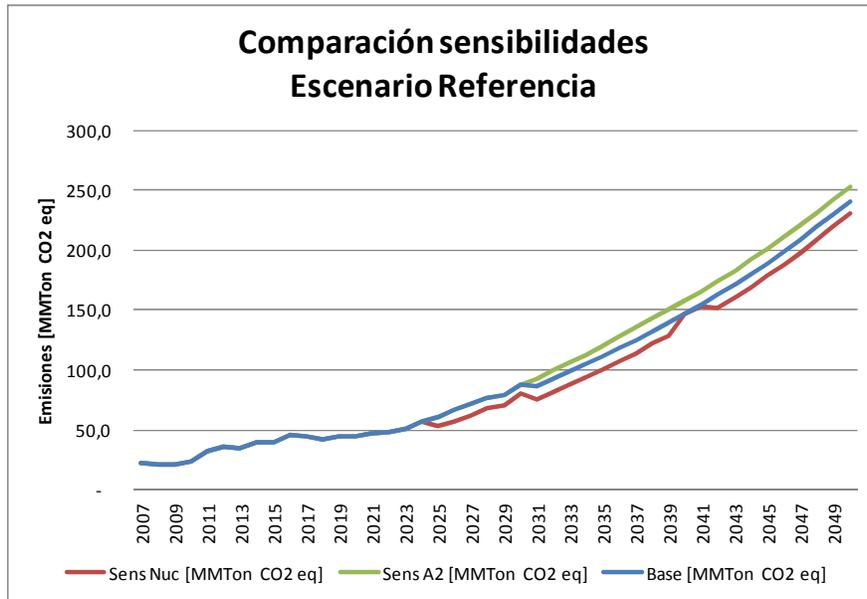


FIGURA 11.4: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – ESCENARIO DE REFERENCIA

11.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESCENARIO PESIMISTA

Para este escenario, en el caso base los sistemas eléctricos generan emisiones de GEI que alcanzan 156,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente para el año 2050, representando un aumento de 156,8% con respecto a las emisiones estimadas para el año 2030. Bajo este mismo análisis, para el escenario A2, las emisiones al año 2050 presentan un aumento de 176,7% con respecto a las generadas en el año 2030, llegando a 168,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Para el caso del escenario Nuclear, las emisiones presentan un aumento de 169,5% durante el mismo período de análisis, lo que representa la generación de 145,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente en el año 2050.

Con respecto al caso base, se tiene que el escenario A2 presentaría un aumento de 7,8% de las emisiones al año 2050, mientras que el escenario nuclear logra una disminución de 6,8% para el mismo año, tal como se presenta en la Figura 11.5.

De analizar esta información utilizando el aumento de la capacidad instalada en los sistemas durante el período 2030-2050 (2030 inclusive), se tiene que para el caso base la potencia instalada presenta un aumento de 17.000 MW, mientras que los escenarios de cambio climático y nuclear alcanzan 17.000 MW y 15.500 MW respectivamente. Bajo esta mirada se puede afirmar que la tecnología nuclear efectivamente desplaza la instalación de centrales térmicas, mientras que en el escenario A2, el aumento de emisiones se ve justificado por diferencias en el despacho de los generadores.

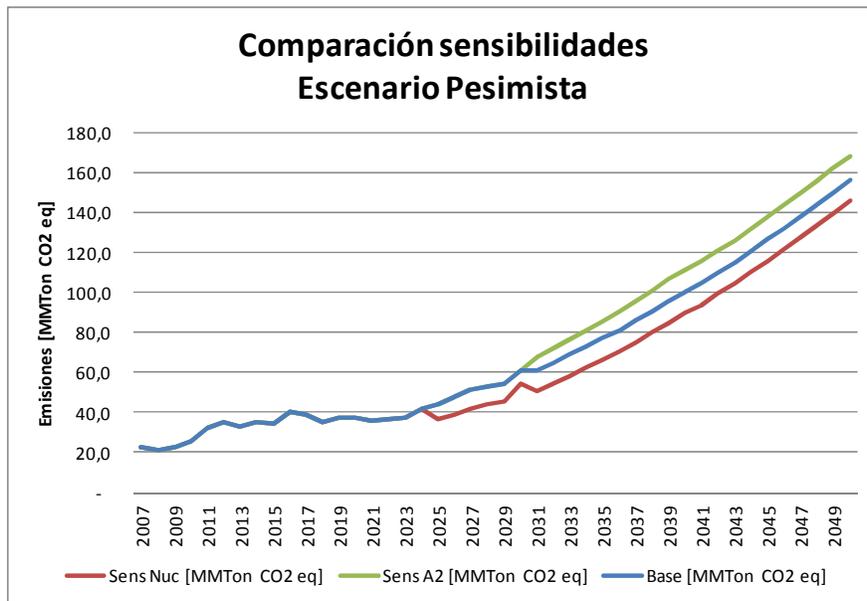


FIGURA 11.5: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – ESCENARIO PESIMISTA

12 CONCLUSIONES

En este estudio fue posible proyectar las emisiones de GEI para el sector de Generación y Transporte de Electricidad a nivel nacional para el escenario Línea Base 2007 o Crecimiento sin Restricciones, en el horizonte de evaluación 2007-2050, con la visión e información existente a finales del año 2006. Esto en el marco de la iniciativa MAPS, el cual es un programa de trabajo para apoyar a países en desarrollo a elaborar planes que sean compatibles con los desafíos climáticos asociados al cambio global.

Si bien se consideran 5 secuencias hidrológicas distintas, los resultados muestran que la expansión a carbón es la que diferencia un escenario de otro. Por ejemplo, los costos totales del escenario más costoso son sólo un 0,32% mayores que el plan con el menor costo. Esto quiere decir que aunque el mejor plan obtenido no fuese el óptimo, si debería estar muy cerca desde el punto de vista de los costos totales del sistema.

Respecto de la modelación de los recursos ERNC, en particular los recursos eólicos y solares, las restricciones en la utilización de información permite una prospectiva menos precisa de la oferta eléctrica con estas fuentes, de lo que es posible desarrollar con la información y las herramientas disponibles hoy en día. En esta dirección se deben desarrollar modelos zonificados que permitan inferir la potencia expandible caracterizando las condiciones particulares de una zona o región específica con el fin de modelar individualmente la oferta del recurso y los límites de esta.

Los resultados obtenidos muestran que el modelo MESSAGE prioriza la expansión del SIC con generación hidráulica (de pasada principalmente; la energía de embalse se acota al proyecto Hidroaysén, el cual se encuentra acotado por su capacidad instalable, el año de entrada en funcionamiento y etapas de construcción). A continuación, la siguiente tecnología en este ordenamiento, corresponde a carbón pulverizado, el cual, dados sus reducidos costos de operación e inversión (según la visión y proyecciones de la época), tiene costos que son prácticamente la mitad de su rival directo, el gas natural o el GNL. Por otra parte, la capacidad máxima que se puede instalar para centrales a carbón no fue restringida. Esto tiene como consecuencia directa que la única diferencia entre los resultados entre un escenario y otro, será la cantidad de instalación en carbón, y la cantidad de energía generada en esta tecnología (y por ende, las emisiones asociadas a esta tecnología). Para el SING, los resultados muestran que la única expansión en el sistema se basa en la instalación de centrales de generación basada en carbón pulverizado.

Las proyecciones de los costos de inversión de las tecnologías ERNC eran bastantes elevados, de acuerdo a las referencias bibliográficas disponibles hacia 2006. Por este motivo, es que en ningún escenario esta tecnología fue más rentable que el carbón, por lo cual no se realiza instalación de ERNC, salvo el caso particular de la tecnología Mini-Hidro, la cual, como se indicó en el párrafo anterior, debido a sus reducidos costos la llevan a estar en los primeros lugares de la expansión, agotándose rápidamente la disponibilidad de este recurso.

La alta componente térmica en el SING y la crisis del Gas Argentino, evidencian un crecimiento considerable de las emisiones de GEI que en el año 2010 ya presentan un aumento respecto a su valor en el año 2007 o anteriores (debido al mayor factor de emisión del diesel o del carbón respecto al gas natural). En el SIC, el impacto que produjo la crisis afectó en menor medida, debido en parte al aporte de la generación Hidráulica. Las emisiones del SIC, tienen una relación inversa con la cantidad de energía generada por centrales hidroeléctricas, cuyo factor de emisión es, en la práctica, nulo.

Entre los años 2007-2009 no se observa un aumento significativo de las emisiones de GEI. En los años próximos, y salvo en dos periodos muy puntuales (2013 y 2017, esto último influenciado con entrada de Hidroaysén) la curva será siempre creciente, pues como se ha discutido anteriormente, la expansión se hará principalmente en base a generación con carbón.

Para el período que comprende los años 2030 y 2050, los sistemas SIC y SING mantienen condiciones similares con respecto al crecimiento de las emisiones, presentando variaciones asociables directamente a cada escenario del PIB. La interconexión entre ambos sistemas genera un puente que permite la transferencia de energía entre ellos. Esta interconexión permitirá disminuir el factor de emisión del SING, pero al mismo tiempo, generará un aumento en el factor del SIC, situación que debería controlarse con el ingreso de tecnologías más limpias en el sector generación, ya sea mediante la aplicación de incentivos y/o la disminución propia de los costos de cada tecnología a medida que alcanzan madurez y que las hace competitiva con las tecnologías existentes.

A diferencia de los otros dos sistemas, Aysén y Magallanes presentan un crecimiento sostenido en cuanto a sus emisiones, pero siendo de un impacto mucho menor en relación al SING y al SIC, debido en parte al tamaño de cada uno de estos sistemas, a pesar de tener una marcada componente térmica. Las emisiones en conjunto de estos dos sistemas sólo llegan a un 0,6% del total nacional al año 2030, con pequeñas variaciones según el escenario de PIB. Esto también se evidencia en la generación por tipo de fuente, en donde es claro un crecimiento sostenido de capacidad para abastecer la demanda, manteniendo un margen de reserva, entendiéndose éste como la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda máxima que podría sufrir el sistema;

manteniendo valores en 45% para Aysén y 36% para Magallanes³⁹. En general, para estos dos sistemas, dadas sus características técnicas, no se observan mayor diversificación en las tecnologías de generación con ERNC, aun cuando presentan condiciones para explotar otras fuentes, como por ejemplo: el viento. La expansión de los sistemas en el caso de Aysén considera generación eólica con capacidad mucho menor que el diesel y la hidráulica de pasada, en contraste a lo que se da en Magallanes, donde ésta es prácticamente nula. En la actualidad existen proyectos eólicos en desarrollo en este último sistema, lo que representa una posibilidad real de diversificar la matriz energética en la región de Magallanes.

Considerando que el presente estudio se ha basado en mantener una visión 2006, lo que limita las fuentes de información a este año y los anteriores, existen situaciones, como la de generación eólica en el sistema antes mencionado, que no pudieron ser consideradas en la modelación de los sistemas puesto que no existía a la fecha, referencias a dichos proyectos que permitiera visualizar la posibilidad de realización de estos proyectos. En la actualidad, esta situación merece ser reevaluada con información actualizada.

De los escenarios planteados de sensibilidad, es posible observar que escenarios como el de cambio climático favorecen al aumento sostenido de las emisiones de GEI. Bajo este mismo análisis, el escenario que plantea el ingreso de una central nuclear permite desplazar centrales a carbón, disminuyendo las emisiones de GEI, pues este tipo de centrales no genera emisiones, pero trae consigo otro tipo de externalidades que merecen ser analizadas.

³⁹ Valores que se mantuvieron constantes durante la modelación y utilizaron de base la información disponible del año 2006

13 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE). Informe Final. Noviembre 2011.
- [2] Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica (CCTP). “Chile necesita una gran reforma energética”. Octubre 2011.
- [3] GreenLab UC. Co-beneficios de la mitigación de GEI. Marzo 2011.
- [4] Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA). Implementación del Modelo LEAP. Enero 2011.
- [5] Centro del Cambio Global UC (CCG-UC), POCH Ambiental. Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía. Agosto 2010.
- [6] Centro del Cambio Global UC (CCG-UC). Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros. Abril 2010.
- [7] Fundación Chile, U. Hurtado, Centro del Cambio Global UC, y otros. Mitigando el cambio climático. Enero 2010.
- [8] Fundación Chile, U. Hurtado, y otros. Escenarios energéticos. Enero 2010.
- [9] POCH Ambiental. Proyección de la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía años 2000-2025. Julio 2009.
- [10] Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA). Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero en Chile 2007-2030 y opciones de mitigación. Julio 2009.
- [11] International Energy Agency. World Energy Models (WEM), Methodology and Assumptions. 2010.
- [12] Department on Climate Change and Efficiency, Australia. Australia's emissions projections 2010. Technical papers for each sectoral projection. Diciembre 2010. Documentos disponibles en:
- [13] Department of Energy and Climate Change, United Kingdom. 2050 Pathways Analysis. Documentos disponibles en: <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/2050/2050.aspx>
- [14] Análisis técnico y económico de una interconexión SING SIC: Informe Final, Comisión Nacional de Energía, Marzo 2012.
- [15] Agregación temporal y filtro Hodrick-Prescott, Ana del Rio, BBV Gestinova, Septiembre 1999.

- [16] Guía para evaluación ambiental ERNC, Proyectos eólicos, CNE Octubre 2006.
- [17] Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, 2003.
- [18] Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo, Rudnick 2006.
- [19] Renovables 100% Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica”, Greenpeace.es de Octubre 2006.
- [20] Energy Technology Perspectives 2006, IEA 2006.
- [21] World Energy Outlook 2006, IEA 2006.
- [22] Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal Technologies, EPA 2006.
- [23] Domestic Energy Scenarios, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL 2003.
- [24] A Comparison of PC, CFB and IGCC Technologies for Basin Electric Power Cooperative's Dry Fork Station, Technical memorandum, Steve Jenkins y Gary Brown, CH2MHILL, 2007.
- [25] The New Economics of Nuclear Power, World Nuclear Association, 2005.

ANEXOS

ANEXO 1: LEVANTAMIENTO Y ANÁLISIS CRÍTICO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

A1.1 COMISIÓN ASESORA PARA EL DESARROLLO ELÉCTRICO (CADE) [1]

A1.1.1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de enfrentar los desafíos del desarrollo del sector eléctrico chileno, con una visión de largo plazo, impulsó al gobierno a crear el 6 de mayo de 2011 una Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE) conformada por diversos especialistas, de distintas disciplinas, provenientes del mundo empresarial, profesional, académico, y autoridades del gobierno actual y de gobiernos anteriores, con el propósito de entregar propuestas para el desarrollo del sector eléctrico para las próximas décadas. A ellos se incorporaron como colaboradores especialistas del sector público y privado, y representantes de entidades gremiales. La convocatoria incluyó cuatro elementos centrales a incorporar en la propuesta de la futura matriz eléctrica: seguridad de abastecimiento, calidad de servicio, sustentabilidad y eficiencia. Adicionalmente, se debía considerar la participación futura de las energías renovables no convencionales (ERNC), así como otras fuentes no consideradas en la actual matriz eléctricas.

A1.1.2 DIAGNÓSTICO

La Comisión constató que existían grandes desafíos relacionados con el crecimiento de la demanda y la sustentabilidad del sector eléctrico. En efecto, al dinámico desarrollo de los requerimientos eléctricos se respondió con fuentes tales como: la hidroelectricidad, el carbón, el gas natural y el petróleo, de los cuales solo la hidroelectricidad es una fuente nacional; lo anterior se traduce en una elevada dependencia energética y en conflictos ambientales cada vez más agudos y en un crecimiento acelerado de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Chile presenta en la actualidad precios de la electricidad que se encuentran entre los más altos de América Latina, en parte debido a la dependencia energética y a la falta de una competencia efectiva en el mercado eléctrico, lo que le resta al país competitividad en la región, a lo que se suma la carbonización de la matriz que puede traducirse en castigos a nuestra economía por la acelerada expansión de la huella de carbono de nuestras exportaciones.

Igualmente preocupante son los problemas de calidad de abastecimiento y de seguridad de suministro, los que se consideran como insuficiencias en la planificación y operación del sistema. Ello sugiere la necesidad de realizar cambios institucionales en la coordinación de la operación, en la fiscalización y en la regulación. Lo que se atribuye a la falta de independencia de los CDEC.

La conflictividad asociada a muchos proyectos eléctricos tiene su origen en limitaciones asociadas al SEIA y a la falta de políticas complementarias a dicho sistema, lo que se traduce en decisiones subjetivas en algunos casos y discrecionales en otros. La reacción de rechazo de la ciudadanía y la judicialización de los conflictos ha postergado inversiones y en algunos casos cancelado proyectos, lo que se ha traducido en soluciones ineficientes, contaminantes y más caras para los usuarios

La falta de competitividad, unido a la concentración de los derechos de agua, la resistencia ciudadana a ciertos proyectos, la lentitud del sistema de aprobación ambiental y de constitución de servidumbres se ha traducido en barreras a la entrada de nuevos actores que deben enfrentar incertidumbres sobre los costos y, por ende, sobre las utilidades de operar en el mercado. Sin embargo, CADE no consideró necesario realizar propuestas vinculadas a la concentración, debido a que existe la institucionalidad adecuada para ello (el Tribunal de la Libre Competencia).

A pesar de los esfuerzos realizados para promover las ERNC, particularmente la dictación de la Ley 20.257 y la diversidad de actores que han sometido sus proyectos al SEIA, existen barreras que no facilitan su entrada al mercado, entre ellas se señalan: la dificultad para financiar los proyectos, las limitaciones de las redes de transmisión, la falta de información acerca de los recursos, tiempos de tramitación elevados (conexión a las redes) y oposición de comunidades.

A1.1.3 PROPUESTAS

En la parte propositiva, el documento se inicia con el capítulo “Política Eléctrica e Institucionalidad Vigente” donde se definen los fundamentos de dicha política, a saber: abastecimiento de la demanda en condiciones de eficiencia energética, seguridad y sustentabilidad, en un ambiente de subsidiaridad del Estado. En este capítulo se analiza el grado de cumplimiento de dichos objetivos y se plantea que las propuestas se incluyen en el resto de los capítulos del documento, las que se resumen a continuación.

1. Escenarios para la matriz eléctrica futura.

Dado que este capítulo determina las propuestas y conclusiones que se presentan en el resto del documento de CADE, se incluye aquí tanto los aspectos metodológicos e hipótesis consideradas como las conclusiones de los análisis realizados. Los análisis realizados por CADE definen, en base

al modelo PET, los escenarios que determinarían la matriz eléctrica considerando los fundamentos de la política eléctrica vigente: diversificación, seguridad, reducción de emisiones y mínimo costo de la matriz, tomando en cuenta las características del SIC y SING y los efectos de la incorporación de distintas tecnologías, así como incertidumbres de distinto orden: potencial de recursos, evolución de los costos de las tecnologías y de las fuentes energéticas, tasas de penetración de las tecnologías de ERNC.

La estimación de la demanda de energía distinguió escenarios distintos para el SIC y el SING, en el primer caso se consideró la previsión de la CNE en la fijación de precios de nudo de octubre 2011, para el resto del período la estimación se basó en el consumo per cápita de países que al 2008 tenían el ingreso que se supone tendrá Chile en el 2030 y la población estimada para esa fecha. Para el SING se consideró dos proyecciones: CADE y Alta; la primera se basa en la proyección de la CNE hasta 2017 y después una interpolación lineal entre el 2017 y el 2030, en base al crecimiento histórico de la demanda de los clientes libres y regulados, la segunda se basa en las estimaciones de la demanda de CODELCO.

Para la construcción de los escenarios de oferta se consideraron, para establecer los escenarios BAU conservador y BAU optimista, las siguientes hipótesis:

- Penetración de las renovables: mantención de la ley 20. 257 y dos opciones de aplicación de la opción 20/20, la primera 20% de ERNC y la segunda definiendo cuotas por tecnologías.
- A diferencia del escenario base, para el BAUC y BAUO, para las emisiones de GEI se consideró un impuesto de US\$ 20/tCO₂
- En relación a las tecnologías en el SIC, se establecieron las siguientes opciones individuales para los escenarios BAUC y BAUO: sin centrales Aysén, sin centrales Aysén ni centrales nucleares, sin centrales Aysén ni centrales nucleares pero ley 20/20, sin central hidráulicas de potencia superior a 250 MW (HG), sin centrales HG ni centrales a carbón adicionales, sin centrales HG ni centrales a carbón adicionales ni centrales nucleares y retraso en la puesta en marcha de los proyectos.
- En el caso del SING se contrastó el BAU con el escenario de demanda alta y respecto de las cuotas de ERNC se consideró una disminución, en un 10%, de los factores de planta considerados para los parques eólicos
- Si bien no se especifica una fecha para de la interconexión SIC-SING se analizó su posible impacto, concluyéndose que: se produce un ahorro de costos de 4,1%, una reducción de emisiones de 3.384 tCO₂/año y una mejora en la reserva de potencia firme en el SING, sugiriéndose la conveniencia de estudiar esta opción
- Como resultado de la aplicación del modelo, para los distintos escenarios, se obtuvieron los siguientes indicadores: costos totales para el horizonte del estudio, falla e inversión

(millones de US\$); precio monómico equivalente (US\$/MWh); variabilidad del precio con la hidrología (US\$/MWh); costo medio equivalente del sistema (US\$/MWh); margen de reserva bruta (%); margen de reserva firme (%); emisiones de CO2 (promedio de emisiones anuales); y factor de emisión equivalente (tonCO2/MWh (promedio de los factores de emisión de cada año)

- Conclusiones del análisis:
 - Las tecnologías de generación dominantes en el SIC serían: centrales hidroeléctricas de gran escala, geotermia y mini hidráulica
 - El orden de dominancia, según resultados, sería: Geotermia, Gran Hidroeléctrica, Minihidro, Biomasa, Carbón, Nuclear, Eólico, GNL, Solar.
 - La rentabilidad observada de los proyectos hidroeléctricos se encuentra entre 14% y 22%.
 - Limitar el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos aumenta el costo en 7,0% a 7,5% y aumenta las emisiones entre un 37% y 39%.
 - Es crítico mejorar el estudio de la demanda del SING ya que la brecha entre los escenarios considerados es muy grande.
 - Según los análisis, para los casos BAU estudiados, el 10% de penetración de las ERNC se alcanzaría antes del plazo fijado por la ley 20. 257. Por el contrario el 20/20 se podría alcanzar el 2025. El costo de forzar el 20/20 con el esquema de la ley actual es relativamente bajo
 - El atraso de un año calendario de las inversiones se traduce en un alza de los precios de más de 20%
 - La estimación de demanda alta en el SING se traduce en incorporación de energía nuclear y limitación de los proyectos hidroeléctricos en el SIC.
 - En ningún escenario aparece falla, lo que muestra el efecto del pago por potencia.

2. Competencia en el mercado eléctrico chileno.

El diagnóstico definió los problemas críticos que afectan el funcionamiento del mercado eléctrico chileno. A continuación se resumen las propuestas de CADE para enfrentar esta situación:

- Como se señalara, no se consideró necesario realizar propuestas para enfrentar la concentración del sector, considerando que el país dispone de la institucionalidad correspondiente: el Tribunal de la Libre Competencia.
- En relación a la limitación de inversiones y entrada de nuevos actores se sugiere un conjunto de propuesta para enfrentar el problema:
 - Se recomienda definir un ordenamiento territorial que establezca áreas vetadas para centrales a carbón y GN, estableciendo un sistema de concesiones similares a

- las viales, en el caso de las centrales hidroeléctricas aplicar la protección de cuencas dentro de la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas. A ello se debería incorporar la compensación a comunidades en función de un porcentaje de las utilidades.
- La regulación eléctrica no siempre está respaldada por los reglamentos que definen la operación específica del sistema, lo que constituye una barrera a la inversión.
 - Se recomienda que se establezcan objetivos de información de los distintos órganos rectores del sector para dar transparencia al mercado; igualmente, se deberá hacer pública: información respecto al inicio y término de los contratos de los grandes clientes, especificando montos de energía y potencia comprometidos.
 - Se propone reemplazar la institucionalidad actual de los CDEC por un CDEC independiente, establecido como una Corporación de derecho privado sin fines de lucro, la que realizaría una función de servicio público, con patrimonio propio y regido por un Consejo Directivo compuesto por expertos independientes.
 - En relación a la excesiva concentración de los derechos de agua no consuntivos, se propone: fiscalizar estrictamente la evasión del pago de patentes (mediante la simulación del uso), fortalecer el poder de la Dirección General de Aguas, eliminar las diferencias en el valor de los derechos por no uso entre las regiones y considerar los derechos no consuntivos igual que otros derechos de propiedad (i.e. que se consideren contribuciones especiales a beneficio de las comunas donde se ubican las cuencas afectadas)
 - En relación al mercado spot, establecer una garantía en caso de no pago hasta que se resuelva la situación. Además se debe favorecer el que los clientes libres puedan acceder al mercado spot cuando no llegan a acuerdo con el generador, incluso puedan disponer de la opción de contar con un contrato parcial y satisfacer el saldo en el mercado spot, mejorando su capacidad negociadora.
 - Facilitar el acceso a los terminales de GNL, por parte de terceros que adquieran directamente el GNL, respetando el derecho de propiedad de los propietarios de éstos y los costos que conlleva su operación.
- La transmisión se ha transformado en uno de los principales problemas del sistema, por lo que CADE sugiere:
 - Mejorar la planificación de los sistemas de transmisión, supervisar las licitaciones de ampliación de la TT para asegurar las soluciones adecuadas y evitar los sobreprecios. Además, se sugiere considerar una tasa de descuento de mercado

- de largo plazo, partiendo con el 10% vigente, realizando evaluaciones periódicas de la situación de mercado
- Implementar en el SIC, a la brevedad, las medidas contra contingencias extremas, previstas en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTCSS) e incorporar el criterio de red robusta, considerando las holguras necesarias para permitir la entrada de nuevos actores.
 - Se propone agilizar el proceso de aprobación de las líneas de transmisión y que el Estado, en su rol subsidiario, facilite el desarrollo de redes longitudinales y transversales, a través de la creación de franjas de servidumbre concesionadas por el Estado (reemplazando el concepto de expropiación por el de servidumbre), el costo de estas franjas de servidumbre sería incorporado en cada proyecto de transmisión y pagado por los usuarios de las correspondientes líneas.
 - Elaborar un reglamento que asegure la conexión de las ERNC a las redes de distribución
 - Se recomienda realizar estudios de rentabilidad social para evaluar la interconexión del SIC con el SING y las interconexiones internacionales, dimensionando los riesgos de dependencia excesiva o de reducción de la diversificación de la matriz.
- En el caso de la distribución ha habido cuestionamientos al esquema tarifario, a la reducida competencia en el abastecimiento de los clientes libres ubicados en la zona de concesión de las distribuidoras y la falta de competencia y aumento de precios en las licitaciones de contratos de largo plazo; para enfrentar esto, se sugiere:
 - Redefinir el proceso de licitaciones: extendiendo los plazos entre la oferta e inicio de contratos, división de bloques y garantías de energía firme.
 - Se propone que el distribuidor asuma riesgos respecto de seguridad de suministro.
 - Se sugiere que la CNE defina un sistema que minimice los precios y se calculen los precios techo de la licitación en función de los costos de desarrollo de largo plazo. Adicionalmente, con el fin de atacar distintos aspectos que afectan los precios que pagan los usuarios, se sugiere: realizar un estudio tarifario completo tanto de la determinación del VAD como de los factores tarifarios que afectan la tarifa final; que el Panel de Expertos dirima las discrepancias de los dos estudios tarifarios para cada área típica; modificar la tasa de descuento considerando una tasa de mercado de largo plazo y considerando los riesgos del negocio; crear la función del comercializador separada de la provisión de la infraestructura (líneas, postaciones, transformadores, etc.); reducir el límite de 500kW a 100kW para los clientes que

deseen postular a contratos como clientes libres; y modificar la tarifa BT1 e incorporar la medición inteligente.

3. Medio ambiente y desarrollo eléctrico

Los proyectos eléctricos llevan asociados impactos ambientales. La ciudadanía ha reaccionado cada vez con mayor fuerza contra los proyectos, lo que demostraría que el SEIA no es suficiente para asegurar la sustentabilidad del desarrollo eléctrico. CADE propone un conjunto de medidas para superar esta situación y ser consistentes con los objetivos de la política ambiental: proteger la salud humana, reducir las emisiones de GEI y conservar el patrimonio ambiental y de los recursos naturales.

- En relación a la protección de la salud humana, se propone: la instalación de una red de monitoreo de la calidad del aire en línea y mejorar los modelos de dispersión de los contaminantes.
- Respecto de la emisión de GEI, se plantea la necesidad que exista una definición clara de las metas o compromisos de reducción, la necesidad de definir adecuadamente el escenario BAU, apoyar la iniciativa MAPS y asumir y avanzar en la internalización de los costos de las emisiones de GEI, considerando distintas opciones de instrumentos económicos para el logro de las metas.
- Para la conservación del patrimonio ambiental y protección de los recursos naturales, se propone mejorar, con la participación del Estado, la línea base de los ambientes eventualmente afectados; mejorar las decisiones de localización de las centrales térmicas; proteger los cauces de agua con potencial hidroeléctrico, equivalente a lo que existe para los ecosistemas marinos y terrestres en el proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas; mejorar limitaciones en el proceso de evaluación y seguimiento de impactos en ecosistemas acuáticos; desarrollar y aplicar una Evaluación Ambiental Estratégica de los proyectos eléctricos, incluido el sur del país.

4. Sociedad y desarrollo eléctrico

La percepción ciudadana de los proyectos eléctricos se ha ido deteriorando con el tiempo, detectándose que el ciudadano está dispuesto a un cierto grado de sacrificio económico por alcanzar un mayor nivel de protección ambiental. Ello tiene raíces profundas que se originan en fallas de los canales de participación ciudadana, la que debería ir desde la gestación de las políticas energética y ambiental a los proyectos concretos. CADE sugiere, en este ámbito medidas como las siguientes.

- Revisar los espacios participativos, desde las primeras etapas del proceso (incluida la localización y el tipo de proyecto), aumentar el período de participación, el que actualmente es muy reducido. La participación debe tener el carácter de informada, para intervenir con propiedad en las instancias de diálogo conducentes a incorporar, con fuerza, los debates respecto de las implicancias sociales de los proyectos
- Establecer sistemas de participación en la política energética de largo plazo
- Establecer un Sistema Permanente de Información Pública Energético-Ambiental
- Asegurar la independencia de la gestión de información acerca de los proyectos de inversión del sector eléctrico.
- Promover la Educación Energética a fin de generar conciencia en la población acerca de los compromisos implícitos que existen entre el desarrollo económico, las necesidades energéticas y los impactos ambientales.

5. Nuevos temas de la estrategia energética

Adicionalmente, CADE trata un conjunto de temas que, unos más otros menos, han formado parte del debate público, ellos son: i) Eficiencia Energética, ii) Hidroelectricidad en el sur, iii) ERNC, iv) Energía Nuclear y v) Innovación Tecnológica

i) Eficiencia Energética (EE)

La EE constituye la fuente energética más económica, limpia, y segura; sin embargo, la materialización de las potencialidades de mejoramiento de la eficiencia con que el país usa la energía requieren de una participación activa del Estado, de los usuarios y de instituciones del sector público y privado. CADE sugiere un conjunto de acciones que se enumeran a continuación.

- Se sugiere darle continuidad a la estrategia definida por el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética (PNAEE), asignándole una alta prioridad a los temas transversales: educación y concientización, demostración, I&D en EE, recolección y manejo de información de base, estándares mínimos y etiquetado de equipos, y mecanismos de financiamiento.
- Los programas deben contener metas específicas a ser alcanzadas en este gobierno (incluyendo el año 2015), así como la medición y verificación del resultado de las medidas
- Institucionalmente se debe apuntar a una mayor coordinación entre la División de EE del Ministerio de Energía y la Agencia Chilena de EE (AChEE)
- Generar incentivos para el recambio tecnológico en el sector residencial, comercial y público.

- En cuanto a los temas regulatorios, se recomienda:
 - Retomar la discusión respecto de la legislación que conduzca al desacoplamiento de las ventas y utilidades de las distribuidoras, con el fin que éstas sean el motor de EE en sus clientes.
 - Establecer un financiamiento de mediano plazo para la estrategia de EE
 - Definir exigencias de EE en el caso de las empresas energo-intensivas.
 - Establecer MEPS y/o prohibición de la venta de equipos ineficientes.

ii) Hidroelectricidad en el Sur

CADE considera fundamental evaluar los recursos hidroeléctricos de la zona Sur, particularmente de la Región XI, teniendo claro que el debate que ello originará no debe paralizar o retardar los proyectos de inversión aprobados o en proceso de calificación con la legislación vigente. Lo que se recomienda es discutir y desarrollar una visión estratégica acerca de la explotación del potencial hidroeléctrico de la zona, de las ventajas y desventajas de ésta en relación con otras opciones de desarrollo regional. Por último, se identifican perfeccionamientos a la gestión ambiental y al desarrollo de esquemas de participación social que den legitimidad al proceso, incorporándolos al marco de regulación existente

iii) Energías Renovables no Convencionales

CADE ha desarrollado una serie de propuestas destinadas a eliminar las barreras que afectan a los proyectos de ERNC competitivos, teniendo la precaución de que ellas no distorsionen el funcionamiento del mercado eléctrico ni se traduzcan en cambios radicales al marco legal vigente. En consecuencia, las propuestas de CADE, definidas bajo estas premisas, se resumen a continuación.

- Facilitar el acceso al financiamiento, para lo cual se propone:
 - Reforzar las líneas de crédito intermediadas por CORFO (deseablemente promoviendo actores nuevos en proyectos de mediano tamaño), sin entrar en competencia con otras fuentes, normalmente de tipo internacional
 - Introducir mecanismos que reduzcan los riesgos percibidos por las fuentes de financiamiento de proyectos de ERNC, mediante instrumentos de cobertura de riesgos o seguros (especialmente para aquellos proyectos que no accedan a PPA's (Power Purchase Agreements), considerando un subsidio a las primas.
 - Alternativamente o de modo complementario se sugiere que CORFO establezca un fondo de garantía estatal para reducir dichos riesgos.

- En la medida que lo anterior no sea posible, se plantea el establecimiento de un esquema de precio spot estabilizado de energía para las ventas de las ERNC, el fondo de compensación operaría garantizando, cada año, un costo marginal promedio (o banda de precios)
- Los proyectos de geotermia enfrentan riesgos en el caso de exploraciones no exitosas, se sugiere implementar un subsidio contingente, en ese caso se propone que el Estado contribuya con parte de los gastos de exploración, bajo el compromiso que el inversionista devuelva al Estado la concesión
- Acceso a los contratos, se plantea
 - Revisar las condiciones exigidas en las licitaciones de suministro para clientes regulados, de manera de asegurar que no existan condiciones favorables a las empresas existentes, licitar bloques de menor tamaño para facilitar acceso a ERNC, revisar criterios de indexación de manera de favorecer a aquellos que aseguren precio fijo (las ERNC), establecer criterios que favorezcan a proveedores que presenten un mayor porcentaje de ERNC (obviamente sobre el mínimo legal)
- Se debe incentivar la construcción de líneas de transmisión compartida por proyectos de ERNC, incorporando un subsidio contingente de la CORFO para el desarrollo de líneas con holguras, para asegurar su uso futuro por nuevos proyectos de ERNC. Asimismo, regular los procedimientos de conexión a la red para que éstos sean transparentes y expeditos, obviando negociaciones y discrecionalidad.
- En el contexto de la generación distribuida, si bien las tecnologías fotovoltaicas, eólicas y cogeneración a pequeña escala no son competitivas, se sugiere implementar el “net metering”
- Se recomienda continuar con la evaluación de las fuentes de generación de ERNC, haciendo público los resultados de estos estudios.
- En relación a la ley 20.257 se señala que ella ha cumplido con los objetivos que llevaron a su dictación. Los escenarios BAU optimista y conservador permitieron determinar que era posible alcanzar tasas de penetración al año 2024 de 20% a 12%, por lo que se propone aumentar a 15% la meta para el año 2024.
- En el caso de las tecnologías de ERNC que aún no son competitivas, se sugiere que el país siga apoyando la I&D a través de CORFO y CONICYT, la formación de recursos humanos, el levantamiento de información respecto de los recursos, incluso prever subsidios acotados para el desarrollo de proyectos demostrativos

iv) Energía Nuclear

CADE considera necesario mantener abierta la opción nuclear para Chile, avanzando en una serie de áreas a fin de poder tomar una decisión adecuada cuando la situación requiera la entrada de la Energía Nuclear de Potencia (ENP), los temas sugeridos por CADE son los siguientes:

- Potenciar la Comisión Chilena de Energía Nuclear a fin de dotar al Estado de la capacidad técnica necesaria para evaluar la viabilidad de su adopción
- Crear un organismo regulador de la actividad, autónomo e independiente de intereses distintos de los del bien común.
- Realizar estudios geológicos para contar con información confiable respecto de las condiciones sísmicas que condicionarían la implantación de las centrales de ENP y los costos que ello implicaría
- Actualizar la información acerca de los avances tecnológicos en los reactores nucleares, particularmente en lo que implica seguridad de operación en países sísmicos.
- Establecer un organismo planificador para el desarrollo de un programa nuclear, dependiente del Ministerio de Energía y que cuente con la participación de organismos pertinentes (CCHEN, CNE, Ministerio del Medio Ambiente, etc) y de actores provenientes del sector privado y académico.
- Informar a la ciudadanía, en forma transparente, respecto de las ventajas y desventajas de la energía nuclear, de los estudios realizados y sus resultados, de manera que ésta pueda participar en una discusión informada en el debate que decida respecto de su adopción o rechazo.
- Formar personas y profesionales de distinto ámbito para actuar en los distintos frentes involucrados y en la discusión pública en torno al tema.

6. Innovación tecnológica

En el mundo se destinan importantes recursos a la I&D destinada al desarrollo energético, CADE se plantea si existen nichos específicos de I&D en el sector energético nacional (electrónica de potencia, geotermia, redes inteligentes, etc) que pudiesen dar origen a aplicaciones en el país. Sus propuestas son las siguientes:

- Evaluar si existen nichos de innovación tecnológica a corto plazo en ERNC, contando con el potencial de investigación nacional y el apoyo de CORFO
- De existir esos nichos, crear programas focalizados en ellos, asegurando continuidad y disponibilidad de recursos suficientes
- En el caso que los proyectos piloto sean exitosos, derribar las barreras que impiden su concreción.

En general se puede señalar que las propuestas de CADE se encuentran sustentadas en las previsiones de la demanda y escenarios BAU (optimista y conservador), definidos mediante el modelo PET, para determinar las opciones que se sugieren en el caso de la oferta. La EE no aparece explícitamente como una opción destinada a satisfacer, en parte, los requerimientos energéticos del país.

A1.2 “CHILE NECESITA UNA GRAN REFORMA ENERGÉTICA” [2]

A1.2.1 INTRODUCCIÓN

Como resultado del malestar expresado por sectores de la opinión pública y la masividad de las movilizaciones ciudadanas contra distintos proyectos eléctricos (Por ejemplo, proyecto Barrancones, HidroAysén, Castilla), el Presidente Piñera creó el 3 de mayo del 2011 la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE). Dicha decisión generó una reacción inmediata por parte de sectores ciudadanos y parlamentarios que cuestionaron la independencia y transversalidad ideológica de los técnicos que la componían, creando la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la política y la Matriz Eléctrica (CCTP), la que incluyó sectores parlamentarios, académicos y técnicos, organizaciones ciudadanas y mesas regionales en zonas que presentaban conflictos ambientales.

