INFORME FINAL

PROYECCIÓN ESCENARIO LÍNEA BASE 2013 Y ESCENARIOS DE MITIGACIÓN DE LOS SECTORES GENERACIÓN ELÉCTRICA Y OTROS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

PNUD SDP 27/2013

Santiago,29de Enero de 2014

Equipo de Trabajo

Jefe de Proyecto

Enzo Sauma Santis
esauma@ing.puc.cl

Expertos Nacionales

Sebastián Vicuña

Luis A. Cifuentes Lira

Andrés Pica Téllez

Experto Internacional

Charles Heaps

Equipo Operativo

Miguel Pérez De Arce

José Miguel Valdés

Diego Bravo

Eduardo Bustos

Marianne Heyl

Contenidos

CONTENIDOS I

LISTA DE TABLAS IV

LISTA DE FIGURAS VI

RESUMEN EJECUTIVO 1

1. ANTECEDENTES 10

2. OBJETIVOS DEL ESTUDIO 11

2.1 OBJETIVOS GENERALES 11
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 11

3. METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN 13

3.1 ALCANCE DEL ESTUDIO 14
3.2 METODOLOGÍA GENERAL 16
3.2.1 Modelos utilizados *17*
3.2.2 Modelación del sistema eléctrico *22*
3.2.3 Modelación de sistemas medianos Aysén y Magallanes *38*
3.2.4 Modelación de otros centro de transformación *42*
3.3 ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE GEI 55

4. MODELACIÓN SIC-SING 58

4.1 INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL MODELO 58
4.1.1 Demanda eléctrica *58*
4.1.2 Caracterización del año base 2012 (Calibración) *65*
4.1.3 Tecnologías de generación *66*
4.2 MANEJO DE INCERTIDUMBRES CLIMÁTICAS 72
4.2.1 Generación hídrica *72*
4.2.2 Generación eólica *75*
4.2.3 Generación Solar *77*
4.3 INTERCONEXIÓN SIC-SING 81
4.4 LEY ERNC 82
4.5 OTROS ASPECTOS RELEVANTES 84

5. CARACTERIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 85

5.1 INVERSIONES ASOCIADAS A LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN 85
5.1.1 Inversión en transmisión por tecnología *85*
5.1.2 Inversión adicional para reforzar el sistema de transmisión troncal *86*
5.2 CURVAS DE OFERTA DE INVERSIÓN SEGÚN TECNOLOGÍA 86
5.3 POTENCIAL ENERGÉTICO TECNOLOGÍAS 89
5.3.1 Total potencial energético tecnologías renovables al 2050 ..... *90*
5.3.2 Máximo potencial técnico de instalación anual *91*
5.4 INFORMACIÓN DE LAS TIPOLOGÍAS DE CENTRALES CONSIDERADAS 95
5.4.1 Centrales a Biomasa *95*
5.4.2 Centrales a Carbón *96*
5.4.3 Centrales a Diésel *97*

5.4.4 Centrales a Gas 98
5.4.5 Centrales Eólicas 98
5.4.6 Centrales Hidráulicas 99
5.4.7 Centrales Mini Hidráulicas 100
5.4.8 Centrales Solares Fotovoltaicas (SFV) 100
5.4.9 Central Concentración Solar de Potencia 101
5.4.10 Central Geotérmica 101
5.4.11 Central Mareomotriz 102
5.4.12 Centrales Nucleares 102
5.5 Caracterización Final de las Tecnologías 103
5.5.1 Centrales a biomasa 103
5.5.2 Centrales a carbón 105
5.5.3 Centrales a diésel 107
5.5.4 Centrales a gas 108
5.5.5 Centrales eólicas 109
5.5.6 Centrales Hídricas 112
5.5.7 Centrales Mini hidráulicas 113
5.5.8 Centrales Solares Fotovoltaicas (SFV) 114
5.5.9 Central Concentración Solar de Potencia 116
5.5.10 Central Geotérmica 116
5.5.11 Central Mareomotriz 117
5.5.12 Centrales Nucleares 117
5.6 Sistemas de Almacenamiento 118
5.6.1 Tecnologías de almacenamiento 118
5.6.2 Costos de las tecnologías de almacenamiento 122

6. LÍNEA BASE 2013 125

6.1 Expansión Base 125
6.1.1 Escenarios bases propuestos 125
6.1.2 Metodología de selección 127
6.1.3 Selección de escenario base 128
6.2 Caracterización del escenario Base 131
6.2.1 Capacidad instalada 131
6.2.2 Costos 138
6.2.3 Generación 143
6.2.4 Emisiones 147
6.3 Sensibilidades 153
6.3.1 Sensibilidad sin Interconexión SIC-SING 153
6.3.2 Sensibilidad al precio de GNL 156

7. MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE GEI 158

7.1 Tipos de Instrumentos 158
7.2 Fichas de Medidas Consideradas 159
7.3 Resumen 160
7.3.1 Medida 1: Modificación a la Ley ERNC 30/30 162
7.3.2 Medida 2: Incentivos a tecnología específica 166
7.3.3 Medida 3: Expansión Hidroeléctrica en Aysén 193
7.3.4 Medida 4: Promoción de la cogeneración con biomasa 197
7.3.5 Medida 5: Generación eléctrica en obras de riego 201
7.3.6 Medida 6: Net Billing 206

7.3.7 Medida 7: Norma o incentivo a tecnologías a carbón más limpias 209
7.3.8 Medida 8: Aumento sustantivo de la generación con GNL 213
7.3.9 Medida 9: Proyecto de Planificación Industrial para promover la cogeneración con grandes centrales térmicas 217
7.3.10 Medida 10: Carbon Capture and Storage 221
7.3.11 Medida 11: Adopción de Energía Nuclear 225
7.3.12 Medida 12: Gestión de la Demanda 230
7.3.13 Medida 13: Disminución de Pérdidas Eléctricas 236
7.3.14 Medida 14: Sistema de almacenamiento de energía 240
7.3.15 Medida 15: Penetración de Generación Distribuida 245
7.3.16 Medida 16: Interconexión regional 257
7.3.17 Medida 17: Power to gas 262

8. ESCENARIOS DE MITIGACIÓN 265

8.1 METODOLOGÍA DE MODELACIÓN 265
8.1.1 Demanda 266
8.1.2 Supuestos 267
8.2 FICHAS ESCENARIOS 268
8.2.1 Esfuerzo Base 268
8.2.2 Esfuerzo Medio 275
8.2.3 Esfuerzo Alto 282
8.2.4 Eficiencia Energética 290
8.2.5 Energías Renovables no Convencionales 296
8.2.6 Energías Renovables 303
8.2.7 Escenario Nuclear 310
8.2.8 80/20 316
8.2.9 Carbon Tax 322
8.3 RESUMEN ESCENARIOS 327

9. BIBLIOGRAFÍA 330

10. ANEXOS 342

I. CENTRALES EXISTENTES EN EL SISTEMA 342
II. PROYECCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO CRUDO 359
III. PROYECCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL Y PRECIO PARIDAD DEL CARBÓN 360
IV. PROYECCIÓN DEL INTERNACIONAL DEL PRECIO DEL GNL 361
V. CURVAS DE OFERTA DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS 362
VI. CENTRALES DE CO-GENERACIÓN 366
VII. CAPACIDAD ADICIONAL INYECTADA A LA MATRIZ 2012-2050 368
VIII. PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES 371
IX. PROYECCIÓN FINAL FACTORES DE MODULACIÓN COMBUSTIBLE MAPS 381
X. OTROS RESULTADOS 387
X.1 COSTOS MEDIO DE DESARROLLO 387
X.2 ÁREA INTERVENIDA 388
X.3 ERNC ESPERADA 389
X.4 MARGEN DE RESERVA 390
X.5 EVALUACIÓN FINANCIAMIENTO DE GNL 391
X.6 EVALUACIÓN ECÓNOMICA DE LAS CENTRALES NUEVAS 393
X.7 COSTOS VARIABLES DE LAS CENTRALES 395

Lista de Tablas

Tabla 3-1: Centrales Existentes en Aysén 40
Tabla 3-2: Centrales Existentes en Magallanes 40
Tabla 3-3: Centrales endógenas nuevas Aysén....41
Tabla 3-4: Centrales endógenas nuevas Magallanes....41
Tabla 3-5: Series históricas consideradas 43
Tabla 3-6. Valores de los parámetros C_1 y C_2 arrojados por el modelo 45
Tabla 3-7. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Coke 45
Tabla 3-8. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Gas y Coke 46
Tabla 3-9. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Gas y Coke 46
Tabla 3-10. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Petróleo y Gas ...47
Tabla 3-11. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Petróleo y Gas 47
Tabla 3-12. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petróleo y Gas....48
Tabla 3-13. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Carbón y Leña....49
Tabla 3-14. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Carbón y Leña 50
Tabla 3-15. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Carbón y Leña 50
Tabla 3-16. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Metanol ...51
Tabla 3-17. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Gas y Metanol....51
Tabla 3-18. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Gas y Metanol....52
Tabla 3-19: Producción de carbón por regiones (Ton) 53
Tabla 3-20. Distribución de Subsectores 53
Tabla 3-21. Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Centros de Transformación 55
Tabla 3-22 Factores de Emisión de Gases Efecto Invernadero (kg/TJ) – Sector Generación eléctrica 56
Tabla 3-23: Poder calorífico de los combustibles 56
Tabla 3-24: Potencial de Calentamiento Global (GWP) – considerando efecto a los 100 años 56
Tabla 4-1: Capacidad instalada en el SIC 65
Tabla 4-2: Capacidad instalada en el SING 65
Tabla 4-3: Centrales en operación del SIC consideradas en la modelación del LEAP 66
Tabla 4-4: Centrales en operación del SING consideradas en la modelación del LEAP 67
Tabla 4-5: Centrales en construcción SIC....68
Tabla 4-6: Cambio de combustible de las centrales SIC 69
Tabla 4-7: Centrales en construcción SING....69
Tabla 4-8: Cambio de Combustibles en las Centrales del SING 70
Tabla 4-9: Nuevas centrales del SIC consideradas en la modelación 71
Tabla 4-10: Nuevas centrales del SING consideradas en la modelación 72
Tabla 4-11. Secuencias climáticas según realización 74
Tabla 4-12: Disponibilidad Solar FV SING por Bloque por Mes 80
Tabla 4-13: Disponibilidad Solar FV SIC por Bloque por Mes 80
Tabla 4-14: Disponibilidad Solar CSP SING por Bloque por Mes....81
Tabla 4-15: Disponibilidad Solar CSP SIC por Bloque por Mes 81
Tabla 4-16: Características de la línea de transmisión de la Interconexión 82
Tabla 4-17: Tecnologías que aportan a la cuota de renovables 84
Tabla 5-1: Costos de Transmisión 85
Tabla 5-2: Datos considerados para proyectar los Costos de Inversión 88
Tabla 5-3: Potencial técnicamente factible ERNC....90
Tabla 5-4-.Potencial técnicamente factible de energía hidráulica 91

Tabla 5-5: Restricción del modelo para energía hidráulica *....91
Tabla 5-6: Penetración Máxima Anual Térmica....92
Tabla 5-7: Penetración Anual Máxima ERNC....94
Tabla 5-8: Desagregación de tecnologías para cada uno de los sistemas....94
Tabla 5-9. Características de las Centrales a Biomasa por tipo de Tecnología....96
Tabla 5-10. Características de las Centrales a Carbón por tipo de Tecnología....97
Tabla 5-11. Características de las centrales a diésel....97
Tabla 5-12: Características de Centrales a Gas por Tecnología....98
Tabla 5-13. Características de las centrales eólicas....99
Tabla 5-14: Características de las Centrales Hidráulicas por Tecnología....99
Tabla 5-15. Características de las centrales mini hidro....100
Tabla 5-16. Características de las centrales solares fotovoltaicas....101
Tabla 5-17: Características de Centrales CSP....101
Tabla 5-18: Características Central Geotérmica....102
Tabla 5-19: Características Central Mareomotriz....102
Tabla 5-20: Características Central Nuclear....103
Tabla 5-21: Caracterización Biomasa Combustión Directa....103
Tabla 5-22: Caracterización Biomasa Co-Combustión....104
Tabla 5-23: Caracterización Biomasa CCGI....104
Tabla 5-24: Caracterización Biomasa CHP....104
Tabla 5-25: Caracterización Carbón Subcrítico....105
Tabla 5-26: Caracterización Carbón Súper Crítico....105
Tabla 5-27: Caracterización Carbón Ultra Súper Crítico....106
Tabla 5-28: Caracterización Carbón de Lecho Fluidizado....106
Tabla 5-29: Caracterización Carbón CCGI....106
Tabla 5-30: Caracterización Carbón con CCS....107
Tabla 5-31: Caracterización Centrales a Diésel....107
Tabla 5-32: Caracterización de Centrales a GNL....108
Tabla 5-33: Caracterización Centrales Eólicas....109
Tabla 5-34: Caracterización Centrales Eólicas con Almacenamiento....110
Tabla 5-35: Centrales GNL Datos reserva....111
Tabla 5-36: Datos para el cálculo de reserva....111
Tabla 5-37: Caracterización Centrales Hidroeléctricas Convencionales....112
Tabla 5-38: Caracterización Central Gran Hidroeléctrica en Aysén....113
Tabla 5-39: Caracterización de Mini Hidro....114
Tabla 5-40: Caracterización Solar-FV....114
Tabla 5-41: Caracterización Solar con Almacenamiento....115
Tabla 5-42: Caracterización CSP....116
Tabla 5-43: Caracterización Centrales Geotérmicas....117
Tabla 5-44: Caracterización de las Centrales Mareomotrices....117
Tabla 5-45: Caracterización Nuclear....118
Tabla 5-46: Ventajas y desventajas Tecnologías de Almacenamiento....121
Tabla 5-47. Costos de los sistemas de almacenamiento....122
Tabla 5-48. Costos medios de desarrollo por Sistema, tecnología y almacenamiento....124
Tabla 6-1: Demanda Escenarios Medios y Altos (GWh)....126
Tabla 6-2: Climatología Serie de Años....126
Tabla 6-3: Resultados de la Metodología de Selección de Escenarios....130
Tabla 6-4: Indicadores del escenario sin interconexión SIC SING al 2050....156
Tabla 6-5: Indicadores Sensibilidad GNL Bajo Costo....157
Tabla 7-1: Implementación ley ERNC 3030....163

Tabla 7-2: Instalación de Centrales en Aysén 194
Tabla 7-3: Capacidad Adicional Agregada....194
Tabla 7-4: Capacidad Instalada Riego Medio....202
Tabla 7-5: Capacidad Instalada Riego Total 202
Tabla 7-6: Costos asociados a paneles FV....207
Tabla 7-7. Fechas de entrada en operación de las interconexiones, en los diferentes Escenarios 257
Tabla 7-8: Detalles interconexión regional 258
Tabla 8-1: Medidas – Escenario Esfuerzo Base 268
Tabla 8-2: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base....273
Tabla 8-3: Medidas – Escenario Esfuerzo Medio 275
Tabla 8-4: Indicadores- Escenario Esfuerzo Medio....281
Tabla 8-5: Medidas – Escenario Esfuerzo Alto....282
Tabla 8-6: Indicadores- Escenario Esfuerzo Alto....289
Tabla 8-7: Indicadores- Escenario Eficiencia Energética....295
Tabla 8-8: Medidas – Escenario ERNC 296
Tabla 8-9: Indicadores- Escenario ERNC 302
Tabla 8-10: Medidas – Escenario ER 303
Tabla 8-11: Indicadores- Escenario ER....309
Tabla 8-12: Medidas – Escenario Nuclear....310
Tabla 8-13: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base....314
Tabla 8-14: Medidas – Escenario 80/20 316
Tabla 8-15: Indicadores- Escenario 80/20 321
Tabla 8-16: Efecto sobre los costos de operación del Carbon Tax 322
Tabla 8-17: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base....326
Tabla 8-18: Indicadores al año 2030....328
Tabla 8-19: Indicadores al año 2050....329
Tabla 10-1: Capacidad adicional del SIC (medida en MW) que se inyecta al sistema para los años 2012-2050....368
Tabla 10-2: Capacidad adicional del SING (medida en MW) que se inyecta al sistema para los años 2012-2050....369
Tabla 10-3: Proyección del precio internacional de WTI o proxy 371
Tabla 10-4: Proyección del Precio Internacional de GNL o Proxy....376
Tabla 10-5: Proyección del Precio Internacional de Carbón o Proxy 379
Tabla 10-6: Impuesto Específico a los Combustibles 380
Tabla 10-7: Costos Nivelados Tecnologías entrantes 387
Tabla 10-8: Factor de área intervenida....388
Tabla 10-9: Datos evaluación para terminales nuevos de GNL 391
Tabla 10-10: Indicadores económicos por tipología....393
Tabla 10-11: Costos Variables de Operación [USD2012/MWh] 395

Lista de Figuras

Figura 3-1: Metodología Modelación Sector Eléctrico 24
Figura 3-2: Esquema de Modelación Interconexión SIC-SING 29
Figura 3-3: Esquema conceptual de la interacción de los módulos propuestos 34
Figura 3-4: Generación hidroeléctrica en el SIC versus la precipitación medida en Talca 35
Figura 3-5: Scatter FE de GEI del SIC versus la precipitación medida en Talca....36
Figura 3-6: Proyección de demanda eléctrica en Aysén y Magallanes – Escenario medio [GWh] 40
Figura 3-7: PIB (1986-2050) 44
Figura 3-8: Producción de Carbón 49
Figura 4-1: Demanda Proyectada SIC (GWh) 59
Figura 4-2: Demanda Proyectada SING (GWh) 60
Figura 4-3: Pérdidas de Transmisión SIC (% de la energía consumida) 61