A1.2.2 DIAGNÓSTICO

La CCTP concluyó que el modelo de desarrollo eléctrico, originado por la entrada en vigencia del DFL 1 de 1982, sufre de una falta de confiabilidad y de frecuentes fallas, no dispone de visiones de largo plazo y ha transformado al sector privado en el rector de su desarrollo definiendo: cuándo invertir, dónde hacerlo y qué tecnología adoptar. Todo lo cual se ha traducido en problemas económicos, sociales, ambientales y de seguridad de suministro. En lo político destaca la elevada concentración del sector eléctrico y la falta de efectivos canales de participación ciudadana informada y con capacidad de incidir en las decisiones que afectan al desarrollo del sector.

Dicho modelo de desarrollo ha conducido a precios extraordinariamente elevados tanto a nivel residencial como industrial y minero. La tarificación marginalista, fue concebida para un mercado de competencia perfecta, contradictorio con un mercado opaco, concentrado e ineficiente. Las tecnologías ineficientes y caras están marginando y por ende definiendo altos precios que afectan tanto el mercado regulado como a los clientes libres.

La elevada dependencia energética se vincula con la prescindencia del Estado en la toma de decisiones respecto de las tecnologías que deberían adoptarse para satisfacer los requerimientos eléctricos de la economía, la falta de una estrategia de seguridad energética ha conducido a soluciones que responden a una visión economicista y de corto plazo de las empresas que conducen el desarrollo del sector.

Durante las últimas décadas Chile ha sufrido graves problemas de abastecimiento eléctrico: racionamiento a fines de los 80's y 90's, decretos preventivos de racionamiento en los años

recientes, restricciones en la transmisión y fallas que ocasionaron la caída del sistema afectando a varias regiones en cada oportunidad y por períodos de tiempo significativos, sin que en muchos casos la opinión pública fuera informada de las causas reales de las fallas y las empresas penalizadas consistentemente con el daño provocado.

Si bien desde los orígenes de la nueva legislación eléctrica (DFL1 del año 1982) se planteó que en el segmento de generación la competencia se producía en forma natural y que, por ende, no era necesario regularlo, la evidencia muestra que en la generación se ha producido un grado de concentración que supera largamente los criterios aceptables en las sociedades desarrolladas (i.e. índice Herfindahl-Hirschman). Una concentración como la que existe en Chile constituye una amenaza latente contra la sustentabilidad democrática del país y real contra la entrada de nuevos actores.

Parte importante de los conflictos socio ambientales en Chile se vinculan a proyectos energéticos. Ello es originado por la regulación eléctrica vigente, la falta de ordenamiento territorial y una institucionalidad ambiental inadecuada y sin la suficiente autonomía para defender el interés público. Esta última, no aporta los canales de participación ciudadana informada que le permitan a ésta sentirse considerada en la toma de las decisiones. El esquema de desarrollo eléctrico ha conducido a una matriz eléctrica excesivamente carbonizada y si bien la contribución del país a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es reducida (0,3% del total mundial), el ritmo de crecimiento de éstas es muy elevado y las emisiones per cápita del país superan las de los países de América Latina e, incluso, de países europeos.

Por último, la respuesta a los requerimientos de electricidad se ha focalizado en un aumento sostenido de la oferta, ignorando por completo las significativas potencialidades alcanzables de mejoramiento de la eficiencia con que el país usa la energía, ignorando que la eficiencia energética (EE) es la fuente energética más económica, limpia, segura y que contribuye en mayor medida a la confiabilidad del sistema eléctrico. En la medida que se apliquen decididas políticas de EE, se estima un menor consumo de 15% al cabo de 10 a 15 años.

A1.2.3 PROPUESTAS

En relación a la estructura, la CCTP desarrolló básicamente las mismas áreas temáticas que CADE, con el objeto de hacer comparables ambas propuestas, focalizándose en: a) regulación y mercado eléctrico, b) seguridad y sustentabilidad energética, c) reformas al mercado eléctrico, d) gestión de la demanda y eficiencia energética, e) diversificación de la matriz mediante ERNC, f) externalidades de la generación termoeléctrica y g) la sociedad frente a las distintas opciones. Adicionalmente, se agregó un capítulo respecto de la Sustentabilidad en la Producción y Uso de la

Leña en Chile, dada su importancia en la matriz energética chilena y su relevancia socioeconómica, cultural y ambiental.

- 1) En lo que respecta a la reforma del mercado eléctrico se definieron un conjunto de propuestas, las que se pueden resumir de la manera siguiente:
 - Planificación estratégica y corrección del alto grado de concentración; se plantea la necesidad de que el Estado asuma el liderazgo en el desarrollo de la planificación estratégica con el fin de asegurar la sustentabilidad del desarrollo eléctrico y dar mayor certidumbre al sector privado, como un incentivo para el desarrollo de sus proyectos.
 - Modificar el sistema de licitaciones para las distribuidoras; ello supone ampliar los plazos (actualmente de 3 años), reducir los bloques a licitar (incluso, definiendo localizaciones) y efectuar licitaciones separadas por tecnología (distinguiendo entre tecnologías convencionales y de ERNC). Ello apunta a facilitar el acceso de nuevos actores, a diversificar las fuentes y a desconcentrar el sistema (limitando las licitaciones a actores nuevos o que representen un porcentaje reducido del mercado).
 - Reformulación del esquema marginalista; en principio se trata de reemplazar el actual sistema tarifario por otro que asegure que los precios que paguen los usuarios sea compatible con los costos reales del sistema y/o no esté influenciado por los costos de tecnologías ineficientes que operan en el margen. Se pretende que ni las licitaciones se indexen al costo marginal ni que se negocie el contrato de abastecimiento de clientes libres a precio spot más comisión.
 - Reforma del CDEC; la elevada concentración del segmento eléctrico afecta el funcionamiento de los CDEC, dada la dependencia, especialmente financiera, de éstos respecto de las grandes empresas del sector. Su independencia está en tela de juicio. Se propone transformar los CDEC en Centros de Operación Independiente, con personal ejecutivo seleccionado por el sistema de la Alta Dirección Pública y que opere con financiamiento público. Adicionalmente, se plantea que el despacho opere con criterio de sustentabilidad ambiental, incorporando el costo de las externalidades.
 - Reforma de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión; se considera necesaria la planificación estratégica y de largo plazo, la transmisión no debe responder a los proyectos de generación sino que adelantarse a ellos, considerando las holguras necesarias para eliminar los problemas de congestión que presenta el sistema en la actualidad. La transmisión debe facilitar el acceso de los proyectos de ERNC y no ser un obstáculo a ellos. Por último, se debe priorizar las redes que contribuyan a la masificación de la generación distribuida.

- Redefinición del marco regulatorio de la distribución; para incorporar la gestión de la demanda se propuso que el Gobierno patrocine el proyecto de ley de desacople de las ventas de las utilidades de las distribuidoras, preparado por el gobierno anterior
 - Garantizar el acceso de la ciudadanía a la información sobre costos del sistema y establecer los canales de participación ciudadana; con ello se pretende legitimar el proceso de fijación tarifaria y la aprobación de los proyectos eléctricos. Se plantea que la participación debe ser informada, vinculante y materializada en las primeras etapas del proyecto, donde se definen los elementos que caracterizan el proyecto y no una vez que el proyecto está desarrollado y se han invertido en él ingentes recursos.
- 2) Promoción decidida de las energías renovables no convencionales. Se estimó que la ley 20.257 fue mezquina en la definición de las cotas de participación de estas fuentes, dadas las potencialidades de estos recursos en el país, como señala tanto la CNE como estudios las universidades. Esta propuesta apunta a reforzar la diversificación y sustentabilidad de la matriz eléctrica y contiene un conjunto de propuestas, las que se pueden resumir de la manera siguiente:
- Patrocinio de la ley ERNC 20/20; se insta al Gobierno a patrocinar la moción del senador Horvath y los senadores de la Comisión de Minería y Energía para ampliar a 20% la participación de las ERNC en la matriz eléctrica al año 2020
 - Realizar licitaciones para abastecimiento de las distribuidoras separadas para las tecnologías de ERNC, a fin de asegurar las cuotas de ERNC; ello permitirá que se cumplan éstas y se elimine la desigual negociación entre los responsables de los proyectos de ERNC y los generadores/comercializadores. Se propone diferenciar por tecnologías, en el caso de las ERNC, para asegurar su diversificación.
 - Reforzar y mejorar los instrumentos de promoción de las ERNC; lo que supone reforzar la evaluación de los recursos, hacer operativo el subsidio a las redes de transmisión asociativa e implementar el fondo de cobertura de riesgo para la exploración geotérmica.
 - Proyecto de medición neta (o *Net Metering* en inglés); se propone aumentar el límite de 100 a 300 kW y asegurar una remuneración justa a los pequeños generadores residenciales comerciales, agrícolas y otros.
- 3) Establecimiento de una política efectiva de Eficiencia Energética; ello tiene por objeto poner en valor la fuente energética más económica, limpia, segura y que más contribuye a la confiabilidad del sistema energético. Para ello, la CCTP propone:
- Algunas de las medidas de corto plazo recomendadas:

- Puesta en marcha inmediata del Plan de Nacional de Acción de Eficiencia Energética (PNAEE); ello supone asegurar su financiamiento y poner en aplicación los distintos programas, asignando las responsabilidades de los distintos actores, según lo establece el PNAEE.
 - Reimpulsar el programa de etiquetado incorporando nuevos artefactos (i.e. tubos fluorescentes y ballasts, refrigeradores comerciales, lavadoras domésticas, etc.) y definir las especificaciones mínimas de desempeño energético (MEPS).
 - Establecer programas de capacitación para los distintos actores involucrados en el uso directo o indirecto de la energía.
 - Establecer la obligatoriedad de aplicar la metodología del costo del ciclo de vida de edificios y equipamientos en las licitaciones del Ministerio de Obras Públicas
- Propuesta Institucional
 - Ley de Eficiencia Energética; ello tiene por objeto transformar la EE en una política de Estado, de manera que ésta no esté sujeta a la coyuntura política, económica u otras situaciones. Dicha ley deberá definir el alcance, sectores considerados, roles y responsabilidades de los actores involucrados, obligaciones de las empresas energo-intensivas (las que deberán quedar definidas en el reglamento de la ley) y esquemas de financiamiento permanente.
 - Agencia Chilena de Eficiencia Energética; se propone que ella sea una entidad de carácter público, a fin de eliminar las distorsiones que se han producido en su corta vida como agencia público-privada. Dicha agencia deberá ser operativa y financieramente autónoma de manera de independizarla de la coyuntura política. El Ministerio de Energía mantendrá su rol en tanto que responsable de definir las grandes líneas de la política de EE.
 - Financiamiento de los programas de EE; se propone la creación de un fondo específico que se financie en base a un pequeño porcentaje de las ventas de electricidad y de los combustibles o un monto absoluto (\$/kWh o \$/MJ)
- 4) Incorporación de las externalidades en el caso de la generación termoeléctrica. Si bien existe una norma para este tipo de centrales, ello no elimina totalmente las emisiones contaminantes, lo que constituye un subsidio oculto para esta actividad. Si bien el cálculo de las externalidades constituye un ejercicio de elevado costo y que involucra múltiples profesionales, antecedentes nacionales e internacionales permiten definir para Chile valores de US\$ 60/MWh y US\$20/MWh para el carbón y gas natural, respectivamente. Es evidente que este tipo de impuesto no solo se debe aplicar a la generación térmica sino al uso de los

distintos tipos de combustibles; ajustando la cifra según el tipo de tecnologías. Adicionalmente, y con el objeto de afinar el cálculo, se propone normar las emisiones de metales pesados y el proceso de enfriamiento de las centrales térmicas.

- 5) La sociedad y las decisiones de desarrollo eléctrico; los insumos de las organizaciones ciudadanas y de las mesas regionales se traducen en las siguientes propuestas:
- Establecer un desarrollo territorial estratégico; el que deberá compatibilizar la ubicación de proyectos energéticos con la protección ambiental y con otras actividades de desarrollo regional, participación vinculante y equidad social.
 - Mayor participación del Estado en la definición de la política energética, que tome en cuenta los desafíos territoriales, la participación democrática, una institucionalidad pertinente y recursos para su implementación.
 - Crear comisiones regionales para el desarrollo de las ERNC, incorporando a los agricultores en los proyectos de generación en base a su canales de regadío, a las PYMES madereras en los proyectos de cogeneración con biomasa y fortalecer la I&D al nivel regional.
- 6) En relación a la leña, las propuestas fueron:
- Oficializar la leña como combustible sólido en la modificación a la ley 18.410
 - Certificar y etiquetar la eficiencia de los artefactos de combustión a leña
 - Crear un marco normativo que asegure que en ciudades saturadas solo se comercialice leña con un máximo de 25% de humedad.
 - Diseñar una política nacional de calefacción a leña, con participación de la ciudadanía y representantes del área académica, técnica y gremial que aborde el tema del uso residencial de ésta y la contaminación intradomiciliaria.

La CCTP no consideró en su propuesta modelos de proyección de la demanda ni de optimización. Para la línea base, su análisis de la demanda se basó en las proyecciones de la CNE. La oferta para el período 2010-2025 se estructuró sobre la base de la oferta actual, los proyectos en construcción, el aporte de la EE, el aporte de las ERNC (considerando la modificación a la ley de ERNC) y el saldo en base a centrales medianas y grandes en el área centro-sur del SIC.

A1.3 “CO-BENEFICIOS DE LA MITIGACIÓN DE GEI” [3]

La estimación del GreenLab UC de la División de Medioambiente del DICTUC, sostiene que entre el año 2010 y el año 2030 la energía eléctrica consumida en el país crecerá en aproximadamente un 125%. Prácticamente todo el consumo continuará siendo abastecido mediante centrales de embalse, de pasada y carbón. La Figura A1.1 muestra la evolución comentada.

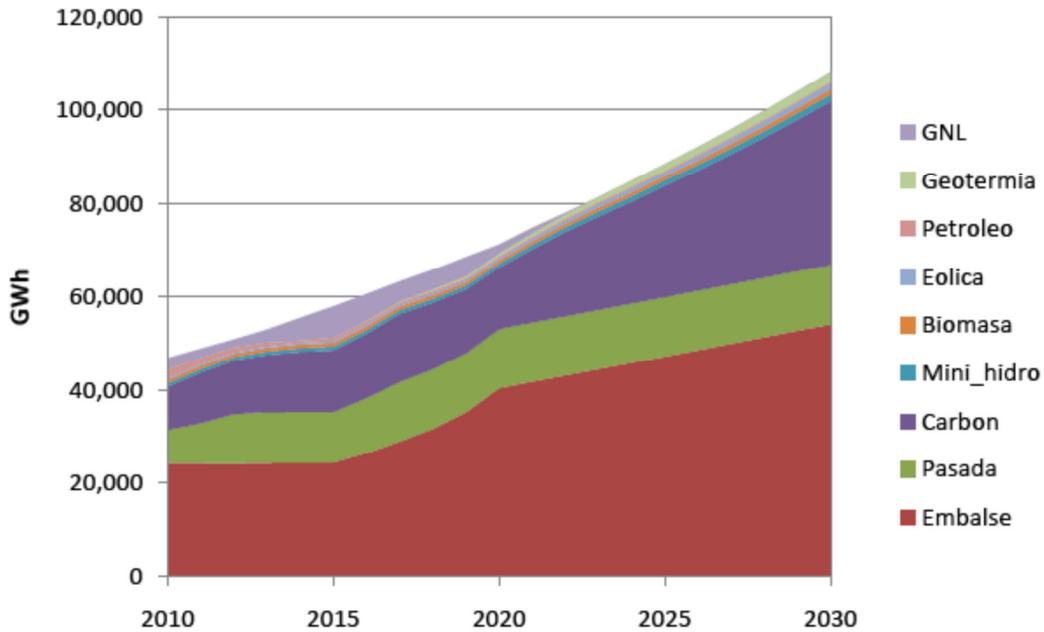


FIGURA A1.1: EVOLUCIÓN ESTIMADA (BAU) DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SIC.

Fuente: GreenLab UC: Estudio Co-beneficios de la Mitigación de GEI, Marzo 2011.

Si bien la participación de las energías no convencionales es pequeña, el trabajo especifica el nivel de participación que tendrán, al año 2030 las energías renovables. La Tabla A1.1 da cuenta de esa estimación.

TABLA A1.1: POTENCIAL DE PENETRACIÓN GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO (MW).

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

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

El trabajo hace también una estimación en base a la incorporación de un mayor número de generadores en base a energías renovables, agregando la eventual incorporación de energía nuclear posterior al año 2025. La Figura A1.2 da cuenta del resultado de ese análisis.

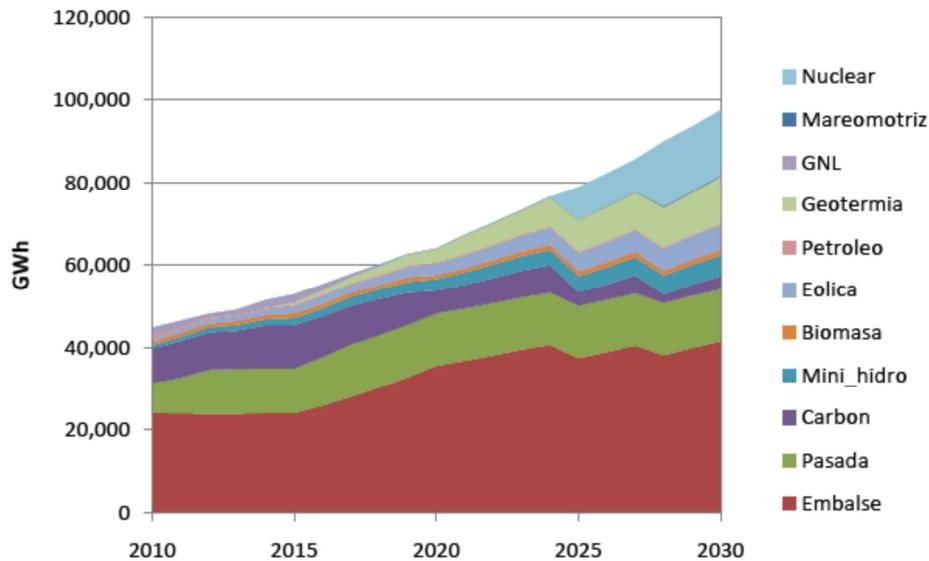


FIGURA A1.2: EVOLUCIÓN ESTIMADA (MIT FUERTE) DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SIC.

Fuente: GreenLab UC: Estudio Co-beneficios de la Mitigación de GEI, Marzo 2011.

En cuanto al sistema interconectado del Norte Grande (SING) el estudio da cuenta de una importante participación de la geotermia y, también, de la energía eólica, en un escenario BAU. La Figura A1.3 da cuenta de esa participación prevista. No se observa en este escenario la participación de la energía solar.

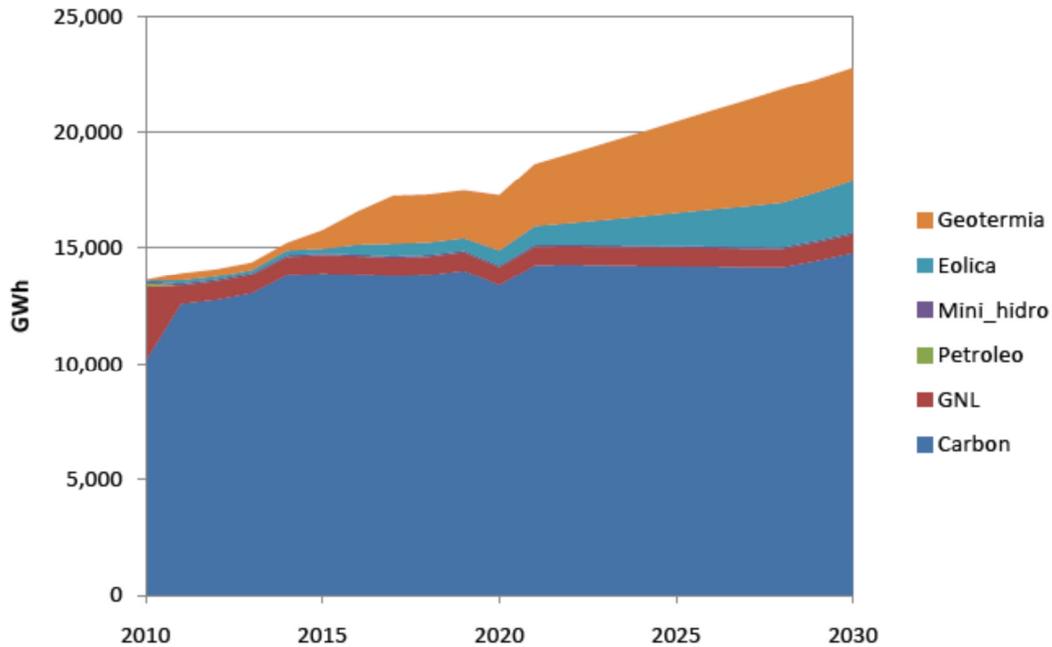


FIGURA A1.3: EVOLUCIÓN ESTIMADA (BAU) DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SING.

Fuente: GreenLab UC: Estudio Co-beneficios de la Mitigación de GEI, Marzo 2011.

En el escenario llamado por los autores MIT Suave⁴⁰ se observa una pequeña participación de la generación solar y una mayor participación de la generación en base a geotermia energía eólica.

⁴⁰ MIT Suave: Escenario energético que implica esfuerzos relativamente normales en términos de EE y de empleo de ERNC, sin modificar el Plan de Obras del Sector Eléctrico.

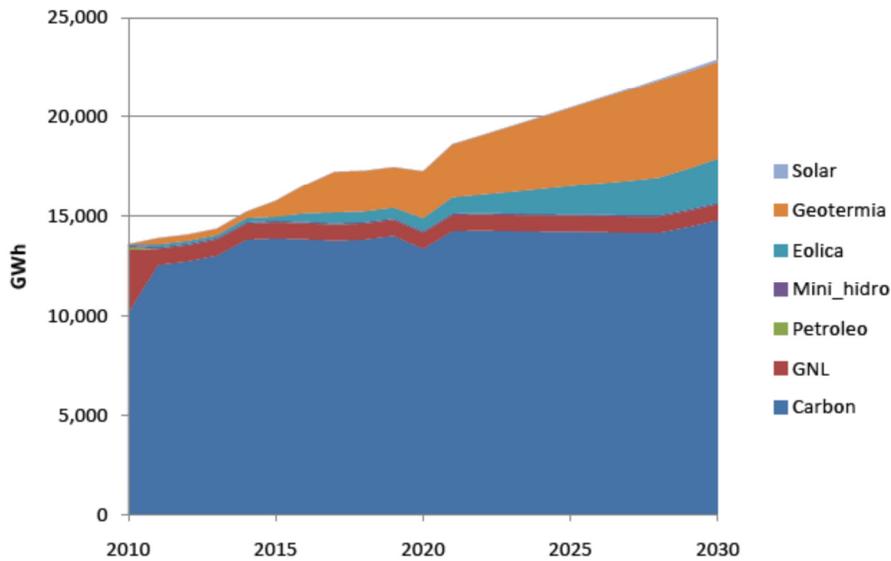


FIGURA A1.4: EVOLUCIÓN ESTIMADA (MIT SUAVE) DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SING.

Las reducciones de emisiones de GEI asociadas a la reducción en la demanda eléctrica por aplicación de medidas de eficiencia energética son también cuantificadas por el documento en los escenarios que llama MIT Suave, MIT Medio y MIT fuerte, tal como muestra la Figura A1.5. Como se ha dicho el escenario MIT Suave implica esfuerzos relativamente normales en términos de EE sin modificar el Plan de Obras del Sector Eléctrico, como por ejemplo, la incorporación de 360 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base. El escenario MIT Medio implica un mayor compromiso en fomentar medidas de EE, además de un compromiso mayor para el ingreso de ERNC por lo que el Plan de obras del sector eléctrico es modificado, como por ejemplo la incorporación de 720 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base. Finalmente, el escenario MIT Máximo es el mayor esfuerzo para lograr reducciones, lo que implica un gran esfuerzo político y social para lograr reducciones por EE e ingreso alto de ERNC por lo que el Plan de Obras es modificado, como por ejemplo incorporar 1000 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base.

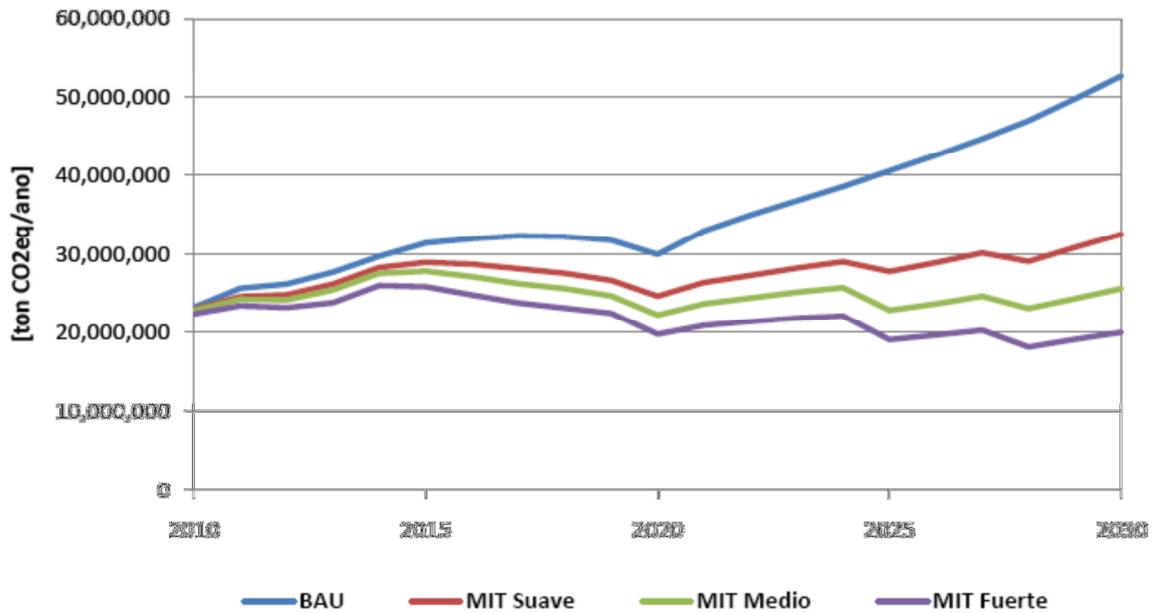


FIGURA A1.5: EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI SEGÚN CUATRO ESCENARIOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SING.

A1.3.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LAS MEDIDAS GEI

Los costos fueron obtenidos inicialmente de los estudios de referencia:

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

En cuanto al Sector Generación Eléctrica, en la Tabla A1.2 se presentan todos los costos que se utilizaron para evaluar el sector, excepto por el costo de los combustibles.

TABLA A1.2: POTENCIAL DE PENETRACIÓN GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO (MW).

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

A1.4 “IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO LEAP” [4]

A1.4.1 ORIGEN

Estudio desarrollado por el Programa de Gestión y Economía Ambiental del departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile en el año 2011 correspondiente a la implementación del modelo LEAP, preparado para el Ministerio de Energía.

Se presenta la metodología utilizada para estimar los consumos de energía desagregados por sector y macrozona además de antecedentes generales del cambio climático en Chile y del modelo LEAP.

A1.4.1 CONTENIDO GENERAL

El estudio desarrolla una proyección de consumo energético y emisiones para los sectores residencial, comercial y público, energía (autoconsumo), transporte, industria y minería desagregando estos 2 últimos sectores de acuerdo a la importancia relativa de los sub-sectores en el PIB. Junto a esto se modela la generación eléctrica de forma uninodal considerando adicionalmente la categoría de autoproducción.

La metodología asume que la demanda de energía de un sector depende directamente de una variable asociada a un nivel de actividad o driver.

Se realiza un análisis de escenarios para la evaluación de sistemas energéticos a largo plazo y de emisiones de gases de efecto invernadero. Se incluyen fenómenos de largo plazo de tipo demográfico, económico, tecnológico y de tendencias de los sistemas.

El ejercicio de la proyección de los consumos de energía se basa en dos escenarios principales diferenciados por la variación del Producto Interno Bruto (PIB). El año base de los escenarios es el 2007. Bajo cada uno de estos escenarios se generaron dos escenarios nuevos en los cuales se ejecutan medidas de eficiencia energética de acuerdo a los programas estudiados en el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2012 (PNAEE).

A1.4.3 ELEMENTOS DESTACADOS

- El modelo estima los consumos energéticos a nivel de macrozonas geográficas correspondientes a SING, SIC y Otros (Aysén y Magallanes), modelando así la generación de electricidad por sistema eléctrico.
- El modelo estima emisiones de GEI en base a los factores definidos por la IPCC en el TIER 2, estos datos vienen incorporados en el software de modelación utilizado, LEAP.
- El modelo no es adecuado para estudiar variaciones de corto plazo que requieren alto nivel de precisión.
- El modelo permite examinar tendencias de largo plazo y realizar análisis de escenarios.
- La modelación no consideró restricciones de gas natural.
- La modelación no consideró tasas de indisponibilidad de centrales.
- Se considera una hidrología promedio constante en el año.
- No se consideran costos de las tecnologías de generación

Para el módulo de la generación eléctrica se presenta la potencia proyectada por sistema hasta el año 2020 y los resultados de generación para cada uno de los escenarios de demanda. Se considera la contribución de los autoprodutores en la potencia instalada y energía generada, además de mostrar las emisiones de GEI asociadas a cada escenario.

Para la construcción de un escenario de generación es necesario contar con una proyección realista del parque y que al menos responda a las expectativas actuales del sector. Para esto, el Ministerio de Energía entregó un parque de escenario base por tipo de fuente y macrozona. Se consideran las centrales ya existentes, en construcción (o aprobadas) y aquellas definidas como potenciales.

TABLA A1.3: PROYECCIÓN DE POTENCIA INSTALADA SING (MW).

TIPO DE FUENTE	2007	2010	2015	2020
Existente HIDRO_PASADA	13	13	13	13
Existente CARBON	1.138	1.138	1.138	1.138
Existente GNL_PET	1.337	1.337	1.337	1.337
Existente PETROLEO	283	382	382	382
En Construcción CARBON	0	150	760	760
Potencial GEOTERMICA	0	0	80	240
Total	2.771	3.020	3.710	3.870

Fuente: Implementación modelo LEAP 2011.

TABLA A1.4: PROYECCIÓN DE POTENCIA INSTALADA SIC (MW).

TIPO DE FUENTE	2007	2010	2015	2020
EXISTENTE_HIDRO_EMBALSE	3.643	3.643	3.643	3.643
EXISTENTE_HIDRO_PASADA	1.404	1.459	1.459	1.459
EXISTENTE_HIDRO_ERNC	66	115	115	115
EXISTENTE_CARBON	728	1.253	1.253	1.253
EXISTENTE_GNL_PET	2.238	2.495	2.495	2.495
EXISTENTE_PETROLEO	986	2.114	2.114	2.114
EXISTENTE_BIOMASA	128	165	165	165
EXISTENTE_EOLICO	18	162	162	162
CONSTRUCCION_HIDRO_PASADA	0	312	914	914
CONSTRUCCION_HIDRO_ERNC	0	46	46	46
CONSTRUCCION_CARBON	0	0	927	927
CONSTRUCCION_PETROLEO	0	171	209	209
CONSTRUCCION_BIOMASA	0	27	99	99
CONSTRUCCION_EOLICO	0	0	20	20
POTENCIAL_HIDROAYSEN	0	0	0	1.930
POTENCIAL_CASTILLA	0	0	350	2.100
POTENCIAL_CASTILLA_DIESEL	0	0	127	127
POTENCIAL_ALTO_MAIPO	0	0	0	540
POTENCIAL_HIDRO_ERNC	0	0	40	260
POTENCIAL_GEOTERMICA	0	0	0	3
POTENCIAL_BIOMASA	0	0	20	120
Total	9.211	11.962	14.158	18.701

Fuente: Implementación modelo LEAP 2011.

TABLA A1.5: PROYECCIÓN DE POTENCIA INSTALADA OTROS (MW).

TIPO DE FUENTE	2007	2010	2015	2020
HIDRO_PASADA	20	21	30	34
GNL_PET	68	84	102	103
PETROLEO	34	45	49	56
EOLICO	2	2	4	4
Total	124	152	185	197

Fuente: Implementación modelo LEAP 2011.

A1.4.4 APLICABILIDAD A NUESTRO PROYECTO

Si bien el modelo desarrollado se presenta una versión simplificada respecto de lo que pretende el estudio en curso, un desarrollo importante es la distribución tecnológica de los Autoprodutores de electricidad, dicha información fue entregada por el Ministerio de Energía y asume que el crecimiento de este sector es marginal, y que las centrales operan a capacidad completa.

A1.5 “ANÁLISIS DE OPCIONES FUTURAS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA CHILE EN EL SECTOR ENERGÍA” [5]

En este estudio se plantea la construcción de escenarios de mitigación en un horizonte de veinte años (2010-2030), según la demanda sectorial de energía y sus opciones de suministro, desarrollados a partir de un escenario de referencia determinado desde el año 2000.

El análisis de los sectores de la energía se basa en los supuestos macroeconómicos relativos a la población y la economía del país, las cuáles le dan la forma a la futura demanda de energía. También se basan en el inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI) y otras fuentes de información como el Balance Nacional de Energía, que entregan la información sobre el uso de energía en el año base para todos los sectores.

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

A1.5.1 DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA EN SECTOR ENERGÍA

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

Por el lado del consumo, el escenario de referencia se define del estudio “Proyección de la evolución de emisiones de GEI en el sector Energía”, elaborado por POCH Ambiental para la Comisión Nacional de Energía, en el cual se realiza una proyección del nivel de consumo de energía de cada actividad, obtenido a partir de un modelo econométrico que incorpora datos

históricos de consumo de combustibles informados en el Balance Nacional de Energía de la CNE, niveles de producción de cada sector informados por los actores más relevantes e influyentes de cada actividad, e indicadores socio-económicos (PIB, Población) relacionados a partir de fuentes estadísticas como el Banco Central, Fondo Monetario Internacional, Instituto Nacional de Estadísticas, entre otros.

Para este modelo se considerará un escenario de crecimiento del PIB de acuerdo a lo utilizado en el “Estudio Economía Regional de Cambio Climático en Sudamérica” para el caso de Chile, realizado por CCG-UC para CEPAL. Hasta el año 2025 se realiza una proyección usando como base las siguientes tasas de crecimiento, tomadas del estudio realizado, para CNE, por POCH Ambiental (2009):

- Año 2008: Crecimiento de un 3,2%.
- Año 2009: Crecimiento esperado de 0%.
- Año 2010: Crecimiento esperado de 3%.
- Años 2011 hasta 2015: Proyección de crecimiento de 5% anual.
- Años 2016 hasta 2025: Proyección de crecimiento de 4% anual.
- Años 2026 hasta 2030: Extensión de la proyección de crecimiento de 4% anual.

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

Para el Sistema Interconectado Central y del Norte Grande (SIC y SING) se trabajaron dos escenarios de referencia, Azul y Negro, cuyas consideraciones son descritas a continuación. De acuerdo a la información entregada por CNE, entre 2009 y 2019 la demanda de escenario azul sigue el patrón eficiente del informe de precio nudo de octubre 2009, que incluye una eficiencia de un 20% en el incremento de energía 2008-2020.

A partir del 2020 la demanda del escenario azul sigue el patrón del estudio de proyección de demanda energética de largo plazo MAED de PROGEA. La demanda del escenario negro, no considera la eficiencia del 20% del incremento de energía 2008 y 2020, y mantiene este patrón en todo el horizonte de estudio.

En la Figura A1.6 se presenta la proyección de la demanda de ambos escenarios para el SING, en la cual el escenario negro muestra una demanda de electricidad de 47.471 GWh al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una demanda de electricidad de 36.687 GWh al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 2.666 GWh.

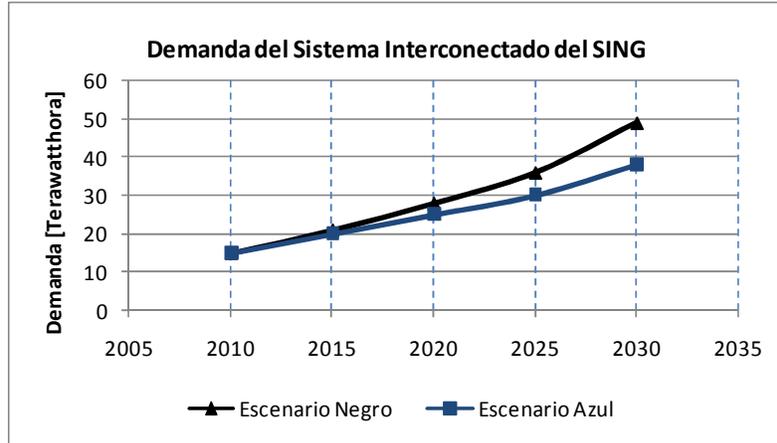


FIGURA A1.6: PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SING POR CNE.

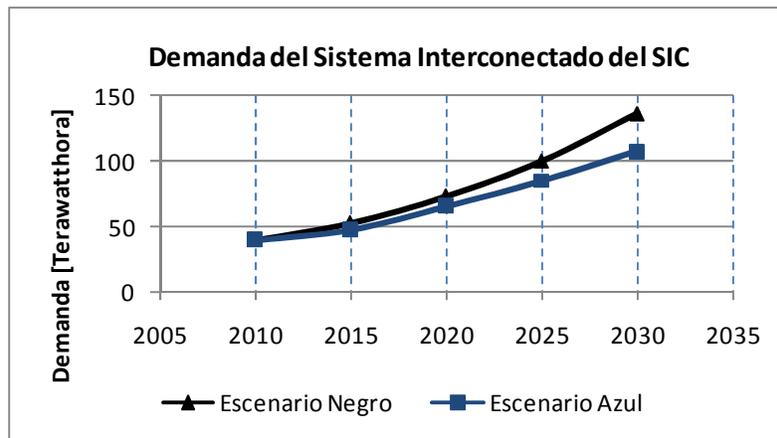


FIGURA A1.7: PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIC POR CNE.

La Figura A1.7 presenta la proyección de la demanda de ambos escenarios para el SIC, en la cual el escenario negro muestra una demanda de electricidad de 136.164 GWh al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una demanda de electricidad de 107.585 GWh al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 7.615 GWh. En la Figura A1.8 se presenta la demanda agregada de ambos sistemas.

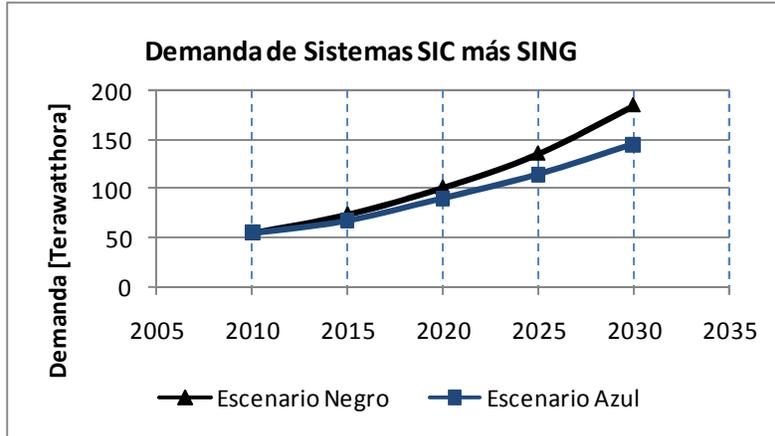


FIGURA A1.8: PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SING Y SIC AGREGADOS POR CNE.

La Figura A1.9 y Figura A1.10 presentan la demanda de los Sistemas menores de Aysén y Magallanes, en total ambos sistemas muestran una demanda de 607 GWh al 2020 llegando a una demanda de 1.099 GWh al 2030 manteniendo una participación menor dada la ubicación geográfica de ambos sistemas.

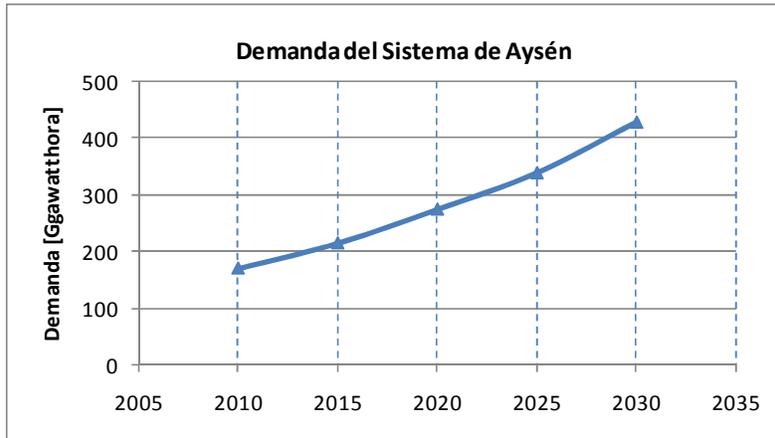


FIGURA A1.9: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE AYSÉN.

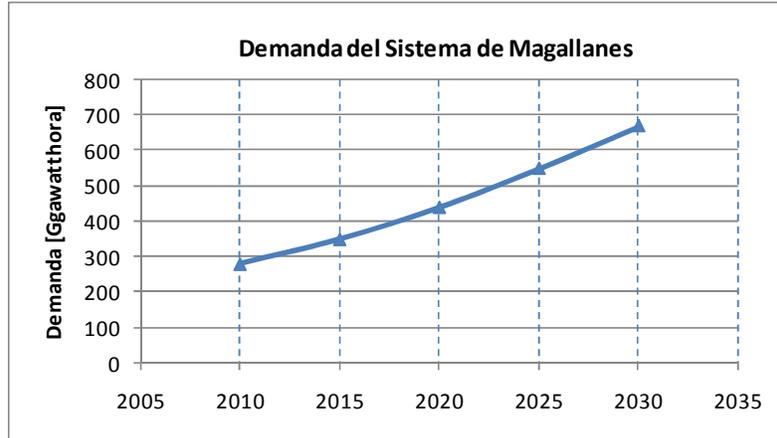


FIGURA A1.10: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE MAGALLANES.

La información de consumo eléctrico disponible en el Balance Nacional de Energía (BNE) permite analizar el comportamiento de los subsectores a nivel de consumo eléctrico total nacional, como se aprecia en la Tabla A1.6, se presenta los datos de los años 2004 al 2008, y el promedio de este periodo. Dado que no existe actualmente información oficial disponible que entregue este consumo desagregado por Sistema, se realizó una asignación para cada subsector que consideró la ubicación geográfica de las actividades asociadas, estimando la participación porcentual de cada subsector en cada uno de los sistemas eléctricos.

TABLA A1.6: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE DEMANDA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL, BNE 2004-2008.

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

De la Tabla anterior es posible apreciar que los Subsectores Cobre, Industrias y Minas Varias, Residencial y Público y Comercial son los que tienen mayor participación en la demanda de electricidad llegando a un 83% del consumo a nivel nacional.

Es importante destacar la complejidad que implica distribuir los consumos sectoriales por Sistema eléctrico, ya que la asignación dada debe ser tal que la demanda eléctrica total por Sistema se mantenga y que cada Subsector mantenga su participación a nivel nacional.

A1.5.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN EL SING

Como se indicó anteriormente, se trabajó con dos escenarios referencia, Azul y Negro, los cuales además de tener un nivel de demanda diferente, tienen una configuración del parque distinta. Esto debido a restricciones asociadas a la participación de las tecnologías de Energías renovables no convencionales en cada uno de ellos, los que a su vez se ve reflejado en la participación de Carbón en cada escenario. En el escenario Negro se impuso como restricción un techo de 20% del catastro de ERNC y en el escenario azul se impuso como restricción un techo de 80% del catastro de ERNC. La Figura A1.11 y la Figura A1.12 presentan la configuración del parque generador para

cada uno de los escenarios, el escenario negro muestra una capacidad instalada de 8.605 MW al 2030, por otro lado, el escenario azul muestra una capacidad instalada de 7.455 MW al 2030. La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 90 MW, siendo la misma capacidad instalada para el periodo 2009 al 2019.

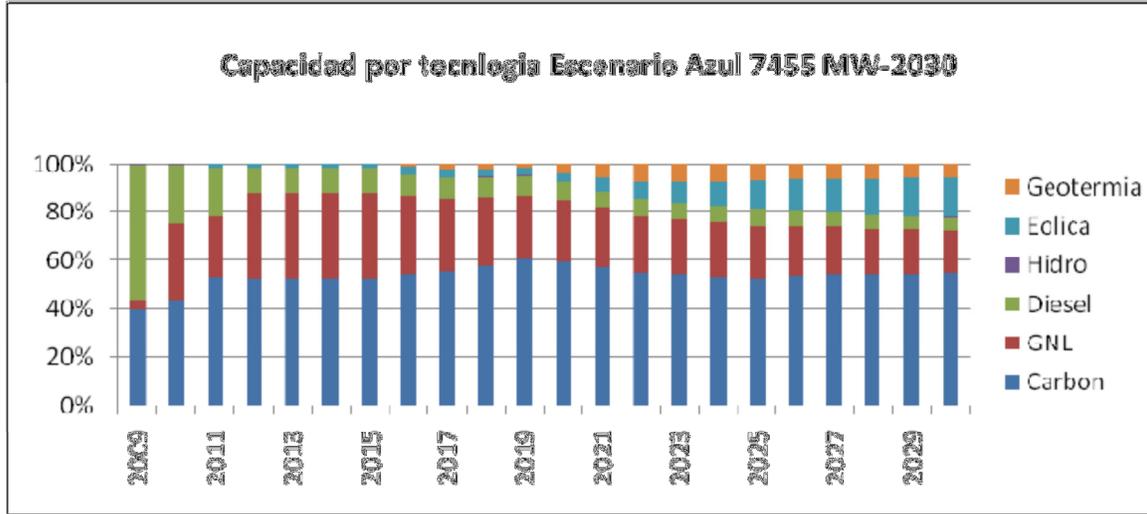


FIGURA A1.11: CAPACIDAD INSTALADA EN SING ESCENARIO AZUL (FUENTE: CNE).

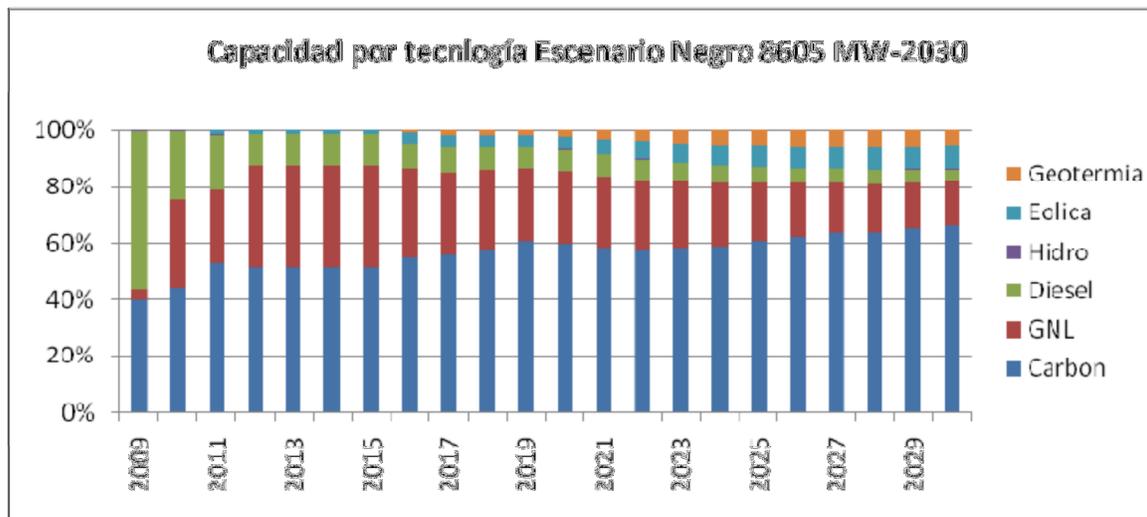


FIGURA A1.12: CAPACIDAD INSTALADA EN SING ESCENARIO NEGRO (FUENTE: CNE).

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

La Figura A1.13 y la Figura A1.14 presentan la generación para ambos escenarios, el escenario negro muestra una generación a partir de carbón de 43.506 GWh al 2030 (87% del total), por otro lado, en el escenario azul hay una generación a partir de carbón de 36.687 GWh al 2030 (81%del total). La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 742 GWh, siendo la generación del escenario negro mayor.

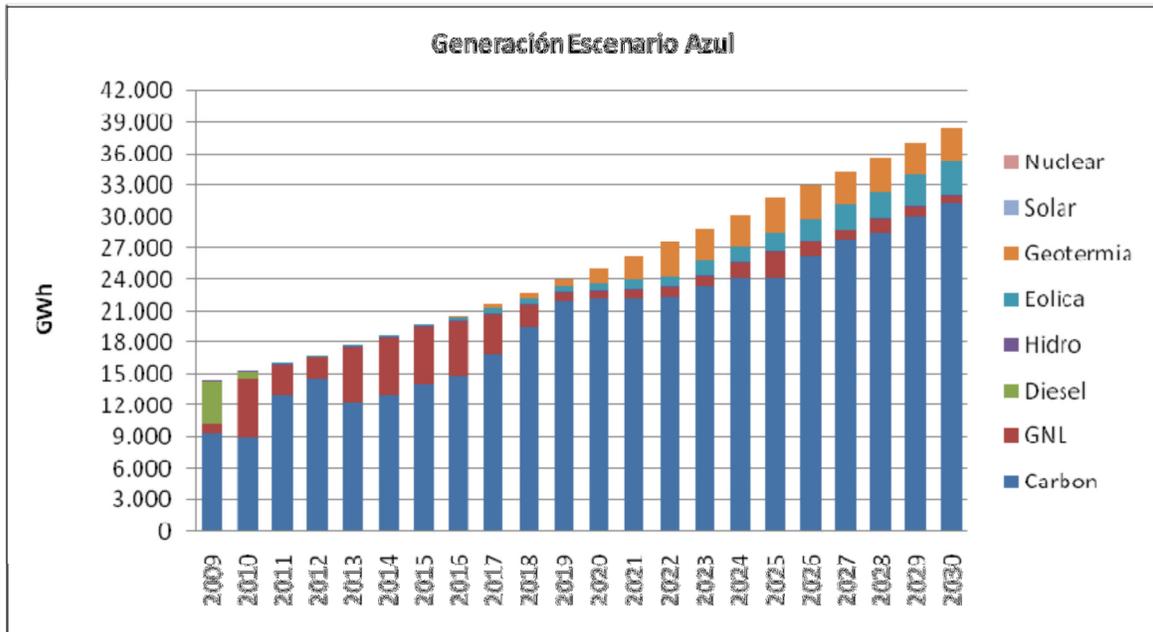


FIGURA A1.13: GENERACIÓN ELÉCTRICA ESCENARIO AZUL EN EL SING (FUENTE: CNE).

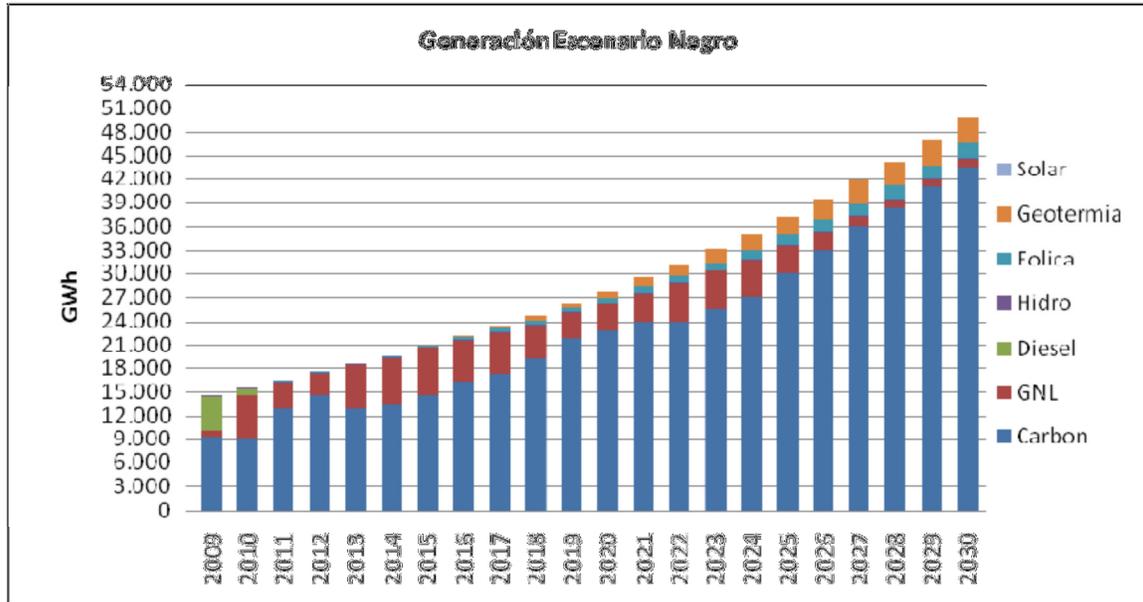


FIGURA A1.14: GENERACIÓN ELÉCTRICA ESCENARIO NEGRO EN EL SING (FUENTE: CNE).

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

A1.5.3 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN EL SIC

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

La Figura A1.15 y la Figura A1.16 presentan la configuración del parque generador para cada uno de los escenarios, el escenario azul muestra una capacidad instalada de 25.266 MW al 2030, por otro lado, el escenario negro muestra una capacidad instalada de 28.555 MW al 2030. La

diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 430 MW adicionales en el escenario azul debido a la mayor participación de las ERNC, esta tendencia de mayor capacidad instalada en el escenario azul se mantiene durante el período 2009-2022.

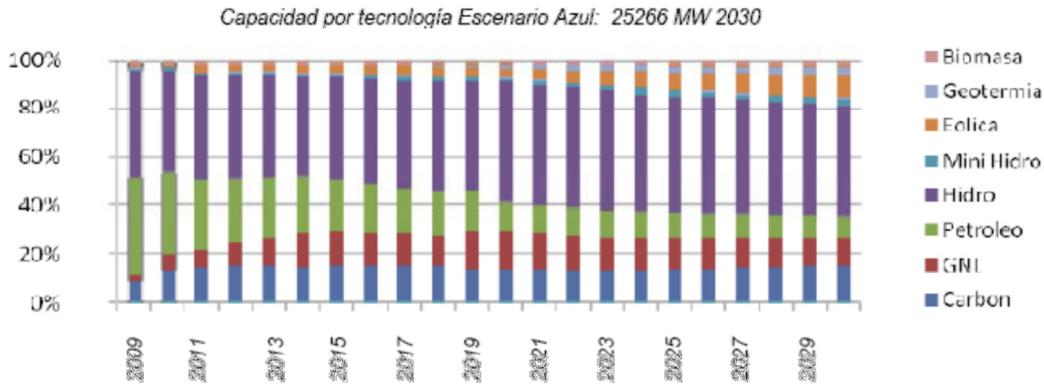


FIGURA A1.15: CAPACIDAD INSTALADA EN SIC ESCENARIO AZUL (FUENTE: CNE).

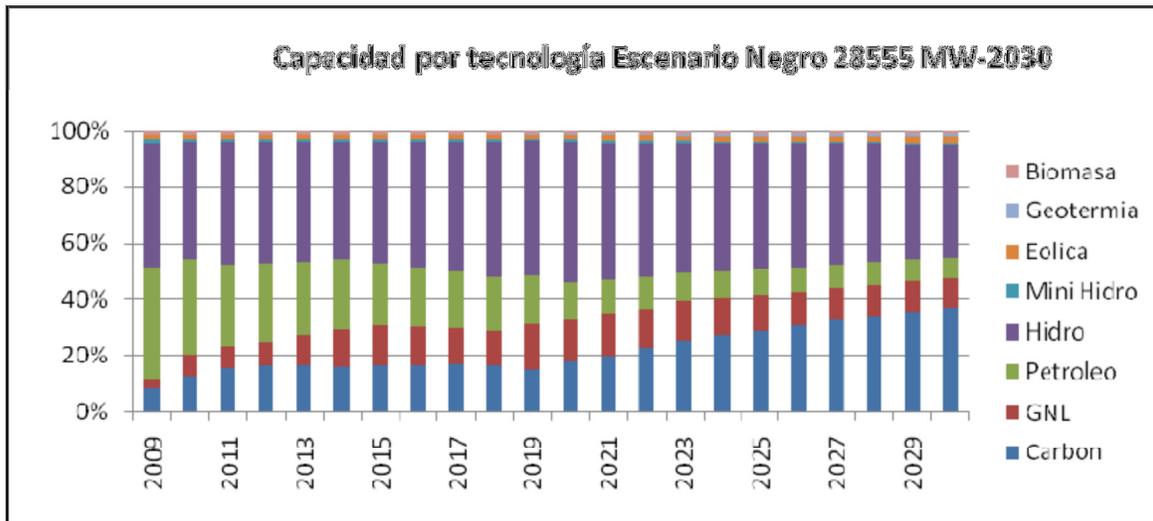


FIGURA A1.16: CAPACIDAD INSTALADA EN SIC ESCENARIO NEGRO (FUENTE: CNE).

Respecto a la participación de cada una de las tecnologías, el escenario negro tiene un 37% de carbón, 40% Hidro (no ERNC) y un 5% de ERNC de capacidad instalada al 2030, por otro lado, el

escenario azul muestra un 16% de carbón, 46% Hidro (no ERNC) y un 19% de ERNC de capacidad instalada al 2030. En ambos escenarios la Eólica es la de mayor participación dentro de la ERNC con un 2 % y un 9% de la capacidad instalada al 2030 para los escenarios negro y azul respectivamente. La potencia instalada de Hidro (no ERNC), GNL y Diesel es la misma para ambos escenarios durante todo el periodo. La potencia instalada de ERNC al 2020 es de 665 MW y 1.695 MW para el escenario negro y azul respectivamente, al 2030 es de 1.384 MW y 4.695 MW.

La Figura A1.17 y la Figura A1.18 presentan la generación para ambos escenarios, el escenario negro muestra una generación a partir de carbón de 74.847 GWh al 2030 (53% del total), por otro lado, en el escenario azul hay una generación a partir de carbón de 27.320 GWh al 2030 (24% del total). La diferencia entre ambos escenarios al 2020 es de 5.958 GWh, siendo la generación del escenario negro mayor.

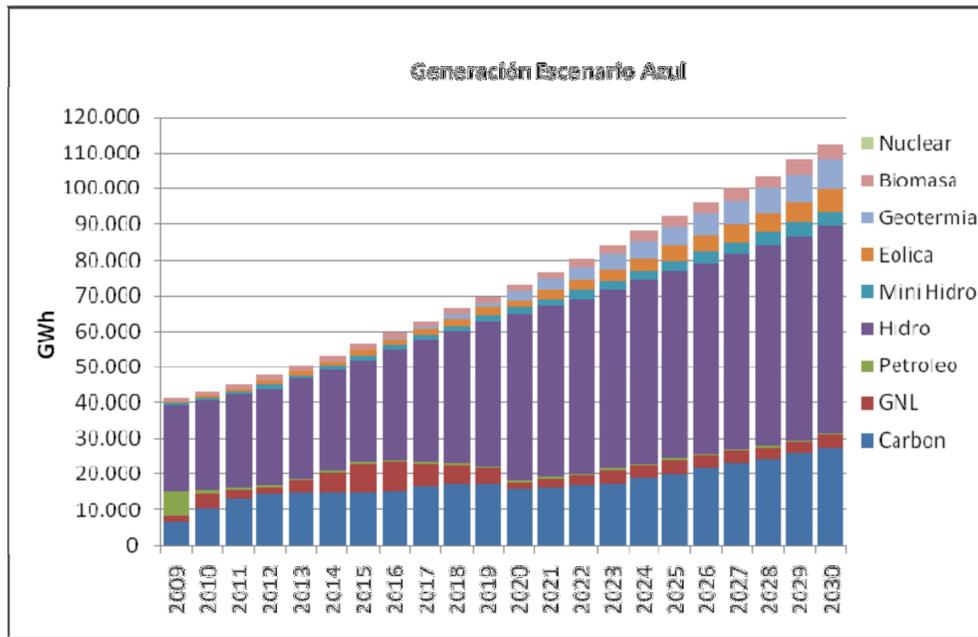


FIGURA A1.17: GENERACIÓN ELÉCTRICA ESCENARIO AZUL EN EL SIC (FUENTE: CNE).

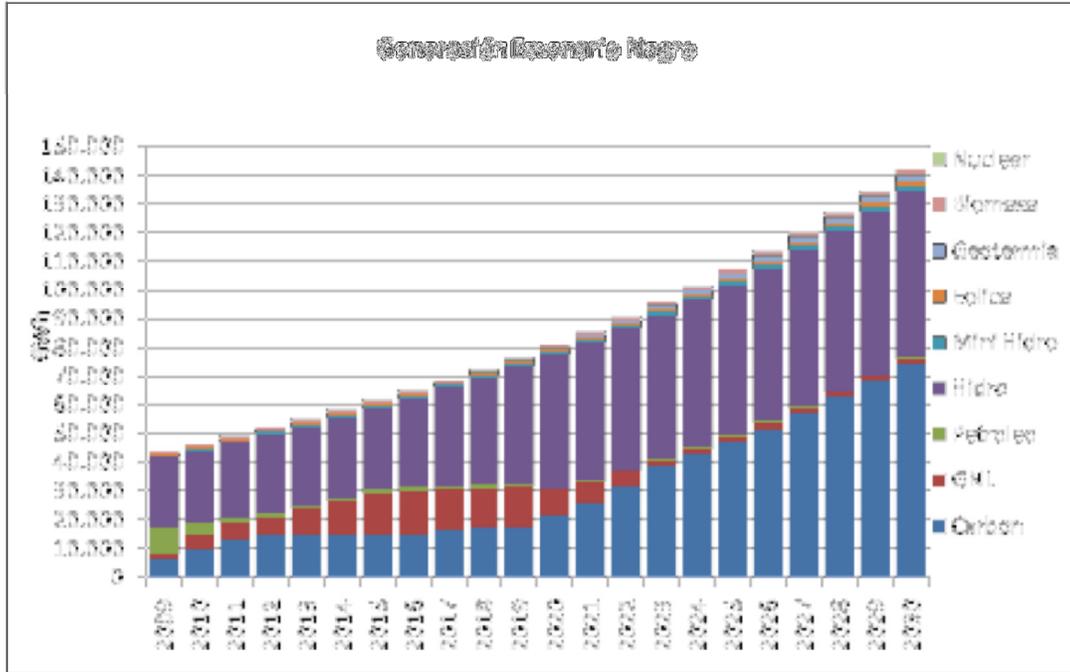


FIGURA A1.18: GENERACIÓN ELÉCTRICA ESCENARIO NEGRO EN EL SIC (FUENTE: CNE).

Respecto a la generación a partir de ERNC, el escenario azul se presupuesta una generación de 22.787 GWh al 2030, que equivale a 20% del total de este escenario.

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

A1.5.4 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN AYSÉN Y MAGALLANES

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

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

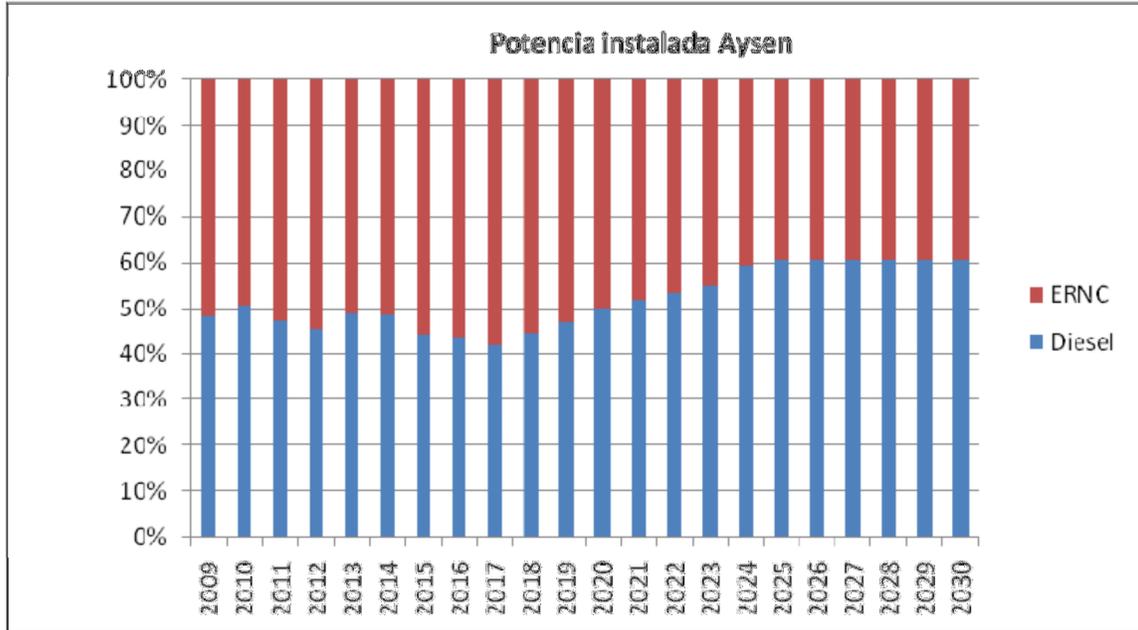


FIGURA A1.19: POTENCIA INSTALADA AYSÉN.

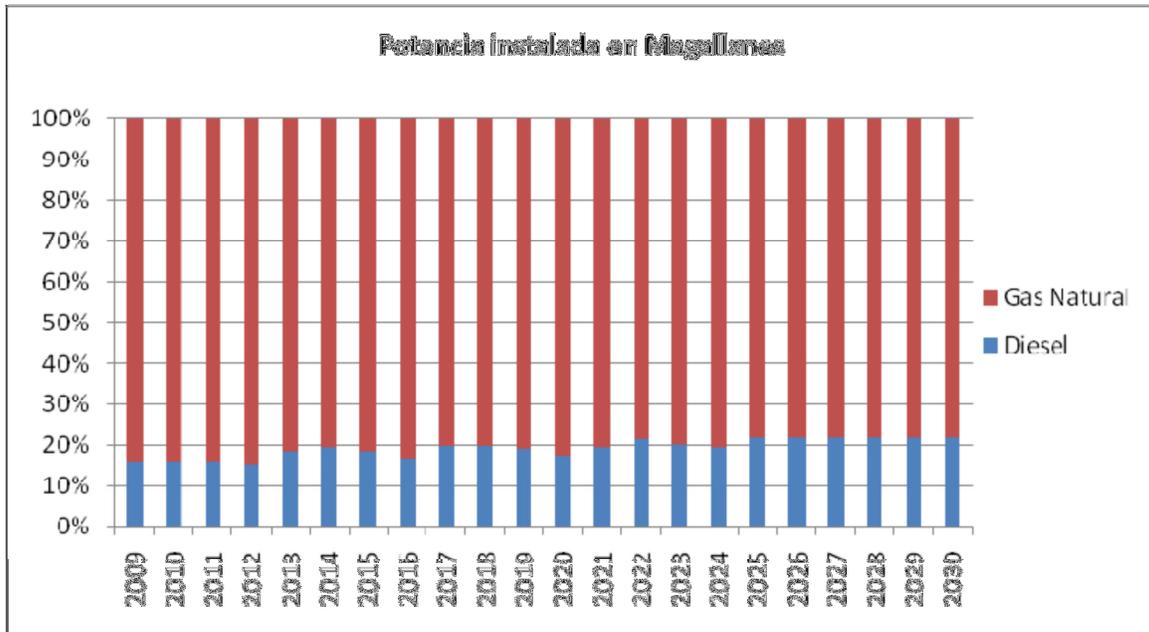


FIGURA A1.20: POTENCIA INSTALADA MAGALLANES.

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

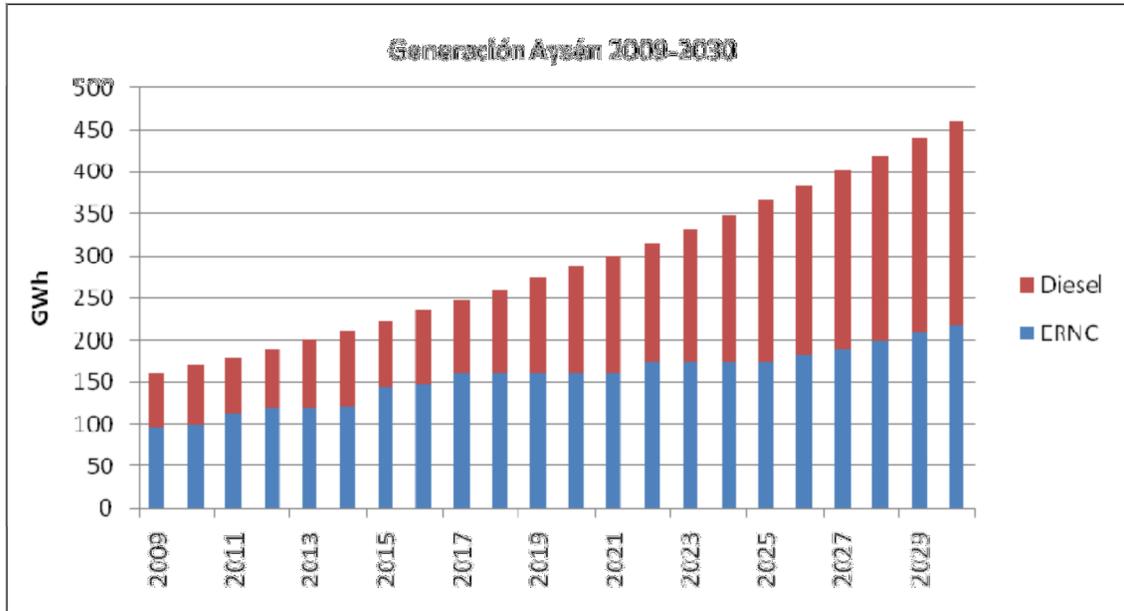


FIGURA A1.21: GENERACIÓN SISTEMA AYSÉN.

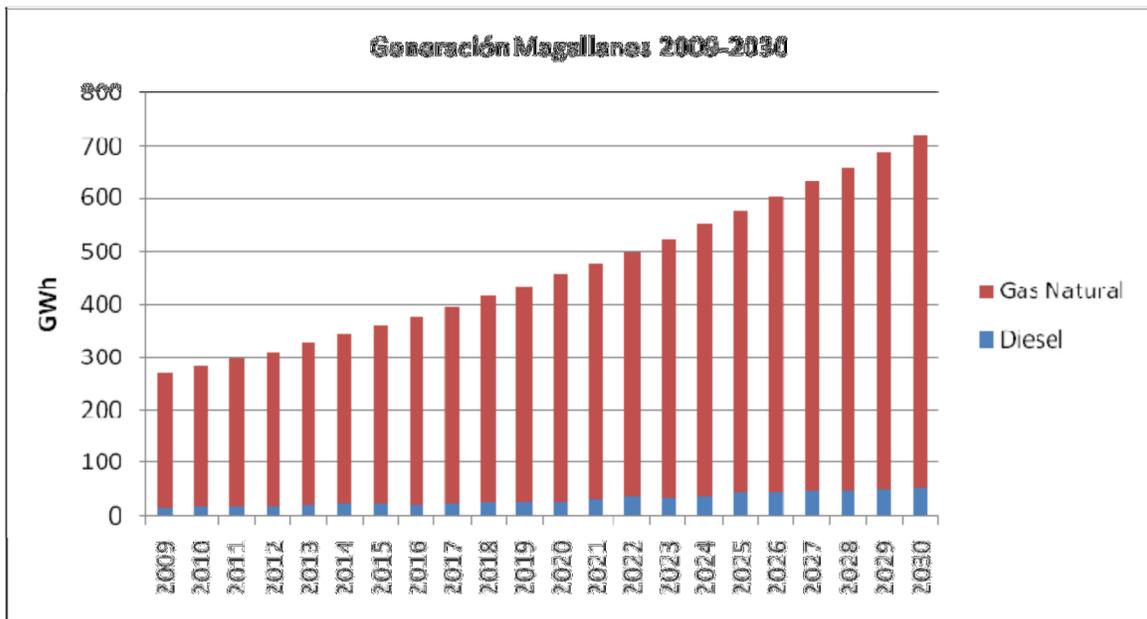


FIGURA A1.22: GENERACIÓN SISTEMA MAGALLANES.

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

A1.5.5 IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES DE MITIGACIÓN EN SECTOR ENERGÍA

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

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

En el contexto del análisis del sector electricidad las emisiones que es necesario tomar en cuenta son un 26,3% de las emisiones totales.

A1.5.6 FACTOR DE EMISIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

TABLA A1.7: PARÁMETROS DE LOS COMBUSTIBLES.

Combustible	FE (tCO ₂ /MWh)	η	
		SING	SIC
Carbon	0.922	95%	30%
Gas Natural	0.195	45%	45%
Diesel	0.251	30%	30%

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

TABLA A1.8: FACTOR DE EMISIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS – ESCENARIOS AZUL Y NEGRO

Año	Azul			Negro		
	SINB	90C	SINB+90C	90B	90C	SINB+90C
2010	921	279	421	922	920	446
2011	946	304	472	932	934	494
2012	966	308	480	964	937	496
2013	970	306	494	978	934	471
2014	978	309	456	967	935	470
2015	989	318	461	978	943	479
2016	981	301	450	994	932	475
2017	916	294	490	989	926	469
2018	956	280	458	913	920	471
2019	967	299	418	946	299	464
2020	968	214	405	933	299	460
2021	938	218	394	925	222	476
2022	927	212	394	931	252	490
2023	925	212	394	939	266	515
2024	878	217	395	946	408	527
2025	856	228	393	907	419	544
2026	874	226	392	924	422	599
2027	932	290	396	938	490	576
2028	876	294	397	938	466	598
2029	931	297	402	946	490	601
2030	922	241	405	946	495	611
Proyección	900	291	428	921	490	598

Fuentes: Estimación Propia en base a información proporcionada por CINE

A1.6 “ESTIMACIONES DE COSTO Y POTENCIAL DE ABATIMIENTO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA DIFERENTES ESCENARIOS FUTUROS” [6]

El estudio tiene como objetivo principal la evaluación del costo que tendría para el país la implementación de distintas opciones de mitigación y el cumplimiento de distintos escenarios de reducción de emisiones, pensando en posibles compromisos que asuma Chile con la comunidad internacional. Se realizó el análisis tomando en cuenta los siguientes sectores cuyas emisiones están relacionadas al consumo de energía: CPR (Comercial, Público y Residencial), Transporte, Energía (Generación Eléctrica y Centros de Transformación) e Industria y Minería.

La metodología consiste en calcular el costo y la reducción de GEI en comparación con la situación base. Para la estimación del costo se estimaron la inversión, la vida útil de la inversión, el costo de operación y mantenimiento y el cambio en el consumo de energías combustibles y electricidad). Para el cálculo de la reducción de emisiones, se utilizó el cambio en el consumo de energía y por consecuencia el cambio en las emisiones de GEI con respecto a la situación base. No se ha incluido en el análisis los costos asociados a la implementación de las diferentes medidas a través de programas o políticas.

El análisis arroja como resultado que el mayor potencial de reducción de emisiones se encuentra claramente en el subsector de generación eléctrica con un potencial de reducción de 46.9 MtCO₂e al año 2030, equivalente al 23% del total de emisiones por energía del país al mismo año. Este enorme potencial se debe principalmente en que la línea base de expansión del parque generador ha sido construido en base a centrales térmicas que utilizan carbón como combustible, y que sería reemplazado por tecnologías de generación limpias (ERNC, central de embalse y/o central nuclear). Además, es posible concluir que gran parte de las medidas tienen un costo negativo para el país (hay ahorros por su implementación) y que no han sido implementadas por diversas barreras de mercado como lo puede ser la falta de información. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería posible a un costo de –MUSD5.700 llegar a una reducción cercana al 20% al año 2020 con una implementación de medidas con un nivel de penetración máximo y considerando las reducciones de las llamadas early actions.

Dentro del eje de Mitigación de Emisiones es de suma importancia la definición de futuros escenarios de mitigación y el análisis de las opciones de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para Chile, principalmente en los sectores de generación de energía, transporte, minería e industria, que son los que tienen un mayor aporte de contaminantes globales. Como línea base se utilizan los resultados de un estudio de proyección de emisiones de POCH Ambiental (POCH2009a), los resultados se presentan en la figura:

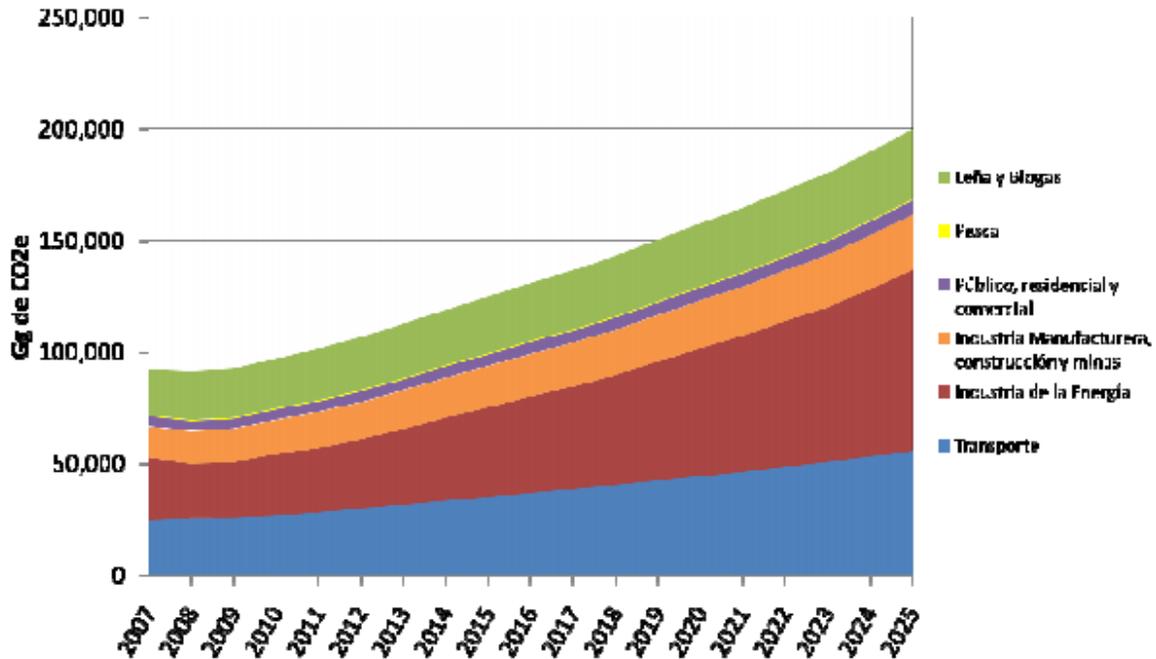


FIGURA A1.23: EMISIONES DE CO₂E PROYECTADAS.