Figura 4-4: Pérdidas de Transmisión SING (% de la energía consumida) 61
Figura 4-5: Pérdidas de Transmisión y Distribución (% de la energía consumida) 62
Figura 4-6: Curva de Carga SIC 63
Figura 4-7: Curva de Carga SING 63
Figura 4-8: Demanda con Pérdidas de Transmisión y Distribución [GWH] 64
Figura 4-9: Factor de Planta SIC modelado para año 2012 76
Figura 4-10: Factor de Planta SING modelado para año 2012 77
Figura 4-11: Radiación Solar en Huayca (Región de Atacama) [KWh/m2-dia] 78
Figura 4-12: Factores de Planta por Bloque de Central Huayca 79
Figura 4-13: Ley ERNC 20/25 (% de la generación total) 83
Figura 4-14: Propuesta de Ley ERNC (% de la generación total) 83
Figura 5-1: Ejemplo de Curva de Oferta (MMUSD2012/MW) 87
Figura 5-2: Tasa de penetración anual máxima genérica 93
Figura 6-1: Metodología de Evaluación de Escenario 127
Figura 6-2: Costos [MMUSD 2012] de las expansiones frente a distintos escenarios 129
Figura 6-3: Capacidad Instalada del SIC [MW] 132
Figura 6-4: Capacidad Adicional Instalada en el SIC [MW] 132
Figura 6-5: Proporción de capacidad instalada en el SIC al año 2030 y al 2050 133
Figura 6-6: Capacidad Instalada SING [MW] 134
Figura 6-7: Capacidad Adicional Instalada SING [MW] 135
Figura 6-8: Proporción Capacidad Instalada SING año 2030 y 2050 136
Figura 6-9: Matriz conjunta del SIC-SING 137
Figura 6-10: Matriz SIC-SING según porcentajes por clasificación 137
Figura 6-11: Proporción de la capacidad instalada al 2030 y 2050 138
Figura 6-12: Costo de Capital en MMUSD 2012 por Tecnología 139
Figura 6-13: Costo de Capital en MMUSD 2012 según calificación 139
Figura 6-14: Costos Operacionales [MMUSD 2012] 140
Figura 6-15: Costos marginales del SIC 141
Figura 6-16: Costos marginales del SING 143
Figura 6-17: Generación Bruta SIC 144
Figura 6-18: Proporción de la Generación en el SIC para el Año 2030 y 2050 144
Figura 6-19: Generación del SING 145
Figura 6-20: Proporción de la Generación en el SING para el Año 2030 y 2050 146
Figura 6-21: Proporción de la Generación para el Conjunto SIC-SING 2030 y 2050 147
Figura 6-22: Emisiones Totales del Conjunto SIC y SING 148
Figura 6-23: Emisiones por sistema 148
Figura 6-24: Factor de emisión obtenido con las simulaciones de Montecarlo 149
Figura 6-25: Emisiones Totales de Sistemas Aysén y Magallanes 150
Figura 6-26: Factor de Emisión Sistemas Aysén y Magallanes [Ton CO2e/MWh] 151
Figura 6-27: Emisiones de Otros centros de transformación 152
Figura 6-28: Emisiones de Sector Generación Eléctrica y otros Centros de Transformación 153
Figura 6-29: Expansión SIC-SING [MW] – Sin Interconexión 154
Figura 6-30: Diferencia entre Sensibilidad y Línea Base [MW] 154
Figura 6-31: Emisiones sensibilidad vs LB [MM Ton CO2e] 155
Figura 6-32: Factores de Modulación GNL 156
Figura 7-1: Abatimiento de Emisiones de medida ERNC 30/30 164
Figura 7-2: Emisiones medida Eólico baja capacidad 168
Figura 7-3: Emisiones medida Eólico alta capacidad 168
Figura 7-4: Emisiones de medida CSP baja capacidad 172
Figura 7-5: Emisiones medida CSP alta capacidad 173

Figura 7-6: Emisiones medida Solar FV baja capacidad 177
Figura 7-7: Emisiones medida Solar FV alta capacidad 178
Figura 7-8: Emisiones medida Geotérmica capacidad baja 186
Figura 7-9: Emisiones medida Geotérmica capacidad alta 187
Figura 7-10: Emisiones medida Mini Hidro baja capacidad 190
Figura 7-11: Emisiones medida Mini Hidro alta capacidad 191
Figura 7-12: Abatimiento de Emisiones medida Expansión hidroeléctrica Aysén 195
Figura 7-13: Abatimiento de Emisiones medida Riego baja capacidad 203
Figura 7-14: Abatimiento de Emisiones medida Riego alta capacidad 203
Figura 7-15: Emisiones medida tecnologías a carbón más eficientes 211
Figura 7-16: Abatimiento de Emisiones medida Subsidio a GNL 215
Figura 7-17: Emisiones medida CCS 222
Figura 7-18: Abatimiento de Emisiones medida Nuclear baja capacidad 227
Figura 7-19: Abatimiento de Emisiones medida Disminución del voltaje 231
Figura 7-20: Abatimiento de Emisiones medida Disminución de las perdidas 238
Figura 7-21: Abatimiento de Emisiones medida Almacenamiento de energía solar 242
Figura 7-22: Abatimiento de Emisiones medida Almacenamiento de energía eólico 242
Figura 7-23: Abatimiento de Emisiones medida Interconexión regional 260
Figura 8-1: Demanda SIC-SING Escenarios de Mitigación 266
Figura 8-2: Demanda por sistema – Escenario Esfuerzo Alto 267
Figura 8-3: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Base 269
Figura 8-4: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Base 270
Figura 8-5: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Base 271
Figura 8-6: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Base 271
Figura 8-7: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Base 272
Figura 8-8: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Base 272
Figura 8-9: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Base 273
Figura 8-10: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Medio 276
Figura 8-11: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Medio 277
Figura 8-12: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Medio 278
Figura 8-13: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Medio 278
Figura 8-14: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Medio 279
Figura 8-15: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Medio 280
Figura 8-16: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Medio 280
Figura 8-17: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Alto 284
Figura 8-18: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Alto 285
Figura 8-19: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Alto 286
Figura 8-20: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Alto 286
Figura 8-21: Diferencia del Parque Generador Escenario Alto-Escenario Medio 287
Figura 8-22: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Alto 288
Figura 8-23: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Alto 288
Figura 8-24: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Alto 289
Figura 8-25: Demanda Media por Sistema - Escenario Eficiencia Energética 290
Figura 8-26: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Eficiencia Energética 291
Figura 8-27: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Eficiencia Energética 292
Figura 8-28: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Eficiencia Energética 292
Figura 8-29: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Eficiencia Energética 293
Figura 8-30: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Eficiencia Energética 294
Figura 8-31: Proyección Emisiones – Escenario Eficiencia Energética 294
Figura 8-32: Demanda Media por Sistema - Escenario ERNC 297

Figura 8-33: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario ERNC 298
Figura 8-34: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario ERNC 299
Figura 8-35: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario ERNC 299
Figura 8-36: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario ERNC 300
Figura 8-37: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario ERNC 300
Figura 8-38: Generación ERNC [%] – Escenario ERNC 301
Figura 8-39: Proyección Emisiones – Escenario ERNC 301
Figura 8-40: Demanda Media por Sistema - Escenario ER 304
Figura 8-41: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario ER 305
Figura 8-42: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario ER 306
Figura 8-43: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario ER 306
Figura 8-44: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario ERNC 307
Figura 8-45: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario ER 307
Figura 8-46: Generación ERNC [%] – Escenario ER 308
Figura 8-47: Proyección Emisiones – Escenario ER 308
Figura 8-48: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Nuclear 311
Figura 8-49: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Base 312
Figura 8-50: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Base 312
Figura 8-51: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Nuclear 313
Figura 8-52: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Nuclear 313
Figura 8-53: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Base 314
Figura 8-54: Demanda Media por Sistema - Escenario 80/20 317
Figura 8-55: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario 80/20 318
Figura 8-56: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario 80/20 319
Figura 8-57: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario 80/20 319
Figura 8-58: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario 80/20 320
Figura 8-59: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario 80/20 320
Figura 8-60: Proyección Emisiones – Escenario 80/20 321
Figura 8-61: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Carbon Tax 323
Figura 8-62: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Carbon Tax 324
Figura 8-63: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Carbon Tax 324
Figura 8-64: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Carbon Tax 325
Figura 8-65: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Carbon Tax 325
Figura 8-66: Proyección Emisiones – Escenario 80/20 326
Figura 8-67: Emisiones por Escenario 327
Figura 10-1: Centrales de combustibles convencionales existentes en el SIC 342
Figura 10-2: Centrales hidroeléctricas del SIC 348
Figura 10-3: Centrales ERNC del SIC 353
Figura 10-4: Centrales con combustibles fósiles existentes en el SING 355
Figura 10-5: Centrales ERNC del SING 358
Figura 10-6: Proyección Precio Petróleo 359
Figura 10-7: Proyección Precio Internacional del Carbón 360
Figura 10-8: Proyección Internacional GNL 361
Figura 10-9: Curva Oferta Diésel 362
Figura 10-10: Curva Oferta Hidroeléctrica 362
Figura 10-11: Curva Oferta Gas Natural 363
Figura 10-12: Curva Oferta Carbón 363
Figura 10-13: Curva Oferta Mini Hidro 364
Figura 10-14: Curva Oferta Fotovoltaíca 364
Figura 10-15: Curva Oferta Eólica 365

Figura 10-17: Central de Cogeneración 366
Figura 10-18: Centrales de Cogeneración.....367
Figura 10-19: Evolucion del Precio WTI (Fuente: CNE) 373
Figura 10-20: GNL en el SIC y SING 377
Figura 10-21: Factor de Modulación Diésel 383
Figura 10-22: Factor de Modulación Carbón 384
Figura 10-23: Factor de Modulación GNL 385
Figura 10-24: Proyección del área intervenida para las centrales nuevas 389
Figura 10-25: Porcentaje de Generación ERNC Esperada.....390
Figura 10-26: Margen de Reserva Firme.....391
Figura 10-27: VAN vs. Tarifa de Regasificación.....392
Figura 10-28: TIR vs. Tarifa de Regasificación.....393

Acrónimos y Abreviaturas

Instituciones

MMA:	Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile
CCGUC:	Centro de Cambio Global UC
GCE:	Grupo de Construcción de Escenarios
GTT:	Grupo Técnico de Trabajo

Monedas

CLP:	Pesos de Chile
MUSD:	Millones de Dólares de Estados Unidos
USD:	Dólares de Estados Unidos

Abreviaturas

FE:	Factores de Emisión
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
IPC:	Ingreso Per Cápita
SIC:	Sistema Interconectado Central
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande
TIR:	Tasa Interna de Retorno
VAN:	Valor Actual Neto

Prefijos

T : Tera (10^{12})
G: Giga (10^{9})
M: Mega (10^{6})
K: Kilo (10^{3})
m: Mili (10^{-3})
µ: Micro (10^{-6})
n: Nano (10^{-9})

Unidades Básicas

A: Ampere (Corriente eléctrica)
m: Metro (Longitud)
Kg: Kilogramo (Masa)
S: Segundo (Tiempo)
°C: Celsius (Temperatura)

Unidades Derivadas

m3: Metro cúbico (Volumen)
Wh: Watt-hora (Energía)
W: Watt (Potencia)

RESUMEN EJECUTIVO

1. Objetivos generales y específicos

Los objetivos generales de este estudio son: las proyecciones de las emisiones de GEI para el sector de Generación y otros Centros de Transformación a nivel nacional para el escenario Línea Base 2013 y otros escenarios de mitigación considerando el horizonte de evaluación 2013-2050, y detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.

Los objetivos específicos para la realización del presente estudio son:

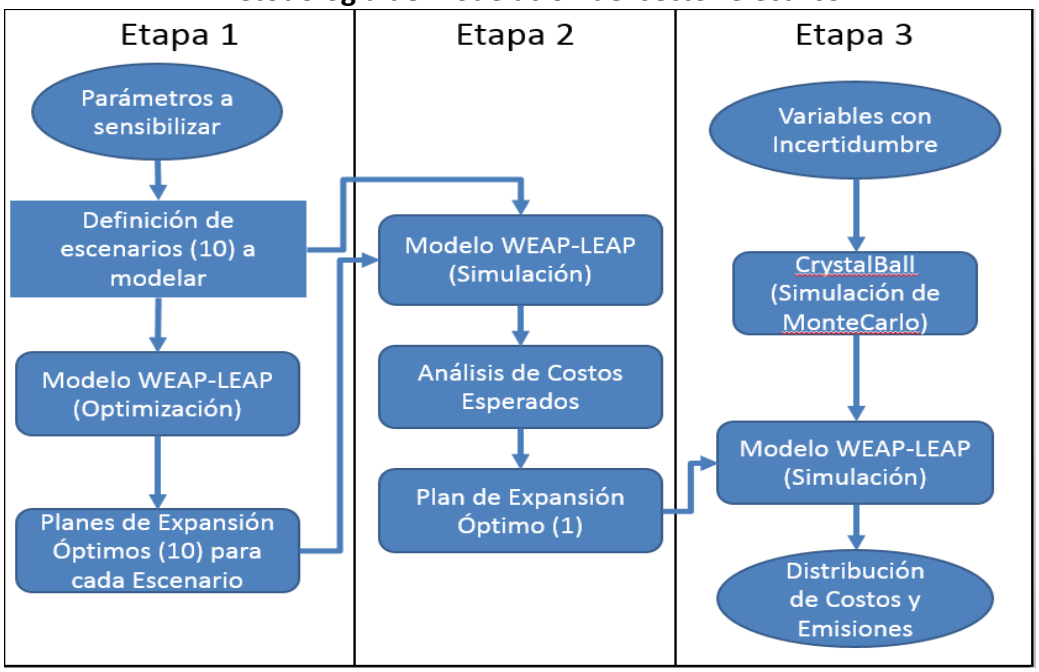
- Disponer de un modelo validado en común acuerdo con la contraparte técnica para representar y simular el sector específico.
- Asegurar la coherencia de los modelos propuestos y de los datos básicos utilizados, con aquellos utilizados en los otros sectores modelados. En particular, se deberá utilizar la demanda de energía eléctrica generada a partir de los otros sectores modelados para ajustar los valores finales de la oferta de energía eléctrica.
- Conocer la información disponible y respaldada, que representen las emisiones del año 2012 y los parámetros requeridos para la proyección del escenario Línea Base o Crecimiento sin Restricciones (CSR). Este modelo debe ser capaz de ser modificado para implementar los distintos escenarios de mitigación.
- Completar los vacíos que deje la información disponible a 2012, con información adicional validada por la contraparte técnica, de manera de proyectar adecuadamente el escenario Línea Base o CSR, y los escenarios de mitigación. Se requiere especificar los supuestos considerados para las principales variables en base a la información adicional.
- Elaborar fichas que presenten la información organizada sobre las medidas de mitigación y sus indicadores, para el sector generación y otros centros de transferencia.
- Proyectar las emisiones de GEI para el escenario Línea Base 2013, y para los distintos escenarios de mitigación a nivel nacional, con un horizonte de evaluación 2013-2050, detallando los resultados para los años 2020, 2030 y 2050.
- Determinar criterios de agrupación y sensibilidad para la construcción de los escenarios de mitigación a evaluar.
- Obtener las medidas de sensibilidad de las emisiones GEI respectos a los parámetros pertinentes.

2. Metodología escenario Línea Base 2013

El presente informe presenta el desarrollo de una metodología y sus resultados para el sector generación y otros centros de transformación, enmarcado en la fase II de la iniciativa MAPS-Chile.

La metodología para la elaboración de la línea base se divide en tres etapas. En la primera se utilizan diferentes escenarios que varían en los principales driver del sistema: Demanda e Hidrología, para determinar un conjunto de expansiones base posibles. En la segunda etapa, a partir de las expansiones bases obtenidas se selecciona el plan de expansión base, que será aquella expansión cuyos costos esperados sean menores. En una última etapa se prueba el comportamiento de la expansión frente a diversos escenarios generados aleatoriamente a partir de un pool de escenarios posibles, los parámetros que varían dentro de este pool son: la hidrología, la proyección de demanda, los factores de modulación para el precio de los combustibles y los factores de planta eólicos. De esta forma se obtiene la operación esperada de la línea base.

Metodología de modelación del sector eléctrico



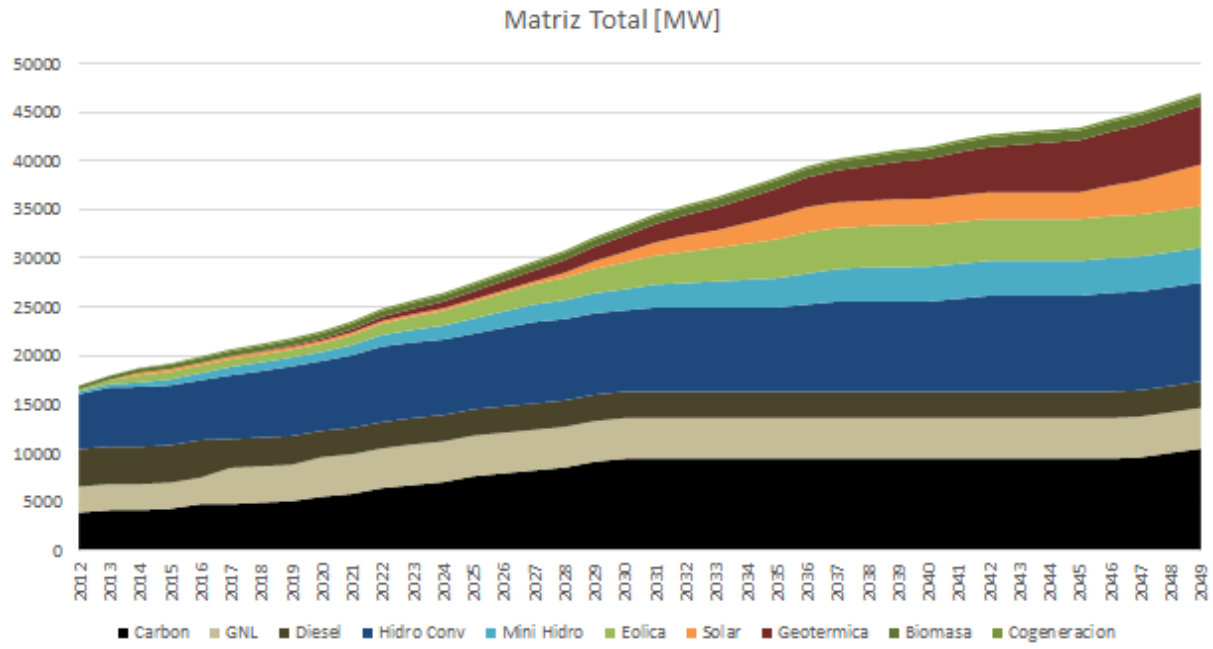
El modelo fue construido utilizando los softwares especializados WEAP y LEAP. El primero especializado en el manejo de recursos hídricos, entrega los factores de planta a partir de series

climáticas. Por su parte, LEAP es una herramienta especializada en la modelación energética a largo plazo, utilizada a nivel mundial.