Fuente: POCH Ambiental (2008)

A1.6.1 METODOLOGÍA: CÁLCULO DE POTENCIALES DE MITIGACIÓN Y COSTOS ASOCIADOS

El potencial de mitigación y los costos de mitigación se calcularon en forma individual para cada medida. En general, para cada medida se comparó la situación base con la situación con proyecto (con medidas de mitigación) y se estimaron los siguientes parámetros para cada año.

- **I_{inv}** : Inversión requerida para realizar la medida
- **VU** : vida útil económica de la inversión.
- **$Co\&m_t$** : Costos de operación y mantención en el año t no asociados al consumo de combustible
- **ΔCE_t** : Cambio en el consumo de energía (en combustibles o electricidad)

Estos costos se calcularon de acuerdo a la penetración de la medida en el tiempo. Para cada medida, se definió una variable ‘driver’, que representa la magnitud de su implementación en el tiempo. Por ejemplo, para la “mejora en aislación térmica de viviendas”, esta variable

corresponde al número de viviendas intervenidas en cada año y para la medida “introducción de vehículos híbridos” está representada por el número de vehículos híbridos introducidos por año, y así para cada una de las medidas.

La siguiente figura representa un ejemplo de curva de costo en donde cada una de las barras representa una medida de mitigación, siendo el ancho de la barra el potencial de abatimiento y el alto de la barra el costo medio de abatimiento por tonelada de CO₂ reducida. En la figura se presentan m medidas ordenadas de menor a mayor por costo de reducción (A\$/tCO₂e), por lo que el eje x vendría siendo el potencial de reducción de emisiones de GEI al aplicar las m medidas.

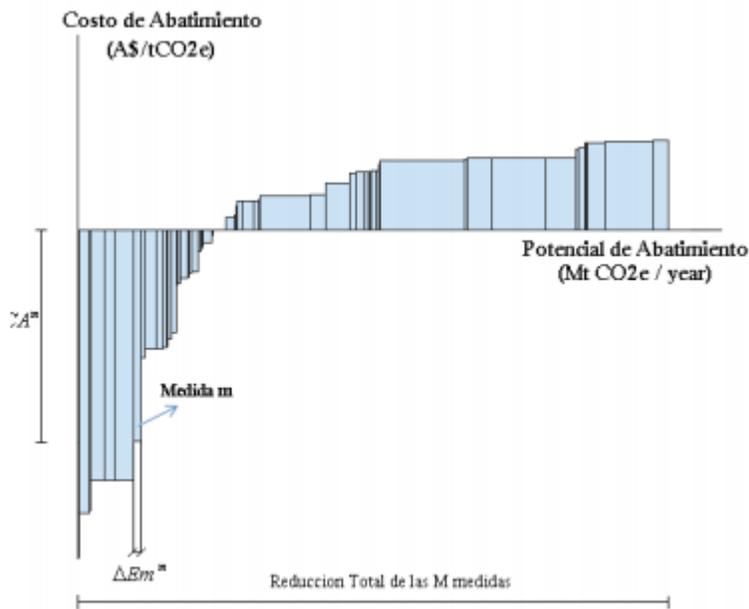


FIGURA A1.24: EJEMPLO CURVA DE COSTOS EN EL AÑO T

Fuente: Elaboración Propia

Por la gran cantidad de medidas potencialmente aplicables en Chile es importante realizar una priorización que permita decidir qué medidas y sectores se evaluarán con mayor profundidad. Se proponen las siguientes consideraciones para priorizar las intervenciones en los sectores:

- Importancia del sector en las emisiones totales del país
- Factibilidad técnica
- Factibilidad económica

- Impactos ambientales diferentes a las emisiones de GEI

De acuerdo a la proyección de emisiones de POCH Ambiental (2009a), es posible apreciar en la Tabla la participación de emisiones de CO₂e y consumo de electricidad a nivel de subsectores proyectadas al año.

TABLA A1.9: PARTICIPACIÓN DE EMISIONES CO₂E Y CONSUMO ELECTRICIDAD POR SUBSECTORES - AÑO 2025

Sector	Subsector	Participación en Consumo Eléctrico	Emisiones CO ₂ e Directas	Emisiones CO ₂ e vía electricidad	Emisiones CO ₂ e Totales
CPR	Comercial y Público	17.6%	1%	6.7%	7.8%
	Residencial	16.4%	3.2%	6.3%	9.5%
Energía	Centros de Transformación	1.3%	3.3%	0.5%	3.7%
	Generación Electricidad		38.2%	0%	
Industria	Celulosa	8.9%	0.6%	3.4%	4%
	Industrias Varias	30%	10.0%	11.5%	21.5%
	Cemento	1.4%	1.2%	0.5%	1.7%
	Hierro	0.6%	0.2%	0.2%	0.4%
	Cobre	20.0%	2.4%	7.6%	10%
	Azúcar	0.1%	0.4%	0.1%	0.5%
	Petroquímica	1.7%	0%	0.7%	0.7%
	Siderurgia	1.3%	1.5%	0.5%	2%
	Salitre	0.4%	0.4%	0.1%	0.5%
Transporte	Aéreo		3.2%		3.2%
	Ferrovionario		0%		0%
	Marítimo		10.2%		10.2%
	Terrestre		23.9%		23.9%
Pesca	Pesca	0.1%	0.3%	0%	0.3%
Total		100%	100%	38.2%	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de POCH Ambiental (2009a)

Se utilizó la categorización propuesta en UNFCCC/UNDP (2009) para clasificar las medidas de acuerdo a su alcance y disponibilidad temporal

TABLA A1.10: CATEGORIZACIÓN DE MEDIDAS SEGÚN FACTIBILIDAD TÉCNICA

Característica	Clasificación	Descripción
Escala	Pequeña	Medidas aplicadas a nivel de hogar o comunidad, pudiendo escalar a nivel de programa.
	Grande	Todas las tecnologías aplicadas a escala más grande que a nivel de hogar o comunidad.
Potencial	Corto Plazo	Tecnología disponible comercialmente en un mercado similar.
	Mediano Plazo	Tecnología disponible en un modelo pre-comercial y podría estar comercialmente disponible en un plazo no mayor a 5 años.
	Largo Plazo	Tecnología en etapa de investigación y desarrollo o en etapa de prueba (prototipo).

Fuente: (UNFCCC/UNDP 2009)

TABLA A1.11: MEDIDAS DE MITIGACIÓN SELECCIONADAS PARA ANÁLISIS POR SUBSECTOR

Sector	Subsector	Medida		
CPR	Comercial	Refrigeración Comercial Eficiente		
	Residencial	Aislación Térmica de Viviendas		
		Calderas de Condensación		
		Calentadores Eficientes		
		Iluminación Residencial Eficiente		
		Lavadoras Eficientes		
		Lavavajillas Eficientes		
		Microondas Eficientes		
		Reducción Perdidas Standby		
		Refrigeración Residencial Eficiente		
		Secadoras Eficientes		
		Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa
Instalación Capacidad Eólica				
Instalación Capacidad Geotérmica				
Instalación Capacidad Hidro Embalse				
Instalación Capacidad Mareomotriz				
Instalación Capacidad Mini Hidro				
Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica				
Instalación Capacidad Solar Térmica				
Instalación Central Nuclear				
Instalación Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono				
Industria	Industria			Cogeneración
				Motores Eléctricos Nuevos Eficientes
		Adelanto Recambio Motores Eficientes		
Transporte	Terrestre	Buses Híbridos		
		Carga en Ferrocarril		
		Chatarización de Camiones		
		Chatarización de Vehículos Livianos		
		Conducción eficiente Camiones		
		Conducción eficiente Buses		
		Conducción eficiente Taxis y Colectivos		
		Conducción eficiente Vehículos Livianos		
		Expansión Líneas de Metro		
		Impuesto a Combustibles Camiones		
		Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos		
		Subvención Transporte Público		
		Taxis y Colectivos Híbridos		
		Vehículos Livianos Híbridos		
Vehículos Livianos Híbridos Plug-in				

Fuente: Elaboración Propia

A1.6.2 MEDIDAS Y PROGRAMAS.

En el trabajo se ha asociado cada medida de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero con algún programa. La siguiente tabla muestra los programas considerados y su asociación con las medidas analizadas. Algunas medidas (específicamente: la instalación de centrales de embalse y la instalación de sistemas CCS) no fueron asociadas a ningún programa, puesto que se consideró que no requieren de un programa específico para eliminar las barreras para su implementación.

TABLA A1.12: PROGRAMAS DE MITIGACIÓN POR SECTOR

Programa	Sector	Subsector	Medida
Programa País de Eficiencia Energética	CPR	Comercial	Refrigeración Comercial Eficiente
		Residencial	Aislación Térmica de Viviendas
			Calderas de Condensación
			Calentadores Eficientes
			Iluminación Residencial Eficiente
			Lavadoras Eficientes
			Lavavajillas Eficientes
			Microondas Eficientes
			Reducción Perdidas Standby
			Refrigeración Residencial Eficiente
	Secadoras Eficientes		
Industria	Industria	Motores Nuevos Eficientes	
		Adelanto Recambio Motores Eficientes	
		Cogeneración	
Incentivo a las Energías Renovables	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa
			Instalación Capacidad Eólica
			Instalación Capacidad Geotérmica
			Instalación Capacidad Mareomotriz
			Instalación Capacidad Mini Hidro
			Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica
Instalación Capacidad Solar Térmica			
Programa de Estudio de Energía Nuclear	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Central Nuclear
Incentivo del ferrocarril	Transporte	Terrestre	Carga en Ferrocarril
Incentivo del transporte público	Transporte	Terrestre	Expansión Líneas de Metro
			Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos
			Subvención Transporte Público
Programa de Chatarrización	Transporte	Terrestre	Chatarrización de Camiones
			Chatarrización de Vehículos Livianos
Programa de conducción eficiente y gestión de flota	Transporte	Terrestre	Conducción eficiente Camiones
			Conducción eficiente Buses
			Conducción eficiente Taxis y Colectivos
			Conducción eficiente Vehículos Livianos
			Impuesto a Combustibles Camiones
Programa de Nuevas Tecnologías de Transporte	Transporte	Terrestre	Buses Híbridos
			Taxis y Colectivos Híbridos
			Vehículos Livianos Híbridos
			Vehículos Livianos Híbridos Plug-in
Otros	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad Hidro Embalse
			Instalación Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono

Fuente: Elaboración propia

En el caso de los programas existentes (el Programa País de Eficiencia Energética y el programa de incentivo a las energías renovables), se utilizó como un Proxy de los costos necesarios para su correcto funcionamiento el presupuesto 2010. Éste asciende a 61.8 MUSD anuales en el caso del Programa País de Eficiencia Energética y a 4.7 MUSD anuales en el caso del programa de incentivo a las energías renovables. Respecto de los programas no existentes en la actualidad, no se tiene información sobre sus costos.

A1.6.3 ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE MEDIDAS

Escenario	Descripción	Ejemplo
Normal	Implica esfuerzos relativamente normales en términos de EE sin modificar el Plan de Obras del sector eléctrico.	360 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base
Alta	Implica un mayor compromiso en fomentar medidas de EE, además de un compromiso mayor para el ingreso de ERNC por lo que el Plan de Obras del sector eléctrico es modificado.	720 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base
Max	Es el mayor esfuerzo para lograr reducciones, implica un gran esfuerzo político y social para lograr reducciones por EE e ingreso alto de ERNC por lo que el Plan de Obras es modificado.	1000 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base.

Escenario global	Nivel de penetración por subsector			
	CPR	Industria	Eléctrico	Transporte
Alta EE	Max	Max	Normal	Normal
Max Elec	Normal	Normal	Max	Normal
Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Máxima	Max	Max	Max	Max
Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

De especial interés son los escenarios de Alta EE (que simula el impacto de tener políticas que incentiven una alta penetración de medidas de Eficiencia Energética) y Max Elec (que simula el impacto de políticas que incentiven una alta penetración de tecnologías de generación eléctrica más limpia).

TABLA A1.13: REDUCCIÓN DE EMISIONES – 2010-2030 (MtCO₂E)

Sector	Medida	Max	Alta	Normal
CPR	Refrigeración Comercial Eficiente	0.28	0.252	0.196
	Aislación Térmica de Viviendas	11.4	6.71	6.54
	Calderas de Condensación	0.613	0.552	0.429
	Calentadores Eficientes	0.0806	0.0758	0.07
	Iluminación Residencial Eficiente	13.6	9.62	6.47
	Lavadoras Eficientes	0.763	0.441	0.118
	Lavavajillas Eficientes	0.0646	0.0614	0.0573
	Microondas Eficientes	0.0939	0.0559	0.0152
	Reducción Perdidas Standby	7.31	5.22	3.13
	Refrigeración Residencial Eficiente	1.4	1.19	0.983
Secadoras Eficientes	0.0661	0.0384	0.0103	
Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa	32.5	10.7	3.51
	Instalación Capacidad Eólica	30.4	17.9	5.07
	Instalación Capacidad Geotérmica	46.6	16.8	10.7
	Instalación Capacidad Hidro Embalse	35.5	35.5	35.5
	Instalación Capacidad Mareomotriz	1.3	1.3	1.3
	Instalación Capacidad Mini Hidro	110	80.8	25.3
	Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica	3.71	2.79	2.01
	Instalación Capacidad Solar Térmica	9.58	7.63	3.97
	Instalación Central Nuclear	41.8	41.8	41.8
	Instalación Sistemas CCS	76.9	76.9	76.9
Industria	Cogeneración	5.32	5.32	2.6
	Motores Nuevos Eficientes	9.99	8.99	7
	Adelanto Recambio Motores Eficientes	1.95	0.584	0.191
Transporte	Buses Híbridos	4.62	3.07	1.53
	Carga en Ferrocarril	18.1	9.54	4.54
	Chatarrización Camiones	0.684	0.301	0.103
	Chatarrización Vehículos Livianos	0.0257	0.0112	0.00379
	Conducción eficiente Camiones	3.01	2.32	1.58
	Conducción eficiente Buses	1.33	0.999	0.665
	Conducción eficiente Taxis y Colectivos	0.322	0.242	0.161
	Conducción eficiente Vehículos Livianos	2.19	1.67	1.13
	Expansión Líneas de Metro	1.9	1.27	0.633
	Impuesto a Combustibles Camiones	14.3	10.7	7.51
	Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos	6.74	4.96	3.26
	Subvención Transporte Publico	0.948	0.636	0.32
	Taxis y Colectivos Híbridos	1.86	1.24	0.62
	Vehículos Livianos Híbridos	1.17	0.794	0.403
	Vehículos Livianos Híbridos Plug-in	0.968	0.662	0.339

Se puede desprender de los resultados que las reducciones más altas se pueden lograr en el Sector de Generación Eléctrica donde la entrada de tecnologías ERNC, centrales de embalse y tecnología de captura y almacenamiento de carbono desplazaría la posible entrada de centrales carboneras convencionales.

TABLA A1.14: REDUCCIÓN DE EMISIONES POR SECTOR – 2010-2030 (MtCO₂E)

Sector	Máximo	Alto	Normal
CPR	36	24	18
Generación Eléctrica	388	292	206
Industria	35	33	14
Transporte	58	38	23

TABLA A1.15: REDUCCIÓN DE EMISIONES POR ESCENARIO GLOBAL (MtCO₂E/AÑO)

Escenario Global	2015	2020	2025	2030
Alta EE	2.9	9.3	31.3	38.9
Max Elec	6.5	16.3	41.7	51.2
Alto	5.9	14.6	36.9	44.6

A1.6.4 CURVA DE COSTOS MARGINALES DE ABATIMIENTO POR SECTOR

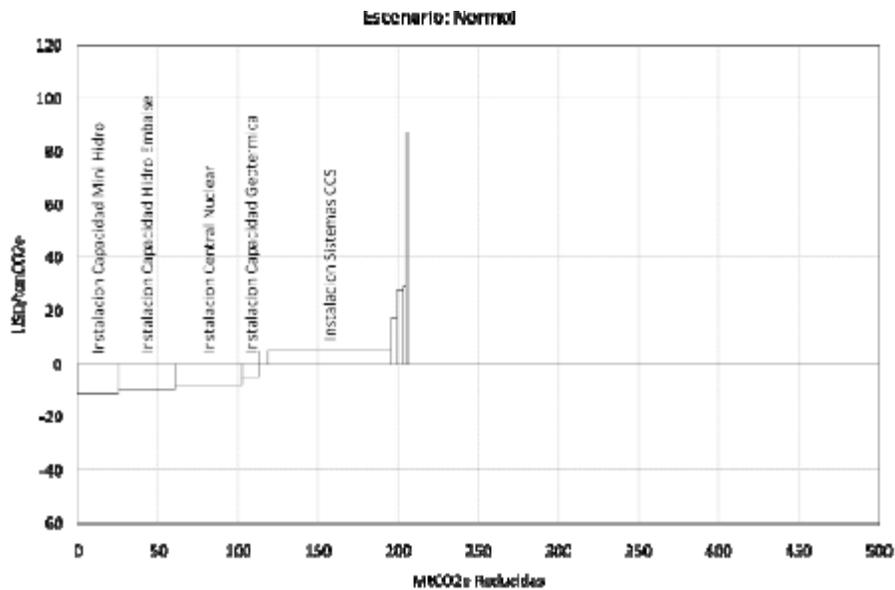


FIGURA A1.25: CURVA DE COSTOS PERÍODO 2010-2030 – SECTOR ENERGÍA GENERACIÓN ELÉCTRICA: ESCENARIO NORMAL

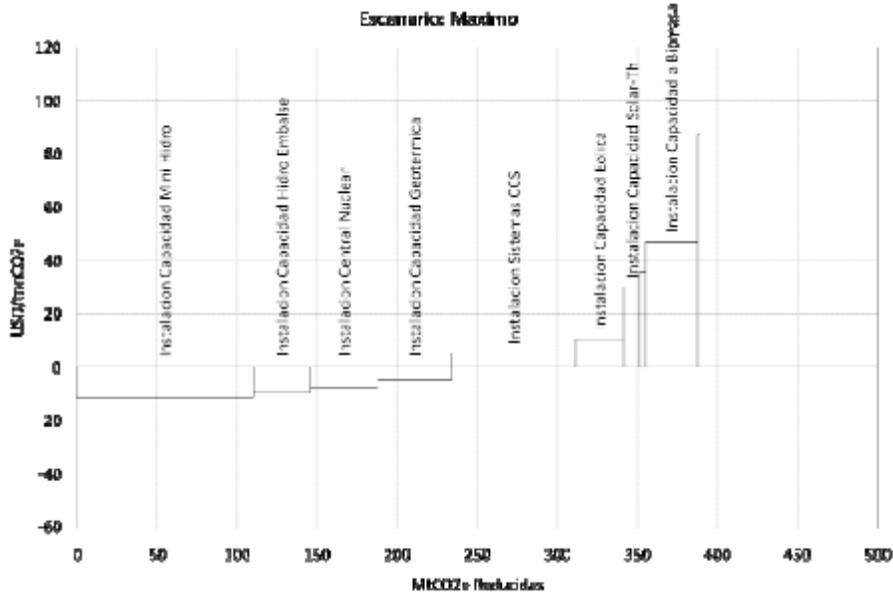


FIGURA A1.26: CURVA DE COSTOS PERÍODO 2010-2030 – SECTOR ENERGÍA GENERACIÓN ELÉCTRICA: ESCENARIO MAX

Dependiendo del número de medidas que se logre implementar se logra un diferente nivel de reducciones Y esta reducción se puede comparar con diferentes valores base o bajo distintas métricas (se pueden usar por ejemplo emisiones per cápita o emisiones absolutas). Esta multiplicidad de alternativas genera una serie de posibles maneras de ver los resultados

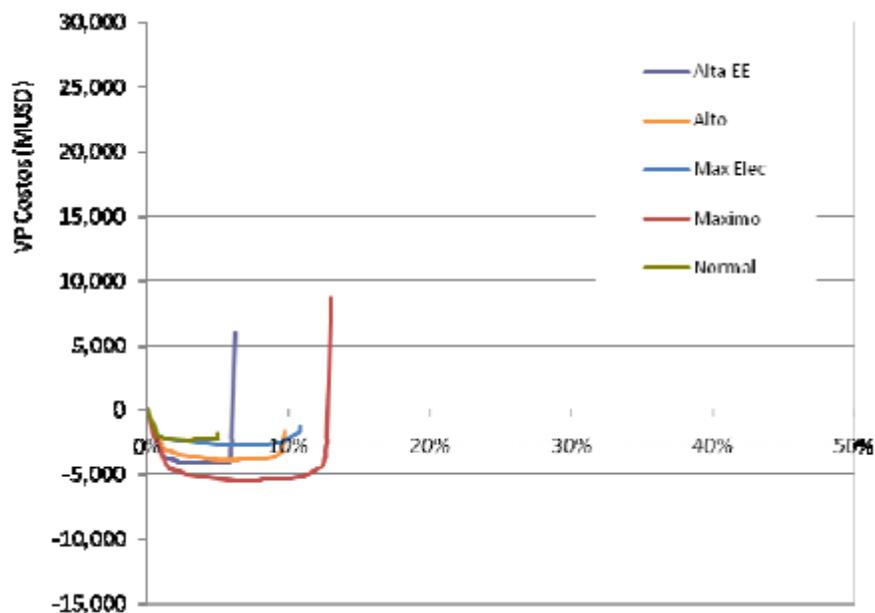


FIGURA A1.27: VP COSTOS TOTALES VS REDUCCIÓN AL 2020 CON RESPECTO A LÍNEA BASE ENERGÍA

TABLA A1.16: POTENCIAL DE MITIGACIÓN CO₂e CON RESPECTO A LÍNEA BASE ENERGÍA SIN EARLY ACTIONS, VP COSTOS Y REDUCCIONES TOTALES PARA EL PERÍODO 2010-2030

Escenario Global	2015	2020	2025	2030	Reducción GEI (MtCO ₂ e)	VP Costos (MUSD)
Normal	4%	13%	30%	30%	261	-5,898
Alto	8%	19%	35%	34%	388	-7,561
Máximo	11%	23%	41%	39%	517	15,270
Alta EE	5%	15%	32%	31%	300	12,914
Max Elec	9%	20%	38%	36%	443	-5,026

A1.6.5 RESULTADOS

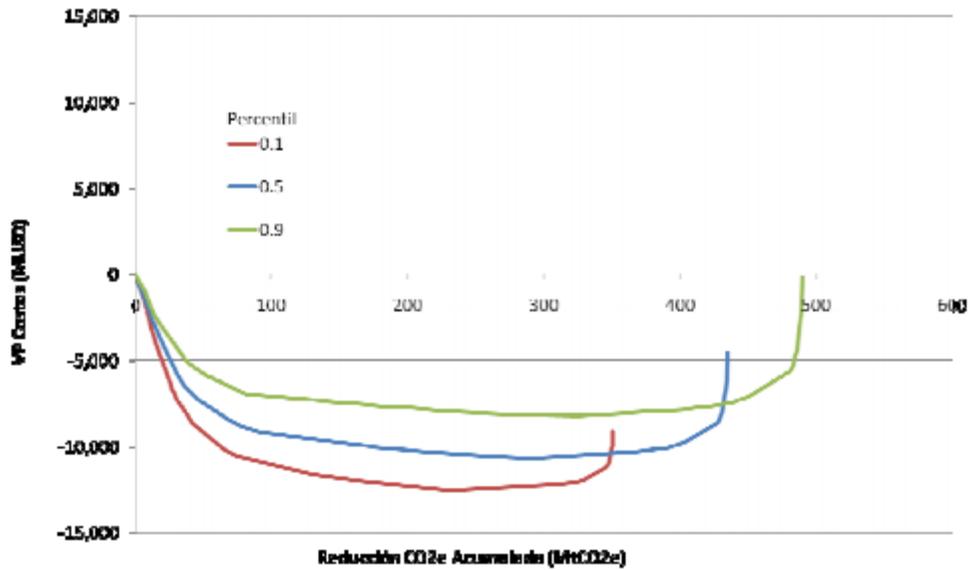


FIGURA A1.28: VP COSTOS VS REDUCCIONES: PERCENTILES 10%, 50% Y 90% -PERIODO 2010-2030

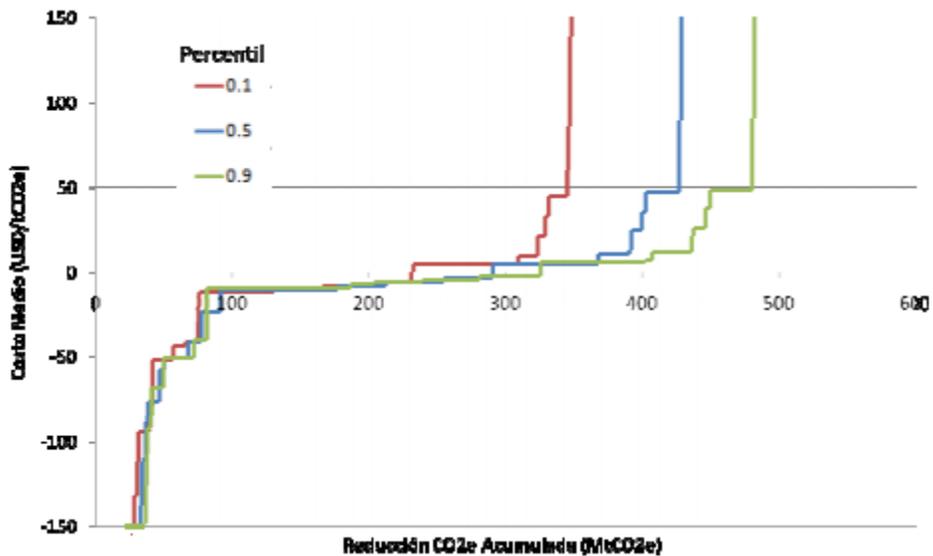
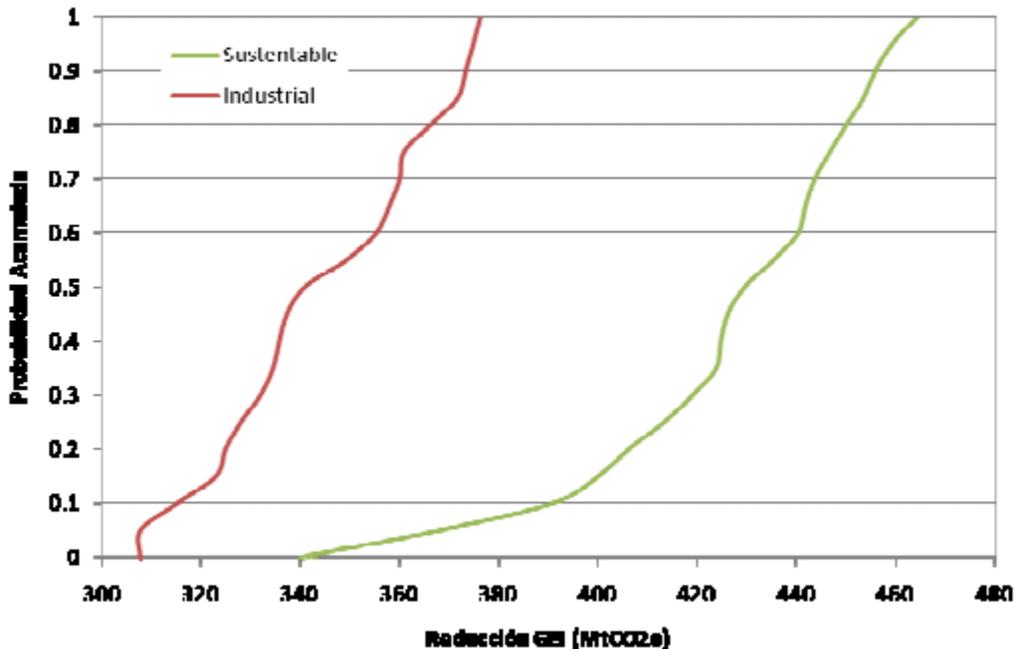


FIGURA A1.29: COSTO MEDIO VS. REDUCCIONES: PERCENTILES 10%, 50% Y 90% -PERIODO 2010-2030



De los cuatro sectores analizados y el conjunto de medidas evaluadas, el mayor potencial de reducción de emisiones se encuentra en el subsector de generación eléctrica con un potencial de reducción de 46.9 MtCO_{2e} al año 2030, equivalente al 23% del total de emisiones del sector energía del país al mismo año. Este enorme potencial se debe principalmente en que la expansión del parque generador ha sido proyectado en base a centrales térmicas que utilizan carbón como combustible, y que sería reemplazado por tecnologías de generación limpias (ERNC, central de embalse y/o central nuclear).

Además, es posible concluir que gran parte de las medidas tienen un costo negativo para el país (hay ahorros por su implementación) y que no han sido implementadas por diversas barreras de mercado como lo puede ser la falta de información. Es importante destacar que en el presente estudio, se ha evaluado el incremento en el costo tecnológico y en el costo de operación de las tecnologías respectivas, no se ha considerado el costo que tendría la implementación de un programa específico o la aplicación de una norma. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería posible a un costo de -MUSD5.700 llegar a una reducción cercana al 20% al año 2020 con una implementación de medidas con un nivel de penetración máximo y considerando las reducciones de las llamadas “Early Actions”.

En términos de costos, un alto impacto tendrá el precio del combustible y otros energéticos, haciendo que los costos varíen entre -9.000 y -3.000MUSD. Por otro lado, es posible concluir que a

pesar de que existan variaciones importantes en el precio del combustible y/o el nivel de penetración que puedan alcanzar las distintas tecnologías, es posible lograr un nivel considerable de emisiones a bajo costo para el país.

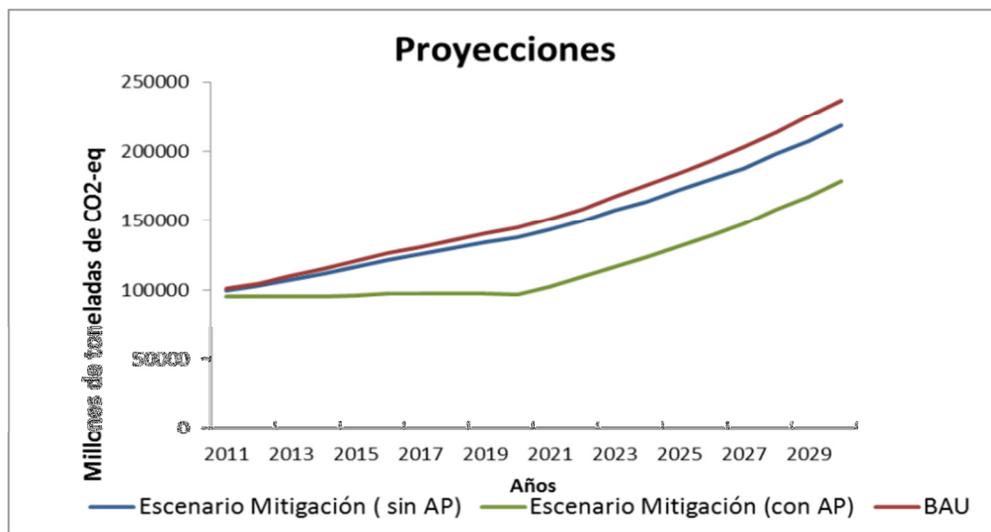
A1.7 “MITIGANDO EL CAMBIO CLIMÁTICO” [7]

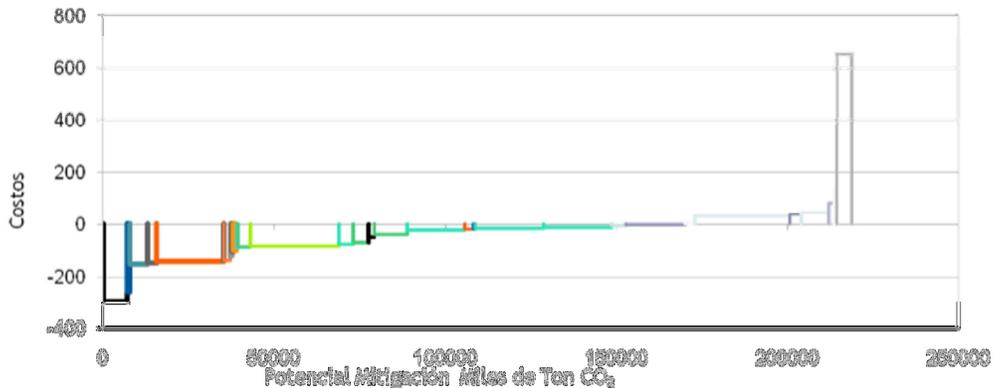
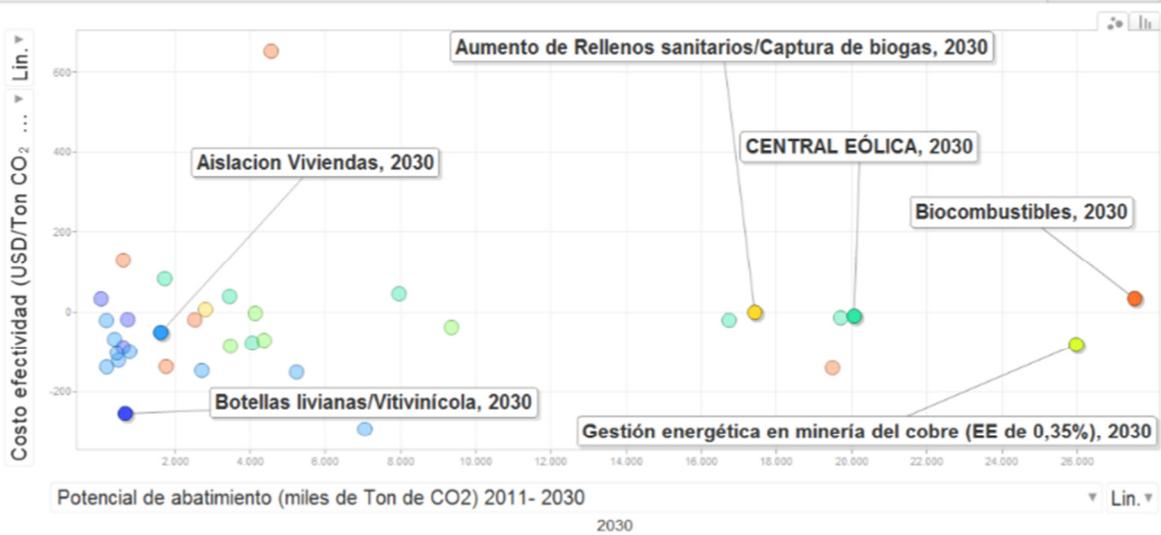
A1.7.1 DATOS DUROS (MUY APROXIMADOS)

- Se evaluaron 35 medidas (entre un cuarto y un tercio de las medidas factibles)
- Con estas medidas se puede llegar a una mitigación de 42 millones ton CO₂, o el 5% con respecto a “nuestro” BAU en 2020, y 172 millones ton CO₂, o el 8% con respecto al BAU de 2030
- Los costos de inversión se elevan en US\$21 mil millones, y el costo neto en US\$ - 6 mil millones (acumulados 2030)
- Propuesta de Instrumentos de Gestión para fomentar medidas de mitigación

A1.7.2 DATOS BLANDOS

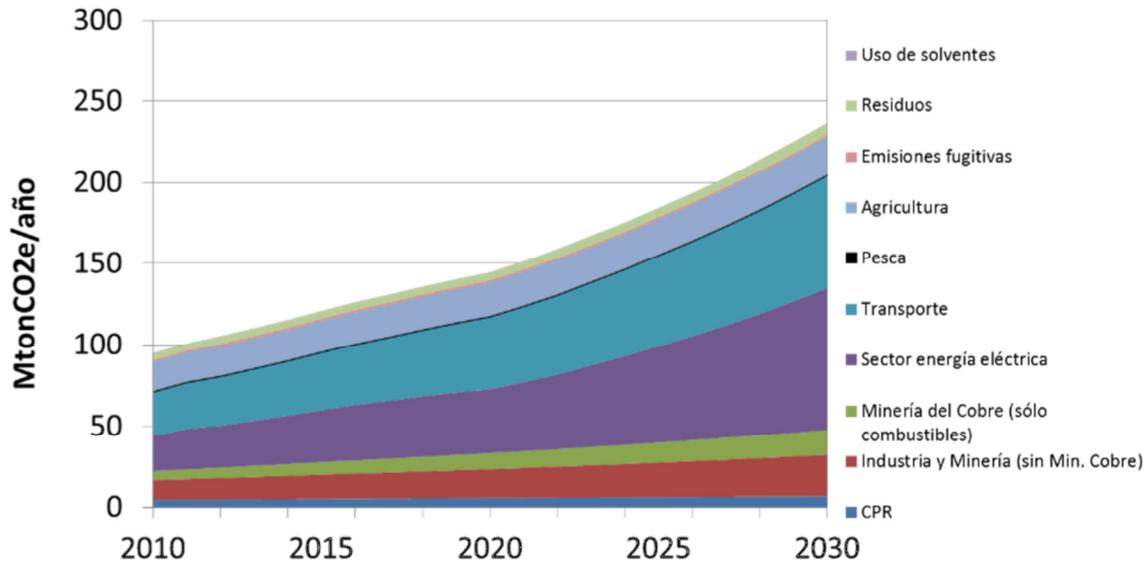
- Adicionalmente a la evaluación de medidas, hubo mucha discusión sobre el tema del BAU
- Los impactos en empleo y otros efectos ambientales positivos fueron evaluados a nivel preliminar y de manera cualitativa
- Talleres que convocaron a unos 100 expertos sectoriales generaron propuestas para unos 80 instrumentos de gestión





- Duchas Efectivas
- USO DE COGENERACIÓN EN BASE A OIL
- Botellas livianas (PE WRAP)
- Refrigeración comercial eficiente
- Iluminación Residencial Eficiente
- REEMPLAZO CENTRAL DE CARBÓN POR CENTRAL HIDROELÉCTRICA (MINIHIDRO)
- Reducción Perdidas Standby
- Vehículos Híbridos
- Combustión Eficiente
- Medidas de ERNG en botegas
- RECAMBIO LUMINARIA INCANDESCENTE POR LPG
- REEMPLAZO CENTRAL DE CARBÓN POR CENTRAL GEOTÉRMICA
- Mejoras Aerodinámicas
- REEMPLAZO CENTRAL A CARBÓN POR CENTRAL EÓLICA
- RECAMBIO LUMINARIA TS POR TS
- CO-PROCESAMIENTO EN HORNOS DE CLINKER
- RECAMBIO DE EQUIPOS CHILLER POR EQUIPOS VRV PARA CLIMATIZACIÓN
- Aumento de Rellenos sanitarios Captura de biogas y generación de electricidad
- Refrigeración Residencial Eficiente
- Compostaje comunitario (Se considera costo mayor)
- Medidas de eficiencia energética en Botegas
- Bombas eficientes en riego
- RECAMBIO MOTORES POR MOTORES PREMIUM
- Biocombustibles
- Gestión energética en minería (EE de 0,35%)
- REEMPLAZO CENTRAL DE CARBÓN POR CENTRAL SOLAR (FOTOVOLTAICA)
- REEMPLAZO CENTRAL DE CARBÓN POR MOTORES PREMIUM + VSD
- REEMPLAZO CENTRAL DE CARBÓN POR CENTRAL SOLAR (CONCENTRACIÓN)
- USO DE SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE CLIMATIZACIÓN
- REEMPLAZO CENTRAL A CARBÓN POR CENTRAL A BIOMASA
- Aislacion Viviendas
- Expansión Líneas de Transm.
- Renovación Parque de Vehículos

A1.7.3 EMISIONES LÍNEA BASE POR SECTOR



Fuente: Uso de Solventes y Agricultura (CEPAL, 2009), Minería del Cobre (Cochilco, 2008), Residuos y Generación Eléctrica (Modificaciones realizadas por Comité Técnico), Otros (Poch Ambiental, 2009)

Costos por Medidas Seleccionadas periodo 2011-2030

Medida	Sector	Penetración	Inversión	Costo Neto	Potencial Reducción	Costo Medio
			MUSD	MUSD	KtonCO2e	USD/tonCO2
Expansión Líneas de Metro	Transporte	76 km extra al año 2030	190	80	600	128
Aislación de viviendas	Residencial	4 millones de viviendas entre el año 2011 y 2030.	168	-83	1.600	-51
Gestión Energética	Minería del Cobre	EE de 0.32% anual	0	-2.120	26.000	-82

Costos de Medidas en el Sector Eléctrico

Medida	Capacidad Instalada	Inversión	Potencial Reducción GEI	Costo Medio
Carbon reemplazado por:	<i>MW</i>	<i>MUSD</i>	<i>ktonCO2e (2011-2030)</i>	<i>USD/tonCO2e</i>
Biomasa	200	600	1.730	82
Solar Térmico	100	1.680	7.960	44
Solar Fotovoltaico	50	620	3.450	38
Eólica	1.000	1.540	20.070	-11
Geotérmica	200	1.240	19.710	-15
Minihidro	60	1.070	16.740	-21
Hidro	180	390	4.050	-78
Todas – considerando despacho eléctrico	1.790	7.150	23.070	-24

Energía

- Ajustes al marco regulatorio para incluir externalidades (impuestos, Cap and Trade, normas de emisión, EAE para hidroeléctricas)
- Instrumentos económicos: tarifas para medición neta, créditos blandos/subsidios para inversión (medidores inteligentes, generación distribuida), comercialización de energía limpia, tarifas diferenciadas (redes inteligentes)

Industria

- Fortalecimiento ESCOs
- Apoyo técnico y subsidio a la implementación de las medidas identificadas en auditorías
- Metas obligatorias a empresas públicas
- Prohibición motores ineficientes, subsidio motores eficientes

Transporte

- Instrumentos económicos: permisos diferenciados por emisión, subsidios a híbridos, impuesto a cilindrada
- Educación: desarrollo de competencias del conductor
- Información: sistema de etiquetado de vehículos livianos

Dentro de las emisiones globales, Chile representa del orden del 0,2 al 0,3% de éstas. Sin embargo, como presenta el Gráfico 8, es uno de los países del mundo occidental que presenta un mayor crecimiento de emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 y 2007. En efecto, durante ese período Chile superó la tasa de crecimiento anual de emisiones promedio de los países de América Latina y prácticamente duplicó el crecimiento anual con respecto al promedio mundial. Al comparar con los países de la OCDE, selecto grupo de países al que Chile ingresó oficialmente a comienzos de 2010 (ver desarrollo de este punto más adelante), esta diferencia es aún más notoria considerando que estos países han mostrado reducciones significativas de este indicador en las últimas décadas.