3. Resultados Línea Base 2013

En el sector eléctrico es fundamental la matriz energética existente para la generación de la energía. Luego con esta es posible tener las emisiones que se producen en el sistema. Para el 2050 se proyecta una matriz energética que tenga una capacidad total instalada superior a 48.000 MW. Además, se da una alta penetración de ERNC, la cual es cercana al 40,9 % para ese mismo año, mientras que se tendrá un 37,9% de capacidad en energía térmica convencional y un 21,1% de hidroeléctrica convencional. De las ERNC con mayor penetración se tienen las tecnologías correspondientes a eólica, geotérmica y solar con un 8,9%, 9,7% y 12,8%, respectivamente para el año 2050.

Capacidad total instalada SIC-SING



Por otra parte, los resultados plantean que hacia el año 2050 el sector eléctrico será responsable de emisiones sobre los 47 millones de Ton CO2e, alcanzando un acumulado de 1.960 millones de ton CO2e emitidas en el período 2013-2050. En ambos sistemas a partir del año 2030 hay una disminución en las emisiones anuales esperadas producto de una demanda

que crece con menor fuerza, y una importante oferte de energías de bajas emisiones. Además de los ensayos de Montecarlo se observa que el margen de emisiones entre el percentil 95 y el percentil 5 es de 815 millones de Ton CO2e para los sistemas mencionados anteriormente.

Por otra parte, también se consideran las emisiones de los sistemas eléctricos de las regiones de Aysén y Magallanes y de los otros centros de transformación, las cuales para el año 2050 suman poco menos que 9 millones de Ton CO2e/año, mientras que el acumulado para el período 2013-2050 supera los 300 millones de Ton CO2e. Un resumen de los resultados puede observarse en la siguiente tabla.

Tabla resumen de emisiones anuales

Sistema [MMTon CO_2e]	2013	2020	2030	2050
SIC				
Promedio	16,35	25,60	32,45	31,06
Percentil 5	14,00	22,09	27,18	23,19
Percentil 95	23,50	29,42	39,10	38,42
SING				
Promedio	18,15	26,46	27,86	16,71
Percentil 5	18,13	25,30	22,3	8,27
Percentil 95	18,16	27,71	31,91	27,21
Aysén				
Promedio	0,07	0,11	0,21	0,34
Magallanes				
Promedio	0,30	0,39	0,54	0,77
Gas y Coque				
Promedio	2,84	3,18	3,50	3,94
Petróleo y Gas				
Promedio	0,047	0,05	0,05	0,06
Carbón y Leña				
Promedio	0,0041	0,007	0,001	0,002
Gas y Metanol				
Promedio	1,47	0,61	0,23	0,05
Autoconsumo				
Promedio	3,03	3,14	3,33	3,71
Totales				
Promedio	42,26	59,55	68,17	56,64

4. Medidas de mitigación

En el presente informe se consideraron diversas medidas de mitigación, las cuales fueron validadas en una serie de reuniones con grupos técnicos de trabajo (GTT) y grupos de construcción de escenarios (GCE). Los resultados actualizados a la fecha se presentan la siguiente tabla resumen:

Tabla resumen medidas de mitigación

Nombre Abreviado	Año Inicio	Año Final	Reducción Anual	Reducción Total	CAPEX VAN [MMUSD 2012]	OPEX VAN [MMUSD 2012]	Costo abatimiento 2030 [USD 2012/Ton CO2e]			Costo abatimiento 2050 [USD 2012/Ton CO2e]		
			[MMTon/Año]	[MMTon]	10%	10%	1%	3%	10%	1%	3%	10%
Almacenamiento Eólico	2030	2050	6,5	130,7	20.676	34.682	no reduce	no reduce	no reduce	$ 1,64	$ 3,17	$ 3,8
Almacenamiento Solar	2030	2050	1,374	27,47	20.455	35.753	no reduce	no reduce	no reduce	$ 78,22	$ 48,58	$ 9,47
Aysén	2021	2050	16	464,03	21.875	32.724	-$ 5,11	-$ 2,37	$ 1,22	-$ 36,09	-$ 20,20	-$ 2,91
Carbón Eficiente	2020	2050	2,951	88,53	20.480	35.518	$ 10,12	$ 9,17	$ 6,17	-$ 16,18	-$ 7,72	$ 0,55
CCS	2030	2050	3.5	69.8	20.274	36.679	$ 35,54	$ 29,05	$ 14,78	$ 19,06	$ 16,22	$ 9,36
CSP Medio	2014	2050	1,451	52,24	23.067	35.412	$ 386,49	$ 306,40	$ 148,37	$ 266,84	$ 171,83	$ 48,86
CSP Total	2014	2050	6,556	236,03	26.340	34.955	$ 402,92	$ 316,81	$ 148,80	$ 130,92	$ 83,24	$ 22,66
Eólico Medio	2014	2050	6,541	235,46	21.683	34.641	$ 14,99	$ 14,67	$ 13,30	-$ 3,83	-$ 0,32	$ 1,59
Eólico Total	2014	2050	16,42	591,26	25.298	32.900	$ 39,54	$ 33,92	$ 21,62	$ 13,40	$ 9,45	$ 3,84
ERNC 3030	2025	2050	5,27	131,76	20.990	34.999	$ 63,63	$ 47,35	$ 18,50	-$ 18,43	-$ 9,11	$ 0,30
Geotermia Mitad	2017	2050	-0,17	-5,47	20.112	35.815	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce
Geotermia Total	2017	2050	5,043	166,41	21.434	34.967	$ 62,57	$ 50,29	$ 24,81	-$ 5,53	$ 0,35	$ 2,72

GNL Subsidio	2020	2050	3,846	115,37	17.556	34.753	-$ 11,35	-$ 9,68	-$ 5,40	$ 141,23	$ 80,68	$ 10,86
Interconexión Regional	2020	2050	3,14	102,4	18.593	36.157	-$ 20,73	-$ 37,35	-$ 44,77	-$ 17,18	-$ 28,62	-$ 33,65
Mini Hidro medio	2015	2050	-0,16	-5,47	20.132	35.815	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce
Mini Hidro Total	2015	2050	2,807	98,25	21.082	34.817	$ 4,30	$ 4,85	$ 6,25	-$ 28,98	-$ 14,87	-$ 0,50
Nuclear	2031	2050	5,858	111,30	20.323	35.567	no reduce	no reduce	no reduce	-$ 16,78	-$ 6,98	-$ 0,54
Pérdidas	2020	2050	7,01	217,42	25.372	34.092	$ 31,93	$ 26,15	$ 13,75	$ 20,97	$ 12,43	$ 2,5
Riego Mitad	2014	2050	0,149	5,36	19.979	35.793	no reduce	no reduce	no reduce	-$ 354,56	-$ 204,15	-$ 50,56
Riego Total	2014	2050	1,117	40,21	20.079	35.598	-$ 44,34	-$ 34,72	-$ 15,91	-$ 54,52	-$ 31,45	-$ 7,00
Solar FV Medio	2014	2050	5,412	194,83	21.256	35.260	$ 60,12	$ 47,71	$ 23,34	$ 8,25	$ 6,78	$ 2,92
Solar FV Total	2014	2050	10,34	372,14	23.985	34.620	$ 99,54	$ 78,85	$ 38,40	$ 39,91	$ 25,46	$ 7,22
Voltaje	2020	2050	0,211	6,33	19.998	35.643	no reduce	no reduce	no reduce	-$ 205,93	-$ 134,72	-$ 49,42

Fuente: Elaboración Propia

Cada medida es modelada en forma de restricción (o eliminación de restricción), con la cual se realiza nuevamente la optimización para obtener la expansión asociada a la medida.

Cada expansión luego recibe el mismo tratamiento de Montecarlo, para determinar su operación y realizar la comparación con la línea base. Se seleccionan exactamente los mismos escenarios de Montecarlo en este proceso de forma de hacer la mejor comparación posible del comportamiento de las diferentes medidas.

A partir de dicha comparación se obtienen indicadores de potencial y costo, que sirven de insumo para que el comité directivo del proyecto realice los empaquetamientos pertinentes. Los siguientes pasos consisten en la modelación de los paquetes de medidas, además de la coordinación con los otros sectores del proyecto.

5. Escenarios de mitigación

Una vez presentados los resultados preliminares de las medidas de mitigación, estas fueron empaquetadas en escenarios de mitigación comunes a todos los sectores. La interrelación con los otros sectores se tradujo en una demanda eléctrica distinta para cada escenario, así como la modelación de algunas centrales que nacen como medidas de los otros sectores. Asimismo para evitar escenarios pocos realistas en sentido económico, se optó por forzar la entrada de centrales sólo hasta el año 2024, y luego dejar que el sistema optimice sobre lo forzado. De esta forma se obtienen escenarios realistas. En el caso del escenario nuclear se forzó la entrada hasta el año 2050, de forma de poder observar el efecto total que tendría dicho escenario.

La reducción de emisiones para el período varía entre los escenarios desde los 190 MM Ton CO2e del escenario esfuerzo base, a 780 MM Ton CO2e para el escenario energías renovables, seguido muy de cerca por el escenario de esfuerzo alto. Las emisiones anuales se puede observar en la siguiente figura.

Emisiones por Escenario [MM Ton CO2e/año]

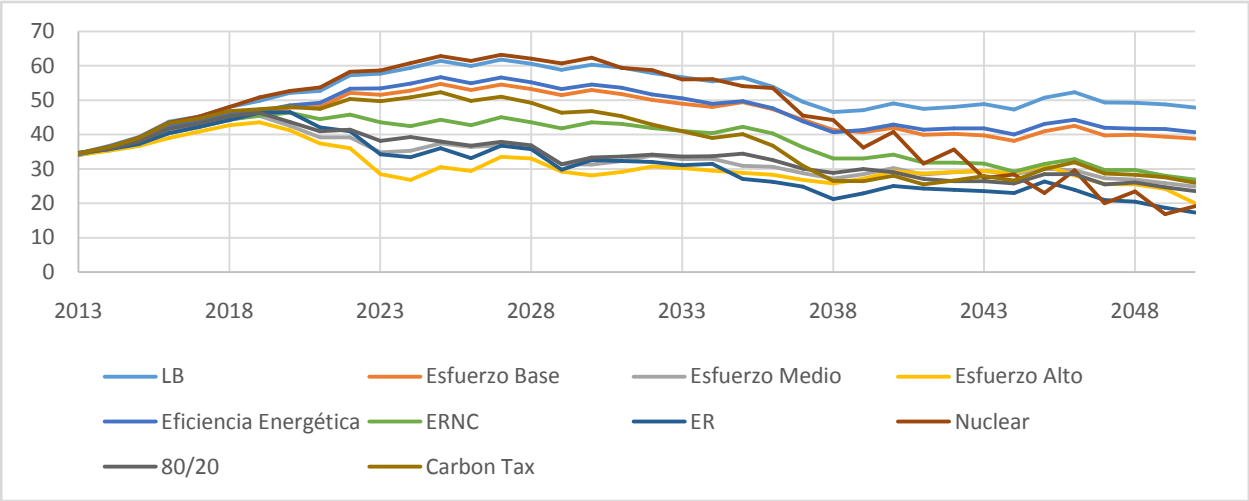


Tabla resumen escenarios de mitigación al 2030

Indicador	Esfuerzo Base	Esfuerzo Medio	Esfuerzo Alto	Eficiencia Energética	ERNC	ER	Nuclear	80/20	Carbon Tax
D Emisiones [MM TON CO2e]	84.5	256.2	313.4	60.4	175.6	256.7	-14.7	236.7	105.6
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 2,382.7	-$ 117.7	$ 2,456.1	-$ 3,097.1	$ 3,680.3	$ 4,016.4	-$ 442.7	$ 33.4	$ 1,060.6
D Costos 3% [MMUSD 2012]	-$ 4,819.1	-$ 2,780.8	$ 433.5	-$ 5,899.6	$ 3,928.5	$ 3,561.0	-$ 1,038.5	-$ 2,075.7	$ 1,914.9
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 6,019.1	-$ 4,461.5	-$ 1,154.4	-$ 7,269.3	$ 3,632.9	$ 2,734.4	-$ 1,363.1	-$ 3,426.7	$ 2,312.8
CA 10% [USD/Ton]	-$ 28.2	-$ 0.5	$ 7.8	-$ 51.3	$ 21.0	$ 15.6	no reduce	$ 0.1	$ 10.1
CA 3% [USD/Ton]	-$ 57.1	-$ 10.9	$ 1.4	-$ 97.6	$ 22.4	$ 13.9	no reduce	-$ 8.8	$ 18.2
CA 1% [USD/Ton]	-$ 71.3	-$ 17.4	-$ 3.7	-$ 120.3	$ 20.7	$ 10.7	no reduce	-$ 14.5	$ 21.9

Fuente: Elaboración Propia

Tabla resumen escenarios de mitigación al 2050

Indicador	Esfuerzo Base	Esfuerzo Medio	Esfuerzo Alto	Eficiencia Energética	ERNC	ER	Nuclear	80/20	Carbon Tax
D Emisiones [MM TON CO2e]	243.2	690.4	779.2	193.2	509.3	782.7	247.7	676.4	491.6
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 3,185.5	-$ 3,371.5	-$ 980.3	-$ 3,983.5	$ 2,044.2	$ 1,326.7	$ 301.6	-$ 2,482.3	$ 430.1
D Costos 3% [MMUSD 2012]	-$ 9,832.5	-$ 20,146.8	-$ 17,502.7	-$ 11,284.6	-$ 5,427.0	-$ 11,570.1	$ 2,250.8	-$ 15,746.8	-$ 2,519.3
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 14,977.5	-$ 33,868.7	-$ 31,227.7	-$ 16,760.2	-$ 12,673.4	-$ 23,312.8	$ 3,608.5	-$ 26,785.1	-$ 5,803.9
CA 10% [USD/Ton]	-$ 13.1	-$ 4.9	-$ 1.3	-$ 20.6	$ 4.0	$ 1.7	$ 1.2	-$ 3.7	$ 0.9
CA 3% [USD/Ton]	-$ 40.4	-$ 29.2	-$ 22.5	-$ 58.4	-$ 10.7	-$ 14.8	$ 9.2	-$ 23.3	-$ 5.1
CA 1% [USD/Ton]	-$ 61.6	-$ 49.1	-$ 40.1	-$ 86.8	-$ 24.9	-$ 29.8	$ 14.7	-$ 39.6	-$ 11.8

Fuente: Elaboración propia

1. Antecedentes

El año 2009, en la XV Conferencia sobre el Cambio Climático, la Ministra de Medio Ambiente de Chile, Ana Lya Uriarte, mencionó que Chile, aun siendo país en vías de desarrollo, se comprometía a una reducción de sus emisiones del año 2020 en un 20% con respecto a la línea base del año 2007, financiada significativamente con recursos nacionales (Uriarte, 2009[1]).

Entre los años 2005 y 2008 se desarrolla en Sudáfrica el proyecto "Escenarios de Mitigación de Largo Plazo" con la finalidad de contribuir a una postura del país frente a las negociaciones internacionales. El año 2010 nace la iniciativa MAPS (*MitigationAction Plans and Scenarios*, por sus siglas en inglés) con el objetivo de apoyar a países en desarrollo en la elaboración de planes que sean compatibles con los desafíos climáticos asociados al cambio global.

En este contexto nace MAPS-Chile, proyecto dirigido por un comité interministerial en el que participan representantes de los siguientes Ministerios: Relaciones Exteriores, Hacienda, Transportes y Telecomunicaciones, Agricultura, Energía, Minería y Medio Ambiente.

Como parte del proceso de investigación, se han licitado estudios en distintas etapas durante el transcurso del proyecto. En su primera instancia, se realizaron estudios que permitieron generar la línea base de emisión para los distintos sectores del país. Ésta fue proyectada a partir del año 2007, año en que el país adquiere el compromiso de mitigación de sus emisiones. En su segunda etapa se busca generar una línea base actualizada al año 2013, además de observar el efecto en esta línea de distintos escenarios de mitigación. Se pretende observar sensibilidades y efectos en distintas áreas del país (CPR, Minería, Industria, Transporte, entre otros).

Tomando en cuenta esto, se presenta la siguiente propuesta como respuesta a la solicitud del PNUD de elaborar la segunda etapa, consistente en el análisis de un nuevo modelo base actualizado a 2013 y su comportamiento frente a distintos escenarios de mitigación.

[1]http://www.conama.cl/portal/1301/article-47189.html

2. Objetivos del estudio

2.1 Objetivos Generales

Esta consultoría tiene como objetivo general: la proyección de las emisiones de GEI para el sector de Generación y otros Centros de Transformación anivel nacional para el escenario Línea Base 2013 y otros escenarios de mitigación considerando el horizonte de evaluación 2013-2050, y detallando los resultadospara los años 2020, 2030 y 2050.