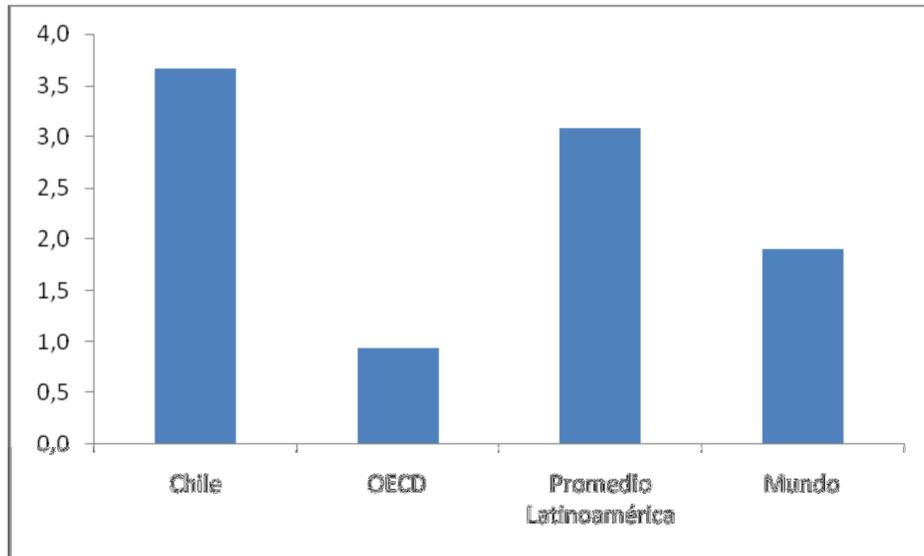


FIGURA A1.30: TASA CRECIMIENTO ANUAL GEI (1990-2007)

TABLA A1.17: CRECIMIENTO ESPERADO EMISIONES GEI PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

País	2005-2030
Argentina	+106%
Brasil	+36%
Chile	Entre 173 y 450%

Colombia	+260%
Perú	+230%

- Energía baja en carbono + eficiencia energética en edificios y transporte = mercado de \$2.2 trillones por año para 2020
- El rango varía entre \$1.5 - \$2.7 trillones depende del nivel de ambición de políticas de mitigación a nivel global.

A1.8 “ESCENARIOS ENERGÉTICOS” [8]

Asumiendo la necesidad de abrir un debate público serio, sobre aquellos paradigmas y desafíos a los cuales se enfrenta el sector energético-eléctrico en el país y teniendo como horizonte la construcción de una visión energética consensuada y de largo plazo, la alianza de instituciones conformada por Empresas Eléctricas AG, Fundación AVINA, Fundación Futuro Latinoamericano, Fundación Chile y Universidad Alberto Hurtado, lanzó durante el 2009 la iniciativa “Plataforma Escenarios Energéticos Chile-2030” avanzando, con cinco actores representantes de distintas visiones de la sociedad chilena, en la construcción y discusión de escenarios de generación eléctrica al año 2030. Dichos escenarios fueron modelados y evaluados según sus impactos económicos, ambientales y sociales, de acuerdo a una metodología elaborada por un Comité Técnico en el que participaron expertos nacionales de la Fundación Chile, la Universidad Alberto Hurtado, la Universidad Católica y la Universidad de Chile, que fue alimentada con valiosos aportes de los cinco desarrolladores de escenarios.

No se trató de identificar una matriz única que responda a una visión ya consensuada, sino se trató, más bien, de consensuar los criterios para evaluar distintas opciones en base de información común y fidedigna. Se trató de generar consensos mínimos sobre costos presentes y futuros e impactos ambientales y sociales de las distintas alternativas, en discutir y plantear temas nuevos tales como las redes inteligentes y cambios estructurales y regulatorios que se requieren para promover eventualmente distintas alternativas energéticas bajo un mayor consenso social.

Las Matrices Energéticas al 2030 y sus visiones. Los Planes de Obra asociados a cada escenario fueron elaborados en un proceso entre Junio 2009 y Febrero 2010. Tal como se indicó al inicio, los “escenaristas” fueron las ONGs Chile Sustentable y Ecosistemas, las Universidades Adolfo Ibáñez y la Técnica Federico Santa María y la empresa Mainstream Renewable Power.



FIGURA A1.31: MATRICES PROPUESTAS POR LOS ACTORES

TABLA A1.18: TECNOLOGÍAS INCLUIDAS EN EL EJERCICIO DE CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

Biomasa Base	Gas Natural (GNL) Turbina de gas de ciclo abierto
Biomasa BIGCC	Gas Natural (GNL) CCGT (Ciclo combinado)
Biomasa Co-combustión con carbón	Gas Natural (GNL) CCGT con CCS
CHP	Geotérmica (Hidrotérmica)
Carbón Base	Geotérmica (Vapor de roca)
Carbón CP (Combustible pulverizado)	Hidro Embalse
Carbón CP con CCS	Hidro Pasada
Carbón CIF (Lecho fluido circulante)	Hidro ERNC (< 20 MW)
Carbón CCGI (Gasificación integrada)	Mareomotriz (Tidal Barrage)
Carbón CCGI con CCS	Mareomotriz (Tidal current)
Motor Diesel	Mareomotriz (Olas)
Eólica Marítima	Nuclear III+
Eólica Terrestre	Nuclear IV
Fotovoltaica	Concentración Solar

Los resultados de cada escenario respecto de los indicadores construidos, normalizando los últimos a cifras entre 0 y 5, donde 5 indica el mejor desempeño. Para cada caso se presentan dos escenarios alternativos, uno denominado “BAU” (Business As Usual), considerando sólo un 0,5%

de Eficiencia Energética anual, y el otro incrementando la tasa de Eficiencia Energética a un 1,5% anual.

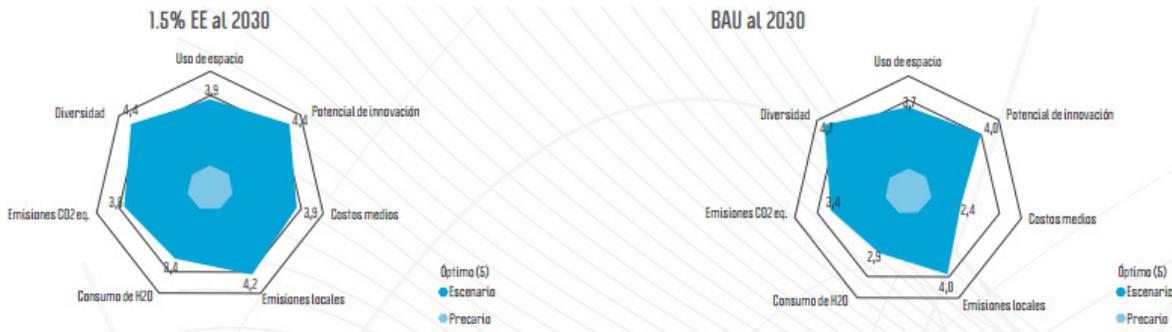


FIGURA A1.32: ESCENARIOS DE CHILE SUSTENTABLE

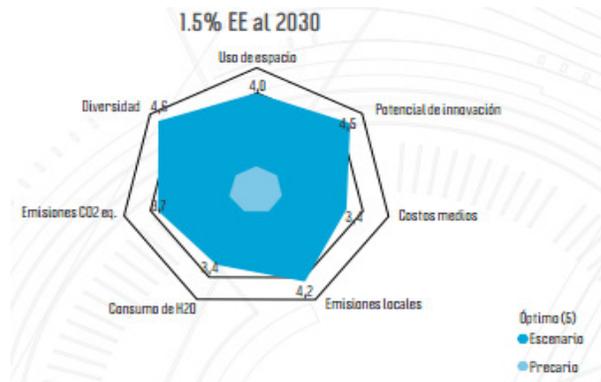


FIGURA A1.33: ESCENARIOS DE ECOSISTEMAS

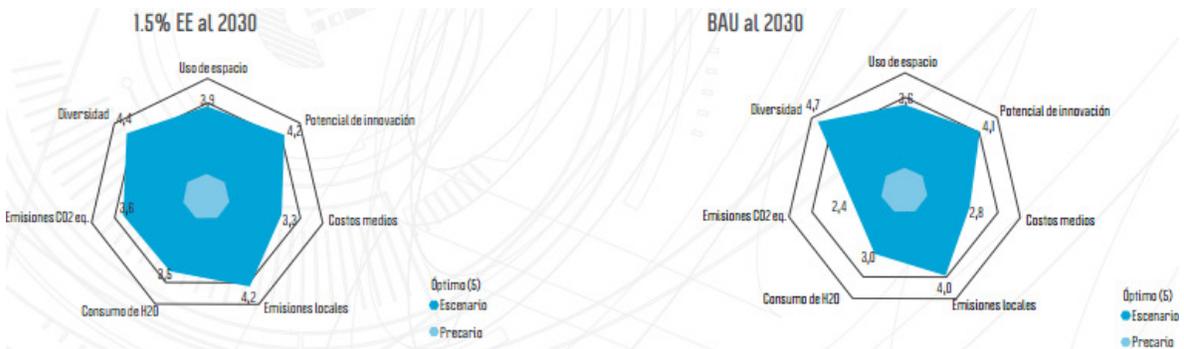


FIGURA A1.34: ESCENARIOS DE MAINSTREAM RENEWABLE POWER

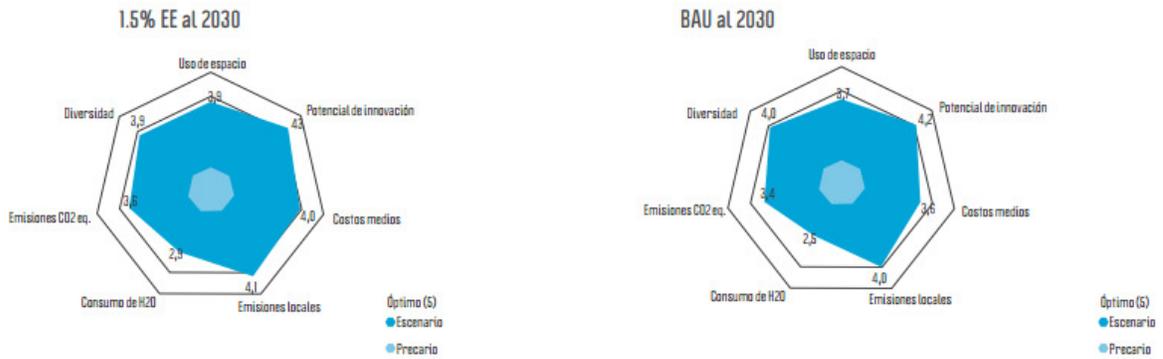


FIGURA A1.35: ESCENARIOS DE UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ

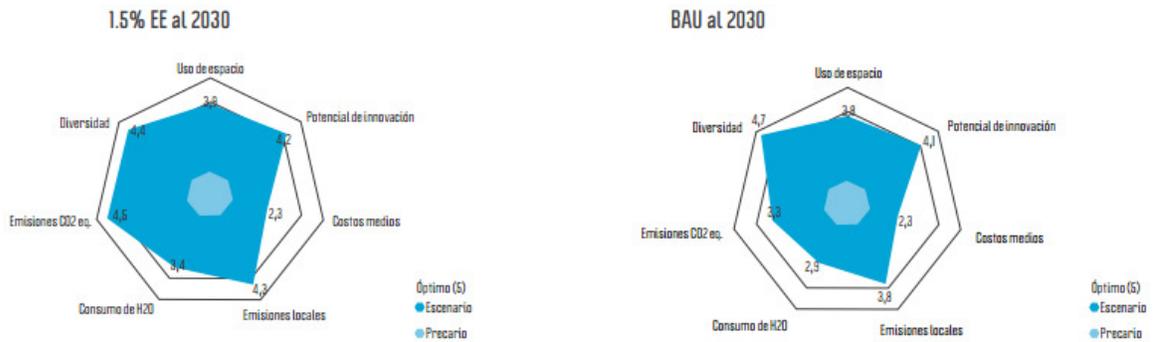


FIGURA A1.36: ESCENARIOS DE UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

En Chile el sector energético es el principal emisor de CO₂ (eq), precursor del cambio climático. En general se observa un equilibrio en términos promedios de todos los escenarios, salvo el de la UFSM con 1,5% EE, que destaca por ser el que emite menos en términos promedios durante el período.

El escenario con mayor estabilización de emisiones es el de Chile Sustentable. Al mismo tiempo es importante remarcar que, a pesar de que el escenario de Chile Sustentable cuenta con más inversiones en ERNC (eólica, geotérmica, entre otras) que UFSM, cuenta con menos capacidad efectiva de energías de menor emisión de CO₂ en base a los criterios de despacho económico en comparación a la UFSM

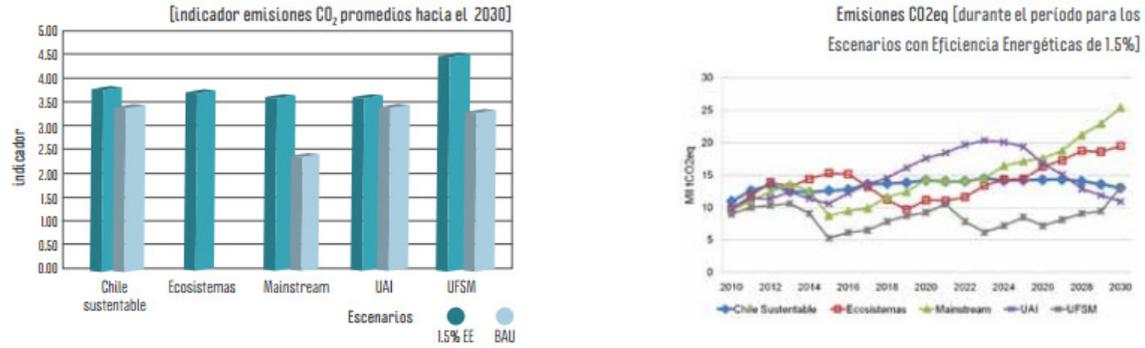


FIGURA A1.37: EMISIONES CO₂

El escenario basado en criterios inversionistas es el que genera la menor robustez global.

El escenario con mayor participación de ERNC es el que genera la mayor robustez global.

Conflictos socioambientales por emplazamiento de proyectos eléctricos: La situación a nivel de conflictos por emplazamiento de proyectos energéticos no es ni genérica ni simétrica y es fuerte y directamente influenciada por la localización. Las distintas tecnologías eléctricas disponibles asociadas a estos proyectos tienen diferentes tipos de impactos. Unas contaminan intensamente el aire (contaminación local y emisiones de CO₂) y otras aumentan los riesgos de salud y seguridad. La mayoría se presentan como “no compatibles con el uso del territorio” compitiendo con actividades económicas alternativas como el turismo, la pesca y agricultura; o bien con la conservación de biodiversidad y/o afectando los medios de vida de la población local, aunque con diferentes matices. Además, en la mayoría de los casos, los beneficios son percibidos “hacia el nivel central por sobre el local”. Una forma de pensar en la prevención de estos escenarios de conflicto puede ser: incentivar un mayor uso de Energías Renovables No Convencionales (considerando también que las ERNC no son necesariamente la panacea ya que se está demostrando que también vienen generando impactos); aumentar la Eficiencia Energética, adopción de normas de emisión más estrictas; adopción de tecnologías que permitan el secuestro de emisiones de CO₂ y una clara estrategia nacional en materia de Ordenamiento Territorial.

Se logró construir consenso en varios temas esenciales, como por ejemplo, que una de las condiciones que tiene que cumplir una fuente de energía, cualquiera que sea, en forma integral y profunda, es la minimización de sus impactos negativos. Hubo acuerdo además sobre temas técnicos relacionados a los valores específicos que se atribuyen en los impactos de cada una de las fuentes

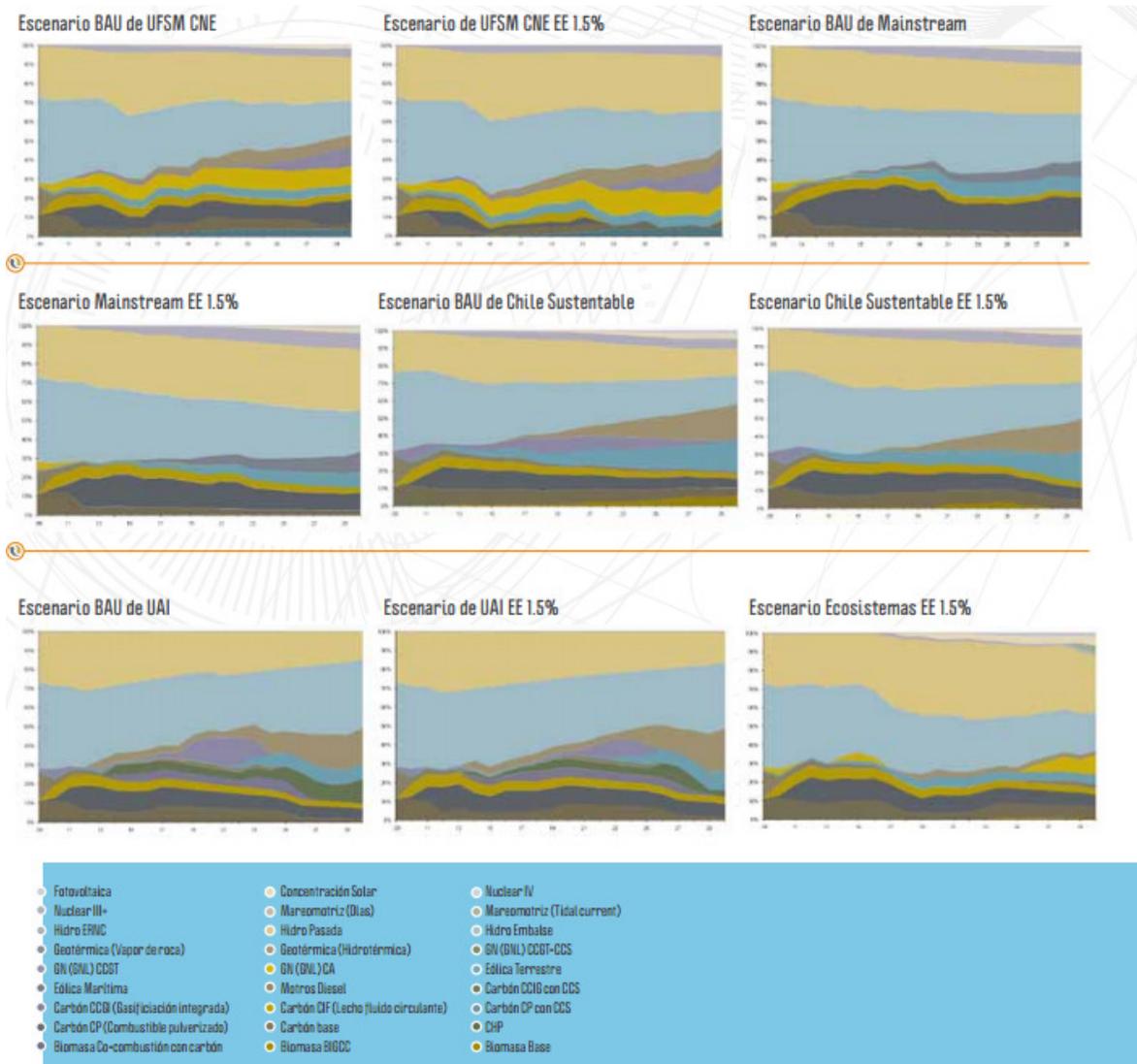


FIGURA A1.38: DESPACHO ECONÓMICO POR ESCENARIOS

A1.9 “PROYECCIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL SECTOR ENERGÍA, AÑOS 2000-2025” [9]

A1.9.1 ORIGEN

Estudio desarrollado por la consultora POCH Ambiental S.A para la Comisión Nacional de Energía el año 2009 con el fin de analizar el comportamiento de las emisiones de CO₂e entre los años 2000 y 2025.

A1.9.2 CONTENIDO GENERAL

El estudio está dividido en dos partes principales en las que se analiza el consumo energético sectorial. Primero se estudia y modela el sector de Generación de Electricidad donde se plantean tres escenarios de proyección que hacen referencia a diferentes maneras de desarrollar el parque generador. La segunda parte se refiere a la demanda energética de uso final, esta incluye a los sectores Industrial, Minero, Transporte, Residencial, Comercial y Público, en la que se plantea un único escenario de proyección para el consumo de energía pero modificable mediante variaciones en los indicadores macroeconómicos que se utilizan en el modelo de proyección del consumo energético. El “driver” para la proyección del consumo energético de cada sector es la actividad económica sectorial.

A1.9.3 ELEMENTOS DESTACADOS

El modelo de proyección del sector de generación de electricidad considera un nivel de demanda eléctrica idéntico para todos los escenarios, en que hasta el año 2019 se obtiene a partir de las proyecciones realizadas por la CNE para los distintos sistemas eléctricos de Chile, y a partir del 2020 se proyecta manteniendo la tasa de crecimiento del último año.

Para los autoprodutores de electricidad se realiza un análisis histórico del balance de energía con el fin de identificar el porcentaje de generación de la autoproducción respecto de la generación entregada por el servicio público.

Luego de estimada la proyección de energía en cada uno de los sistemas eléctricos, se diseña un parque generador que satisfaga la demanda. Para la elaboración del parque generador se consideran los siguientes aspectos:

- Un plan de obras para cada sistema eléctrico, que se construye a partir de los proyectos informados por la CNE por diversos inversionistas y desarrolladores donde se selecciona el grupo de proyectos que cubran la demanda de manera segura y que minimicen el valor presente de la inversión (los costos fijos y variables, mantenimiento, costo de falla y valor residual de las instalaciones).
- Factor de planta (división de la energía total generada en un tiempo por la energía máxima que hubiese sido capaz de generar la planta en ese mismo periodo de tiempo).
- Mantenimientos preventivos y correctivos
- Despacho de la electricidad, priorizando las centrales cuyo suministros de combustible sea a menor costo y mayor rendimiento, es decir basado en el menor costo de generación de una unidad energética
- Se sensibiliza un modelo de operación en la operación del parque generador en base a tres escenarios hidrológicos: seca, normal y húmeda. Para estimar los diferentes niveles de hidrología se utilizaron datos históricos medidos desde el año 1964 a la fecha y de acuerdo a los caudales de agua modelados en el CDEC (centro de despacho económico de carga) para años hidrológicos abril-marzo. La situación hidrológica es independiente para cada año en la proyección.

Para el cálculo de la energía eléctrica que produce una central, se consideran los factores de planta, tasas de mantenimiento o indisponibilidad y la hidrología esperada. Además de esto, es necesario contar con factores que incluyan las pérdidas desde la salida de la central hasta la entrega hasta el consumidor final que permitan cumplir con la provisión de energía demandada.

La cantidad de combustible que consume cada planta se calcula a partir de la eficiencia de cada una de las plantas y la generación de cada una.

Respecto al gas natural el estudio hace 2 supuesto principales que implican un grado de disponibilidad futura del recurso, estos son la ejecución y operación de los proyectos GNL Quinteros y Mejillones, los que podrían abastecer aproximadamente 4,5 millones de m³/día.

El porcentaje proyectado de potencia ERNC en cada sistema eléctrico se presenta en la siguiente tabla.

TABLA A1.19: PROYECCIÓN DE POTENCIA INSTALADA ERNC (MW).

Año	SIC	SING	Aysén	Magallanes
2010	5,0%	1,3%	45,0%	0,0%
2015	7,0%	4,0%	54,0%	0,0%
2020	8,0%	5,7%	53,0%	0,0%
2025	11,0%	9,7%	41,0%	0,0%

Fuente: POCH 2009.

A1.9.4 APLICABILIDAD A NUESTRO PROYECTO

Los aspectos más relevantes que resultan en aportes potenciales a la metodología del estudio actual es la proyección de disponibilidad de gas natural en base al plan de obras de proyectos de abastecimiento del combustible, que permiten definir límites de disponibilidad para este tipo de generación eléctrica. De igual forma la penetración de energías renovables puede ser un parámetro práctico de comparación para el desarrollo futuro de escenarios. La tasa de indisponibilidad es otro factor que se presenta adecuado de incluir en la modelación, el resto de los factores presentados se consideran estándares comunes de la modelación de generación ya considerados en el estudio.

A1.10 “CONSUMO DE ENERGÍA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN CHILE 2007-2030 Y OPCIONES DE MITIGACIÓN” [10]

A1.10.1 ORIGEN

Estudio desarrollado por el Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) para ENDESA el año 2009.

A1.10.2 CONTENIDO GENERAL

El objetivo principal del estudio es proyectar la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile y evaluar políticas alternativas e instrumentos específicos que permiten enfrentar el escenario futuro de cambio climático para Chile. El estudio se centra 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.

A1.10.3 ELEMENTOS DESTACADOS

Se utiliza el plan de obras para la construcción de la oferta eléctrica, este se complementa con los resultados de un 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. Este modelo fue proyectado en el software LEAP, sin embargo el documento y anexos entregan pocos detalles metodológicos respecto de la modelación del sector eléctrico. A continuación se incluye la información relevante.

A1.10.4 APLICABILIDAD A NUESTRO PROYECTO

El estudio presenta potenciales muy generales de ERNC:

- Eólica: Del orden de 5.000 MW
- Biomasa: Del orden de cientos de MW
- Geotermia: Del orden de 15.000 MWe
- Mini hidro: Del orden de cientos de MW

- Solar Fotovoltaica: Del orden de miles de MW

Adicionalmente se presentan costos variables de generación y costos de inversión para las distintas tecnologías de generación, las fuentes principales para ello son CNE, CEPAL, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile y opinión experta.

A continuación se relata los resultados del análisis de costos.

En el cuadro siguiente se presenta una recopilación de costos de inversión obtenidos de la literatura, los que son evaluados de acuerdo a opinión experta.

TABLA A1.20: Costos de Inversión Tecnologías de Generación

	DIE U. Chile (US\$/W)	Cepal (US\$/W)	CNE (US\$/W)
Eólica	1,4	1,4	1
Biomasa	2	2	1,82
Geotermia	1,42	1,5	1,36
Mini hidro (hasta 5 MW)	1	1	1,32
Mini hidro (hasta 5-10 MW)	1	1	1,32
Ciclo combinado (gas natural)	0,65	0,6	0,63
Carbón	1,2	1,2	0,92
Nuclear		1,8	
Solar Fotovoltaica		7	4,55
Hidro (grande)	0,95		1
Combustóleo (Diesel)	0,93		0,42
Fuente	U. Chile, 2005	Cepal, 2007	CNE, 2005

Fuente: PROGEA 2009

La siguiente etapa para el costeo de las tecnología fue el análisis de los costos bibliográficos frente a opinión experta, de esta forma se escogieron los costos más representativos. A continuación se presenta el extracto resolutorio de los costos considerados para cada tecnología. Esto corresponde a parte del anexo 4.6.1.2 del estudio analizado.

Eólica. Para instalaciones grandes parece razonable US\$1.000 - 1.400/kW. Es decir que en un emplazamiento se llegue al menos unas 6 a 8 turbinas. Si se instalan menos, el costo unitario sube. Las nuevas turbinas tienen un costo del orden de EU 600/kW. Si a esto uno le suma otros costos involucrados, se llega al número indicado. En el caso de Canela, de acuerdo a lo informado en su Declaración de Impacto Ambiental, el costo de inversión de la primera etapa fue de 1.717 US\$/kW y el de la segunda etapa fue de 2.435 US\$/kW.

Biomasa. El valor de US\$ 2.000/kW parece razonable. En muchos casos la biomasa es más cogeneración que generación a secas (p.ej. plantas de celulosa o de procesamiento de madera). Allí los costos unitarios deberían bajar.

Geotermia. El costo de inversión debería estar en torno a US\$ 1.500/KW. En todo caso es altamente especulativo hasta instalar una instalación de al menos varias decenas de MW. Así que el valor que este valor sería posible para tecnología madura.

Mini Hidro. Los valores se encuentran en un rango entre 1.700 a 2.500 US\$/kW. Esto puede incrementarse para las llamadas microcentrales (menos de 5 MW) hasta los 3000 US\$/kW.

Ciclo Combinado. Un valor de US\$ 650/kW es razonable. El único problema es que no hay gas para operarlas y al hacerlas andar con diesel, la tasa de fallas aumenta muchísimo.

Carbón. De acuerdo a los valores entregados por GENER en sus últimas plantas presentadas al SEIA (Los Robles y Campiche), los costos de inversión están en un rango entre US\$ 1700 y 1850 kW.

Nuclear: Diversos estudios adicionales a los presentados en el cuadro anterior sitúan el valor de inversión de una central nuclear entre US\$ 1200 y 2500 por kW⁴¹. De acuerdo a opinión experta, un valor más realista debe estar sobre US\$4.000/kW considerando una instalación grande, lo cual coincide con el valor de McKinsey & Company (2007)

Solar Fotovoltaica. El costo del Watt nominal hoy en día está en torno a los US\$ 3 para instalaciones grandes (en paneles). Para sistemas integrados a la red es razonable suponer una inversión de US\$ 4 a 5/ Wp. El costo de US\$ 7/W sería más propio de sistemas con acumulación (baterías).

Solar Térmica. El costo debe situarse hoy en torno a los US\$ 2.000 a 3.000/kW nominal. Esto porque la tecnología no está bien madura. Podría bajar a valores un poco más altos que la eólica. En ese caso se llega a valores en torno a US\$1.500 a 2.000 /kW.

Hidro (grande). El costo de US\$ 1.000/kW parece razonable para una variedad de proyectos. Dado que Ralco costó US\$ 600/kW, actualmente este costo debiera ser mayor, además que se debe incluir la transmisión, con lo cual se llevan a valores del orden de los US\$ 1.000/kW.

⁴¹ Por ejemplo, una central con tecnología de 3ª generación LWR (diseño AREVA) de 1600 MW tiene un costo de inversión entre US\$ 1800-2500/kW.

Diesel. Se manejan valores entre US\$ 300-500 /kW, bastante bajos comparados a otras tecnologías. El problema de las centrales diesel es el costo del combustible. Incluso, actualmente se están trayendo motores diesel usados de potencias de 1 a 2 MW para cubrir las demandas de punta. Sólo se podría recomendar diesel para cubrir demandas de punta.

A1.11 “WORLD ENERGY MODEL” (WEM) [11]

A1.11.1 ORIGEN

Desde el año 1993 la Agencia Internacional de Energía (IEA) ha realizado proyecciones energéticas y de emisiones a largo plazo utilizando el modelo WEM, esto se refleja anualmente en la publicación World Energy Outlook el cual presenta escenarios de tendencias futuras en temas relativos a la energía. WEM fue desarrollado por la Agencia para este objetivo y ha evolucionado anualmente desde su construcción inicial.

A1.11.2 CONTENIDO GENERAL

El modelo es una construcción matemática de gran escala diseñada para replicar cómo funcionan los mercados de la energía y es la principal herramienta utilizada para generar proyecciones detalladas, sector por sector y región por región para varios escenarios incluyendo el Escenario de Referencia. Desarrollado a lo largo de muchos años, el modelo consta de seis módulos principales: la demanda de energía final (con sub-modelos que cubren los servicios residenciales, la agricultura, la industria del transporte, y el uso no energético), la generación de energía y calor; refinería/petroquímica y centros de transformación de otros tipo; suministro de combustibles fósiles, emisiones de CO₂ e inversión.

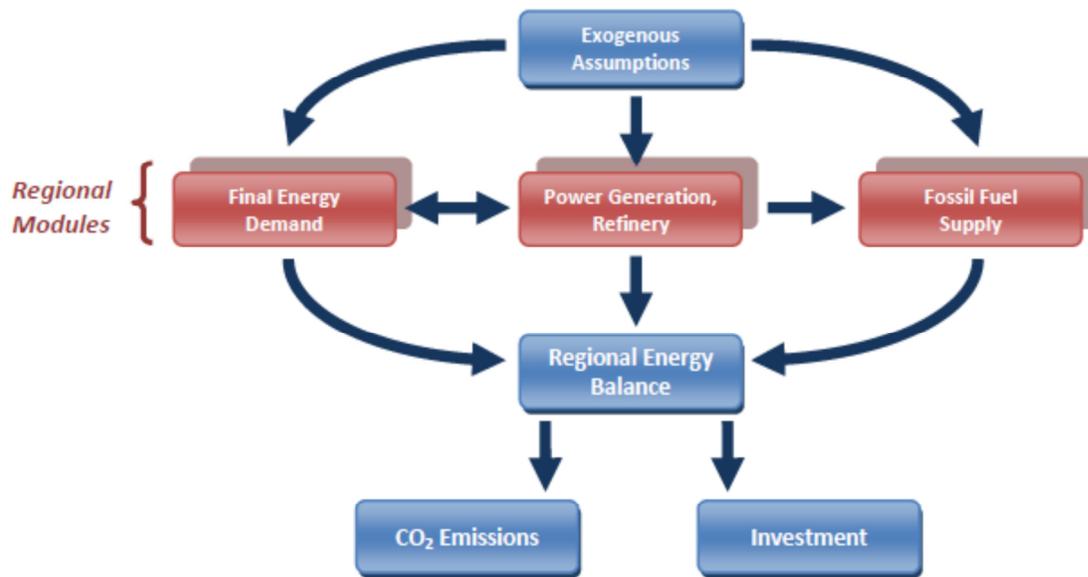


FIGURA A1.39: ESQUEMA METODOLÓGICO GENERAL

Fuente: World Energy Model 2010

Es un modelo matemático compuesto de seis módulos principales: demanda final de energía, generación de energía, refinería y otras transformaciones, suministro de combustibles fósiles, emisiones de CO₂ e inversión.

El supuesto exógeno principal se refiere al crecimiento económico, la demografía, los precios internacionales de los combustibles fósiles y los avances tecnológicos. El consumo de electricidad y los precios de la electricidad dinámica vinculan la demanda final de energía y módulos de generación de energía. El modelo de proyectos de refinería de rendimiento y los requisitos de capacidad según la demanda mundial de petróleo. La Demanda primaria de los combustibles fósiles sirve como entrada para los módulos de alimentación. Balances completos de energía se establecen a un nivel regional y las emisiones de CO₂ de cada región se calcula utilizando factores derivados del carbono.

Más específicamente el WEM está diseñado para analizar:

- Perspectivas energéticas mundiales: incluyendo tendencias de la demanda, disponibilidad de la oferta y restricciones, el comercio internacional y balances energéticos por sectores y combustible de mediano y largo plazo.

- Impacto ambiental del uso de la energía: las emisiones de CO2 procedentes de la combustión de combustibles se derivan de las proyecciones detalladas del consumo de energía.
- Efectos de las medidas de política y los cambios tecnológicos: escenarios alternativos, analizan los efectos de las medidas políticas y desarrollos tecnológicos en la demanda de energía, el suministro, el comercio, las inversiones y emisiones.
- La inversión en el sector energético: el modelo evalúa las necesidades de inversión en la cadena de suministro de combustibles necesario para satisfacer la demanda de energía proyectada de largo plazo. También evalúa la demanda y las necesidades de inversión en escenarios alternativos.

A1.11.3 ELEMENTOS DESTACADOS

Este modelo eléctrico calcula específicamente:

- La nueva capacidad de generación necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda y pérdidas por tecnología.
- Cantidad de electricidad generada por cada tipo de planta para satisfacer la demanda de electricidad, pérdidas de transmisión, distribución y consumo propio.
- Consumo de combustible del sector de generación de energía.
- Precios de la electricidad.

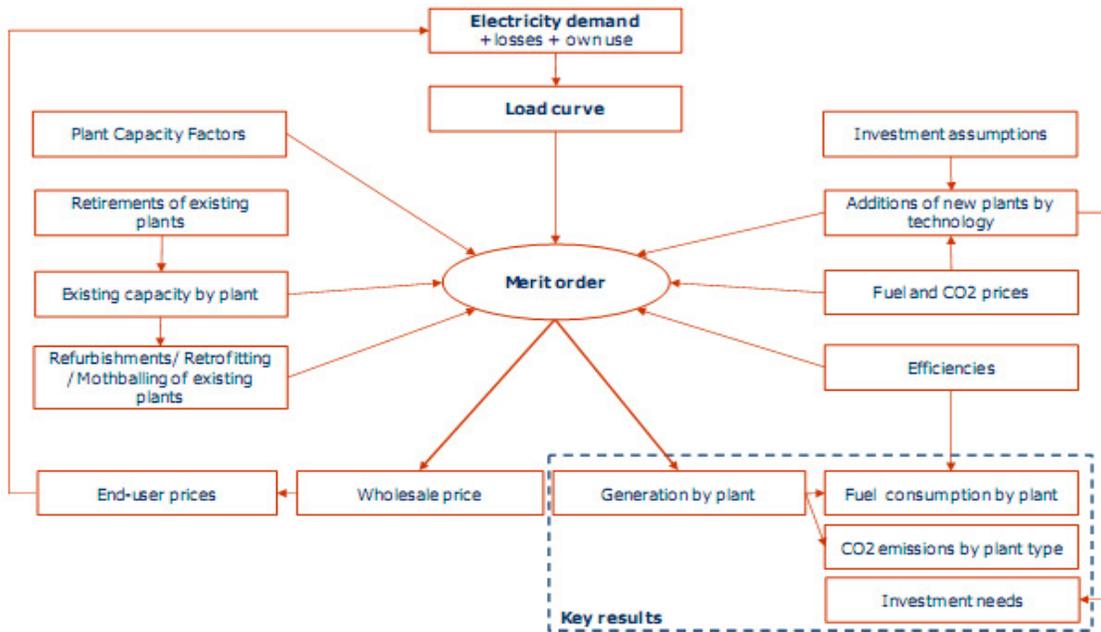


FIGURA A1.40: ESTRUCTURA DEL MÓDULO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Fuente: World Energy Model 2010

En generación de electricidad, el total de electricidad para cada región se calcula sumando la proyección de la demanda de electricidad, la electricidad utilizada por las plantas de energía para consumo propio y las pérdidas derivadas de la transmisión y distribución. Para satisfacer la demanda se asume que la curva de carga de una región es dada y que se garantiza la seguridad del suministro, el modelo determina la capacidad de generación adicional requerida. Esto se calcula como la diferencia entre los requisitos de capacidad total (Suponiendo un margen regional de seguridad de suministro) y la capacidad instalada.

La capacidad existente se basa en una base de datos de todas las plantas de generación a nivel mundial. Se asume que la vida de las plantas oscila entre los 45 y 60 años para los actuales combustibles fósiles, y hasta 60 años para plantas nucleares (a menos que se especifique lo contrario debido a las políticas gubernamentales).

El despliegue de energías renovables se basa en un modelo de potencial regional de largo plazo y costos regionalizados, además se consideran restricciones de mercado, técnicas o políticas, tasas de aprendizaje y costos de operación y mantenimiento.

A1.11.4 APLICABILIDAD A NUESTRO PROYECTO

El elemento que más destaca es la utilización de modelos de costos de inversión para energía renovables, para ello se considera un modelo global de participación de energías renovables bajo la hipótesis que el decrecimiento en los costos de capital para estas tecnologías responde a al incremento de la penetración de estas tecnologías a nivel mundial, esto debido al efecto de aprendizaje y economías de escala. Para ello se utiliza una curva de costos dinámica⁴².

⁴² Para mayor información respecto de curvas de costo dinámicas revisar:
[http://www.green-x.at/downloads/WP1%20-%20Dynamic%20cost-resource%20curves%20\(Green-X\)\(final%20draft%2009-2003\).pdf](http://www.green-x.at/downloads/WP1%20-%20Dynamic%20cost-resource%20curves%20(Green-X)(final%20draft%2009-2003).pdf)

A1.12 AUSTRALIA'S EMISSIONS PROJECTIONS [12]

A1.12.1 ORIGEN

Documento desarrollado por el Departamento de Cambio Climático y Eficiencia Energética de Australia el año 2010 como la proyección oficial de GEI australianos.

A1.12.2 CONTENIDO GENERAL

El documento proyecta el escenario base entre el periodo 2010-2020 y posteriormente un escenario indicativo hasta el 2030 donde se conservan las tendencias sectoriales de emisiones. El análisis está dividido entre los sectores Energía, Procesos industriales, Agricultura, Desechos, emisiones forestales y deforestación. A su vez el sector energía está compuesto por los sectores de emisiones estacionarias, transporte y emisiones fugitivas. El estudio presenta adicionalmente un resumen de medidas de mitigación que alcanzaría un abatimiento de 109 Millones de toneladas al año 2020. Es importante hacer hincapié en que el estudio se concentra en el análisis de resultados de emisiones.

A1.12.3 ELEMENTOS DESTACADOS

Más detalle sobre el desarrollo de la proyección en el sector de generación eléctrica se encuentra en el capítulo de emisiones estacionarias. En él se proyectan las emisiones del parque generador eléctrico considerando la meta de energías renovables del país. La inclusión de la meta en el escenario base obedece a que los objetivos de reducción de emisiones de Australia son con respecto a las emisiones del año 1990, y no con respecto a la proyección de emisiones de un año futuro.

Los resultados de las emisiones utilizados son el promedio de dos modelos utilizados, SKM-MMA y ACIL Tasman. Mientras que las emisiones generales del subsector de la producción de electricidad en los dos modelados son similares, los drivers de estos resultados son distintos. La interacción entre la demanda de electricidad (driver generación) y el precio de los Certificados de Energía Renovable (CER) (afectados por los costos de largo plazo de las energías renovables) se utiliza como un motor importante de la inversión en capacidad de generación renovable.

SKM-MMA usa su modelo de mercado eléctrico, Strategist, junto con su modelo de energía renovable REMMA, un modelo de mercado del gas MMAGas y el modelo de consumo de energía final MOSED para determinar la generación de electricidad, el consumo energético y las emisiones.

ACIL Tasman considera una modelación más amplia de toda la economía, así como del mercado de la electricidad y la combustión directa en su análisis. Una vez más, se utilizaron cuatro modelos: un modelo de mercado de gas GasMark, un modelo de toda la economía Tasman Global, el modelo de mercado eléctrico PowerMark LT y el modelo de energía renovable RECMARK.

A1.12.4 APLICABILIDAD A NUESTRO PROYECTO

Si bien el documento no permite inferir detalles metodológicos que se presenten como alternativas para la generación del modelo, si entrega algunos datos que pudieran ser útiles, los cuales se presentan a continuación.

TABLA A1.21: PARÁMETROS PRESENTADOS EN EL ESTUDIO.

	SKM-MMA	ACIL Tasman
Costo \$2010 Turbinas eólicas [US\$/KW]	2.350	2.750
Disminución anual del costo [%]	0,5	0,2
Límite de generación geotérmica 2030 [GWh]	6.000	No factible

Fuente: Australia's emissions projections 2010.

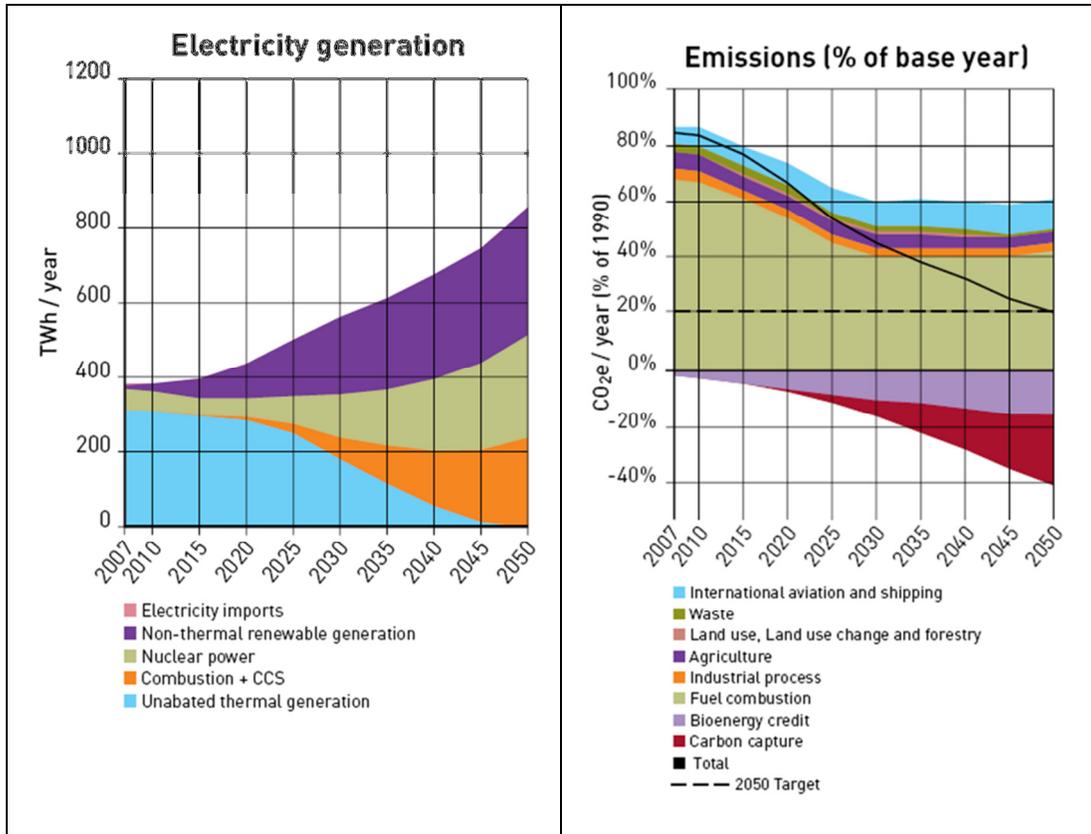
Si bien la inclusión de potenciales bonos de carbonos que disminuyan el costo operacional de las energía renovables parece ser una opción modelable y que pudiera afectar la decisión de inversión, ésta es incompatible con el escenario base de emisiones nacionales. De considerarse, sólo es posible en la modelación de escenarios alternativos.

A1.13 “DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, UNITED KINGDOM. 2050 PATHWAYS ANALYSIS.” [13]

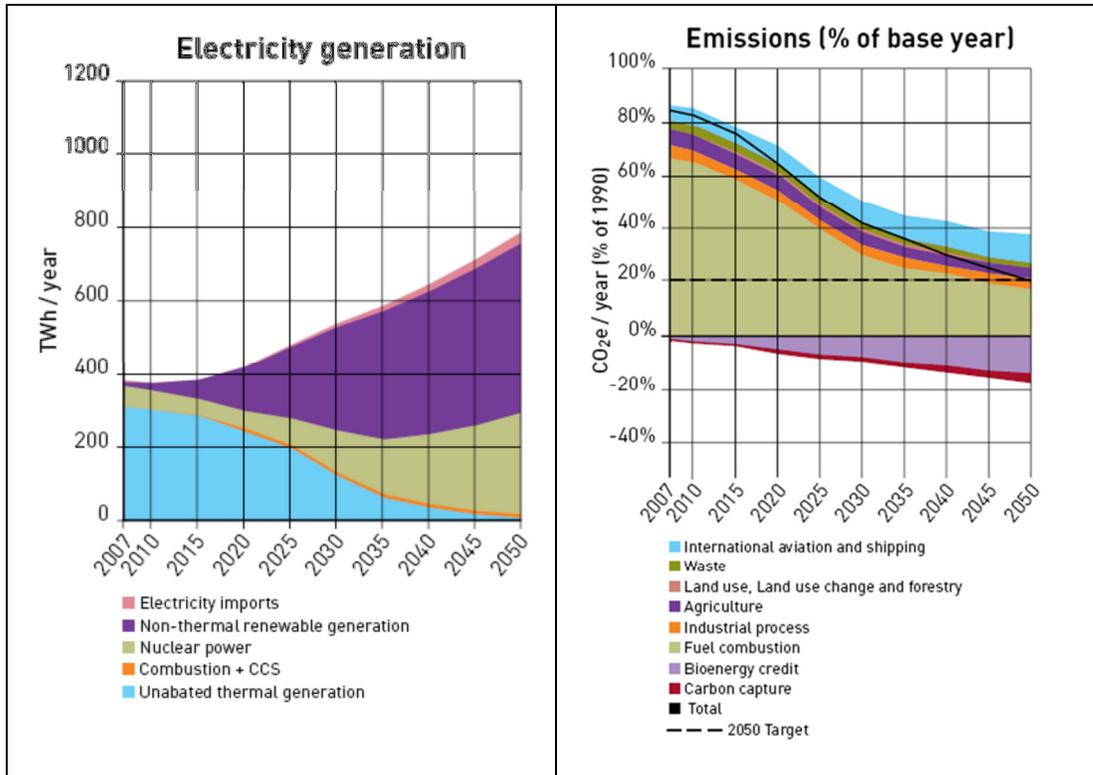
En este caso, se analizan los resultados del Secretary of State for Energy and Climate Change del United Kingdom (UK) en relación a un estudio sobre los consumos sectoriales de energía y generación de electricidad para evaluar los niveles y tipos de cambios físicamente posibles de realizar para disminuir las emisiones. Para cada sector se desarrollaron cuatro trayectorias de tal modo de visualizar un rango completo de opciones de mitigación en un lapso de 40 años, es decir, hasta el año 2050.

- a) Trayectoria ALPHA. De acuerdo a esta trayectoria se reduce la demanda, se incrementa la generación mediante energías renovables y bioenergía y, además, se incluye la generación mediante energía nuclear y, en el caso de uso de combustibles se emplea la captura y almacenamiento de CO₂.
- b) Trayectoria BETA. Similar a la Trayectoria ALPHA pero sin el empleo de generación de electricidad usando captura y almacenamiento de CO₂.
- c) Trayectoria GAMMA. Similar a las Trayectoria ALPHA pero sin empleo de energía nuclear.

Los resultados para la Trayectoria ALPHA se muestran en el gráfico siguiente. Si bien las emisiones disminuyen (de 85% a 60%) no se cumple con la meta esperada (disminuir a un 20%).



Los resultados para la Trayectoria BETA se muestran en el gráfico siguiente.



En el caso de la trayectoria BETA las emisiones se han disminuido de tal modo de cumplir la meta de pasar de un 80% de emisiones a un 20%.

A1.14 “ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING SIC”⁴³ [14]

A1.14.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD.

Período 2012-2021

La tasa de crecimiento media del período 2012-2021 es de 5.9%. La tasa media anual de crecimiento de la demanda de los clientes libres en ese período es de 7.3%, en tanto la de los clientes regulados alcanza a 4.9%.

Período 2021-2030

Las bases para la estimación del consumo de energía eléctrica en este período fueron los siguientes:

- Establecer una relación entre el consumo de energía per cápita y el PIB-PPP (Producto Interno Bruto y Paridad del Poder Adquisitivo o Purchasing Power Parity).
- Proyectar el PIB de Chile al 2030.
- Determinar el consumo de electricidad correspondiente a ese nivel de PIB. Resulta 144.143 GWh/año.
- Restar la demanda de los autoprodutores. Se sabe (fuentes oficiales) que este consumo fue de 3774 GWh el 2009. Se asume que esta contribución crece a un 1,5% anual, de modo que resulta ser 5083 GWh el 2030.
- Suponer una tasa de crecimiento de los sistemas Aysen y Magallanes de un 4% entre el 2012 y el 2013. Resulta 747 GWh al año 2030.
- Al restar el consumo estimado al 2030 lo señalado en las letras d y e resulta una demanda estimada conjunta del SIC y el SING de 138.313 GWh al año 2030.

⁴³ Se incluye este documento en el análisis bibliográfico solicitado, por la información que contiene en cuanto a evolución de la demanda de energía en el período 2010-2021. También resulta interesante los parques, tecnologías y fuentes energéticas previstos por la Comisión Nacional de Energía. Por el contrario, no se incluye en el análisis los efectos que tendría una eventual interconexión entre los sistemas SIC SING, es decir, lo que llama en el trabajo “Expansión Desarrollo Integrado 1500” (con proyectos Aysén) y “Expansión Desarrollo Integrado 1500 sin Proyectos Aysén”.

A modo de referencia comparativa, la figura siguiente muestra el consumo previsto por la Comisión Nacional de Energía por cada sistema interconectado en el lapso 2000 al 2030.

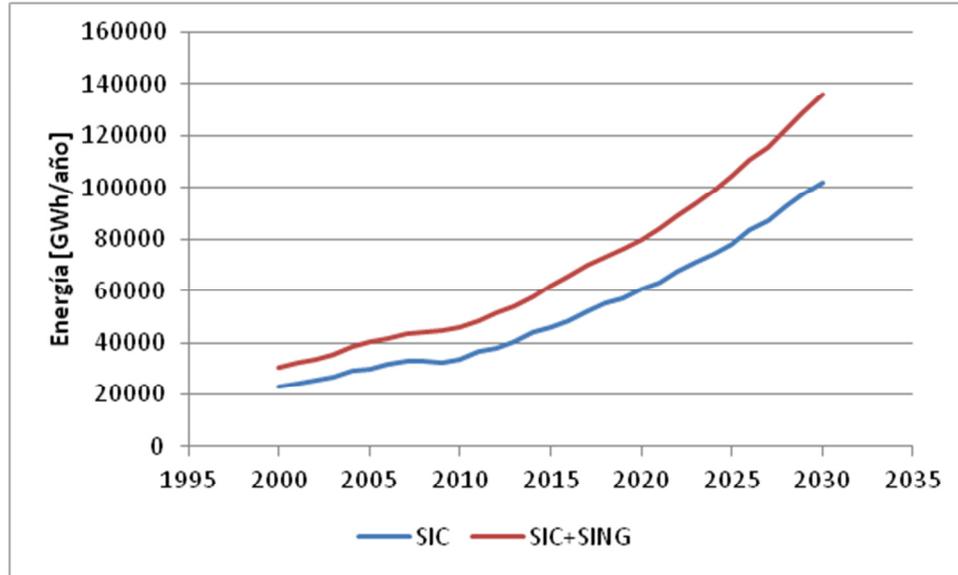


FIGURA A1.41: EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LOS CONSUMOS DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS SIC Y SING AL AÑO 2030.

Fuente: Estrategia Nacional de Energía 2012-2030: Energía para el futuro, Comisión Nacional de Energía y Ministerio de Energía, Sergio del Campo Fayet, Mayo 2012.

A1.14.2 DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS DEL SING Y EL SIC.

La Comisión Nacional de Energía contrató los servicios de SYNEX Ingenieros Consultores para realizar una evaluación técnica y económica de las opciones de suministro de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Si bien el estudio consideraba la opción de realizar la interconexión SING-SIC en este resumen sólo se da cuenta de las centrales de energía que se preveía y requería instalar para suplir la demanda de energía eléctrica al año 2030. SYNEX contó con la asesoría de Mercados Energéticos Consultores.

El primer resultado de interés es el tipo y fuente energética de las centrales que se prevé se instalarán en cada sistema. En la tabla siguiente se observa el resultado obtenido en el caso del Sistema Interconectado del SING.

TABLA A1.22: CENTRALES A INSTALAR EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDESING [MW].

Año	Carbón	Turbina gas	Geotermia	Eólica	Total
2017	1100	100	40	200	1440
2018	0	0	40	0	40
2019	0	0	40	100	140
2020	640	100	40	0	780
2021	0	0	40	100	140
2022	0	0	40	0	40
2023	0	0	40	100	140
2024	0	0	80	0	80
2025	0	100	80	100	280
2026	320	0	40	0	360
2027	960	0	40	0	1000
2028	0	0	40	0	40
2029	0	0	40	0	40
2030	0	0	40	0	40
2031	0	0	40	0	40
2032	0	0	40	0	40
2033	0	0	0	0	0
Total [MW]	3020	300	720	600	4640

TABLA A1.23: CENTRALES A INSTALAR EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL SIC [MW].

Año	Hidro	Carbón	Turbina gas	Geotermia	Eólica	Total
2017	805	1420	100	120	400	2845
2018	158	320	0	80	100	658
2019	1242	320	0	0	240	1802
2020	75	0	100	80	100	355
2021	2174	0	0	80	200	2454
2022	560	0	0	80	100	740
2023	1001	0	0	80	200	1281
2024	830	0	0	120	100	1050
2025	420	960	100	120	200	1800
2026	60	0	0	80	100	240
2027	60	0	0	80	100	240
2028	210	320	0	80	100	710
2029	0	0	0	80	100	180
2030	0	640	0	80	100	820
2031	0	1280	0	80	100	1460
2032	0	640	0	80	100	820
2033	0	0	120	0	100	220
Total	7595	5900	420	1320	2440	17675

Desde el punto de vista de las emisiones de gases efecto invernadero es adecuado mostrar la suma de las potencias instaladas en ambos sistemas lo que se muestra en el cuadro siguiente.

TABLA A1.24: CENTRALES A INSTALAR EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL SIC [MW].

Año	Hidro	Carbón	Turbina gas	Geoterminia	Eólica	Total
2017	669	1420	100	120	400	2709
2018	138	320	0	80	100	638
2019	1105	0	0	40	200	1345
2020	168	640	100	80	100	1088
2021	2174	0	0	80	200	2454
2022	560	0	0	80	100	740
2023	1001	0	0	80	200	1281
2024	830	0	0	120	100	1050
2025	420	0	100	120	200	840
2026	360	320	0	80	100	860
2027	60	960	0	80	100	1200
2028	70	0	0	80	100	250
2029	0	0	0	80	100	180
2030	0	640	0	80	100	820
2031	0	960	0	80	100	1140
2032	0	0	0	80	100	180
2033	0	320	120	0	100	540
Total [MW]	7555	5580	420	1360	2400	17315

TABLA A1.25: CENTRALES A INSTALAR EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE SING [MW].

SING Expansión por tecnologías [MW]					
Año	Carbón	Turbina gas	Geoterminia	Eólica	Total
2017	1100	100	40	200	1440
2018	0	0	40	0	40
2019	0	0	40	100	140
2020	640	100	40	0	780
2021	0	0	40	100	140
2022	0	0	40	0	40
2023	0	0	40	100	140
2024	0	0	80	0	80
2025	0	100	80	100	280
2026	320	0	40	0	360
2027	960	0	40	0	1000
2028	0	0	40	0	40
2029	0	0	40	0	40
2030	0	0	40	0	40
2031	0	0	40	0	40
2032	0	0	40	0	40
2033	0	0	0	0	0
Total [MW]	3020	300	720	600	4640

La energía anual generada con ambos sistemas se muestra en los cuadros siguientes. Con estos antecedentes es posible estimar el nivel de emisiones de cada tipo de central en cada uno de los sistemas interconectados.

TABLA A1.26: ENERGÍA GENERADA POR EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL SIC.

Año	Hidro	Carbón	GNL	Petróleo	Geotermia	Eólica	Biomasa	Minihidro	Total
2017	31088	19903	4766	2384	1232	1442	864	1857	63536
2018	32363	21785	4210	2538	1565	1684	853	2142	67140
2019	36111	22809	3224	2014	1565	1958	892	3061	71634
2020	38236	22733	3072	2121	1898	2200	893	3348	74501
2021	48623	21369	1379	1879	2230	2475	844	3636	82435
2022	52017	21460	1220	1846	2564	2716	844	3923	86590
2023	57286	20505	898	1819	2871	2991	799	4211	91380
2024	62397	20352	716	1811	3209	3233	813	4500	97031
2025	64528	20655	899	1887	3537	3507	820	4788	100621
2026	64696	23057	975	1874	3892	3749	830	5074	104147
2027	64510	23686	1320	1931	4228	4024	844	5364	105907
2028	65313	24360	1782	2095	4561	4265	860	5651	108887
2029	64695	26864	1976	2139	4894	4540	859	5651	111618
2030	65256	29694	2599	2282	5227	4782	875	5652	116367
2031	64962	34293	1966	2172	5560	5056	861	5650	120520
2032	64324	39299	1863	2104	5893	5298	867	5652	125300
2033	65270	39927	2890	2233	5893	5573	878	5652	128316

TABLA A1.27: ENERGÍA GENERADA POR EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE SING.

Año	Carbón	GNL	Petróleo	Hidro	Geotermia	Eólica	Total
2017	19664	1356	0	125	333	526	22004
2018	20194	1652	0	125	666	526	23163
2019	21037	1270	5	125	999	788	24224
2020	23835	947	16	125	1332	788	27043
2021	21840	393	5	125	1664	1051	25078
2022	22135	441	4	125	1997	1051	25753
2023	21971	346	4	125	2330	1314	26090
2024	21002	297	3	125	2996	1314	25737
2025	21738	434	4	125	3662	1577	27540
2026	23580	369	4	125	3995	1577	29650
2027	26058	450	6	125	4327	1577	32543
2028	27364	661	14	125	4660	1577	34401
2029	29402	567	16	125	4993	1577	36680
2030	29707	614	22	125	5326	1577	37371
2031	31007	399	17	125	5659	1577	38784
2032	30739	410	22	125	5992	1577	38865
2033	32422	614	26	125	5992	1577	40756

ANEXO 2: REVISIÓN SOBRE MODELOS NACIONALES E INTERNACIONALES DE PROYECCIÓN DE EMISIONES DISPONIBLES A 2012

A2.1 MODELO SDDP

Programación Dinámica Estocástica Dual (SDDP). Desarrollado por Power System Research (PSRI) 1992.

A2.1.1 DESCRIPCIÓN

El modelo SDDP es un modelo de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo con restricciones de transmisión. Fue creado por Power Systems Research Inc (PSR) y corresponde a un modelo multinodal y multiembalse que usa Programación Dinámica Dual Estocástica. Esta descripción se basa en el estudio del Centro de Energía “Diagnóstico de Modelos de Planificación de la Generación para el Sector Eléctrico Nacional”, 2009.

Este modelo plantea un problema de optimización lineal con cierta estructura, en que las variables de una etapa sólo dependen de las variables en la etapa anterior, y plantea un conjunto de problemas equivalentes en los que se minimiza los costos de una etapa más una función de costo futuro de las variables de esa etapa. La función de costo futuro no es otra cosa que la minimización con respecto al resto de las variables. Se puede demostrar que esta función de costo futuro es lineal por partes en todas las etapas, con lo que se desarrolla un algoritmo que simula la operación utilizando estas funciones de costo futuro para luego, en un proceso hacia atrás corregir estas funciones lineales por partes. La corrección a las funciones de costo futuro se realiza encontrando sucesivamente las restricciones que definen esta función. En cada iteración este algoritmo es capaz de calcular una cota inferior y una cota superior del valor óptimo de operación que se está buscando.

A2.1.2 CARACTERÍSTICAS

- Representación multinodal de la red incluyendo pérdidas modeladas por tramos lineales y capacidades de transporte.

- Etapas de optimización pueden ser semanales, mensuales o trimestrales. No se aceptan combinación de ellas.
- Tiempo mínimo de representación; semanal caso aleatorio y horaria caso determinístico.
- Representación aleatoria de la hidrología. Hidrologías futuras utilizan un modelo de serie de tiempo “Contemporaneous Periodic Auto Regressive” (CPAR), el que internaliza la correlación temporal y la espacial de los datos.
- Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas.
- Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad.
- Horizonte de análisis hasta 30 años
- La demanda se representa por curvas de duración definida por bloques definida al nivel del sistema o en cada barra.
- Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad.
- Modelo de propósito general adaptado para el sistema SIC.
- Calculo de costos marginales por submercado y barra.
- Versiones modernas disponen de ejecución en computación paralela.

A2.1.3 RESULTADOS DEL MODELO

- Producción de centrales.
- Costo marginal por nudo.
- Disponibilidad del sistema y de cada central.
- Costos operativos.
- Racionamientos del sistema.
- Estadígrafos de generaciones
- Estadígrafos de embalses.
- Estadígrafos de consumos de combustibles.
- Flujos de potencia en líneas.

A2.1.4 USOS DE LOS RESULTADOS

- Planificación de la operación de corto y mediano plazo.
- Planificación de inversiones en generación y transporte.
- Determinar precios de nudos.
- Cálculo de peajes en sistema de transmisión.

- Cálculo de tarifas en subtransmisión.
- Planificación de la red de transmisión.

A2.1.5 LIMITACIONES

- Horizonte de evaluación restringido
- No considera contratos de riego.

A2.1.6 FLUJOS DE INFORMACIÓN

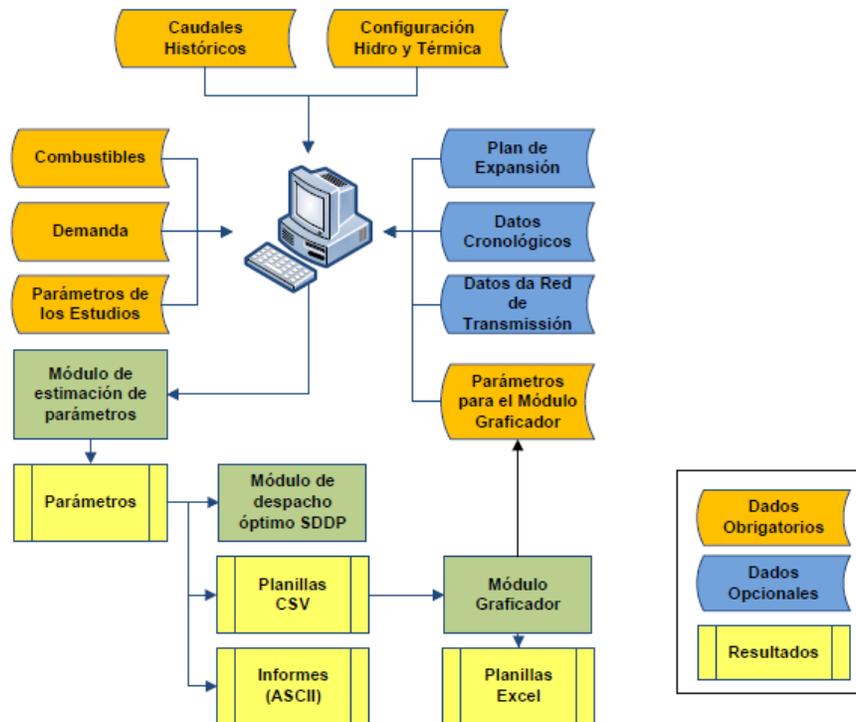


FIGURA A2.1: FLUJO DE EJECUCIÓN SDDP.

Fuente: Manual de usuario 2011⁴⁴

A2.1.7 CASOS

⁴⁴ <http://www.psr-inc.com/psr/download/manual/sddpusresp.pdf>

La planificación de expansión en el sistema eléctrico colombiano es realizada por la UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energético) utilizando la aplicación⁴⁵. En general el desarrollador declara el uso del programa en mas 50 países⁴⁶.

⁴⁵ Más información en www.xm.com.co/Pages/GestiondeOperaciondelSIN.aspx

⁴⁶ Para mayor información visitar <http://www.psr-inc.com/psr/download/folders/sddpfolderesp.pdf>

A2.2 MODELO OSE2000

A2.2.1 DESCRIPCIÓN

El Modelo Operación de Sistemas Eléctricos (OSE2000), fue desarrollado por la empresa KAS ingeniería S.A. y utilizado por Comisión Nacional de Energía (CNE) para el cálculo de los precio de nudo. OSE2000 es un modelo multinodal-multiembalse para la planificación operativa de sistemas hidrotérmicos. Al igual que el SDDP, el modelo OSE2000 utiliza programación dinámica dual estocástica en la resolución del problema de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo. Las características de este modelo son similares a la de PLP. Sin embargo, se incorporó un procedimiento para reducir el tamaño de la red de transporte durante las simulaciones que permite reducir el tiempo de proceso sin perder calidad en los resultados.

A2.2.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Representación multinodal de la red incluyendo pérdidas modeladas por tramos lineales y capacidades de transporte.
- Etapas de optimización pueden ser semanales, mensuales, trimestrales o anuales. No se aceptan combinación de ellas.
- Horizonte de análisis típicamente 10 años, más dos años de relleno.
- Representación aleatoria de la hidrología. Simulaciones de series hidrológicas ingresadas por el usuario a través de archivos.
- Simulaciones de incertidumbre hidrológicas futuras construidas sobre la base de definir un conjunto de simulaciones iniciales y aperturas por cada etapa sorteadas sobre los registros históricos. Se supone sucesos equiprobables
- Durante el invierno se supone independencia entre los meses y las aperturas se sortean suponiendo que los eventos son equiprobables. Durante los meses de deshielo, no se realizan aperturas y se supone comportamiento determinista de la hidrología que se sorteo en la etapa inicial.
- Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas.
- La demanda se representa por curvas de duración definida por bloques definida al nivel del sistema o en cada barra.
- Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad.
- Modelo de propósito general adaptado para el sistema SIC.
- No dispone de interfaz amigable con el usuario.
- Se incluyen contratos de riego diferentes a los considerados por PLP.

- Utiliza el programa de optimización lineal IBM OSL 2.0

A2.2.3 LIMITACIONES

- Tanto las simulaciones como las aperturas deben ser extraídas del registro estadístico histórico, con lo que no es tan directa la aplicación de modelos de series de tiempo para las series de caudales.
- No es completamente cierta la independencia hidrológica entre años.

A2.3 MODELO PLEXOS

A2.3.1 DESCRIPCIÓN

PLEXOS LT Plan es una de las componentes del paquete de programa de PLEXOS, desarrollado por la empresa australiana Energy Exemplar. LT Plan permite encontrar la combinación óptima de nuevas unidades generadoras a construir/retirar y las actualizaciones de la red de transmisión que minimiza el valor presente neto de los costos totales de inversión y operación en el largo plazo. Esto significa que simultáneamente resuelve el problema de la planificación de la expansión de la generación, transmisión y operación desde la perspectiva de un planificador centralizado en el largo plazo. El horizonte de análisis es definido por el usuario siendo el rango más típico 10 – 30 años.

LT Plan puede ejecutarse en forma independiente o integrado al conjunto de programas de la familia PLEXOS (PASA, MT Schedule, ST Schedule) en un modo de simulación simple. En esta última modalidad, las decisiones de inversión/retiro obtenidas por LT Plan se traspasan automáticamente a fases de simulación más detalladas, proporcionando una solución sin parches.

En LT Plan el problema de planificación se plantea como de programación lineal entero mixto. El problema entero mixto se resuelve utilizando optimizadores tales como Xpress, CPLEX o MOSEK. También, se puede resolver una versión relajada del problema mediante programación lineal de manera de obtener resultados en tiempos más reducidos. Adicionalmente, LT Plan permite resolver el problema utilizando Programación Estocástica Entera, para lo cual utiliza la técnica de descomposición en escenarios inteligentes “scenario-wise decomposition”.

A2.3.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Las principales características de LT Plan son:

- Horizonte de tiempo de análisis 10-30 años, con etapas mensuales.
- Se permite modelar el retiro de unidades generadoras como variables de diseño, además de los retiros especificados por el usuario.
- Representación de la red a través de tres niveles de agregación: regional, zonal o nodal. En el nivel regional y zonal se utiliza modelo de transporte. Para el modelo nodal se puede usar representación lineal tipo DC que está incluida en el paquete OPF de PLEXOS.
- Las decisiones de inversión en líneas de transmisión sólo se aplican a enlaces de corriente continua (DC). Líneas en corriente alterna (AC) pueden ser consideradas pero deben ser asimiladas como DC.

- Modelo de pérdidas se representan mediante factores de pérdidas en generación para líneas AC, y como parte del modelo para líneas DC.
- La demanda se representa mediante curvas de duración de hasta 5 bloques.
- La hidrología se representa por series históricas. Se pueden representar almacenamiento, vertimientos y sistemas hidráulicos en cascada.
- Modela unidades con almacenamiento y bombeo.
- Se pueden representar unidades eólicas o de ciclo variables.
- Se pueden representar programas de administración de la demanda, para esto se definen generadores artificiales.
- Se representan tasas de fallas forzadas y mantenimiento en generadores mediante la reducción de las capacidades de estos.
- El código es cerrado y comercial.

A2.4 MODELO PLP

A2.4.1 DESCRIPCIÓN

El Modelo Planificación de Largo Plazo (PLP) fue desarrollado por Colbún y se encuentra en uso en el CDEC-SIC. Al igual que el SDDP, el modelo PLP utiliza programación dinámica dual estocástica en la resolución del problema coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo. En relación a la modelación de la incertidumbre hidrológica, éste ofrece gran flexibilidad para que la forma en la cual se definen las simulaciones de escenarios hidrológicos pueda ser manejada completamente por el usuario. Las simulaciones hidrológicas son entregadas al modelo PLP por medio de los archivos PLPIDSIM.DAT, PLPIDAP2.DAT y PLPIDAPE.DAT los que deben tener una estructura definida. Es importante notar que el modelo PLP no posee un modelo propio para manejo de hidrologías, por medio de estos archivos se le entrega al modelo toda la información relacionada con los escenarios hidrológicos y la generación de aperturas. Estos archivos son generados externamente y son una entrada de datos para el modelo PLP.

A2.4.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Representación multinodal de la red incluyendo pérdidas modeladas por tramos lineales y capacidades de transporte.
- Etapas de optimización pueden ser semanales, mensuales o trimestrales. No se aceptan combinación de ellas.
- Horizonte de análisis típicamente 10 años, más dos años de relleno.
- Representación aleatoria de la hidrología. Simulaciones de series hidrológicas ingresadas por el usuario a través de archivos.
- Simulaciones de incertidumbre hidrológicas futuras construidas sobre la base de definir un conjunto de simulaciones iniciales y aperturas por cada etapa sorteadas sobre los registros históricos. Se supone sucesos equiprobables
- Durante el invierno se supone independencia entre los meses y las aperturas se sortean suponiendo que los eventos son equiprobables. Durante los meses de deshielo, no se realizan aperturas y se supone comportamiento determinista de la hidrología que se sorteo en la etapa inicial.
- Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas.
- La demanda se representa por curvas de duración definida por bloques definida al nivel del sistema o en cada barra.
- Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad.

- Modelo de propósito general adaptado para el sistema SIC.
- No dispone de interfaz amigable con el usuario.
- Se incluyen contratos de riego.

A2.4.3 LIMITACIONES

- Una limitación de PLP es que tanto las simulaciones como las aperturas deben ser extraídas del registro estadístico histórico, con lo que no es tan directa la aplicación de modelos de series de tiempo para las series de caudales.
- No es completamente cierta la independencia hidrológica entre años.