2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos para la realización de la presente consultoría son:

- Disponer de un modelo validado en común acuerdo con la contraparte técnica pararepresentar y simular el sector específico.
- Asegurar la coherencia de los modelos propuestos y de los datos básicos utilizados, conaquellos utilizados en los otros sectores modelados. En particular, se deberá utilizar lademanda de energía eléctrica generada a partir de los otros sectores modelados paraajustar los valores finales de la oferta de energía eléctrica.
- Conocer la información disponible y respaldada, que representen las emisiones del año 2012 y los parámetros requeridos para la proyección del escenario Línea Base oCrecimiento sin Restricciones (CSR). Este modelo debe ser capaz de ser modificado para implementar los distintos escenarios de mitigación.
- Completar los vacíos que deje la información disponible a 2012, con informaciónadicional validada por la contraparte técnica, de manera de proyectar adecuadamente elescenario Línea Base o CSR, y los escenarios de mitigación. Se requiere especificar los supuestos considerados para lasprincipales variables en base a la información adicional.
- Elaborar fichas que presenten la información organizada sobre las medidas de mitigación y sus indicadores, para el sector generación y otros centros de transferencia.
- Proyectar las emisiones de GEI para el escenario Línea Base 2013, y para los distintos escenarios de mitigación a nivel nacional,con un horizonte de evaluación 2013-2050, detallando los resultados para los años 2020,2030 y 2050.
- Determinar criterios de agrupación y sensibilidad para la construcción de los escenarios de mitigación a evaluar.

- Obtener las medidas de sensibilidad de las emisiones GEI respectos a los parámetros pertinentes.

3. Metodología de Proyección

Considerando la enorme incertidumbre que existe al realizar una proyección del parque generador de electricidad al año 2050, es difícil realizar una modelación robusta sin considerar la opinión de diversos actores del sector. A continuación se presenta la metodología general que ha desarrollado el equipo del CCG-UC.

La electricidad es un energético especial, dado que es de carácter secundario, con multiplicidad de usos en la sociedad actual, puede ser generado por medio de la transformación de una increíble diversidad de energéticos y tecnologías. Sin embargo, presenta la gran dificultad que representa su acumulación (en la actualidad, no hay alternativas costo efectivas de almacenamiento de grandes cantidades de energía eléctrica, excepto por los embalses Hidroeléctricos), por esto la satisfacción de la demanda debe ser instantánea. En este sentido la estimación de emisiones y la modelación de la línea base del sector eléctrico es particular, ya que su nivel de consumo de energía y, por ende, de emisiones de GEI tiene directa relación con la demanda de electricidad por parte de los demás sectores, siendo fundamental conocer no sólo la cantidad demandada en un año, sino que la variabilidad de esta demanda al interior del año. De hecho, las emisiones del sector eléctrico, se podrían considerar emisiones indirectas de los sectores consumidores de electricidad. Si bien todo sector puede variar su consumo energético por variaciones en la demanda de sus productos, en el sector eléctrico la relación es directa y su participación en las emisiones totales es de las más relevantes. Es por esto, que para comprender de manera íntegra las emisiones del sector de generación y transporte de electricidad será necesario considerar no solamente factores internos (tecnologías de generación, tecnologías de abatimiento y medidas de eficiencia energética), sino que también la proyección de la demanda por energía eléctrica

El nivel de detalle que tendrá la proyección de la generación eléctrica y emisión de GEI, se presenta a continuación:

- **Generación y Emisiones:** a nivel de tipologías de centrales, para esto se considerará al 2013 las centrales disponibles y en construcción agrupadas por combustibles y nivel de eficiencia, y a nivel de tecnología agrupada por nivel de costo de capital, para las expansiones del parque que no están en construcción.
- **Sistemas Eléctricos:** SIC, SING, Aysén y Magallanes. Los llamados Auto-productores (AP), no se consideran, dado que se considerará la demanda neta de los sectores.
- **Bloques temporales** de despacho, separados en 36 fracciones divididas en:

  - 12 meses
  - 3 bloques horarios (entregando un detalle aproximado al comportamiento de 8 horas por día)

- **Disponibilidad de generación:** Se usarán factores de plantas basados en datos reales. En caso de no contar con factores de planta reales, se utilizarán disponibilidades promedio por tipología de central, considerando las variaciones en los bloques de despacho. Para las tecnologías eólicas y solares, se usarán las herramientas[2,3] entregadas por la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía que contienen los datos necesarios para la generación eólica y solar. Para el caso de la generación hidroeléctrica se generarán factores de planta que representen las distintas condiciones climáticas históricas y potencialmente futuras imperando en el país.
- **Pérdidas por Transmisión y Distribución:**se considerará un promedio de pérdidas por línea, según los sistemas interconectados.
- **Costos de Generación:** en caso de no contar con información real, se utilizarán promedios para cada tecnología y sistema interconectado, y para la expansión del sistema se considerará la mejor información disponible, obtenidos de la revisión bibliográfica nacional e internacional. Los costos de las tecnologías y las curvas de aprendizaje se presentan en el capítulo 5. Los costos de combustible aplicados varían según los factores de modulación proporcionados por el equipo MAPS, los cuales se pueden ver en el anexo VIII[4].
- **Modelación de la variabilidad de recursos** eólicos, solares e hidráulicos a nivel de bloque temporal (12 meses) y 3 bloques diarios (Madrugada, Día y Noche), esta variabilidad será estimada a través de los mejores datos disponibles.

3.1 Alcance del Estudio

A continuación se plantea el alcance del estudio en las distintas dimensiones que éste abarca:

- **Alcance temporal:** se presentarán resultados para el período 2013 – 2050 con detalle anual para el caso de la línea base y de los escenarios de mitigación. La modelación, sin embargo, se realizará a nivel de bloque temporal según lo explicado anteriormente. Esto entregará como resultado una serie de datos proyectados con nivel mensual al año 2050

[2]http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/

[3]http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/

[4] En relación a los precios de combustibles debe tenerse presente que el equipo consultor elaboró una proyección a solicitud del equipo MAPS que se presenta en el anexo IX, la cual finalmente no fue aplicada dado que el mismo equipo MAPS entregó sus propias proyecciones en reemplazo de éstas.

para ambos casos. Esto permitirá observar la continuidad que en la realidad existe año a año.

- **Alcance geográfico:**el presente estudio tiene un alcance geográfico a nivel nacional, sin embargo los resultados están desagregados por sistema eléctrico. Esta distinción es necesaria sobre todo para el período que comprende el año de inicio hasta el 2019, año para el cual se proyecta la interconexión. El detalle de los resultados obtenidos está limitado por la información sobre los consumos de los otros sectores, estimadas en los estudios paralelos, y se podrá alcanzar mayor detalle en medida la información recibida contengan suficiente grado de detalle (distribución de la demanda para cada mes y bloque diario).

- **Contaminantes considerados:** se considerarán los siguientes contaminantes globales CO2, CH4, N2O, además del indicador agregado de CO2eq[5].

- **Escenarios considerados:**
  - Se analizarán 10 escenarios de Línea Base 2013 (2013-2050), definidos en conjunto con el GTT y el GCE, elaborados a partir de la base de 2 parámetros claves: Hidrología y demanda. Los escenarios de demanda eléctrica serán entregados por los otros sectores MAPS, como resultado de sus sensibilidades frente al PIB. Del resultado de estos 10 escenarios se seleccionará la expansión de capacidad cuya respuesta frente a la totalidad de los escenarios tiene la mejor respuesta, considerando cada uno de los escenarios descritos como equiprobables.

    A partir del escenario de expansión seleccionado, y mediante un ejercicio de Montecarlo se evaluará el efecto de la expansión frente a variables de alta incertidumbre (precios combustibles, factor de planta eólico, hidrología).
  - Escenario de medidas de mitigación (2013-2050)

    Cada medida de mitigación se desarrolló como un escenario independiente que asume *ceteris paribus*en todos los otros parámetros. De la comparación de cada uno de estos escenarios con la línea base se obtuvieron los resultados para cada medida.

[5] El comité directivo del proyecto decidió dejar para la fase III del proyecto el estudio de los co-beneficios asociados a las emisiones. En un principio el equipo proponía incluir dicho estudio en esta fase, sin embargo, se escogió por seguir las directivas y enfocar los esfuerzos en el desarrollo de las medidas y escenarios de mitigación.

- Escenarios de mitigación distintos (2013-2050)
  Los escenarios de mitigación fueron construidos por el GCE, en conjunto con el equipo MAPS y aprobados por el comité directivo, tras una presentación preliminar de los resultados de las medidas de mitigación.

3.2 Metodología general

La proyección de las emisiones de GEI en el futuro representa un desafío importante en todos los sectores productivos del país, pero de manera especial en lo que respecta al sector de Generación Eléctrica y Otros Centros de Transformación. En todos los sectores existen altos grados de incertidumbres en el comportamiento de las variables claves utilizadas para predecir el comportamiento de las emisiones de GEI, como por ejemplo son el nivel de actividad o el factor de emisión.

En el caso del subsector Generación Eléctrica estas incertidumbres son aún mayores. En este caso existe no sólo la incertidumbre del nivel de actividad (en este caso la demanda de electricidad), sino que también existe incertidumbre con respecto a los costos de las diferentes alternativas tecnológicas que permiten generar electricidad, los costos de los combustibles con el cual algunas de estas tecnologías operan y que dependen del incierto mercado internacional, condiciones climáticas que inciden en la disponibilidad de recursos naturales y, por ende, factores de planta, tiempos de construcción, distancias a los centros de consumo, factores de emisiones de GEI, otras externalidades, etc.

Adicionalmente, a diferencia de los otros subsectores la incertidumbre que existe en estos factores no sólo es un problema para proyectar escenarios hacia el futuro, sino que la incertidumbre existe en horizontes de tiempo mucho más cercanos. Otro elemento que dificulta la proyección de la situación futura de este sector es que es el único en el que dado un nivel de actividad (o driver principal), debe simular las decisiones que hagan un grupo de actores privados tratando de lograr algún objetivo económico.

El ejercicio de modelar cual es el nivel de inversión óptimo en tecnologías para un plan de expansión que satisfaga la demanda, además de otras restricciones, requiere considerar un ejercicio matemático de minimización del valor presente de los costos actuales y futuros que la inversión y operación de las centrales de generación. El equivalente para estimar las emisiones futuras en el caso del sector minero del cobre sería evaluar, para un escenario de precio de

cobre dado, cual es el valor económico presente de distintos proyectos de inversión. Todo esto para así poder estimar la producción de cobre económicamente viable esperada para el futuro.

Por otra parte los proyectos de generación eléctrica tienen el potencial de alterar de manera importante las condiciones ambientales y socio culturales del lugar donde son desarrollados (CADE, 2011a). Es quizás por estas razones, y a pesar de no representar la mayor parte de las emisiones de GEI en el país, que la modelación de este subsector debe ser muy cuidadosa y probablemente siempre va a estar equivocada a los ojos de alguien tomando en cuenta sus objetivos y criterios a veces subjetivos.

En los siguientes apartados se detalla la metodología utilizada para modelar el sistema eléctrico, tanto en lo que respecta a la optimización como a la representación de variables con incertidumbre.

3.2.1 Modelos utilizados

El Modelo desarrollado realizará una conexión entre 3 Software, las cuales se consolidan en el software LEAP, pero con los insumos de hidrología provenientes de WEAP y la simulación de la incertidumbre por medio de Crystal Ball.

El modelo propuesto por el equipo consultor está basado una integración de dos modelos construidos en las plataformas LEAP y WEAP respectivamente. Ambas plataformas se encuentran disponibles de manera gratuita para países en vías de desarrollo siempre que sea utilizado por organizaciones sin fines de lucro (ONG), agencias gubernamentales sin fines de lucro y organizaciones académicas. Por su parte, Crystal Ball se utilizará para modelar de manera conjunta la propagación de la incertidumbre, asociada a diversas variables, este software es comercial y es propiedad de Oracle. Cabe destacar que dentro del equipo de trabajo se cuenta con Charles Heaps, creador y principal responsable de LEAP.

A continuación se describen las plataformas principales:

LEAP

LEAP[6] (***L**ong Range **E**nergy **A**lternatives **P**lanning System*) es una herramienta computacional de amplio uso para la modelación escenarios energéticos y ambientales, con la finalidad de realizar

[6]http://www.energycommunity.org/default.asp?action=47

análisis de políticas ambientales y evaluar la mitigación del cambio climático, desarrollada por el Stockholm Environment Institute-US (SEI-US). El análisis se basa en balances integrales sobre la forma en que se consume, convierte y produce energía en una región o economía determinada, considerando una gama de escenarios alternativos de población, desarrollo económico, tecnología, precios, y otros parámetros.

LEAP permite realizar una contabilidad de las emisiones de GEI tanto para el sector energético como no energético, considerando fuentes y sumideros.

LEAP es una herramienta que permite realizar complejos análisis energéticos de manera sencilla y transparente, que ha sido validada por la comunidad internacional mediante la utilización del *software* en distintas aplicaciones:

- **The Massachusetts Global WarmingSolutionsAct (GWSA):** LEAP es utilizado por el estado de Massachusetts en EE.UU. para desarrollar un nuevo plan energético y de mitigación del cambio climático para cumplir con las ambiciosas metas de reducción de emisiones a los años 2020 y 2050.

- **CASINDO: CapacityDevelopment and StrengtheningforEnergyPolicyFormulation and Implementation of SustainableEnergyProjects in Indonesia:** Una colaboración entre ocho socios de Indonesia y el Gobierno de Holanda para construir capacidades entre agencias nacionales y regionales para la planificación energética.

- **Europe's Share of theClimateChallenge:** Un reporte de SEI que analiza la manera en que Europa puede mostrar liderazgo al mantener el cambio climático global dentro de límites seguros: primero, al tomar acciones domésticas para rápidamente reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y segundo, al cumplir con sus obligaciones internacionales de ayudar a otros países enfrentar la doble crisis de cambio climático y desarrollo.

- **A CO2 Neutral Copenhagenby 2025:** La consultora Holandesa RAMBOLL, utilizó LEAP para crear un plan para la ciudad de Copenhague para volverse carbono neutral al año 2025. Esto formó la base para que Copenhague fijará una meta de 20% de reducción de emisiones al año 2015 en comparación con el 2005, y para transformarse en la primera capital del mundo completamente carbono neutral al año 2025.

- **China Economics of ClimateChange:** Un análisis técnico realizado por SEI de cómo los sistemas de energía de China podrían verse alterados en los próximos cuarenta años para permitir que China cumpla con sus metas de desarrollo mientras hace una transición a un futuro bajo en emisiones de GEI.

- **MEDEC: Low-carbonDevelopmentforMexico:** Un estudio del Banco Mundial que evalúa el potencial de reducción de gases de efecto invernadero en México en los próximos 20 años.

- **New Zealand'sEnergyScape:** Una iniciativa del Instituto Nacional de Agua e Investigación Atmosférica de Nueva Zelandia (NIWA, por sus siglas en inglés) diseñada para ayudar a sus ciudadanos entender el flujo de energía en Nueva Zelandia.

Además, LEAP tiene la capacidad de realizar la expansión del parque generador de electricidad y despacho de las centrales disponibles de manera óptima minimizando los costos en cada caso. Cuando hablamos de optimalidad, nos referimos a que tanto la expansión del sistema como el despacho del mismo se realiza de tal manera que el sistema tenga el menor valor presente neto de los costos para todo el período de evaluación, considerando costos de capital de nuevas inversiones, costos de desmantelamiento, costos fijos y variables de operación y mantención, costos de combustible, y costos de externalidades ambientales en caso de ser necesario. La optimización se realiza mediante la integración de LEAP con la herramienta OSeMOSYS (*Open Source Energy Modeling System)*, desarrollada por una coalición de organizaciones como SEI, Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), Centro de Investigación de Energía de UK y la Royal Technical University (KTH) de Suecia. OSeMOSYS depende del kit de programación lineal GNU (GLPK, por sus siglas en inglés), cuyo objetivo es la resolución de problemas de programación lineal de gran escala utilizando el método de optimización simplex revisado. Ambas, OSeMOSYS y GLPK son herramientas de código abierto distribuido gratuitamente.

WEAP

WEAP[7] (***W**ater **E**valuation **A**nd **P**lanning System*) es una herramienta computacional para la planificación integrada de recursos hídricos. Proporciona un marco comprensivo, flexible y de fácil uso para la planificación y análisis de políticas. WEAP fue desarrollado por el *Stockholm Environment Institute*[8] sede en Boston y el *Tellus Institute*[9].

WEAP apoya una planificación de recursos hídricos balanceando la oferta de agua (generada a través de módulos físicos de tipo hidrológico a escala de subcuenca) con la demanda de agua (caracterizada por un sistema de distribución de variabilidad espacial y temporal con diferencias en las prioridades de demanda y oferta).

WEAP emplea una paleta de diferentes objetos y procedimientos accesibles a través de una interfaz gráfica que puede ser usada para analizar un amplio rango de temas e incertidumbres a las que se ven enfrentados los planificadores de recursos hídricos, incluyendo aquellos relacionados con el clima, condiciones de la cuenca, proyecciones de demanda, condiciones regulatorias, objetivos de operación e infraestructura disponible.

WEAP es un modelo regido por variables climáticas a diferencia de modelos de recursos hídricos típicos que se basan en modelación hidrológica externa. Por otra parte, de manera similar a estos modelos de recursos hídricos, WEAP incluye rutinas diseñadas para distribuir el agua para diferentes tipos de usuarios desde una perspectiva humana y ecosistémica. Estas características convierten a WEAP en un modelo ideal para realizar estudios de cambio climático donde es importante estimar cambios en la oferta de agua (ej. cambios en la precipitación proyectados) y demanda de agua (ej. cambios en las demanda por evaporación en cultivos) y como estos cambios convergen en un balance de agua diferente a nivel de cuenca (Purkey et al., 2007)

Una serie de artículos (Yates, Purkey, Sieber, Huber-Lee, & Galbraith, 2005a, 2005b)describen la manera en que el modelo hidrológico está integrado en WEAP. En breve, este modelo hidrológico es espacialmente continuo con un área de estudio configurado como un set de subcuencas contiguas que cubren toda la extensión de la cuenca en análisis. Un set homogéneo

[7] http://www.weap21.org/
[8] http://www.sei-us.org/
[9] http://www.tellus.org/

de datos climáticos (precipitación, temperatura, humedad relativa y velocidad del viento) es utilizado en cada una de estas subcuencas que se encuentra dividida en diferentes tipos de cobertura/uso de suelo. Un modelo cuasi físico unidimensional, con dos receptáculos de balance de agua para cada tipo de cobertura/uso de suelo reparte el agua entre escorrentía superficial, infiltración, evaporación, flujo base y percolación. Los valores desde cada una de estas áreas se suman para obtener los valores agregados en una subcuenca. En cada tiempo de corrida del modelo, WEAP calcula primero los flujos hidrológicos, que son traspasados a los ríos y acuíferos asociados. La distribución de agua se realiza para el mismo tiempo de corrida, donde las restricciones relacionadas con las características de los embalses y la red de distribución, las regulaciones ambientales y a la vez las prioridades y preferencias asignadas a diferentes puntos de demanda son usadas como condiciones de operación de un algoritmo de programación lineal que maximiza la satisfacción de demanda hasta el mayor valor posible.