A2.5 MODELO MARKAL

A2.5.1 DESCRIPCIÓN

Modelo desarrollado como parte de un proyecto de cooperación multinacional desde el año 1976, liderado por la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency - IEA) mediante el IEA-ETSAP implementing agreement (Energy Technology Systems Analysis Programme). MARKAL (MARKet ALlocation) es un modelo de optimización energética de mediano, largo-plazo utilizado por planificadores de políticas públicas para realizar una proyección del abastecimiento de la demanda energética a lo largo de períodos que pueden alcanzar hasta 50 años. Este modelo permite además evaluar el impacto que tienen las distintas políticas energéticas en el medio ambiente a nivel nacional, regional, estatal o provincial.

El modelo ha sido aplicado en sistemas energéticos de África, Australia- Nueva-Zelanda, Canadá, América Central y América del Sur, China, Europa Oriental, Ex-Unión Soviética, India, Japón, México, Medio Oriente, Asia, Corea del Sur, los Estados Unidos y Europa Occidental, entre otros, muchos de ellos con economías en desarrollo. MARKAL requiere modelar la cadena de abastecimiento energético completa, desde los recursos naturales hasta las demandas energéticas de los usuarios finales, tal como se muestra en la siguiente figura.

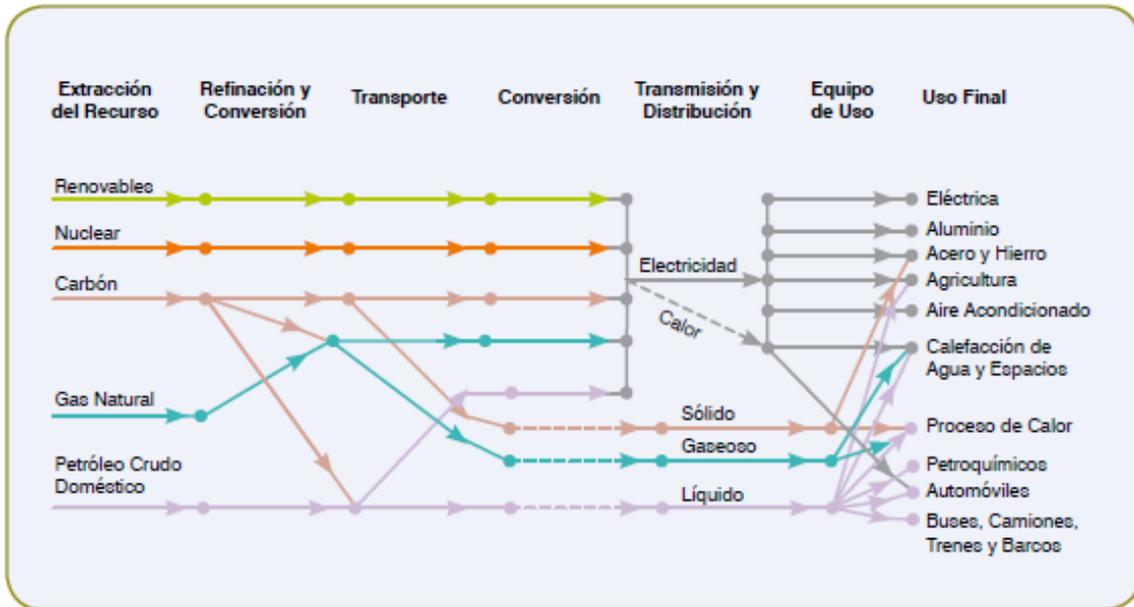


FIGURA A2.2: ESQUEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA EN MARKAL.

Fuente: Modelos de planificación energética, CNE 2009

MARKAL-MACRO es una extensión del modelo MARKAL y resuelve simultáneamente los sistemas de energía y economía. MARKAL-MACRO es una mezcla entre modelos bottom-up y top-down. En este modelo la demanda responde a precios, es decir, la demanda es determinada endógenamente.

El modelo MARKAL-MACRO maximiza el bienestar del consumidor, optimiza la inversión agregada y provee la configuración del sistema de menor costo. Precios de energía y costos de energía son determinados simultáneamente durante la optimización. Los costos relativos de la energía determinan el tipo y nivel de sustitución de portadores energéticos y tecnologías.

A2.5.2 CARACTERÍSTICAS

- Genera modelos de equilibrio energéticos y económicos.
- Calcula las cantidades y precios de equilibrio que maximizan la utilidad y además minimizan los costos totales del sistema de energía.
- MARKAL identifica soluciones a la planificación del sistema de energía al menor costo y evalúa opciones en el contexto del sistema de energía tales como el balance entre oferta y demanda y restricciones de política ambiental.
- Selecciona tecnologías basado en los costos de las alternativas.
- MARKAL calcula las cantidades y precios maximizando el excedente del productor/consumidor en el horizonte de planificación, por lo tanto, el costo total de energía del sistema.
- Además provee estimaciones de precios de energía, demanda, GHG, tecnologías.
- En MARKAL la demanda no responde a precios y es determinada exógenamente.

A2.5.3 LIMITACIONES

- El modelo MARKAL es un modelo estrictamente de sector energético y no establece relaciones con otros sectores de la economía.
- El modelo MARKAL-MACRO resuelve estos últimos inconvenientes, pero el modelo macroeconómico que incorpora es un modelo neoclásico y adopta una función de producción de elasticidad de sustitución constante (CES). El modelo resuelve para un consumidor representativo óptimo, donde todas las variables relevantes son agregadas.

A2.5.4 FLUJOS

El esquema de flujo de energía muestra las interrelaciones que se producen para llegar a la demanda final, primero considerando combustibles primarios y variable de stock, controlando por importaciones y exportaciones. Luego, combustibles secundarios y variable de stock, controlando por importaciones y exportaciones. Finalmente se encuentran los centros de transformación que satisfacen la demanda final.

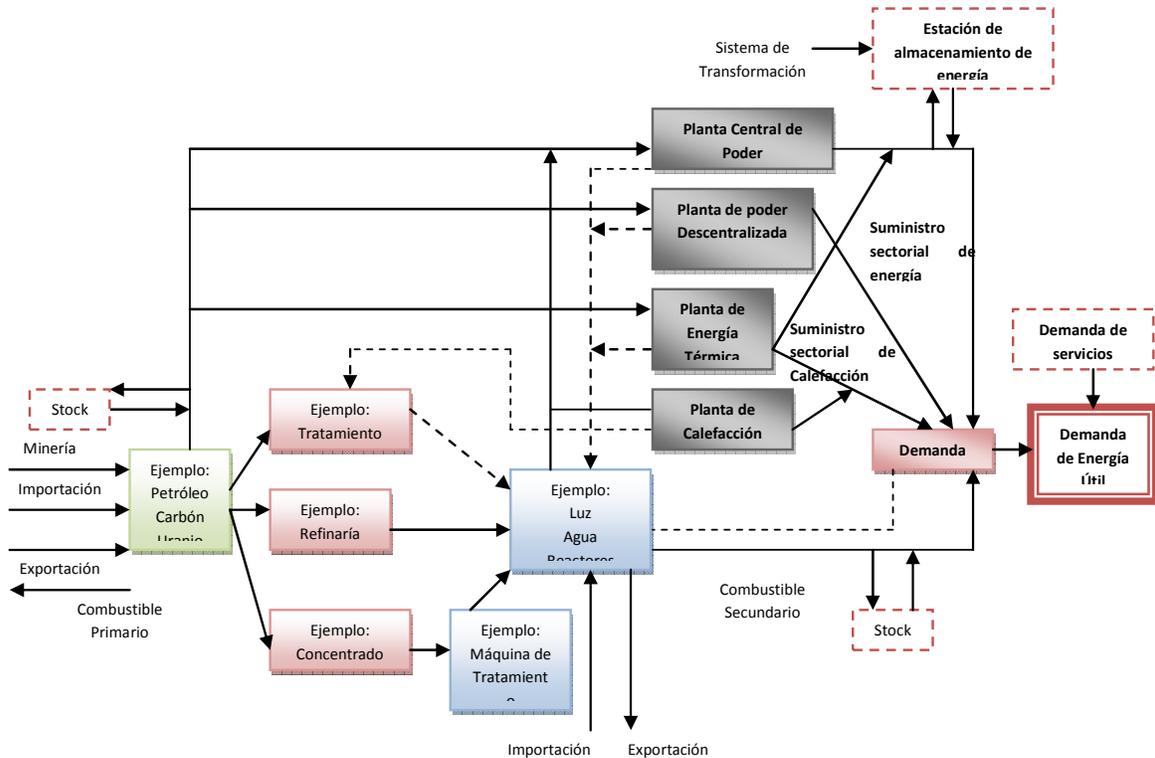


FIGURA A2.3: ESQUEMA DE FLUJO ENERGÉTICO EN MARKAL.

Fuente: Fei Teng 2007

A2.5.5 CASOS

- International Energy Agency (IEA): “Detalles de tecnologías para los escenarios de World Energy Outlook”.
- Unión Europea. Modelo de 25 estados: “Estudio de externalidades y valoración de temas asociados al ciclo de vida”

- 6 estados de Nueva Inglaterra: Análisis de Aire limpio, metas y evidencia para el compromiso de cambio climático.
- USAID: Estableciendo un marco de referencia común para la evaluación de gestión de la demanda.
- APEC: Niveles de costo-efectividad de generación renovable en cuatro economías de la APEC.
- South Africa: Planificación energética y ambiental.

MARKAL-MACRO ha sido utilizado en:

- INET: impacts of emission reductions on China's GDP with MARKAL-MACRO Model; Beijing's energy supply scenarios and possible impacts;
- SHESRI: responses of the energy system to energy structure adjustment policies in Shanghai
- Croacia: Institute Hrvoje Požar. Helena Božić. "ENERGY SYSTEM PLANNING ANALYSIS USING THE INTEGRATED ENERGY AND MACROECONOMY MODEL". Interdisciplinary Description of Complex Systems 5(1), 39-47, 2007

A2.6 MODELO MESSAGE

A2.6.1 DESCRIPCIÓN

MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) es un modelo de optimización del abastecimiento energético para un horizonte de planificación de mediano–largo plazo, que además considera la repercusiones ambientales de las tecnologías utilizadas para satisfacer estas demandas. Al igual que MARKAL, este modelo proporciona un marco para representar un sistema energético con todas sus interdependencias, importaciones y exportaciones, conversiones de energía, transporte, distribución, es decir, la cadena de abastecimiento energético completa, desde los recursos naturales hasta llegar al consumidor final.

La representación del sistema de energía en el modelo está basada en el concepto de red. Las actividades y las relaciones del sistema de energía son descritas como un gráfico orientado que representa la cadena de energía, empieza en la extracción o suministro de energía primaria, pasando a través de los procesos de conversión de energía (por ejemplo: generación de electricidad, transmisión y distribución) para satisfacer la demanda para la energía final en las industrias, familias, transporte, etc.

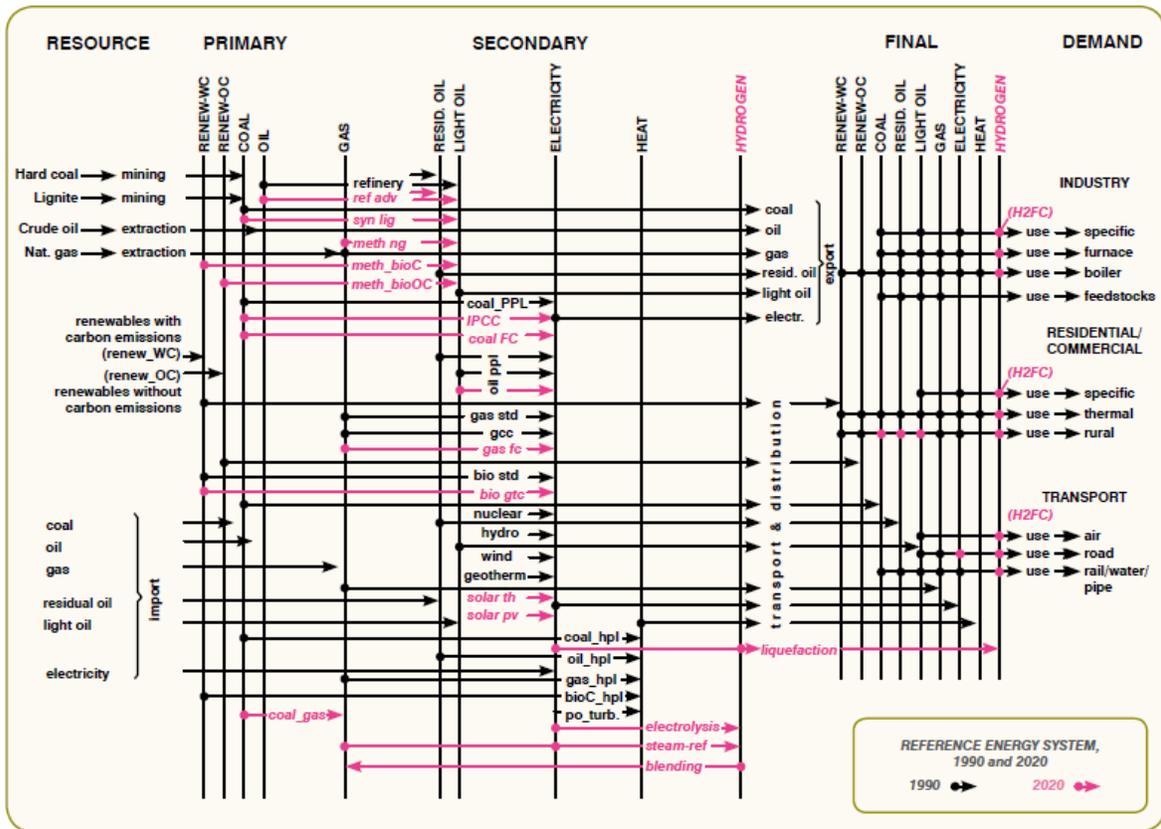


FIGURA A2.4: SISTEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA EN MESSAGE.

Fuente: Modelos de planificación energética, CNE 2009

El modelo formula y evalúa distintas estrategias de suministro de energía y planes de expansión del sistema, determinando cuánto de cada una de las tecnologías disponibles y recursos deben usarse para satisfacer una demanda particular, minimizando el costo total actualizado. Esto se realiza considerando, por ejemplo:

- Costos de inversión
- Costos de O&M (variables y fijos)
- Costos de los combustibles
- Disponibilidad de los combustibles
- Los parámetros técnicos de las tecnologías, como eficiencia, disponibilidad, etc.
- Límites en la extracción de los recursos
- Límites en las importaciones

- Límites en el uso de las tecnologías
- Impacto ambiental en el uso de los energéticos y las tecnologías

Esta flexibilidad ha gatillado su utilización en el análisis de políticas energéticas de diversos países.

A2.6.2 CARACTERÍSTICAS

El método matemático usado en el modelo puede ser Programación lineal, Programación mixta-entera, y Programación no lineal. El modelo tiene en cuenta las variaciones de la demanda de diferentes formas de energía final durante el día, la semana, el año, así como las diferentes restricciones políticas o tecnológicas del sistema energético. Es un modelo de energía e impacto ambiental, que permite realizar análisis integrados del desarrollo del sector energético y su impacto ambiental.

Entre otras características particulares, se puede mencionar:

- Interfaz sencilla
- Si bien el modelo calcula el costo marginal, sólo hace como un promedio anual
- Modelación hídrica determinística por bloques
- Permite modelar cuotas de ERNC
- Amplia documentación
- La demanda no responde a precios y es determinada exógenamente.
- Permite la interconexión de sistemas eléctricos.
- Bloques de modelación mínimos horarios.
- Salidas por bloques.
- Considera costos de inversión y operación.

La estructura de la modelación del sistema de suministro de energía es flexible y se realiza a partir del conjunto de información siguiente:

- Período de estudio
- Regiones de carga
- Niveles de energía
- Formas energéticas
- Demandas
- Tecnologías

- Restricciones (relaciones)
- Embalses
- Recursos

A2.6.3 LIMITACIONES

- Lenta carga del modelo
- No calcula TIR de nuevos proyectos
- No realiza análisis estocástico

A2.7 MODELO PET

A2.7.1 DESCRIPCIÓN

El Modelo PET (Power Electricity Timetable) es una herramienta de planificación de inversiones para el sector privado y para el sector público.

- Sector privado: Toma de decisiones de inversión mediante el análisis estratégico, de la normativa, los proyectos de la propia compañía y de sus competidores.
- Sector público: Análisis de políticas e instrumentos de regulación a través de indicadores como los costos totales de operación e inversión, energía no suministrada, costos medios, costos marginales, variabilidad de los costos marginales, niveles de emisiones CO₂, NO_x, SO₂, uso del suelo, composición de la matriz, entre otros.

El objetivo del modelo es determinar un cronograma de expansión de mínimo costo de generación y transporte sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y normativas. La función objetivo apunta a minimizar los costos de Inversión, Operación, Mantenimiento, Administración y CENS, sujeto a restricciones tales como la Representación de la Remuneración de Potencia, la Ley 20.257, Licitaciones ERNC, Impuestos al CO₂, Reserva Potencia y otras a definir por el usuario.

A2.7.2 CARACTERÍSTICAS

El programa se encuentra escrito en lenguaje GAMS (General Algebraic Modeling System), el cual es un lenguaje algebraico que utiliza software especializado (Solvers), para resolver el problema de optimización, lo cual hace de PET un modelo de optimización lineal entero mixto que utiliza alguno de los solvers asociados a GAMS para encontrar la solución óptima, tales como XPRESS, CPLEX entre otros.

El modelo permite un tratamiento del tiempo en años, periodos y bloques, y la posibilidad de representar curva de carga monótona o por día típico. Considera una red de transporte con modelo DC y pérdidas lineales por tramos, con límites de transmisión $n, n-1$.

La hidrología es representada por caudales y probabilidad de ocurrencia, manteniendo la correlación espacial que existe entre cuencas. Permite utilizar independencia hidrológica en periodos definidos por el usuario, y representar perfiles de generación de centrales eólicas y solares.

Se permiten tecnologías de generación con representación discreta, correspondiendo a proyectos específicos con capacidad definida:

- Hidroeléctricas de embalse, serie y pasada
- Termoeléctricas
- Eólicas
- Solares
- Nucleares
- Geotérmicas
- Biomasa

Para proyectos hidroeléctricos existe la posibilidad de que el modelo determine la capacidad adecuada para caudales dados.

También se permiten tecnologías con representación continua, las cuales corresponden a proyectos cuya capacidad es definida por el modelo en forma continua, tales como:

- Hidroeléctricas de pasada
- Termoeléctricas
- Eólicas
- Solares
- Geotérmicas
- Biomasa

En el caso de hidroeléctricas de pasada, eólicas y solares el modelo amplifica el energético primario (caudales, viento o radiación solar) y la capacidad.

En cuanto a los generadores, el modelo maneja parámetros generales, tales como:

- Potencia máxima
- Consumos propios
- Disponibilidad forzada
- Mantenimientos
- Precio Combustible
- Costo Inversión
- COMA
- Vida útil
- Emisiones CO₂, NO_x, SO₂, MatP
- Uso del Suelo
- Tasa anual penetración
- PFirme Preliminar/ Potencia Instalada

En los aspectos particulares por tecnología de generación, el modelo considera, para el caso de los generadores termoeléctricos que el Costo Variable es igual al Precio del Combustible multiplicado por el Consumo Específico, más los CVNC, además de un mínimo técnico de funcionamiento. Para el caso de los generadores nucleares, considera su despacho en base, y para el caso de los generadores eólicos y solares, permite la posibilidad de definir distribución de generación por bloques y periodos.

En cuanto a la evaluación económica, el modelo maneja parámetros y supuestos tales como:

- Inversión, COMA y vida útil para proyectos de generación y transmisión.
- En cada periodo, a partir de la fecha de entrada del proyecto, se considera un costo dado por la anualidad de la inversión y COMA, calculados con la potencia máxima.
- Los costos de operación, mantenimiento, administración, falla, reserva e inversión son actualizados con una tasa de descuento definida por el usuario.

Entre los resultados que entrega el modelo, se pueden mencionar:

- Informe de errores y advertencias
- Cronograma de inversión en generación y transporte
- Costos marginales
- Matriz de energía y potencia por tecnología
- Flujo de caja de cada de cada generador
- Emisiones CO₂, Nox, etc.
- Despacho por año, periodo, bloque e hidrología
- Flujos por líneas de transmisión
- Para caso sin considerar límite de Tx, resumen de sobrecarga de líneas de Tx
- Trayectoria de embalses

A2.8 MODELO LEAP

A2.8.1 DESCRIPCIÓN

LEAP es un modelo basado en la construcción de escenarios que posibilitan la realización de cálculos de ofertas y demandas energéticas, y la evaluación de alternativas tecnológicas y de política. El usuario define variables clave (como kilómetros recorridos por parte de vehículos y rendimientos de combustible) a partir de las cuales el LEAP construye escenarios de demanda. Un conjunto de “transformaciones” caracterizan los procesos de conversión y se relacionan con la demanda para entregar resultados en términos de emisiones y consumo de recursos. Con este modelo se pueden analizar opciones tecnológicas y de política, en la medida que alteren variables claves, escenarios de demanda o transformaciones.

Los escenarios consisten en proyecciones sistemáticas de la probable evolución futura de sistemas energéticos bajo un contexto socioeconómico particular y bajo un conjunto determinado de condiciones de política. En LEAP los escenarios se pueden construir y luego comparar, para evaluar sus requerimientos energéticos, costos y beneficios sociales e impactos ambientales. Todos los escenarios comienzan a partir de un año base común, para el cual se establecen los datos de Año Base. Los escenarios de LEAP abarcan factores que pueden cambiar en el tiempo incluyendo aquellos que varían por intervenciones de políticas particulares.

Algunas de las importantes ventajas de LEAP son su flexibilidad y facilidad de uso, que permiten, al momento de tomar decisiones, pasar rápidamente del plano de las ideas al de análisis de políticas sin tener que recurrir a modelos más complejos.

A2.8.2 CARACTERÍSTICAS

- Manejo de datos flexible e intuitivo.
- Factores de planta variables dentro del año (Día, noche, mes, estación)
- Integración con WEAP (Modelo hídrico “hermano”)
- Optimización de capacidad y despacho
- Generación y herencia de escenarios
- Múltiples opciones de generación de información y gráficos provenientes de los “Outputs”

A2.8.3 LIMITACIONES

- El modelo LEAP no evalúa impactos sobre variables económicas como PIB o desempleo, el modelo LEAP es consistente físicamente pero no económicamente.
- No realiza análisis estocástico.
- No calcula costos marginales
- No calcula TIR de nuevos proyectos

A2.8.4 FLUJOS

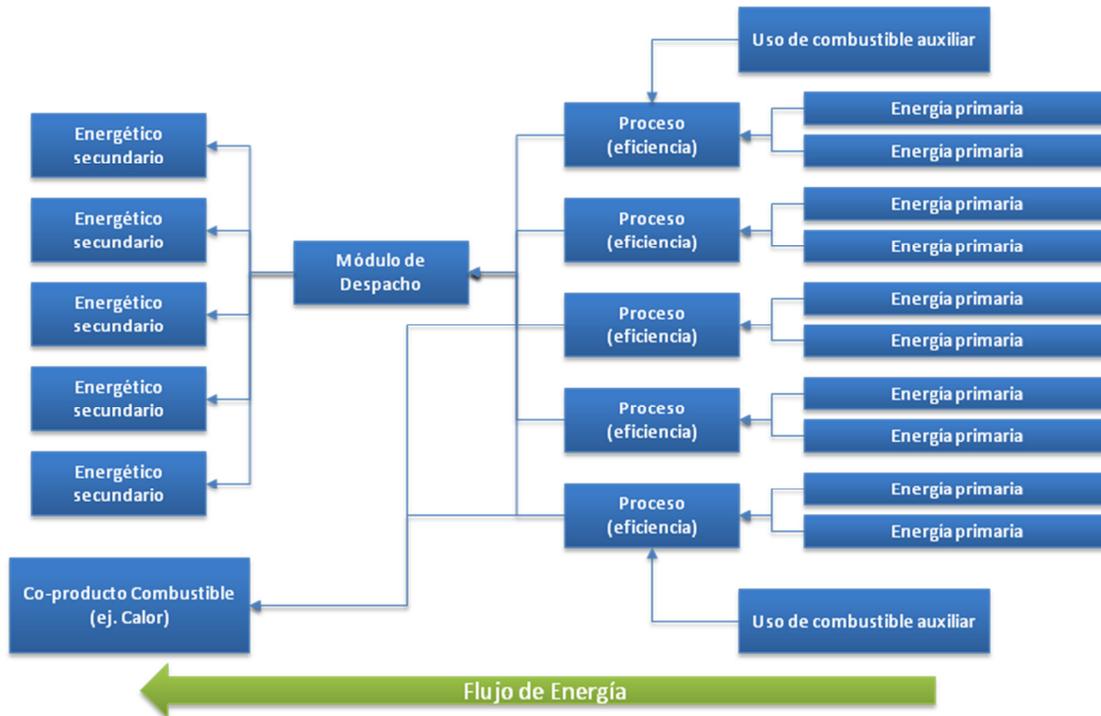


FIGURA A2.5: ESQUEMA DE TRANSFORMACIÓN EN EL MODELO LEAP.

Fuente: Elaboración propia.

A2.8.5 CASOS

Se trata de una de las herramientas más utilizadas en el mundo, contando con cientos de usuarios en más de 140 países y sirviendo como medio de comunicación con la IPCC. Se han efectuado estudios de reducción de gases efecto invernadero en Argentina, Bolivia, Ecuador, Korea,

Tanzania, Senegal y Estados Unidos, entre otros. Asimismo se han efectuado pronósticos de la demanda de energía en las economías de la APEC, estudios de seguridad energética en Asia del Este, y estudios de escenarios de desarrollo de la energía sustentable en China. Algunos de ellos se mencionan a continuación.

- Estudios de reducción de gases efecto invernadero en: Argentina, Bolivia, Ecuador, Corea, Tanzania, Senegal.
- USA. Estudios de reducción de GHG en California, Washington, Oregon y Rhode Island.
- APERC Energy Outlook: Pronóstico de Demanda de Energía en Economías de la APEC.
- Proyectos Energéticos Asia del Este: Estudio de Seguridad Energética en Asia del Este.
- NDRC Energy Research Institute (ERI), INET and SHESRI
- ERI: Sustainable Energy Development Scenarios in China
- INET: China's energy system under future Northeast Asia cooperation scenario.

A2.8.6 COMENTARIOS ADICIONALES

Es importante que la optimización del modelo, Osemosys, aún se encuentra en periodo de desarrollo, por lo que los resultados no se consideran 100% confiables. En conversaciones del equipo consultor con el equipo desarrollador del modelo, se generó la instancia para mejorar las imperfecciones del modelo en base a un prototipo sencillo del sistema eléctrico chileno, sin embargo las correcciones al software no calzan con los periodos para el desarrollo de este estudio.

ANEXO 3: CENTRALES EN OPERACIÓN AL AÑO 2007

TABLA A3.1: CENTRALES EN OPERACIÓN SING A DICIEMBRE 2006.

Propietario	Central	Unidad	Potencia Neta [MW]	Puesta en Servicio	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Porcentaje de Mezcla	Unidades de Consumo Específico	Consumo Específico	Unidades Costo de Combustible	Costo de Combustible	C. Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
EECSA	CAVANCHA	CAVA	3,2	1995	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
EDELNOR	CHAPIQUIÑA	CHAP	10,1	1967	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
	DIESEL ANTOFAGASTA	GMAN	16,7	1976	7,3%	Diesel	-	m3/MWh	0,2881	US\$/m3	631,23	10,40	192,27
		MAAN	11,3	1970	2,9%	Mezcla Diesel - Fuel Oil	21% - 79%	ton/MWh	0,2748	US\$/ton	406,79	9,30	121,09
	DIESEL ARICA	GMAR	8,4	1973	4,2%	Diesel	-	m3/MWh	0,2948	US\$/m3	728,75	9,20	224,05
		M1AR	2,9	1953	2,8%	Diesel	-	m3/MWh	0,3016	US\$/m3	728,75	9,20	229,03
		M2AR	2,8	1965	10,8%	Diesel	-	m3/MWh	0,3007	US\$/m3	728,75	9,20	228,34
	DIESEL IQUIQUE	MIIQ	2,8	1964	2,1%	Diesel	-	m3/MWh	0,3015	US\$/m3	632,83	9,90	200,72
		SUIQ	4,1	1957	3,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3260	US\$/m3	632,83	9,90	216,20
		TGIQ	23,6	1978	4,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3807	US\$/m3	632,83	1,70	242,62
		MAIQ	5,6	1972	7,1%	Mezcla Diesel - Fuel Oil	24% - 76%	ton/MWh	0,2570	US\$/ton	421,48	7,90	116,22
		MSIQ	5,9	1985	7,8%	Mezcla Diesel - Fuel Oil	23% - 77%	ton/MWh	0,2276	US\$/ton	418,14	4,70	99,87
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	CTM1	154,9	1995	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4350	US\$/ton	57,29	2,08	27,00
		CTM2	164,0	1998	5,0%	Mezcla Carbón - Petcoke	85% - 15%	ton/MWh	0,4154	US\$/ton	56,70	2,56	26,12
		CTM3	243,2	1995	2,3%	Gas Natural	-	Mbtu/MWh	7,1069	US\$/Mbtu	3,96	1,40	29,54
		CTM3d	243,2	2000	2,3%	CC-Diesel	-	m3/MWh	0,2482	US\$/m3	638,31	7,21	165,66
en arriendo	DIESEL MANTOS BLANCOS	MIMB	27,9	2000	7,0%	Mezcla Diesel - Fuel Oil	28% - 72%	ton/MWh	0,2368	US\$/ton	429,73	9,00	110,76
ELECTROA NDINA	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U12	79,6	1983	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,5113	US\$/ton	54,99	2,97	31,08
		U13	79,8	1985	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4887	US\$/ton	54,99	2,97	29,84
		U14	120,1	1975	6,0%	Mezcla Carbón - Petcoke	85% - 15%	ton/MWh	0,3776	US\$/ton	53,77	2,00	22,30

		U15	122,0	1975	6,0%	Mezcla Carbón - Petcoke	85% - 15%	ton/MWh	0,3852	US\$/ton	53,77	2,00	22,71
		TG1	24,6	1970	2,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3980	US\$/m3	582,45	0,99	232,80
		TG2	24,8	1970	2,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3980	US\$/m3	582,45	0,99	232,80
		U10	36,0	1993	6,0%	Fuel Oil	-	ton/MWh	0,2860	US\$/m3	336,41	1,19	97,39
		U11	36,0	2001	6,0%	Fuel Oil	-	ton/MWh	0,2860	US\$/m3	336,41	1,19	97,39
		TG3	37,2	1987	3,0%	Gas Natural	-	Mbtu/MW h	12,3781	US\$/Mbtu	3,96	0,99	50,00
		U16	300,0	1990	3,0%	Gas Natural	-	Mbtu/MW h	6,9198	US\$/Mbtu	3,96	0,80	28,20
		TG3d	37,2	1993	3,0%	TG-Diesel	-	m3/MWh	0,3140	US\$/m3	582,45	0,99	183,88
NORGENE R	TERMOELÉCTRICA NORGENER	NTO1	127,4	1995	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4008	US\$/ton	61,68	1,66	26,38
		NTO2	131,9	1997	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3970	US\$/ton	61,68	1,63	26,12
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	CTTAR	148,5	1998	4,1%	Carbón	-	ton/MWh	0,4460	US\$/ton	64,61	1,40	30,21
		TGTAR	23,7	2000	1,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,3929	US\$/m3	549,00	0,41	216,13
ENAEX	DIESEL ENAEX	CUMMINS	0,7	1996	5,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3529	US\$/m3	763,96	14,00	283,63
		DEUTZ	2,0	1996	5,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3882	US\$/m3	763,96	15,00	311,59
GAS ATACAMA	ATACAMA	CC1	160,0	1999	2,3%	Gas Natural	-	Mbtu/MW h	7,6084	US\$/Mbtu	3,55	2,21	29,25
		CC2	300,0	2002	0,5%	Gas Natural	-	Mbtu/MW h	7,6025	US\$/Mbtu	3,55	1,97	28,99
		CC1d	160,0	1999	2,3%	CC-Diesel	-	m3/MWh	0,2090	US\$/m3	542,63	2,95	116,36
		CC2d	300,0	2002	0,5%	CC-Diesel	-	m3/MWh	0,2050	US\$/m3	542,63	2,72	113,96
AES GENER	SALTA	CC SALTA	300,0	2000	2,5%	Gas Natural	-	Mbtu/MW h	6,8429	US\$/Mbtu	2,17	0,80	15,66
		CC SALTAd	300,0	2000	2,5%	CC-Diesel	-	m3/MWh	0,1720	US\$/m3	492,25	1,20	85,87

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

TABLA A3.2: CENTRALES EN OPERACIÓN SIC AL 2007.

Central	Potencia Neta [MW]	Potencia Mant. [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Unidades de consumo específico	Consumo específico	Unidades de costo de combustible	C. de Comb.	C. Var. no comb [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]	
Arauco 1	7,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	82,60	0,00	82,60
Arauco 2	3,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	89,00	0,00	89,00
Arauco 3	5,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	170,00	0,00	170,00
Celco 1	3,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00
Celco 2	2,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	5,40	0,00	5,40
licanten0	1,5	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	28,00	0,00	28,00
licanten1	4,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	185,00	0,00	185,00
Nueva Aldea 1	14,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	14,00	0,00	14,00
valdivia1	6,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00
valdivia2	8,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	6,00	0,00	6,00
valdivia3	9,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	47,00	0,00	47,00
valdivia4	38,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Licor Petróleo N°6	Negro-	-	1,000	[US\$/MWh]	88,00	0,00	88,00
cholguan0	9,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Petróleo N°6	-	-	1,000	[US\$/MWh]	9,90	0,00	9,90
cholguan1	4,0	-	*	*	3,30%	Biomasa-Petróleo N°6	-	-	1,000	[US\$/MWh]	57,20	0,00	57,20
Constitucion	7,0	-	*	*	3,30%	Desechos Forestales	-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00
Laja	7,0	-	*	*	3,30%	Desechos Forestales	-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00
Nueva Aldea 3 A	6,0	-	MesJun-2006	*	3,30%	Licor Negro-Petróleo N°6	-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00
Nueva Aldea 3 B	14,0	-	MesJun-2006	*	3,30%	Licor Negro-Petróleo N°6	-	-	1,000	[US\$/MWh]	14,00	0,00	14,00
Eolica Canela I	9,9	-	MesSep-2007	*	63,30%	Eolica	-	-	1,000	[US\$/MWh]	0,00	0,00	0,00

Informe Final - Escenario Línea Base de Emisiones de GEI del sector Generación y Transporte de Electricidad
SDP 108/2012

Bocamina	121,0	-	*	*	12,50%	Carbón	[Ton/MWh]	0,380	[US\$/Ton]	74,35	1,00	29,25
Guacolda I	142,9	-	*	*	2,10%	Carbón	[Ton/MWh]	0,360	[US\$/Ton]	60,20	1,00	22,67
Guacolda II	142,9	-	*	*	2,10%	Carbón	[Ton/MWh]	0,360	[US\$/Ton]	60,20	1,00	22,67
Huasco TV	13,3	-	MesEne-2008	*	20,00%	Carbón	[Ton/MWh]	0,937	[US\$/Ton]	107,00	16,47	116,73
Laguna Verde	52,7	-	*	*	50,00%	Carbón	[Ton/MWh]	0,850	[US\$/Ton]	81,32	7,86	76,98
Ventana I	112,8	-	*	*	6,90%	Carbón	[Ton/MWh]	0,415	[US\$/Ton]	74,96	2,18	33,29
Ventana II	207,9	-	*	*	2,10%	Carbón	[Ton/MWh]	0,397	[US\$/Ton]	74,96	1,38	31,14
Horcones TG	24,0	-	*	*	5,00%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	15,550	[US\$/Ton]	5,00	2,00	79,75
Nehuenco I	340,1	-	*	*	2,10%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	7,281	[US\$/Ton]	4,21	2,87	33,53
Nehuenco II	384,2	-	*	*	2,10%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	6,687	[US\$/Ton]	4,21	2,43	30,59
Nueva Aldea 2 Gas	12,0	-	MesAbr-2006	*	5,00%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	1,000	[US\$/Ton]	74,00	0,00	74,00
Nueva Renca	320,1	-	*	*	2,10%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	7,167	[US\$/Ton]	2,91	2,86	23,71
San Isidro	350,0	-	*	*	2,10%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	7,492	[US\$/Ton]	4,54	3,07	37,11
Taltal1	121,5	-	*	MesDic-2008	5,00%	Gas Natural	[Mbtu/MWh]	11,182	[US\$/Ton]	4,14	2,27	48,52
Campanario CA GNL	125,0	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	10,888	[US\$/Ton]	6,67	2,50	75,12
Candelaria CA GNL I	125,3	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	10,887	[US\$/Ton]	6,67	2,80	75,42
Candelaria CA GNL II	128,6	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	10,887	[US\$/Ton]	6,67	2,80	75,42
Nehuenco 9B GNL I	92,0	-	MesJun-2008	*	10,00%	GNL	[Mbtu/MWh]	11,655	[US\$/Ton]	6,67	2,90	80,64
Nehuenco 9B GNL II	16,0	-	MesJun-2008	*	10,00%	GNL	[Mbtu/MWh]	11,736	[US\$/Ton]	6,67	25,20	103,48
Nehuenco I FA GNL	21,4	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	9,134	[US\$/Ton]	6,67	0,00	60,92
Nehuenco I GNL	0,0	331,4	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	7,438	[US\$/Ton]	6,67	2,31	51,92
Nueva Renca GNL	0,0	320,1	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	7,167	[US\$/Ton]	6,67	2,86	50,66
Nueva Renca Int GNL	49,8	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	9,260	[US\$/Ton]	6,67	0,00	61,76

San Isidro 2	358,0	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	6,180	[US\$/Ton]	6,67	2,90	44,12
San Isidro 2 FA	19,0	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	8,328	[US\$/Ton]	6,67	2,90	58,45
San Isidro FA GNL	20,0	-	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	12,419	[US\$/Ton]	6,67	2,82	85,65
San Isidro GNL	0,0	350,0	MesJun-2008	*	2,10%	GNL	[Mbtu/MWh]	7,064	[US\$/Ton]	6,67	2,82	49,93
Ancud	3,3	-	MesMay-2006	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,242	[US\$/Ton]	781,74	10,00	198,87
Campanario CA Diesel	125,0	-	MesNov-2006	MesMay-2008	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	1,000	[US\$/Ton]	68,00	2,50	70,50
Candelaria CA Diesel I	125,3	-	*	MesMay-2008	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,273	[US\$/Ton]	666,14	2,80	184,95
Candelaria CA Diesel II	128,6	-	*	MesMay-2008	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,273	[US\$/Ton]	666,14	2,80	184,95
Diego Almagro TG	46,0	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,337	[US\$/Ton]	653,41	6,63	226,83
EV25	25,0	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,309	[US\$/Ton]	658,38	1,00	204,44
Laguna Verde TG	17,0	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,264	[US\$/Ton]	651,05	1,00	172,88
Los Vientos	120,8	-	MesJun-2006	*	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,250	[US\$/Ton]	662,96	1,00	166,74
Nehuenco 9B Diesel I	92,0	-	*	MesMay-2008	10,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,278	[US\$/Ton]	666,14	4,30	189,62
Nehuenco 9B Diesel II	16,0	-	*	MesMay-2008	10,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,288	[US\$/Ton]	666,14	21,50	213,56
Nehuenco I Diesel	0,0	331,4	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,161	[US\$/Ton]	666,14	5,21	112,57
Nehuenco II Diesel	0,0	384,2	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,161	[US\$/Ton]	666,14	5,21	112,57
Nueva Aldea 2 Diesel	12,0	-	MesOct-2005	MesMar-2006	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	11,441	[US\$/Ton]	19,62	2,00	226,49
Nueva Renca Diesel	0,0	312,0	*	*	2,40%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,171	[US\$/Ton]	663,18	5,99	119,39
Petropower	54,2	-	*	*	3,30%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	1,000	[US\$/Ton]	0,00	3,90	3,90
Quellón	5,4	-	MesMay-2006	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,242	[US\$/Ton]	794,78	8,10	200,12
Renca	92,0	-	*	*	11,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,365	[US\$/Ton]	663,18	3,64	245,70
San Isidro 2 CA	240,0	-	MesAbr-2007	MesOct-2007	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,200	[US\$/Ton]	645,74	9,24	138,07

Diesel												
San Isidro 2 CC Diesel	350,0	-	MesMar-2008	MesMay-2008	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,185	[US\$/Ton]	645,74	6,46	125,79
San Isidro Diesel	0,0	305,0	*	*	2,10%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,185	[US\$/Ton]	645,74	6,46	125,79
Taltal2 Diesel	123,4	-	*	MesDic-2008	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,279	[US\$/Ton]	650,21	4,84	186,25
Turbina Cnelca	50,3	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,230	[US\$/Ton]	660,60	2,90	154,84
Turbina Cnelca II	50,9	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,230	[US\$/Ton]	660,60	2,90	154,84
Turbina PSEG	45,7	-	*	*	5,00%	Petróleo Diesel	[Ton/MWh]	0,188	[US\$/Ton]	749,02	9,80	150,54
Huasco TG	58,0	-	*	*	36,00%	Petróleo IFO-180	[Ton/MWh]	0,362	[US\$/Ton]	441,82	11,63	171,57

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

TABLA A3.3: CENTRALES EN OPERACIÓN AYSÉN AL 2007.