Integración LEAP-WEAP

Las últimas versiones de LEAP y WEAP permiten realizar una integración de ambas herramientas para realizar análisis cruzado considerando, por ejemplo, las siguientes aplicaciones: hidroelectricidad, uso de agua para enfriamiento en centrales termoeléctricas, uso de energía para la desalinización, uso de agua y suelo para biocombustibles, uso de energía para bombeo de agua en agricultura, energía y agua para sistemas de alcantarillado, integración de mitigación y adaptación.

La integración de ambas plataformas permite utilizar supuestos comunes, mismos escenarios, mismos bloques temporales, fronteras geográficas, etc. En la actualidad se ha aplicado esta integración a los siguientes casos:

- Región Metropolitana de Sacramento, donde la empresa eléctrica local asegura parte de su energía en base a un sistema hidroeléctrico instalado en la misma cuenca que suministra gran parte del agua de la región. La aplicación conjunta de LEAP y WEAP busca la manera en que las operaciones del sistema hídrico pueden ser optimizadas en base a las necesidades que compiten por el agua en un mismo sistema.

- Suroeste de los EE.UU., donde la naturaleza interconectada de la gestión de los recursos de agua en la región, junto con la conexión física de las transmisiones entre las distintas empresas eléctricas, proveen un marco de análisis de agua y energía

integrados que permitirán explorar las relaciones entre los usos de agua, energía y suelo.

Finalmente, una de las grandes ventajas en la utilización de las herramientas de modelación LEAP y WEAP, además de su transparencia, es la facilidad en la utilización de ellas en los procesos participativos o *stakeholder driven processes*, para los que existe ya gran experiencia en Chile. Ambas herramientas permitirán generar tanto escenarios de emisión de largo plazo como la estimación de impactos de cambio climático.

3.2.2 Modelación del sistema eléctrico

La proyección de las emisiones de GEI para el sector representa un desafío importante, especialmente en lo que respecta al subsector de Generación Eléctrica, esto debido a que existen muchas alternativas tecnológicas muy diferentes, que permiten generar el mismo producto (la electricidad), pero cuyas inversiones, costos de operación, factores de planta, tiempos de construcción, distancias a los centros de consumo, emisiones de GEI, otras externalidades, etc., difieren mucho.

La planificación eléctrica busca seleccionar el "mejor" set de tecnologías que permita satisfacer la demanda de electricidad. Como se indicara anteriormente la dificultad de esta labor yace en que el futuro es incierto, por lo que si bien se puede planificar en base a valores esperados de diversos parámetros (hidrología, costos de inversión, precios de los combustibles fósiles, etc.), sabemos que estos valores esperados lo más probable es que no se manifiesten exactamente igual en el futuro. En este contexto vale la pena evaluar que tan "grave" puede ser el error, si el escenario esperado no se da. Esto es de particular importancia en un sector donde los proyectos pueden costar varios millones de dólares y que desde la planificación hasta la construcción pasan varios años, lo que representa un cierto grado de irreversibilidad de las decisiones que se tomen.

Es común que distintas modelaciones de un mismo problema arrojen resultados radicalmente distintos cuando se quiere proyectar el futuro a mediano y largo plazo, este es un problema que los modelos de generación de electricidad presentan, las diferencias suelen darse por diferencias en supuestos claves, métodos de modelación y no tanto en el nivel de detalle del modelo (lo que si puede ser un punto diferenciador, para proyecciones a corto plazo). Si nos centramos en los modelos de generación, que buscan minimizar costos de la generación

eléctrica, las principales diferencias entre modelos se dan por supuestos bases, como pueden ser los siguientes:

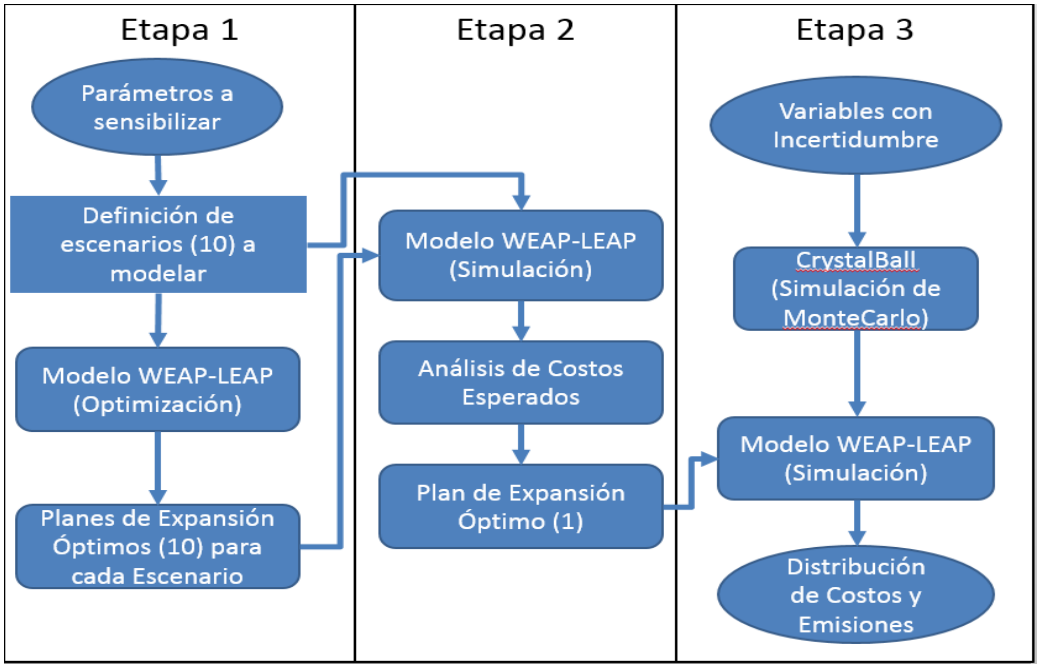
- Estimación de la demanda a largo plazo: Suponer distintas tasas de crecimiento de la demanda, puede generar diferencias enormes. Ej: Una diferencia de un 1% en el crecimiento de la demanda por 20 años, puede generar diferencias superiores a un 20%.
- Asumir distintas formas de la demanda: Una curva de carga más plana, facilita la operación de centrales de base, mientras que una demanda intermitente, dificulta la operación de estas centrales.
- Considerar distintos costos de inversión: Usar distintos costos de inversión actuales y/o proyectados para alguna tecnología.
- Considerar distintos factores de planta: Diferencias ya sea en la disponibilidad promedio de una planta o en la variabilidad de esta. Particularmente relevante para las centrales intermitentes como las hidroeléctricas, eólicas y solares.
- Estimar distintos potenciales de penetración de las tecnologías: Asumir que existen en el largo plazo una mayor cantidad de centrales potenciales de una cierta tecnología de bajo costo.
- Utilizar distintas proyecciones de los combustibles: Para las centrales termoeléctricas el principal elemento de sus costos nivelados, es el costo del combustible, por esto distintas proyecciones del precio a mediano y largo plazo de los combustibles, afectarán radicalmente los resultados de los modelos.

Pese a estas dificultades lo importante es, sin embargo, generar planes a futuro que idealmente no difieran de manera sustancial de lo que necesitaría en el futuro una vez que esta incertidumbre se manifieste. Una manera de lograr esto es sobredimensionando el plan de expansión (por ejemplo a través de grandes márgenes de reserva) para estar seguros o en gran medida seguros que el sistema no va a fallar, es decir, el plan es robusto.

La alternativa propuesta en el contexto de MAPS es considerar un número limitado de escenarios, los cuales darán paso a igual número de expansiones óptimas. Estas expansiones serán probadas en los otros escenarios en modo simulación, observándose los costos asociados. A continuación se procede a calcular el costo esperado de cada una de las expansiones óptimas, eligiéndose la de menor costo como la expansión óptima.

Luego de seleccionada, la expansión óptima será testada para identificar la robustez del plan, evaluar los costos del sistema, así como la generación y emisión del mismo. Todo esto implica una cadena esquematizada en la Figura 3-1.

Figura 3-1: Metodología Modelación Sector Eléctrico



Fuente: Elaboración Propia

En la **etapa 1**, se genera un plan de inversión en tecnologías óptima en costo, basado en los datos de entrada que en su conjunto definen un escenario determinado. El número de estos parámetros a sensibilizar puede ser bastante importante, con distintos valores para cada parámetro. La combinación de estas sensibilidades aumenta de forma multiplicativa, razón por lo cual el equipo consultor optó por definir sólo dos parámetros como los principales a la hora de definir los escenarios:

- Hidrología:
  - Húmeda
  - Semi-Húmeda
  - Media
  - Semi-Seca
  - Seca
- Demanda
  - PIB alto

- PIB medio

El equipo consultor seleccionó estos dos parámetros para la elaboración de escenarios, pero reconoce que existe variabilidad e incertidumbre en otros parámetros. Por esto no limita su tratamiento a lo recién descrito sino que propone un tratamiento distinto según el tipo de variabilidad o incertidumbre.

En primer lugar hay parámetros sobre los cuales al equipo MAPS le parece interesante hacer una sensibilidad, para poder apreciar su efecto singular. Ejemplo de esto es la Interconexión SIC-SING[10] o un escenario de costos de GNL más bajo. Muchas de las medidas de mitigación podrían también ser vistas como una medida de sensibilidad, tal como el aumento de la restricción de la exigencia de energías renovables.

Por otra parte tenemos factores inciertos muy relevantes frente a los cuales si existe algún grado (limitado) de intervención por parte de los actores del sector. Un ejemplo importante sería el caso de la penetración máxima de diferentes tipos de tecnologías. En conjunto con el GCE y GTT se trabajó en una serie plausible de niveles de penetración máxima para distintos tipos de tecnología.

Finalmente encontramos un grupo de parámetros que, además de ser inciertos en cuanto a su valor esperado, son sumamente variables en el tiempo. Las condiciones climáticas naturales de las cuales depende la generación eléctrica renovable corresponden a este grupo. En este grupo podemos tener casos como el nivel de viento donde se puede tener bien representado el valor esperado de la velocidad del viento en un cierto lugar, pero debido a su alta variabilidad no se puede predecir la velocidad para un instante dado. Algo similar aunque a distinta escala de tiempo ocurre con las condiciones climáticas (precipitaciones y temperaturas) y su efecto en caudales y, por ende, en el potencial de generación hidroeléctrico. Adicionalmente si consideramos la información que disponemos con respecto a escenarios de cambio climático es posible que ni siquiera tengamos una buena información con respecto al valor esperado de la variable en el futuro.

La propuesta para trabajar con estos parámetros es conceptualmente similar para los casos de la hidrología, velocidad del viento y radiación solar. En términos básicos, la idea es generar una

[10]Respecto a la interconexión del SIC-SING se menciona que está entraría en operación en enero de 2019, según estudios de la Comisión Nacional de Energía (2012) y del Gobierno de Chile (2012).

secuencia plausible de disponibilidad del recurso que represente el valor esperado en el tiempo, pero también su variabilidad. Es posible, si así se ameritase, que se generen secuencias que aparte de mostrar la variabilidad representen algún potencial sesgo (e.g. secuencia climática seca asociada a variabilidad interdécada). En la sección 4.2 se entregan más detalle a este proceso.

Al finalizar la etapa 1 se tienen 10 planes de expansión correspondientes al plan óptimo para cada escenario propuesto.

En la **etapa 2**cada uno de los planes de expansión es simulado bajo las condiciones descritas en cada uno de los escenarios, se rescata de esta forma el costo que tendría determinada expansión en determinado escenario. Considerando la probabilidad de cada uno de estos escenarios, se puede entonces obtener el valor esperado para cada expansión. Para efectos de este estudio se consideran todos los escenarios como equiprobables, y luego el valor esperado para determinada expansión, será el promedio de los valores esperados para la expansión bajo cada escenario. Esto incluye los costos de falla, en los cuales podría caer el modelo.

El objetivo de esta etapa es simular el funcionamiento de los actores que deciden las inversiones en un ambiente con incertidumbre siguiendo las reglas de mercado, en este caso minimizar el valor esperado de los costos. Cabe destacar que se supone que el único criterio utilizados por los actores privados es el de mínimo costo, y no se considera el efecto del riesgo.

Al finalizar la etapa 2 se tiene 1 plan de expansión óptimo en el valor esperado de sus costos.

En la **etapa 3** el plan de expansión seleccionado será testeado a través de un modelo de simulación que explotará a través de un esquema de Montecarlo, aplicando 100 simulaciones[11], la representación total de la incertidumbre en parámetros críticos:

- Factor de modulación de Combustibles: el factor de modulación tiene una escala anual y cada ensayo incluye el período 2013 al 2050. Se construye un pool de 1.000 ensayos de los cuales se seleccionan aleatoriamente 100, aplicando distribución uniforme. Para cada ensayo se considera una distribución triangular utilizando los valores entregados por el equipo MAPS, donde los valores extremos coinciden con los factores de

[11] Para cada uno de los escenarios de mitigación se utilizaron las mismas 100 simulaciones. Por ejemplo, para un ensayo de Aysén, en la séptima simulación, se aplicó los mismos factores de modulación de precio, mismas condiciones hidrológicas, de viento y demanda que en las otras medidas. Esto se hace con la finalidad que sean comparables.

modulación bajo y alto, mientras que la moda corresponde al valor del escenario medio del factor.

- Factores de Planta Eólicos: se aplica distribución beta con parámetros bloque a bloque, obtenidos a partir de los factores de planta reales y con una media obtenida a partir del mapa eólico elaborado por la Universidad de Chile. Se construye un pool de 1.500 ensayos para cada sistema eléctrico, de los cuales se seleccionan aleatoriamente 100, dentro de las cuales cada a su vez consta de 39 años elegidos al azar, aplicando distribución uniforme.
- Condiciones Hidrológicas: se tienen 10 escenarios hidrológicos, de los cuales 5 corresponden a series históricas que representan condiciones secas a húmedas y los otros 5 escenarios que representan los efectos de cambio climático.
- Demanda: se aplica una distribución uniforme a las tasas de crecimiento de las demandas dadas por el equipo MAPS. Se construye un pool de 1.000 ensayos para cada sistema eléctrico, de los cuales se seleccionan aleatoriamente 100.

En la operación del plan de expansión y tomando en cuenta esta incertidumbre es factible encontrarse con ciertos momentos (time slices) en los que la demanda de electricidad supere la oferta existente, quedando esta energía como insatisfecha con los costos asociados (costos de falla). De esta manera será posible establecer el costo real (económico y en emisiones) de la falla del plan de expansión “poco robusto”.

Los escenarios de Montecarlo serán construidos utilizando la herramienta CrystalBall, que genera instancias a partir de una distribución dada. Las escalas de los parámetros sobre los cuales se sensibilizan son distintas, mientras que para las condiciones hidrológicas se trabaja con secuencias que cubren todo el período, para los factores de planta eólicos se trabaja a nivel de bloque, por lo tanto, las aproximaciones serán distintas y se explican con mayor detalle en el capítulo 4.

En este contexto el modelo a desarrollar busca construir escenarios factibles que den cuenta de la variabilidad y la incertidumbre asociada a los parámetros del modelo mencionados anteriormente. Se mide de esta manera la robustez de la expansión del sistema eléctrico. Al terminar esta etapa se tendrá el valor esperado de las emisiones y de los costos, asimismo se podrá dar cuenta de su variabilidad.

En el contexto de MAPS Chile, resulta fundamental construir escenarios que sean validados por los distintos actores del sector, lo que representa un desafío importante debido a las diferentes

"visiones" de los actores. Por esto la presente propuesta de modelación busca generar distintos escenarios de base (escenarios de sensibilidad), considerando distintos valores para los principales parámetros que generan las mayores diferencias en los modelos de generación, pensando especialmente en el horizonte 2020 y 2030, todo esto validado por el GTT y el GCE.

En un proceso tan abierto y dialogado con diferentes actores es necesario finalmente considerar el desarrollo de una herramienta o modelo que sea capaz de responder a la mayor cantidad de inquietudes y requisitos posibles pero también a la vez sea capaz de generar resultados de manera rápida para efectivamente permitir el diálogo de manera eficiente. La propuesta con tres etapas que se ha considerado pretende responder a estas necesidades de realismo, pero a la vez de versatilidad.