	Número Unidades	Potencia Instalada por Unidad [MW]	Tipo de Combustible	Consumo Específico en [Kg/KWh]	C.V. no Combustible [US\$/MWh]	Disp. [%]
Puerto Aysén						
Puerto Aysén	1	6,48 ¹	H	-	-	96,9
Lago Atravesado	1	10,50 ²	H	-	-	96,9
Fiat	3	1,28	D	0,267	8,04	77
Coyhaique						
MWM	1	0,33	D	0,294	21,7	85
MWM	1	0,48	D	0,294	21,7	85
Deutz	1	1,0	D	0,244	9	80
Nueva Fuel 1	1	2	IFO	0,210	7,9	85
Nueva Fuel 2	1	2	IFO	0,210	7,9	85
Diesel 2,0 MW	1	2	D	0,204	6,82	86
Diesel 1,4 MW	1	1,4	D	0,221	6,82	86
Diesel 0,7 MW	1	0,7	D	0,244	9	80
Diesel 1,2 MW	1	1,2	D	0,221	6,82	86
Eólica	3	0,66 ³	E	-	-	97,7

1: fp = 0,69

2: Para efectos de la modelación, la central Lago Atravesado se modeló como el conjunto de una central de 5,5 [MW] sin mantención mensual, más una central de 2,0 [MW] con 22 días de mantención mensual.

3: fp = 0,41

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

TABLA A3.4: CENTRALES EN OPERACIÓN MAGALLANES AL 2007.

	Número Unidades	Potencia Instalada por Unidad [MW]	Tipo de Combustible	Consumo Específico D en [Kg/KWh] GN en [m3/KWh]	C.V. no Combustible [US\$/MWh]	Disp. [%]
Punta Arenas						
T.G.Hitachi	1	23,75	GN	0,53	2,12	84
T.G.Nº1	1	6	D		325	85
T.G.Nº2	1	6	D		325	85
Sulzer	3	1,4	D	0,269	9,81	86
T.G.Solar	1	10	GN	0,53	11,15	87
M.Gas	1	2,73	GN	0,44	10,74	89
Solar	1	13,7	GN	0,53	7	88
Puerto Natales						
F. Morse	1	0,3	D	0,269	7,1	85
T.Gas	2	0,8	GN	0,57	3,1	85
M.Waukesha	1	1,175	GN	0,49	9	90
Caterpillar	1	1,46	D	0,244	10,74	85
Pto. Porvenir						
T.Gas	1	0,875	GN	0,49	9	90
T.Gas	1	1,175	GN	0,49	9	90
T.D	1	0,92	D	0,269	11	90

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

ANEXO 4: PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN

TABLA A4.1: PROYECCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN US\$/KW.

Año	Eólico on-shore	Eólico off-shore	Solar PV	Solar CSP	Geotermia	Mareomotriz	Nuclear	Hidro Pasada	Embalse	Carbón pulverizado	Carbon lecho fluidizado (CFB)	CCS	Carbon CClG	Carbon SCPC	GNL CC	Diesel	Biomasa
2006	1475	2860	5434	3075	4588	4147	2500	1435	1000	1400	1750		1737	1610	590	370	1751
2007	1465	2841	5229	3053	4564	4101	2500	1428	1000	1391	1722		1726	1600	586	370	1737
2008	1456	2823	5031	3031	4541	4056	2500	1420	1000	1381	1695		1715	1589	582	370	1723
2009	1447	2805	4841	3010	4517	4012	2500	1413	1000	1372	1668		1704	1579	579	370	1709
2010	1437	2787	4658	2988	4494	3968	2500	1406	1000	1363	1641	2202	1693	1569	575	370	1695
2011	1428	2769	4482	2967	4471	3924	2500	1399	1000	1353	1615	2187	1682	1559	571	370	1681
2012	1419	2751	4312	2946	4447	3881	2500	1392	1000	1344	1589	2173	1671	1549	568	370	1667
2013	1409	2733	4149	2925	4424	3838	2500	1385	1000	1335	1564	2159	1660	1539	564	370	1653
2014	1400	2715	3992	2905	4402	3796	2500	1377	1000	1326	1539	2145	1650	1529	560	370	1640
2015	1391	2697	3841	2884	4379	3754	2500	1370	1000	1317	1514	2131	1639	1519	557	370	1626
2016	1382	2680	3696	2864	4356	3713	2500	1363	1000	1308	1490	2118	1629	1509	553	370	1613
2017	1373	2663	3556	2843	4334	3672	2500	1357	1000	1300	1466	2104	1618	1499	550	370	1600
2018	1364	2645	3422	2823	4311	3632	2500	1350	1000	1291	1443	2090	1608	1490	546	370	1587
2019	1355	2628	3293	2803	4289	3592	2500	1343	1000	1282	1420	2077	1597	1480	543	370	1574
2020	1347	2611	3168	2783	4267	3553	2500	1336	1000	1273	1397	2064	1587	1471	539	370	1561
2021	1338	2594	3048	2764	4245	3514	2500	1329	1000	1265	1375	2050	1577	1461	536	370	1548
2022	1329	2577	2933	2744	4223	3475	2500	1322	1000	1256	1353	2037	1567	1452	532	370	1535
2023	1321	2561	2822	2725	4201	3437	2500	1316	1000	1248	1332	2024	1556	1442	529	370	1523
2024	1312	2544	2716	2705	4179	3399	2500	1309	1000	1239	1310	2011	1546	1433	526	370	1510
2025	1304	2528	2613	2686	4157	3362	2500	1302	1000	1231	1290	1998	1536	1424	522	370	1498
2026	1295	2511	2514	2667	4136	3325	2500	1296	1000	1223	1269	1985	1527	1415	519	370	1486
2027	1287	2495	2419	2648	4114	3288	2500	1289	1000	1214	1249	1972	1517	1405	516	370	1474
2028	1278	2479	2328	2629	4093	3252	2500	1282	1000	1206	1229	1959	1507	1396	512	370	1462
2029	1270	2463	2240	2611	4072	3216	2500	1276	1000	1198	1209	1947	1497	1387	509	370	1450
2030	1262	2447	2155	2592	4051	3181	2500	1269	1000	1190	1190	1934	1488	1378	506	370	1438
2031	1260	2439	2120	2585	4045	3166	2500	1263	1000	1180	1180	1918	1475	1366	505	370	1434
2032	1258	2432	2087	2578	4038	3151	2500	1257	1000	1169	1169	1901	1462	1355	505	370	1430
2033	1256	2425	2053	2570	4032	3136	2500	1251	1000	1159	1159	1884	1449	1343	505	370	1426
2034	1254	2417	2020	2563	4026	3121	2500	1245	1000	1149	1149	1868	1437	1331	505	370	1422
2035	1253	2410	1988	2556	4019	3106	2500	1239	1000	1139	1139	1852	1424	1320	504	370	1418
2036	1251	2403	1956	2548	4013	3091	2500	1233	1000	1129	1129	1836	1412	1308	504	370	1415

2037	1249	2395	1925	2541	4007	3077	2500	1228	1000	1120	1120	1820	1400	1297	504	370	1411
2038	1247	2388	1894	2534	4001	3062	2500	1222	1000	1110	1110	1804	1388	1286	503	370	1407
2039	1245	2381	1864	2527	3994	3047	2500	1216	1000	1100	1100	1789	1376	1275	503	370	1403
2040	1243	2374	1834	2519	3988	3033	2500	1210	1000	1091	1091	1773	1364	1264	503	370	1399
2041	1241	2367	1804	2512	3982	3019	2500	1204	1000	1081	1081	1758	1352	1253	503	370	1396
2042	1240	2359	1776	2505	3976	3004	2500	1199	1000	1072	1072	1743	1340	1242	502	370	1392
2043	1238	2352	1747	2498	3969	2990	2500	1193	1000	1063	1063	1727	1328	1231	502	370	1388
2044	1236	2345	1719	2491	3963	2976	2500	1187	1000	1054	1054	1713	1317	1220	502	370	1384
2045	1234	2338	1692	2484	3957	2962	2500	1182	1000	1044	1044	1698	1306	1210	501	370	1381
2046	1232	2331	1665	2476	3951	2947	2500	1176	1000	1035	1035	1683	1294	1199	501	370	1377
2047	1230	2324	1638	2469	3945	2933	2500	1171	1000	1026	1026	1668	1283	1189	501	370	1373
2048	1228	2317	1612	2462	3939	2919	2500	1165	1000	1018	1018	1654	1272	1179	501	370	1369
2049	1227	2310	1586	2455	3932	2906	2500	1159	1000	1009	1009	1640	1261	1168	500	370	1366
2050	1225	2303	1560	2448	3926	2892	2500	1154	1000	1000	1000	1625	1250	1158	500	370	1362

ANEXO 5: DATOS EÓLICOS

A continuación se presenta el detalle horario de factores de planta de Laitec y Cupo respectivamente.

TABLA A5.1: FACTORES DE PLANTA HORARIO POR SEMESTRE TRIMESTRE, LAITEC.

Hora	FP T1	FP T2	FP T3	FP T4
0:00	15.4%	15.4%	24.9%	31.0%
1:00	15.4%	15.4%	24.9%	31.0%
2:00	15.4%	15.4%	24.9%	31.0%
3:00	15.4%	15.4%	24.9%	31.0%
4:00	15.4%	15.4%	24.9%	31.0%
5:00	15.4%	15.4%	18.8%	24.9%
6:00	15.4%	12.0%	18.8%	24.9%
7:00	12.0%	12.0%	18.8%	24.9%
8:00	12.0%	12.0%	18.8%	24.9%
9:00	15.4%	15.4%	18.8%	24.9%
10:00	18.8%	15.4%	24.9%	31.0%
11:00	24.9%	24.9%	36.8%	42.5%
12:00	31.0%	31.0%	42.5%	42.5%
13:00	42.5%	36.8%	51.3%	60.0%
14:00	42.5%	42.5%	60.0%	60.0%
15:00	51.3%	42.5%	60.0%	68.8%
16:00	51.3%	51.3%	60.0%	68.8%
17:00	51.3%	42.5%	60.0%	68.8%
18:00	42.5%	36.8%	51.3%	60.0%
19:00	36.8%	31.0%	42.5%	51.3%
20:00	24.9%	24.9%	36.8%	42.5%
21:00	18.8%	18.8%	31.0%	36.8%
22:00	18.8%	18.8%	24.9%	31.0%
23:00	18.8%	15.4%	24.9%	31.0%

TABLA A5.2: FACTORES DE PLANTA HORARIO POR SEMESTRE TRIMESTRE, CUPO.

Hora	FP T1	FP T2	FP T3	FP T4
0:00	9%	37%	37%	19%
1:00	15%	51%	51%	37%
2:00	31%	69%	69%	51%
3:00	37%	84%	78%	60%
4:00	43%	90%	84%	69%
5:00	51%	93%	93%	78%
6:00	60%	95%	95%	84%
7:00	51%	90%	90%	78%
8:00	15%	51%	51%	37%
9:00	1%	12%	12%	6%
10:00	0%	6%	6%	2%
11:00	1%	9%	9%	4%
12:00	4%	25%	19%	12%
13:00	9%	37%	37%	19%
14:00	15%	51%	51%	37%
15:00	31%	69%	69%	51%
16:00	31%	78%	78%	60%
17:00	31%	69%	69%	51%
18:00	12%	43%	43%	31%
19:00	4%	25%	19%	12%
20:00	1%	12%	9%	4%
21:00	0%	6%	4%	2%
22:00	2%	15%	12%	6%
23:00	4%	25%	25%	12%

Las siguientes tablas muestran el viento promedio en ambas zonas

TABLA A5.3: VIENTO PROMEDIO MENSUAL POR HORA A 10 MT DE ALTURA, LAITEC.

Promedio mensual	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	2.9	2.7	2.9	3.2	3.3	3.5	3.3	3.6	2.8	2.5	2.9	3.1	3.6	3.8	4.2	4.3	4	3.9	3.3	3.1	2.9	2.7	2.7	2.4
Febrero	4.2	4.1	4.2	4.1	4.3	3.9	3.8	3.7	4.2	4.6	5	5.4	5.4	6	5.8	6	6.1	6	5.9	5.4	4.9	4.4	4.3	4.5
Marzo	3.9	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.7	4	4.2	4.4	4.8	5.2	5.6	5.8	6	5.9	5.8	5.8	5.5	5	4.4	4	4.3
Abril	4.2	4	3.9	3.9	3.8	3.7	3.8	3.6	3.8	4.1	4.2	4.4	4.9	5.9	6.1	6.2	6.3	6.2	5.7	5.5	5.3	5	4.5	4.4
Mayo	4.2	4.4	4.3	4.2	3.9	3.6	3.3	3.1	2.8	3.2	3.7	4.5	4.8	5.3	5.4	5.8	6.3	6.5	6.3	6.1	5.4	4.7	4.7	4.1
Junio	3.3	3.3	3.6	3.5	3.7	3.5	3.4	3.2	3	2.9	3.2	3.8	3.9	4.3	4.5	4.6	4.7	4.9	4.8	4.3	4	3.6	3.3	3.5
Julio	2.9	2.8	2.8	2.9	2.8	2.8	3.1	3.3	3.5	3	3.1	3.6	3.8	4.1	4.4	4.4	4.2	3.9	3.5	3	2.6	2.6	2.8	2.7
Agosto	4	3.7	3.6	3.9	4.1	4.1	4	3.8	3.5	3.3	3.5	3.8	4.2	4.1	4.1	4.1	4.1	4	3.8	3.5	3.3	3.5	3.8	3.9
Sept.	5	5.1	5.3	5.3	5.2	5.5	5.4	5.4	5.3	5.2	5.3	5.6	5.7	6	5.9	5.7	5.8	5.2	4.9	5.2	5.1	5.2	5.3	5.1
Octubre	4.2	4.1	4.2	4.1	4.3	3.9	3.8	3.7	4.2	4.6	5	5.4	5.4	6	5.8	6	6.1	6	5.9	5.4	4.9	4.4	4.3	4.5
Nov.	4.2	4	3.9	3.9	3.8	3.7	3.8	3.6	3.8	4.1	4.2	4.4	4.9	5.9	6.1	6.2	6.3	6.2	5.7	5.5	5.3	5	4.5	4.4
Diciembre	4.2	4.4	4.3	4.2	3.9	3.6	3.3	3.1	2.8	3.2	3.7	4.5	4.8	5.3	5.4	5.8	6.3	6.5	6.3	6.1	5.4	4.7	4.7	4.1

TABLA A5.4: VIENTO PROMEDIO HORA A 10 MT DE ALTURA, CUPO.

Hora	viento 10 (m/s)
0:00	4.9
1:00	5.6
2:00	6.3
3:00	6.8
4:00	7.1
5:00	7.5
6:00	7.8
7:00	7.3
8:00	5.6
9:00	3.3
10:00	2.6
11:00	3
12:00	4.1
13:00	4.9
14:00	5.6
15:00	6.3
16:00	6.6
17:00	6.3
18:00	5.3
19:00	4.1
20:00	3.1
21:00	2.5
22:00	3.5
23:00	4.2

Velocidad de viento promedio diaria Estación Isla Laitec

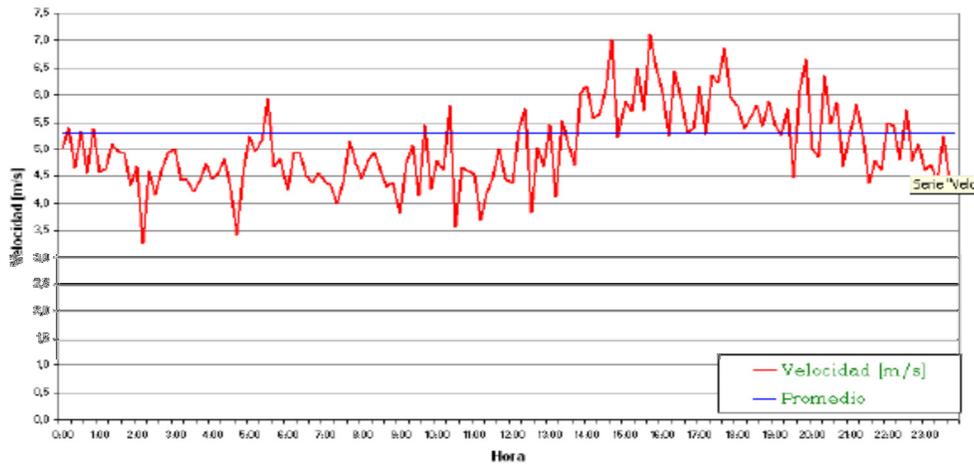


FIGURA A5.1: PERFIL EÓLICO DIARIO TIPO DE LA ZONA DE LAITEC, QUELLÓN, 10 MT DE ALTURA.

Fuente: CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, 2003.

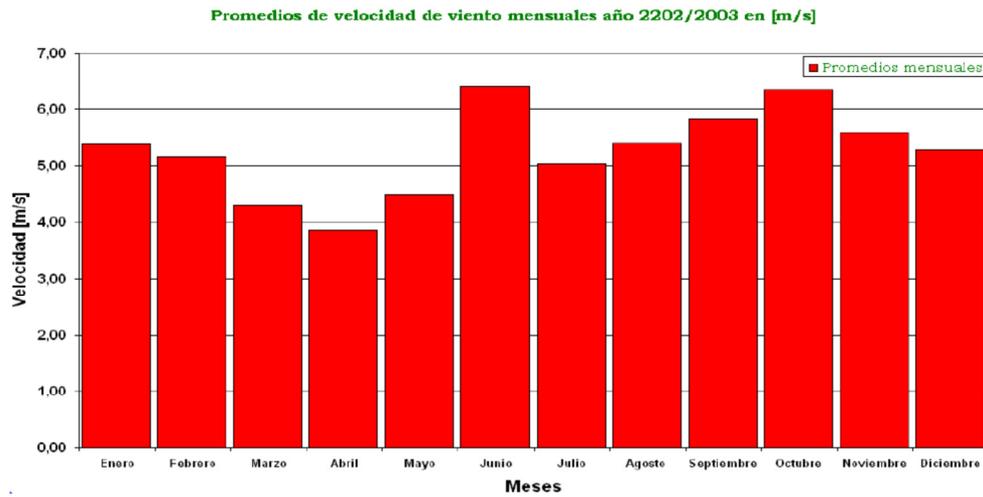


FIGURA A5.2: VELOCIDAD PROMEDIO MENSUAL DEL VIENTO EN LA ZONA DE LAITEC, QUELLÓN.

Fuente: CNE – GEF – PNUD, proyecto CHI/00/G32, Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables, 2003.

ANEXO 6: RESULTADOS HÍDRICOS

Distribuciones de probabilidad

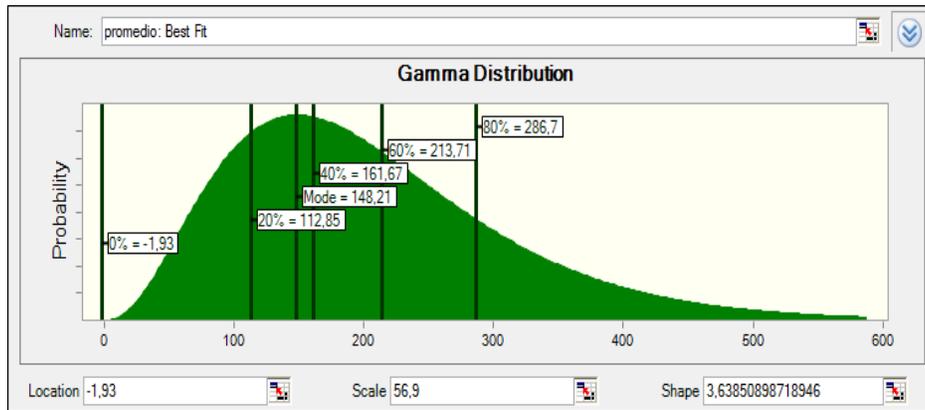


FIGURA A6.1: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE RAPEL.

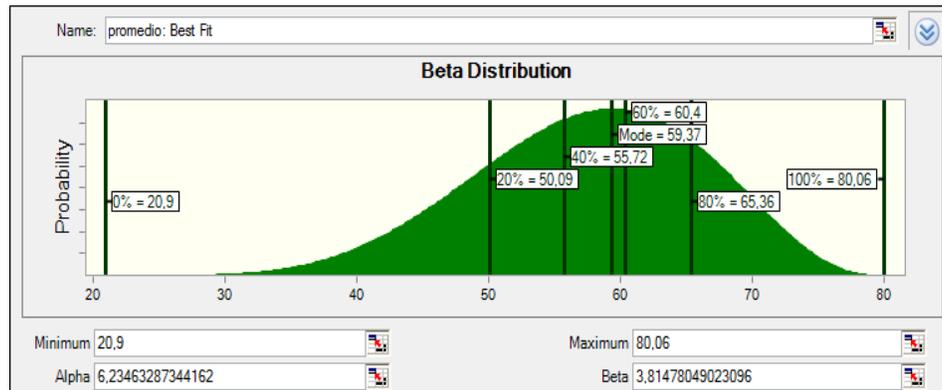


FIGURA A6.2: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE CANUTILLAR.

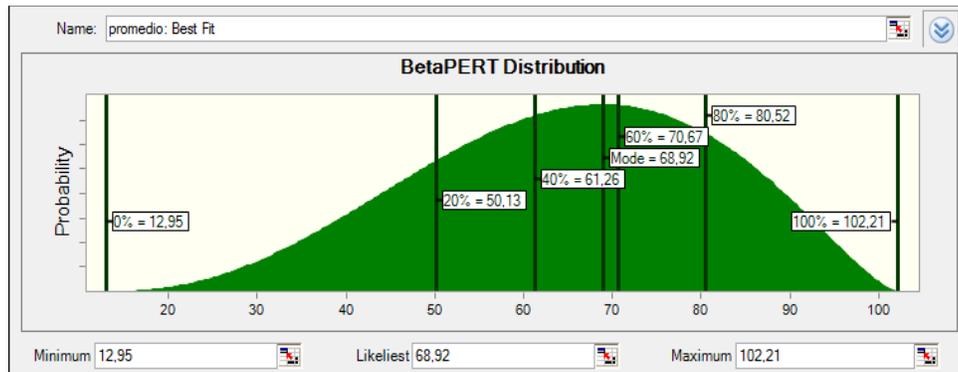


FIGURA A6.3: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE LAGO LAJA.

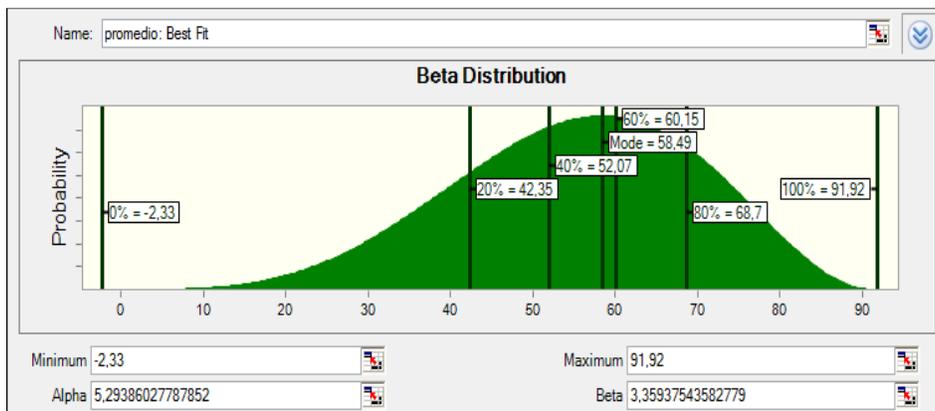


FIGURA A6.4: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE ANTUCO-ABANICO.

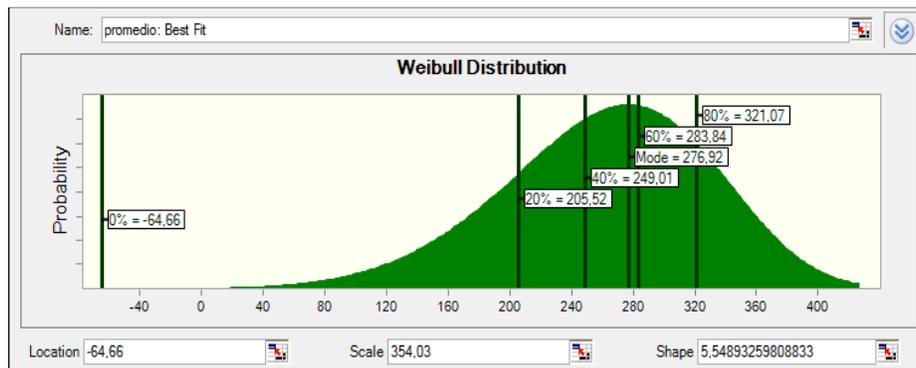


FIGURA A6.5: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE RALCO.

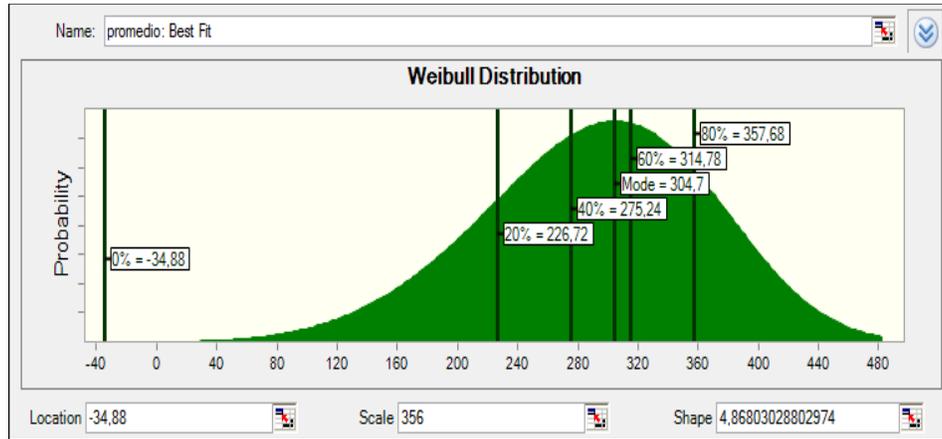


FIGURA A6.6: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE PANGUE.

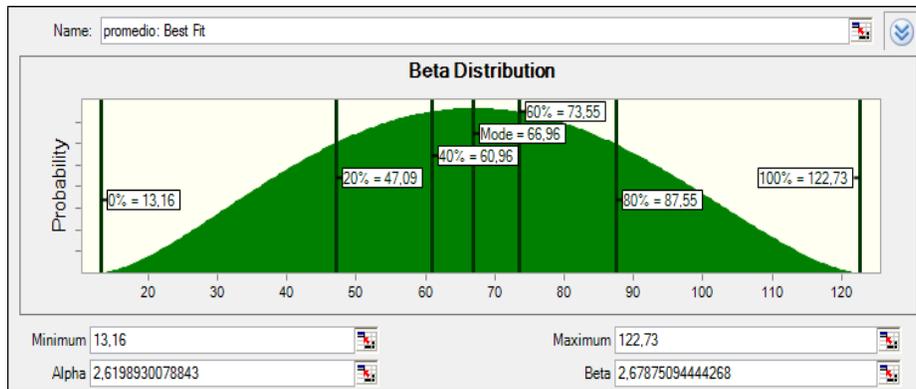


FIGURA A6.7: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE PEHUENCHE.

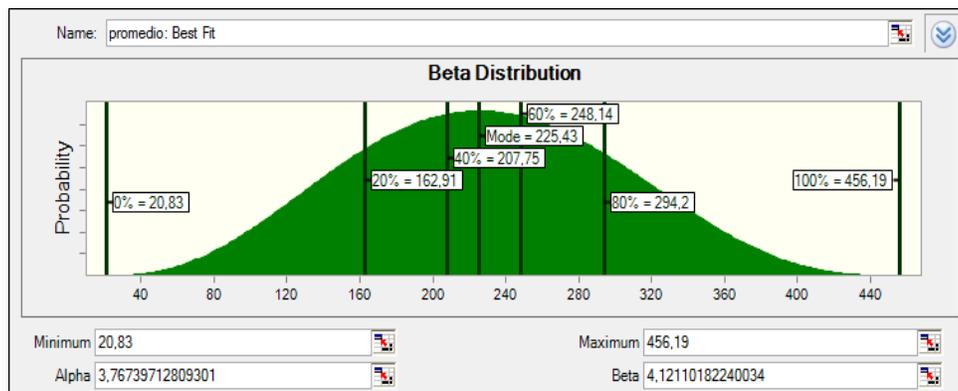


FIGURA A6.8: DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL CAUDAL AFLUENTE COLBÚN.

ANEXO 7: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO DE LOS ESTUDIOS SOBRE POTENCIALES TÉCNICOS TEÓRICOS MÁXIMOS DE GENERACIÓN EN CHILE CON TECNOLOGÍA GEOTÉRMICA, EÓLICA, SOLAR, HIDRÁULICA Y BIOMASA, QUE SE ENCUENTRAN DISPONIBLES AL 2012

A7.1 BIOGÁS

A7.1.1 POTENCIAL DE BIOGÁS. IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE BIOMASA DISPONIBLES EN CHILE PARA LA GENERACIÓN DE BIOGÁS

Publicado por:

- Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile (CNE/GTZ)
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Santiago de Chile, septiembre 2007

Resumen: El estudio tiene como objetivo identificar los distintos tipos de biomasa disponible en Chile para la generación de biogás con fines energéticos y la estimación del potencial para su aprovechamiento eléctrico y térmico (éste último a través de la cogeneración). Este informe pretende entregar una herramienta para el análisis sobre cómo incrementar la participación de las ERNC en la matriz energética de Chile.

A7.2 BIOMASA

A7.2.1 DISPONIBILIDAD DE RESIDUOS MADEREROS. RESIDUOS DE LA INDUSTRIA PRIMARIA DE LA MADERA - DISPONIBILIDAD PARA USO ENERGÉTICO

Publicado por:

- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Instituto Forestal (INFOR)
- Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Santiago de Chile, octubre de 2007

Resumen: Este estudio recolecta datos del proceso productivo de la industria del aserrío, donde se cuantifica el consumo de trozas y la producción de madera aserrada, para finalmente determinar la cantidad y disponibilidad de residuos aprovechables energéticamente (RAE) que se generan en el proceso de transformación primaria de la madera. Se consideraron los aserraderos móviles y permanentes operativos a la fecha del estudio, ubicados entre las Regiones de Coquimbo y de Magallanes, incluida la Región Metropolitana.

A7.2.2 POTENCIAL DEL BIOMASA FORESTAL. POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA POR RESIDUOS DEL MANEJO FORESTAL EN CHILE

Publicado por:

- Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile (CNE/GTZ)
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Santiago de Chile, enero 2008

Resumen: Este estudio corresponde a una primera aproximación para la determinación de la viabilidad de desarrollar en Chile el potencial de generación de energía a partir de residuos del manejo de la biomasa forestal. Esta publicación centra sus objetivos en verificar si el manejo forestal y su corolario, los desechos de cosecha, raleos y podas son una alternativa promisoría para ser utilizados con fines energéticos.

A7.3 EÓLICO

A7.3.1 MODELACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y EÓLICO EN EL NORTE DE CHILE

Publicado por:

- Comisión Nacional de Energía (CNE)

Santiago de Chile, Mayo 2009

Resumen: En esta publicación se resumen los principales resultados obtenidos por el estudio “Modelación de alta resolución para fines de prospección de energías renovables no convencionales en el norte de Chile”, donde se presenta información referencial del recurso eólico y solar a través de una modelación del comportamiento de la atmósfera en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, es decir, en la zona cubierta por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

A7.3.2 INFORMES DE RECURSO EÓLICO – DISTINTAS ZONAS

Publicado por:

- Proyecto CHI/00/G32: “Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”.
- Comisión Nacional de Energía
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

Distintos años.

Resumen: Se presentan registros del recurso eólico disponible para distintas localidades del país. Estos registros pertenecen a la CNE, proyecto CHI/00/G32, “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables”.

A7.3.3 MEJORÍA DEL CONOCIMIENTO DEL RECURSO EÓLICO EN EL NORTE Y CENTRO DEL PAÍS

Publicado por:

- Comisión Nacional de Energía

Santiago de Chile, 16 de Diciembre de 2003

Resumen: El estudio pretende avanzar en la clarificación del recurso eólico útil para generación eléctrica en zonas determinadas del país. Éste busca entregar una visión comparativa de distintas zonas con el fin de priorizar áreas geográficas en las cuales es conveniente realizar estudios más detallados de potenciales. Esta publicación contiene la siguiente información:

- Recopilación y estimación del recurso eólico observado en la zona comprendida entre las Regiones III y V.
- Realización de una evaluación, preliminar y comparativa, del recurso eólico entre la I y IX Región del país, con una estimación de la confiabilidad de los resultados obtenidos.
- Proposición de un programa priorizado de exploración del recurso eólico en aquellas zonas dentro del SIC con mayores probabilidades de contar con un recurso explotable para generación eléctrica.

A7.4 MINI HIDRÁULICAS

A7.4.1 ESTIMACIÓN POTENCIAL HIDROELÉCTRICO ASOCIADO A OBRAS DE RIEGO EXISTENTES O EN PROYECTO

Publicado por:

- COMISION NACIONAL DE ENERGIA
- COMISION NACIONAL DE RIEGO
- SANTIAGO, OCTUBRE DE 2007

Resumen: El estudio corresponde al catastro realizado entre la Región de Atacama y la Región de la Araucanía, el cual se concentró en la identificación de proyectos con potencias individuales superiores a 2 MW.

Este documento presenta el extracto final de los resultados de los potenciales estimados para centrales en las ocho regiones cubiertas por el estudio, que concentran el 97% del área de riego. En dichos resultados, se identifican 290 oportunidades de instalar centrales asociadas al riego, cuya potencia total alcanza a más de 860 MW.

A7.5 MAREOMOTRIZ

A7.5.1 PRELIMINARY SITE SELECTION – CHILEAN MARINE ENERGY RESOURCES

Publicado por:

- Garrad Hassan para El Banco Interamericano para el Desarrollo

SANTIAGO, OCTUBRE DE 2007

Resumen: Estudio de carácter técnico que contempló las siguientes actividades:

- Visita a terreno en Chile, incluyendo reuniones con instituciones clave.
- Revisión de los recursos energéticos marinos
- Publicación de guías y recomendaciones para el diseño de proyectos

A7.5.2 ENERGÍA MARINA EN CHILE. AVANZANDO EN EL DESARROLLO DEL RECURSO CHILENO

Publicado por: Embajada Británica en Chile

2012

Resumen: Estudio que plantea dos estrategias que Chile podría implementar considerando la gran oportunidad que se presenta por el recurso de energía marina del país:

- Una estrategia de desarrollo donde Chile podría dar incentivos al sector con el objetivo de hacerse parte del proceso de desarrollo de la tecnología y obtener los beneficios económicos que esta industria traería consigo.
- Una estrategia de implementación donde Chile podría esperar que la tecnología se desarrolle en el extranjero y luego comprar e implementar los equipos en su costa, y obtener los beneficios de su abundante recurso.

A7.6 SOLAR

A7.6.1 IRRADIANCIA SOLAR EN TERRITORIOS DE LA REPÚBLICA DE CHILE

Publicado por:

- Proyecto CHI/00/G32: “Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”.
- Comisión Nacional de Energía
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
- Global Environment Facility
- Universidad Técnica Federico Santa María

Santiago de Chile, 2008

Resumen: El documento corresponde a un manual que contiene información de irradiancia solar en diversos territorios de la República de Chile. Contar con esta información en la modalidad escrita y digitalizada permite hacer una acertada difusión de estos antecedentes técnicos tan necesarios y útiles para el diseño de sistemas solares térmicos y/o fotovoltaicos por parte de profesionales y técnicos de nuestro país.

A7.6.2 MODELACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y EÓLICO EN EL NORTE DE CHILE

Publicado por:

- Comisión Nacional de Energía (CNE)

Santiago de Chile, Mayo 2009

Resumen: En esta publicación se resumen los principales resultados obtenidos por el estudio “Modelación de alta resolución para fines de prospección de energías renovables no convencionales en el norte de Chile”, donde se presenta información referencial del recurso eólico y solar a través de una modelación del comportamiento de la atmósfera en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, es decir, en la zona cubierta por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

A7.7 GEOTERMIA

A7.7.1 PRESENT STATUS OF GEOTHERMAL EXPLORATION IN CHILE (PAPER)

Publicado por:

- Proceedings World Geothermal Congress 2005

Antalya, Turkey, 24-29 April 2005

Resumen: Publicación que presenta antecedentes previos a la Ley de Geotérmicas el año 2000, y los resultados obtenidos de exploraciones realizadas durante la primera mitad de la misma década. Este documento presenta información de los proyectos activos a la fecha de publicación, sus potenciales y recomendaciones a seguir a nivel institucional.