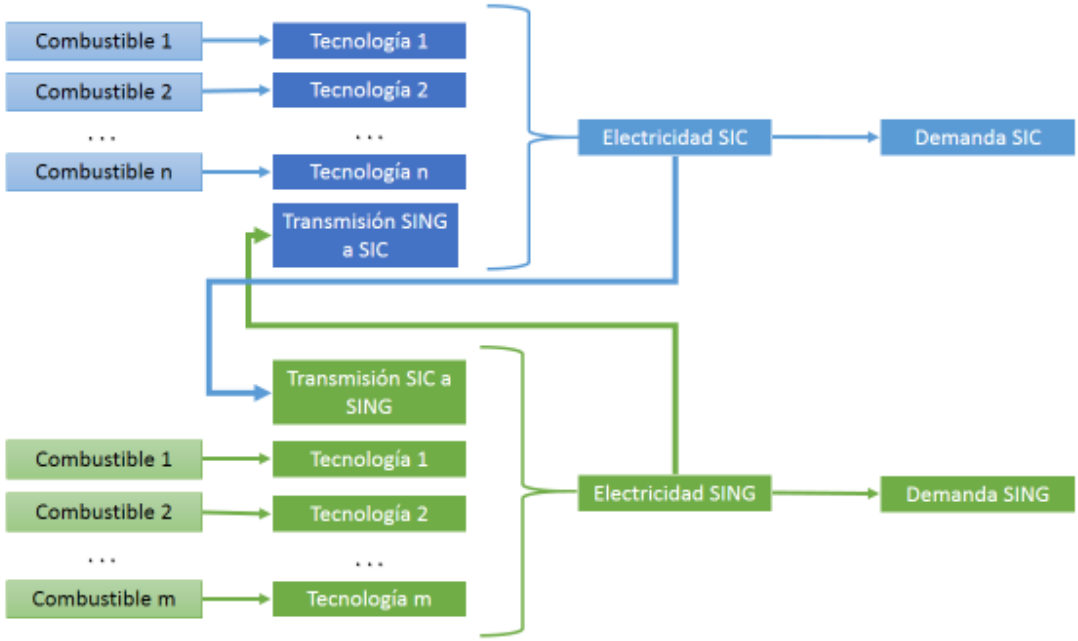
3.2.2.1 Esquema de optimización

La función objetivo de que resuelve el modelo para cada escenario es la minimización de los costos sujetos a restricciones. El objetivo de esta optimización es tener la expansión ideal del parque generador del país, así como una caracterización de su funcionamiento para satisfacer cierta demanda.

La optimización se realiza luego de caracterizar al sistema eléctrico: demanda, curvas de carga, energéticos involucrados, centrales/procesos/tecnologías que convierten un energético en otro, etc. Sólo una vez que se tiene realizada la caracterización se procede a la optimización.

Para la modelación del SIC, SING y de la posterior interconexión, se definen dos energéticos diferenciados sólo por el nombre y con características iguales a la electricidad: electricidad SIC y electricidad SING. La interconexión es modelada como un centro de transformación que toma electricidad SING y lo transforma en electricidad SIC con cierto nivel de eficiencia (95%). Al mismo tiempo se instala otro centro de transformación que transforma electricidad SIC en electricidad SING con el mismo nivel de eficiencia. Una representación gráfica de esto se puede observar en la Figura 3-2.

Figura 3-2: Esquema de Modelación Interconexión SIC-SING



Fuente: Elaboración Propia

El modelo de optimización es el siguiente:

$$Min\{\sum_{f}\sum_{t}\sum_{y}\sum_{l} VP(Cvar_{f,t,y} * EGen_{f,t,y,l}) + VP(Cinv_{f,t,y} * PNew_{f,t,y}) + VP(CinvS_{f,y} * PNewS_{f,y}) + VP(CvarS_{f,y} * ESt_{f,y,l}) + VP(CO\&Mf_{f,t,y})$$

Dónde:

f: es el índice asociado al energético de salida, Ej: Electricidad SIC

t: es el índice asociado a las tecnologías productoras de energéticos instaladas. Ej: Embalse Laja

y: es el índice asociado al año. Ej: 2020

l: es el índice asociado al timeslice correspondiente. Ej: Bloque 1 del mes de Febrero (FebreroB1)

$Cvar_{f,t,y}$: Costos variables por unidad de energía del energético f producida por medio de la tecnología t durante el año y. Incluye cualquier costo variable, ya sea combustible o mantención.

$EGen_{f,t,y,l}$: Energía del energético f producida por medio de la tecnología t en el timeslice l, dentro del año y.

$Cinv_{f,t,y}$: Costos de inversión por unidad de potencia para la instalación de centrales de la tecnología t, con el fin de producir el energético f, en el año y. Se incluyen los costos de transmisión considerando el tamaño típico de las centrales por tecnología, así como su distancia típica con el sistema troncal.

$PNew_{f,t,y}$: Capacidad nueva instalada de la tecnología t para la producción del energético f, durante el año y.
$CinvS_{f,y}$: Costos de inversión por unidad de potencia para la instalación de almacenadores del energético f, en el año y.
$PNewS_{f,y}$: Capacidad nueva instalada de almacenamiento del energético f, durante el año y.
$CvarS_{f,y}$: Costos variable por unidad de energía de los almacenadores del energético f, en el año y.
$ES_{f,y,l}$: Energía del energético f almacenada durante el timeslice l, dentro del año y.
$CO\&MF_{f,t,y}$: Costos fijo de operación y mantenimiento por unidad de capacidad de la tecnología t generadora del energético f, durante el año y.

Las restricciones son:

- Satisfacción de la demanda y pérdidas por energético para cada timeslice de cada año, con la producción provenientes de las tecnologías.
- Limitación de la energía de los energéticos generados según la disponibilidad de potencia (factor de potencia) y la capacidad instalada para cada timeslice de cada año.
- Las centrales tradicionales se modelan suponiendo un factor de planta constante en cada bloque. Bajo esta modelación los embalses no tienen capacidad de regulación.
- En el caso de las centrales eólicas y solares se modela considerando un factor de planta variable por bloque a representar.
- Los factores de plantaconsideran las salidas de operación por mantenimiento.
- Equilibrio entre la energía generada, la almacenada, la consumida y las pérdidas, dentro de cada timeslice y de cada año.
- La capacidad instalada de cada tecnología está limitada por el potencial total para cada tecnología productora de cada energético.
    - $POld_{f,t,y} + PNew_{f,t,y} \leq Potencial_{f,t} \quad \forall f,t$
- La capacidad instalada de cada tecnología está limitada por el mínimo de capacidad necesaria para cada tecnología.
    - $POld_{f,t,y} + PNew_{f,t,y} \geq MinCap_{f,t} \quad \forall f,t$

- La capacidad nueva instalada por tecnología productora de cierto energético está restringida por el máximo de penetración para cada año.
    - $PNew_{f,t,y} \leq PenetraciónMax_{f,t,y} \quad \forall f,t,y$
- La capacidad nueva instalada por tecnología productora de cierto energético está restringida por el mínimo de penetración para cada año.
    - $PNew_{f,t,y} \geq PenetraciónMin_{f,t,y} \quad \forall f,t,y$
- Restricción binaria que decide que si se instala una central de cierta tecnología productora de cierto energético, esta debe tener un tamaño mínimo.

$$PNew_{f,t,y} \geq MinAddSize_{f,t,y} * Z_{f,t,y} \quad \forall f,t,y$$
$$PNew_{f,t,y} \leq Q * Z_{f,t,y} \quad \forall f,t,y$$

Con Q suficientemente grande y la variable binaria $Z(f,t,y)$ siendo 1 cuando se decida por instalar la central o 0 en otro caso.

- La capacidad instalada es suficiente para respetar el margen de reserva indicado exógenamente.

Por lo demás se pueden agregar más restricciones dependiendo del modo:

- Restricción en el nivel de emisiones total del sistema por año.
- Restricción en el nivel de generación de cada energético por año.
- Restricción de las emisiones descontadas totales del sistema.

En WEAP es posible modelar embalses, sólo para el Maule y el Laja, esto es parte integral de la modelación. Además el modelo considera las cotas iniciales de ambos embalses, todas las características físicas de las centrales (e.g. caudales mínimos en turbinas) son parte del modelo WEAP.

Para la optimización se utiliza la integración de LEAP con la herramienta OSeMOSYS (*Open Source Energy Modeling System*). OSeMOSYS depende del kit de programación lineal GNU (GLPK, por sus siglas en inglés GNU Linear Programming Kit), cuyo objetivo es la resolución de problemas de programación lineal de gran escala utilizando el método de optimización simplex revisado. Ambas, OSeMOSYS y GLPK son herramientas de código abierto distribuidas gratuitamente. De esta forma LEAP soporta optimización lineal y entera, para este modelo en específico se usará optimización entera de forma de poder representar la entrada de bloques de capacidad mínima, permitiendo una mayor semejanza a la realidad.

3.2.2.2 Estimación de indicadores

A continuación se presenta un detalle de los indicadores que se estimarán como resultado de la modelación del sector de generación y transporte de electricidad, estos indicadores serán reportados para la línea base, y pueden ser reportados para los escenarios de mitigación en caso de ser necesario:

- Costo de inversión total: Se presentarán los resultados a nivel país por tipo de tecnología y para cada año. Los costos de inversión (y los costos de inversión proyectados) para cada central a instalar se obtendrán de la mejor información disponible según bibliografía nacional o internacional.

- Costo de operación total: Se presentarán los resultados a nivel país por tipo de tecnología y para cada año. Los costos de operación de la mejor información disponible según bibliografía nacional o internacional para el año anterior al primer año de proyección (2013). Los costos asociados al consumo de combustible serán aplicados los valores proporcionados por el equipo MAPS.
- Costos marginales: obtenidos a partir de los ensayos de Montecarlo.
- Margen de reserva, calculado a partir de la potencia máxima instalada y la potencia firme de cada central. Se ingresará al modelo en LEAP una restricción del margen de reserva mínimo de un 31%[12].
- Emisiones totales, por sistema y año agrupado como toneladas de CO_2e. También son un resultado del esquema de Montecarlo, y se entrega no sólo el valor esperado, sino que también los percentiles 5 y 95.
- Factores de emisión por cantidad de energía generada (t CO_2e/MWh), por sistema, región y año.
- Demanda eléctrica por sistemay año.
- Generación por tipo de tecnología, sistema y año.
- Consumo de energía de las centrales eléctricas, por tipo de tecnología, sistema y año.
- Uso de suelo: áreas inundadas por proyectos hidroeléctricos y hectáreas ocupadas por los otros tipos de tecnologías. Se considerarán los proyectos existentes hacia comienzos del año 2013 como también aquellos proyectos resultantes de la expansión del parque generador del escenario Línea Base 2013. Se considerarán también las hectáreas ocupadas por las nuevas líneas de transmisión. El cambio de uso de suelo se estimará utilizando la mejor información disponible el año anterior al inicio de cada escenario considerado indicadores unitarios tanto para estimar las hectáreas afectadas por las distintas tecnologías de generación y líneas de transmisión. Para aquellos proyectos ingresados al SEA, y que cuenten con esta información se utilizará directamente. Para efectos de la estimación del uso de suelo el consultor podrá utilizar metodología

[12] Equivalente al promedio del SIC en el período pre-crisis del gas. A criterio del equipo consultor este margen es suficientemente grande, pues ofrece respaldo suficiente para la operación aún con la salida de varias centrales. Si se considera la gran proyección de fuentes más intermitentes, a priori podría considerarse estrecho, sin embargo hay que considerar que las fuentes intermitentes no aportan en la satisfacción de este margen de reserva. Visto de otra forma 100 MW de potencia intermitente deben ser respaldadas por 31 MW de potencia firme. De esta forma supongamos un parque de 100 MW con factor de planta de 25% que sale por una hora, corresponden a 25MWh que deben ser respaldados por una central de 31 MW con un factor de planta de 85%, es decir que puede generar 26,35 MWh. Por lo demás, la optimización se realiza con factores de plantas variables para las fuentes intermitentes, por lo tanto, dentro de la optimización ya se da respuesta a la intermitencia por el lado de la energía.

simplificada, sin embargo, esta deberá ser validada en conjunto con la contraparte técnica.

3.2.2.3 Sistema de transmisión y distribución

LEAP no es una plataforma que esté diseñada para describir en detalle las obras de transmisión y distribución, sino que se limita a caracterizar las perdidas en términos medios. Esta es una simplificación propia de un modelo que busca realizar análisis centrados en el mediano y largo plazo, pero que no pretende ser un modelo de despacho.

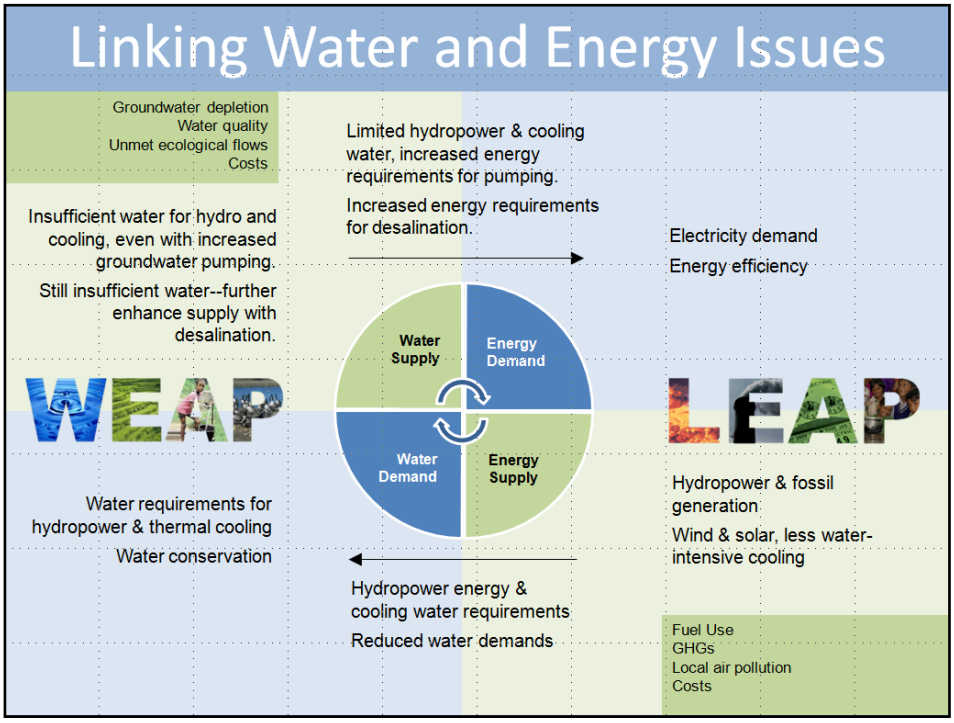
Teniendo en cuenta estas limitaciones, los consultores adicionarán los costos de la inversión asociados a las obras de transmisión para lograr la interconexión con el sistema respectivo y costo de inversión asociado al reforzamiento del sistema troncal. Esta información se encuentra en la sección 5.1. Adicionalmente, se realizó una variación al software de forma de poder optimizar la operación de dos sistemas paralelos que pueden tener una interconexión, esto se explicó anteriormente en la sección 3.2.2.1

3.2.2.4 Modelación de la variabilidad e incertidumbre hidrológica

La modelación de la variabilidad e incertidumbre asociada a los caudales afluentes de las centrales hidráulicas se realizará integrando un modelo del sector eléctrico en la plataforma LEAP con un modelo de la hidrología de las principales cuencas a nivel nacional en la plataforma WEAP.

Este modelo funcionará como una suerte de restricción para el modelo de generación al entregar los factores de planta de estas centrales. En particular se cuenta con modelos hidrológicos detallados del Maule y el Laja, mientras que para el resto de las cuencas, en base a información histórica, se han determinado relaciones entre la operación del Maule y el Laja con condiciones climáticas históricas o futuras.

Figura 3-3: Esquema conceptual de la interacción de los módulos propuestos



Fuente: www.seia-us.org

Para este estudio, se modelará la capacidad de generación hidroeléctrica a nivel nacional, utilizando el Modelo WEAPy las metodologías complementarias que se explican a continuación. La metodología permite utilizar distintas series climáticas tanto históricas como futuras.

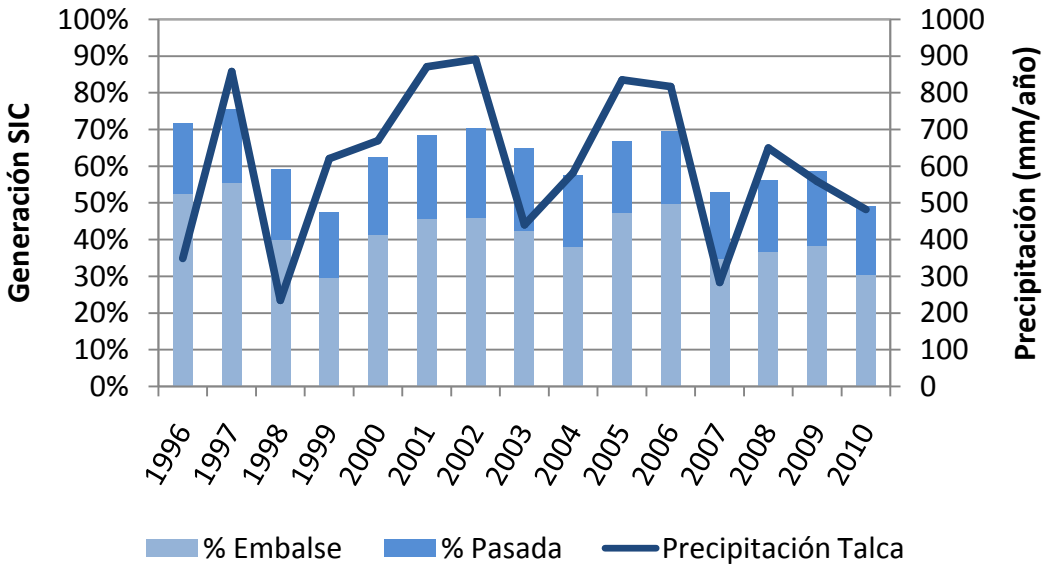
En la actualidad el equipo de trabajo cuenta con modelos ya calibrados para las cuencas de los ríos Laja y Maule que poseen en la actualidad la mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica. Directamente de estos modelos, se derivará la generación hidroeléctrica que posteriormente se integra con el modelo LEAP, el cual recibe como insumo los factores de planta de las centrales pertenecientes a estas cuencas. El modelo WEAP implementado en estas dos cuencas es capaz de reproducir todas las restricciones operaciones (e.g. derechos de agua para zonas de riego) y de infraestructura existentes en estas cuencas. La operación de los embalses se ha calibrado para reproducir la operación histórica que representa las reglas de uso o conservación de agua almacenada en los embalses. Partiendo de esta calibración el modelo es capaz de reproducir la operación de los sistemas bajo distintos escenarios climáticos.

Para estimar los factores de planta para las centrales de las cuencas de los ríos Aconcagua, Maipo, Cachapoal, Bio-Bío, Liquiñe, Rahue, Petrohué y Baker se utilizarán los valores determinados en (Ellena, 2013) donde se realizaron regresiones lineales, para determinar correlaciones entre generación hidroeléctrica o el factor de planta anual, explicado por precipitaciones, temperaturas o generación hidroeléctrica en otras centrales a nivel anual, seleccionándose para cada cuenca la mejor variable explicativa.

El rol de desacople entre hidrología y generación que otorga la capacidad de embalse queda evidenciado en las

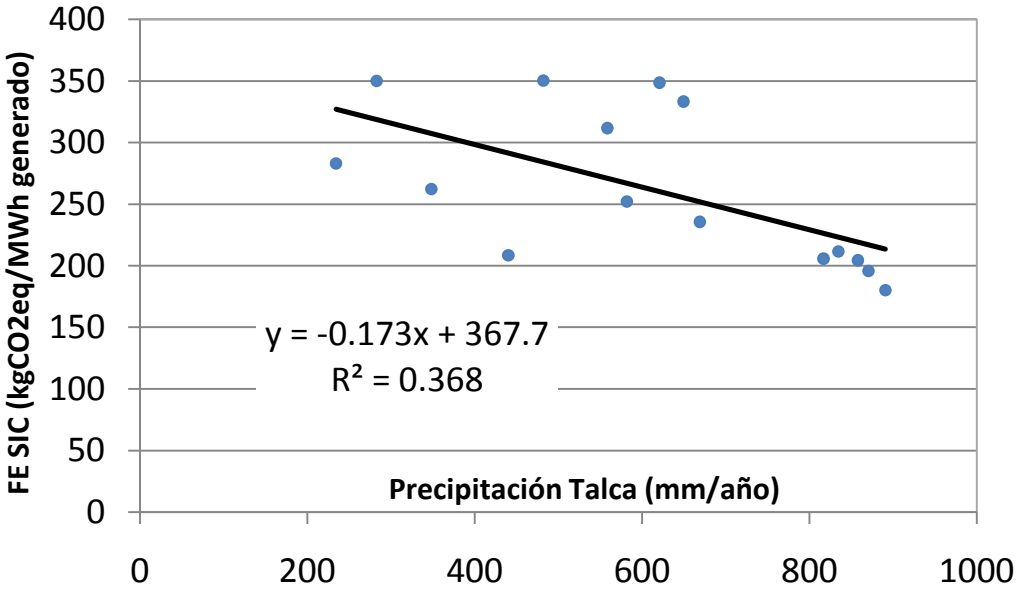
Figura 3-4y Figura 3-5. En estas figuras se han relacionado la precipitación para el centro de la región más importante en términos hidroeléctricos en el país, con el % de generación correspondiente a energía hidroeléctrica y con los factores de emisión de GEI del SIC. Pese a existir algún grado de sincronía entre ambas variables se muestran periodos de desacople importantes, los que estarían asociados al efecto que tiene la infraestructura de almacenamiento en la capacidad de generación del sistema, lo que sería aún más relevante en los periodos de sequía.

Figura 3-4: Generación hidroeléctrica en el SIC versus la precipitación medida en Talca



Fuente: Ellena, 2013

Figura 3-5: Scatter FE de GEI del SIC versus la precipitación medida en Talca



Fuente: Ellena, 2013

3.2.2.5 Modelación de la variabilidad de recursos eólicos y solar

La propuesta para incluir la modelación de la variabilidad en recursos eólicos y de disponibilidad solar es similar al caso hidrológico. En la **Etapa 1** de la metodología se genera una o un par de secuencias plausibles de variabilidad en la disponibilidad de estos recursos para el desarrollo de los planes de expansión de esta forma habrán bloques con bajo recurso eólico y el sistema optimizará respecto a esto.

Siguiendo la lógica explicada en la sección 3.2, la expansión óptima elegida tras la **Etapa 2**, será aquella que considerando la variabilidad de los recursos renovables, tenga el mínimo costo esperado.

En la **Etapa 3** se considerará de manera amplia la variabilidad en el recurso eólico utilizando el análisis de Montecarlo (Crystal Ball). La razón para diferenciar el recurso eólico del solar, está en la incertidumbre del recurso. Pese a que ambos son variables, los niveles de incertidumbre son diferentes, de esta forma es más fácil predecir el comportamiento del sol que del viento.

En detalle lo que se propone es generar para cada posible timeslice de la secuencia completa valores de disponibilidad que surjan aleatoriamente del pool de posibles valores de disponibilidad, esto de acuerdo a lo observado en el lugar de análisis. De esta manera se recrea la variabilidad natural de disponibilidad del recurso. Al contrario del caso hidrológico no se contempla en este caso, al no tener información conclusiva al respecto, posibles cambios en la disponibilidad esperada a futuro de estos recursos. Es decir, no se considerarían escenarios de cambio climático en este caso.

3.2.2.6 Análisis de sensibilidad

Como se planteaba anteriormente, se crearán distintos escenarios de línea base (etapa 1), acordando los parámetros claves en sucesivas reuniones con el GTT y el GCE.

Con la finalidad de poder obtener resultados robustos de la modelación del sector de generación, se sensibilizarán 10 escenarios factibles, que caractericen los siguientes parámetros:

- Demanda (PIB)
- Hidrología

Cada uno de estos escenarios se modelará y por medio de la minimización de costos se determinará un plan de expansión de la capacidad instalada. Cada escenario detallará todos los indicadores relevantes (Sección 3.2.2.2).

Asimismo se plantea realizar sensibilidades respecto a otros parámetros que el equipo MAPS considera relevante, esto sería:

- Interconexión SIC-SING
- Escenario de Costo de GNL

Estas sensibilidades se realizarían sólo bajo el escenario que crea el plan de inversión menos costoso, de forma de poder realizar una comparación directa con la línea base. Nuevamente se detallarían todos los indicadores relevantes, para cada uno de estos escenarios.

3.2.2.7 Validación del modelo

3.2.2.7.1 Validación de los escenarios modelados

Para cada escenario elaborado en la sección 3.2.2.6, se testeará la robustez de la capacidad instalada proyectada, esto por medio del uso de la simulación de Montecarlo. Para esto se utilizará Crystal Ball, software que permitirá tener resultados que consideren de manera integral la incertidumbre proveniente de múltiples fuentes, creando escenarios aleatorios de las variables más inciertas, considerando al menos:

- Variaciones en los escenarios hidrológicos (sujeta a escenarios climáticos)
- Variaciones en los factores de planta eólicos
- Variaciones en los escenarios de Precios de los combustibles
- Variaciones en la demanda enfrentada por el parque generador

Cada simulación entregará como resultados los costos y emisiones tomando como fijo el escenario de expansión, se incluye en estos casos los costos de falla del sistema de USD2012 433/MWh, según los informes de precio Nudo del SIC y del SING (Comision Nacional de Energía, 2013; Comisión Nacional de Energía, 2013). Finalmente se obtendrán, distribuciones de costos y emisiones, lo que permite testear que tan estable es cada escenario de expansión y poder elegir "escenarios" robustos.

3.2.2.7.2 Calibración del modelo

El modelo construido se calibrará considerando la información disponible hasta Octubre de 2013 (centrales en operación y en construcción, generación histórica, etc.). Para validar la calibración del modelo se simulará la operación del sistema eléctrico para los años 2012 y el primer semestre del 2013. Para este periodo de simulación no se espera que se expliquen las decisiones de inversión debido a que esto depende de muchas variables no representables en un modelo de optimización.

3.2.3 Modelación de sistemas medianos Aysén y Magallanes

Por razones geográficas los subsistemas de Aysén y Magallanes están subdivididos en sistemas medianos menores, de la siguiente forma:

Aysén:

- Subsistema de Aysén
- Subsistema de General Carrera
- Subsistema de Palena

Magallanes:

- Subsistema de Punta Arenas
- Subsistema de Puerto Natales
- Subsistema de Puerto Williams
- Subsistema de Porvenir

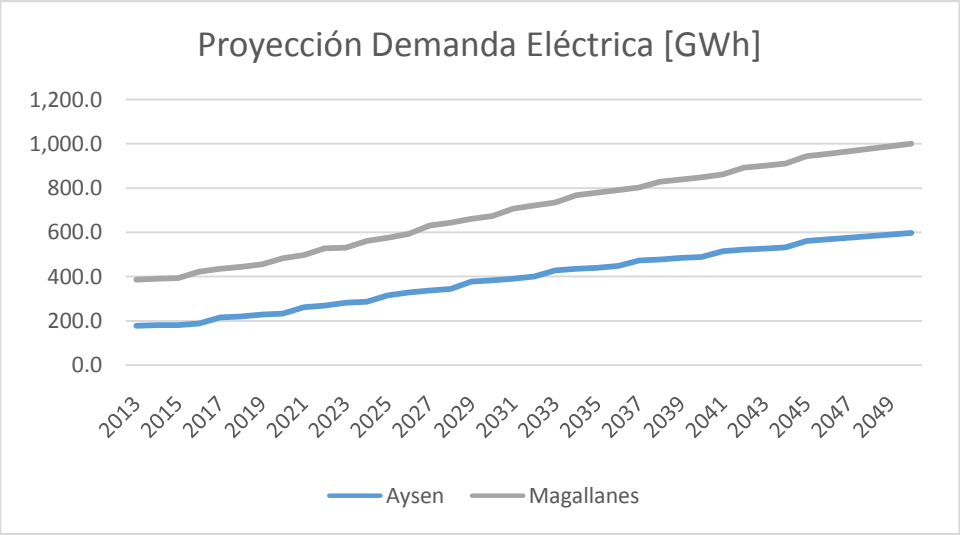
En conjunto estos subsistemas alimentan una demanda menor al 1% del total del país[13], razón por la cual se le asigna un tratamiento metodológico distinto al que se la da a los sistemas SIC-SING. En este caso se restringe las opciones de expansión a las tecnologías ya existentes en cada sistema, esto basándose en que de tener las condiciones para la instalación de otras tecnologías estas hubieran sido instaladas, y que existen restricciones propia de la zona (falta de recursos, infraestructura portuaria menor, difícil accesibilidad, demanda insuficiente) que impiden la instalación de nuevas tecnologías.

La expansión se realiza utilizando la herramienta de expansión endógena del LEAP. Esta herramienta permite que a medida que sea necesario instalar nueva capacidad, para mantener el margen de reserva, la central instala unidades con un tamaño fijo y en un orden predeterminado. La instalación de centrales se hace año a año hasta que se cumpla con el margen de reserva en cada uno de ellos. El margen utilizado corresponde al mismo que se utilizó en los sistemas SIC-SING.

Respecto a la proyección de la demanda del sistema, esta se realizó con la serie de demanda media proporcionada por el equipo MAPS, además se asume que la curva de carga es igual a la curva de carga del SIC. Cabe destacar que a modo de simplificación, se asumió una interconexión entre todos los subsistemas de cada sistema, esto pues la demanda recibida desde el equipo MAPS no distingue entre subsistemas, y no se consideró necesario agregar tal nivel de detalle.

[13] Según los datos entregados por el equipo MAPS, la demanda de los dos sistemas alcanza un 0,87% de la demanda a nivel país en el año 2013.

Figura 3-6: Proyección de demanda eléctrica en Aysén y Magallanes – Escenario medio [GWh]



Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por Equipo MAPS

Por la parte de la oferta de energía, los sistemas fueron caracterizados según su potencia instalada la cual se obtiene de los datos publicados por la CNE[14]. Asimismo se determinó su disponibilidad real a partir de la energía real producida. Las centrales existentes fueron agrupadas por su nivel de eficiencia, y la capacidad considerada finalmente queda según lo descrito en la Tabla 3-1 y Tabla 3-2.

Tabla 3-1: Centrales Existentes en Aysén

Nombre Tecnología	Combustible	Sistema Interconectado	Capacidad Existente (MW)	Eficiencia (%)	Disponibilidad (%)
Mini Hidro Existente	Hidro	Aysén	19.64	90	58
Eólico Existente	Eólico	Aysén	1.98	60	42
Diésel muy eficiente	Diésel	Aysén	16.84	36.4	85
Diésel eficiente	Diésel	Aysén	6.4	33.37	85
Diésel no eficiente	Diésel	Aysén	1.83	24.51	85

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la CNE

Tabla 3-2: Centrales Existentes en Magallanes

Nombre Tecnología	Combustible	Sistema Interconectado	Capacidad Existente (MW)	Eficiencia (%)	Disponibilidad (%)

[14] Los datos sobre la capacidad instalada, así como la generación bruta de los sistemas medianos fueron descargados desde http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

GNL no eficiente	GNL	Magallanes	52.61	22.36	90
GNL eficiente	GNL	Magallanes	29.54	31.41	90
GNL muy eficiente	GNL	Magallanes	6.27	36.29	90
Diésel no eficiente	Diésel	Magallanes	5.28	29.11	85
Diésel eficiente	Diésel	Magallanes	6.09	31.4	85
Diésel muy eficiente	Diésel	Magallanes	3.62	37.95	85

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la CNE

Respecto a las centrales nuevas, los parámetros de estas son iguales a sus pares de los sistemas mayores, la diferencia se presenta en el tamaño fijo con el que entran, este fue estimado a partir de la observación de las unidades existentes en los sistemas. Las centrales nuevas utilizadas para la expansión endógena se presentan en la Tabla 3-3 y

Tabla 3-4.

Para cada año, en caso de necesidad LEAP hará el ingreso de las centrales con el tamaño y orden presentado, en caso de no ser suficiente repetirá ingresará nuevos bloques en el mismo orden hasta cumplir con el requisito de margen de reserva y la satisfacción de la demanda.

Tabla 3-3: Centrales endógenas nuevas Aysén

Nombre Tecnología	Capacidad Bloque (MW)	Eficiencia (%)	Disponibilidad (%)	Costo Capital (MMUSD/MW)
Diésel Nuevo Barato Aysén	2	35	85	0.787
Mini Hidro Nuevo Aysén	1	90	58	2.987
Diésel Nuevo Medio Aysén	2	35	85	1.177
Eólico Nuevo Aysén	0.75	60	42	2.293
Diésel Nuevo Caro Aysén	2	35	85	1.207

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3-4: Centrales endógenas nuevas Magallanes

Nombre Tecnología	Capacidad Bloque (MW)	Eficiencia (%)	Disponibilidad (%)	Costo Capital (MMUSD/MW)
GNL Nuevo Barato	2	33	90	0.939

Magallanes				
GNL Nuevo Medio Magallanes	2	33	90	1.123
Diésel Nuevo Barato Magallanes	1	35	85	0.787
GNL Nuevo Caro Magallanes	2	33	90	1.250
Diésel Nuevo Medio Magallanes	1	35	85	1.177
Diésel Nuevo Caro Magallanes	1	35	85	1.207

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4 Modelación de otros centro de transformación

Para estimar el consumo de energía del sector Centros de Transformación se utilizó una metodología en base a un enfoque econométrico, tal como ha sido utilizada en(Greenlab UC, 2011; O`Ryan, Díaz, & Clerc, 2009; Poch Ambiental para CNE, 2009).

Para ello se elaborarán regresiones entre el consumo de combustible de cada subsector y variables explicativas tales como el PIB. Los subsectores a considerar corresponden a los declarados en el Balance Nacional de Energía[15]: (a) Gas y Coke; (b) Petróleo y Gas; (c) Carbón y Leña; (d) Gas y Metanol.

La siguiente ecuación entrega el consumo energético por subsector y por tipo de combustible en el tiempo, en función de variables económicas tales como el PIB:

$$Ln(Y_t) = \sum_i C_{it} \cdot Ln(X_{it}) + C_2$$

Dónde:

Y_t: consumo de combustible para el sector en el tiempo t

C_{it}: elasticidad del consumo

C_2: constante

X_{it}: variable explicativa i para el consumo Y en el tiempo t.

[15] Se refiere a los otros sectores, pues el sector generación eléctrica se trata extensamente con la metodología desarrollada en las secciones anteriores.

La información del consumo energético histórico por sector, subsector y por tipo de combustible está basada en los Balances Nacionales de Energía publicados por el Ministerio de Energía. Se utilizaron los consumos históricos correspondientes al periodo 1990-2011, aunque haciendo diferencias según el tipo de sector y la información disponible.

Tabla 3-5: Series históricas consideradas

Subsector	Años considerados
Gas y Coque	1991-2011
Petróleo y Gas	1990-2011
Carbón y Leña	1991-2011
Gas y metanol	1999-2011

Fuente: Elaboración Propia

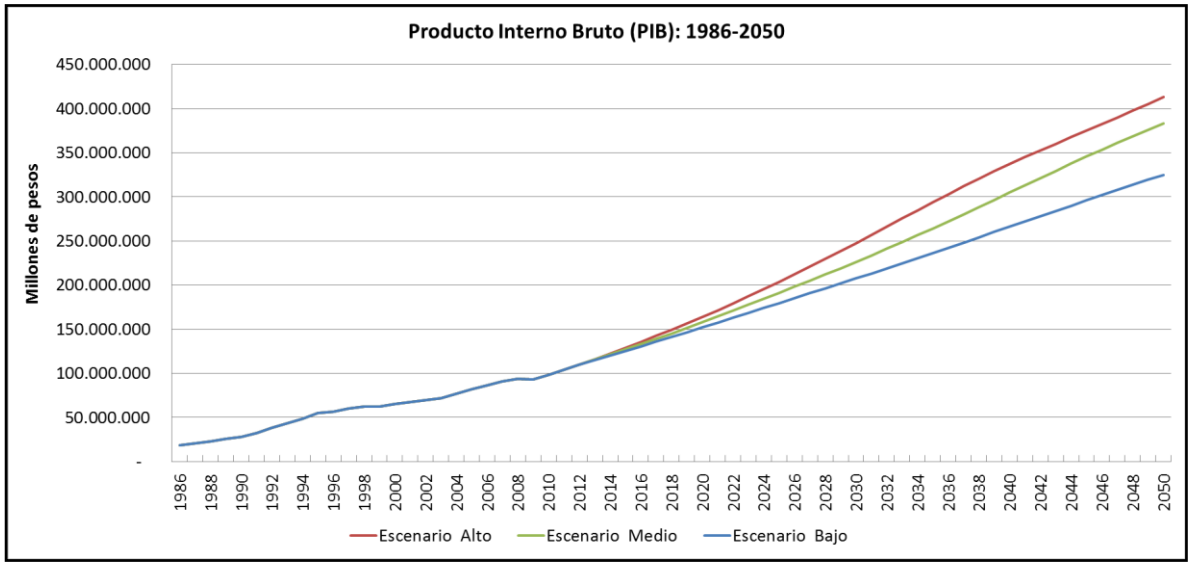
3.2.4.1 Consumos energéticos históricos

La información del consumo energético histórico por sector, subsector y por tipo de combustible que fue utilizada como información base corresponde a los Balances Nacionales de Energía publicados por el Ministerio de Energía. Se utilizaron los consumos históricos correspondientes al periodo 1991 – 2011.

3.2.4.2 Variable explicativa

La variable explicativa utilizada para la proyección del consumo energético es el PIB para todos los subsectores, excepto para el caso de carbón y leña que se utilizó como variable explicativa la producción de carbón la cual a su vez fue proyectada considerando la tasa de crecimiento del PIB. El PIB tiene una proyección dentro del periodo de evaluación que ha sido proporcionada por la contraparte técnica del proyecto MAPS (ver Figura 3-7). Por su parte, los valores históricos del PIB fueron obtenidos a partir de la información del Banco Central de Chile.

Figura 3-7: PIB (1986-2050)



Fuente: Equipo MAPS

3.2.4.3 Ajustes al modelo

Los resultados de la proyección de consumo de combustibles son ajustados con la finalidad de mantener el balance entre el consumo individual de combustibles y el consumo energético total del subsector. Para ello se realizó un ajuste porcentual para cada combustible, para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector.

Se realizó un ajuste adicional a la proyección de consumo de combustibles aplicando criterios de significancia estadística. Los modelos econométricos se ajustaron usando regresión lineal multivariada. La bondad de ajuste de los modelos se evaluó con el indicador R^2. La significancia estadística de cada parámetro se evaluó con el test t, con un 5% de confianza.

A continuación se presenta el desarrollo de la proyección del consumo energético para cada uno de los subsectores que siguen la metodología recién descrita.

3.2.4.4 Proyección del consumo energético

A continuación, para cada uno de los subsectores del sector Otros Centros de Transformación se presenta el análisis y los resultados de la proyección de los consumos energéticos. Específicamente se presenta la variable explicativa que se utilizó, identificando los parámetros C1 y C2 para la proyección del consumo energético del subsector y para la proyección de los consumos de los combustibles de cada uno de los subsectores. Por último, se presentan todos los ajustes que se realizaron a la proyección del consumo energético del subsector junto con la proyección final del consumo energético en el periodo 2013 – 2050.

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros que arrojó como resultado el modelo econométrico. Estos valores corresponden a los utilizados para la proyección del consumo energético total del subsector mientras que los valores de los parámetros que corresponden a los utilizados para la proyección de cada combustible serán presentados en las próximas secciones.

Tabla 3-6. Valores de los parámetros C_1 y C_2 arrojados por el modelo

Subsector	Variable Explicativa Utilizada	Correlación[16]	C_1	C_2
Gas y Coke	PIB	0.67	0.21	5.25
Petróleo y Gas	PIB	0.46	0.24	4.90
Carbón y Leña	Producción Carbón	0.66	1.39	-16.30
Gas y Metanol	PIB	-0.81	-2.78	60.28

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4.4.1 Subsector gas y coke

La siguiente tabla muestra la correlación del PIB con el consumo energético total del subsector. También se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 3-7. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Coke

[16] Correlación entre los valores logarítmicos del consumo energético y los valores logarítmicos de la variable explicativa.

Variable	Correlación	C_1	C_2
PIB	0.67	0.21	5.25

Fuente: Elaboración Propia

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

$$Ln(C_t) = 0.21 * Ln(PIB_t) + 5.25$$

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

Tabla 3-8. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Gas y Coke

Combustible	C_1	C_2
ALQUITRAN	6,10	-107,94
BIOGAS	-4,30	80,62
CARBON	0,03	7,99
COKE	-0,05	8,14
DIÉSEL	0,48	-8,52
GAS ALTO HORNO	0,83	-8,64
GAS CORRIENTE	2,02	-31,42
GAS LICUADO	3,76	-63,74
GAS NATURAL	7,16	-125,71
NAFTA	-7,72	141,29
PETROLEO COMBUSTIBLE	4,99	-88,33

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 1.3. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

Con respecto a la aplicación del Test T, para los combustibles Carbón, Coke, Diésel y Electricidad, con un intervalo de confianza del 95%, no existe evidencia suficiente para establecer que existe la regresión lineal realizada por lo que se ha establecido, según el

comportamiento histórico de consumo energético, que los porcentajes de participación de estos combustibles son los que se muestran en la siguiente tabla y se mantienen constantes para todo el periodo de evaluación.

Tabla 3-9. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Gas y Coke

Combustible	%	Observaciones
Carbón	56%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Coke	16%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Diésel	-	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Electricidad	0.1%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo I se puede apreciar el consumo proyectado (valores numéricos) para cada uno de los combustibles en el periodo de evaluación del presente estudio.

3.2.4.4.2 Subsector petróleo y gas

La siguiente tabla muestra la correlación del PIB con el consumo energético total del subsector. También se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 3-10. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Petróleo y Gas

Variable	Correlación	C_1	C_2
PIB	0.46	0.24	4.90

Fuente: Elaboración Propia

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

$$Ln(C_t) = 0.24 * Ln(PIB_t) + 4.90$$

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

Tabla 3-11. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Petróleo y Gas

Combustible	C_1	C_2
DIÉSEL	-2,21	43,94
ELECTRICIDAD	1,03	-12,88
GAS LICUADO	3,52	-60,23
GAS NATURAL	0,05	7,70
GAS REFINERIA	0,53	-1,80
KEROSENE	0,07	-1,21
NAFTA	-0,06	0,99
PETROLEO COMBUSTIBLE	7,99	-139,68

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 1.3. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

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

Tabla 3-12. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Petróleo y Gas

Combustible	%	Observaciones
Gas Natural	52%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Gas Refinería	22%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Gas s/p	0%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Kerosene	0%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011

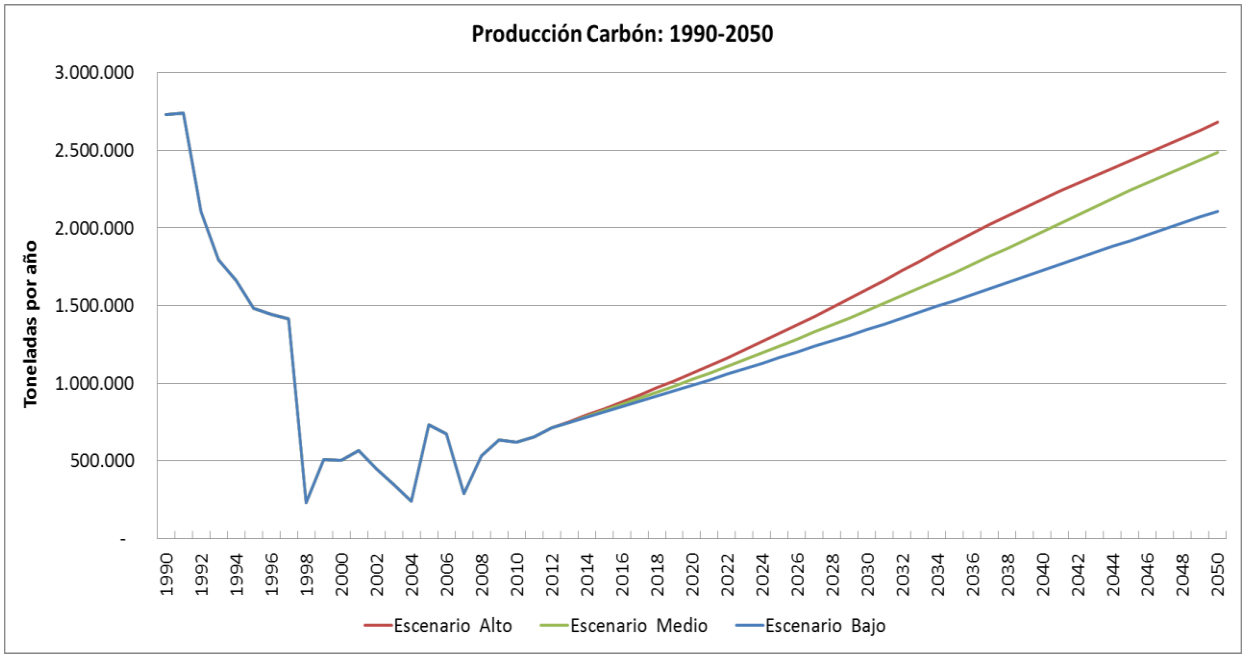
Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo I se puede apreciar el consumo proyectado (valores numéricos) para cada uno de los combustibles en el periodo de evaluación del presente estudio.

3.2.4.4.3 Subsector carbón y leña

Para el subsector Carbón y Leña se ha considerado como variable explicativa a la Producción Anual de Carbón. Los valores históricos de Producción de Carbón fueron obtenidos del Anuario de COCHILCO (2012) mientras que los valores de producción se proyectan aplicando el mismo crecimiento del PIB proyectado.

Figura 3-8: Producción de Carbón



Fuente: COCHILCO

La siguiente tabla muestra las correlaciones de ambas variables con el consumo energético total del subsector. Para este caso, la Producción Anual de Carbón posee una mayor correlación, es una variable representativa del subsector y cuenta con una proyección confiable a lo largo del periodo de evaluación. Por estos motivos se considera la Producción Anual de Carbón como la variable explicativa del subsector.

Tabla 3-13. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Carbón y Leña

Variable	Correlación	C_1	C_2
Producción Anual Carbón	0.66	1.39	-16.30

Fuente: Elaboración Propia

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

$$Ln(C_t) = 1.39 * Ln(\text{Prod}_Carbón_t) - 16.30$$

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

Tabla 3-14. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Carbón y Leña

Combustible	C_1	C_2
CARBON	-0,15	2,03
DIÉSEL	-0,07	0,99
ELECTRICIDAD	1,96	-24,41
LEÑA	0,71	-9,20
PETROLEO COMBUSTIBLE	-0,19	2,73

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 1.3. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

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

Tabla 3-15. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Carbón y Leña

Combustible	%	Observaciones
Carbón	7%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Diésel	18%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011
Petróleo Combustible	0%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4.4.4 Subsector gas y metanol

La siguiente tabla muestra la correlación del PIB con el consumo energético total del subsector. También se puede apreciar los valores de los parámetros arrojados por el modelo econométrico considerando la variable PIB como variable explicativa.

Tabla 3-16. Correlaciones entre las variables explicativas y el consumo energético del subsector Gas y Metanol

Variable	Correlación	C_1	C_2
PIB	-0.81	-2.78	60.28

Fuente: Elaboración Propia

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

$$Ln(C_t) = -2.78 * Ln(PIB_t) + 60.28$$

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

Tabla 3-17. Coeficientes C_1 y C_2 arrojados por el modelo para el subsector Gas y Metanol

Combustible	C_1	C_2
ELECTRICIDAD	-1,91	39,28
GAS NATURAL	-2,78	60,38
METANOL	0,26	-4,29

Fuente: Elaboración Propia

Dados estos resultados es necesario realizar los ajustes descritos en la sección 1.3. Los ajustes realizados, además del ajuste porcentual para cada combustible para que la suma del consumo energético de cada uno de ellos sea igual al consumo energético del subsector, se listan a continuación.

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

Tabla 3-18. Porcentaje de participación en el consumo energético del subsector Gas y Metanol

Combustible	%	Observaciones
Metanol	0%	Mediana de los consumos energéticos entre los años 2004 y 2011

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4.5 Asignación de la proyección de consumo a nivel regional

Una vez obtenida la proyección de consumo de los otros Centros de Transformación a nivel nacional, es necesario desagregar ésta a nivel regional. A continuación se detalla cada subsector.

3.2.4.5.1 Gas y coque

Corresponde exclusivamente a la energía consumida en la producción de acero. En Chile, la producción de acero es realizada por CAP Acero que desarrolla sus actividades a través de su filial Compañía Siderúrgica Huachipato S.A. quien tiene sus instalaciones en la ciudad de Talcahuano, en la región del Bío Bío. (Poch, 2009)

3.2.4.5.2 Petróleo y gas

Se hará la distribución según la capacidad de refinación de petróleo de las dos plantas de refinación de ENAP. Sin embargo, no se está considerando la refinería de Magallanes para este estudio.

Refinería	Región	Capacidad de	Participación

		Refinación (bbl/día)	
Aconcagua	Comuna de Concón, V Región, Provincia Valparaíso	104.000	47%
Bío Bío	Comuna de Hualpén, VIII Región, Provincia Concepción	116.000	53%

Fuente: ENAP,http://www.enap.cl/pag/94/891/refineria_aconcagua.

3.2.4.5.3 Carbón y leña

El consumo del subsector carbón y leña se relacionasolo con la producción de carbón. Hasta el año 2011 existen datos reales por región tal como se presenta en la siguiente tabla. Para determinar el porcentaje de distribución regional se ha supuesto que se mantiene la proporción del año 2011 de la tabla adjunta.

Tabla 3-19: Producción de carbón por regiones (Ton)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biobío	129940	136500	140190	138056	98673	184122	212375	118305	106018	131430
Los Lagos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Magallanes y Ant. Chilena	321690	210780	98120	594309	575071	103871	321417	517769	512775	522672

Fuente: SERNAGEOMIN

3.2.4.5.4 Gas y metanol

ENAP controla toda la producción de gas natural en Chile, que ocurre sobre la región de Magallanes. Por otro lado, el metanol se produce a partir del gas natural. (Fuente: SERNAGEOMIN Anuario de la Minería Chilena 2008.)

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la distribución de los subsectores que considera los supuestos anteriores.

Tabla 3-20. Distribución de Subsectores

Región\Subsector	Carbon y Leña	Gas y Coke	Gas y Metanol	Petroleo y Gas
I Región				
II Región				
III Región				
IV Región				
V Región				47%
VI Región				
VII				
VIII	20%	100%		53%
IX				
X Región				
XI Región				
XII Región	80%		100%	
RM				
XIV Región				
XV Región				

Fuente: SERNAGEOMIN

3.2.4.6 Metodología para la proyección de emisiones GEI a nivel nacional

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

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

$$Emisiones_{gases\ efecto\ invernadero} = Consumo\ combustible_{combustible} \bullet Factor\ de\ emisión_{GEI,combustible}$$

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

La siguiente tabla muestra los factores de emisión que se utilizaran según las directrices del IPCC 2006.

Tabla 3-21. Factores de Emisión (Kg/TJ) de Gases Efecto Invernadero – Sector Centros de Transformación

	CH4	CO2	N2O
ALQUITRAN	1	107.000	2
BIOGAS	30	112.000	4
CARBON	1	94.600	2
COKE	1	107.000	2
DIESEL	3	74.100	1
GAS ALTO HORNO	1	44.400	0
GAS CORRIENTE	1	44.400	0
GAS LICUADO	1	63.100	0
GAS NATURAL	1	56.100	0
GAS REFINERIA	1	57.600	0
GAS S/P	3	69.300	1
KEROSENE	3	71.900	1
METANOL	3	70.800	1
NAFTA	3	73.300	1
PETROLEO COMBUSTIBLE	3	73.300	1
PETROLEO CRUDO	3	73.300	1

Fuente: IPCC 2006

Los resultados proyectados se presentan en el capítulo6.2.4.

3.3 Estimación de Emisiones de GEI

La emisión de GEI está directamente relacionada con el consumo de energéticos de cada central y los factores de emisión. Se utilizarán los factores de emisiones de GEI que se

establecen en IPCC (2006) según energético, correspondientes al sector. Los valores para cada energético se pueden ver en la siguiente tabla:

Tabla 3-22 Factores de Emisión de Gases Efecto Invernadero (kg/TJ) – Sector Generación eléctrica

Combustible	CH_4	CO_2	N_2O
Biomasa	30	112.000	4
Carbón	1	94.600	1,5
Coke	1	107.000	1,5
Diésel	3	74.100	0,6
Gas Licuado	1	44.400	0,1
Gas Natural	1	56.100	0,1
Gas Refinería	1	57.600	0,1
Petróleo Combustible	3	73.300	0,6

Fuente: IPCC 2006

Los valores de poder calorífico considerados corresponden a aquellos disponibles en el Balance de Energía del 2011, presentados en la tabla a continuación:

Tabla 3-23: Poder calorífico de los combustibles

Combustible	Poder calorífico [Kcal/Kg]

Petróleo Combustible	10.500
Gas licuado	12.100
Kerosene	11.100
Diésel	10.900
Gas natural procesado	9.341[17]
Leña	3.500
Carbón	7.000
Coke	7.000
Biogas	5.600[18]
Gas de Refinería	4.260[19]

Fuente: Balance Nacional de Energía 2011, Ministerio Energía 2013

En la Tabla 3-23 solo se muestran los combustibles que permiten generar energía eléctrica.

Tabla 3-24: Potencial de Calentamiento Global (GWP) – considerando efecto a los 100 años

Gas de Efecto Invernadero	CO2 equivalente
CO_2	1
CH_4	21
N_2O	310
SF6	23900

Fuente: IPCC, 2006

Si bien se están utilizando las guías IPCC 2006, para el caso de los GWP se están utilizando los factores entregados por la Oficina de Cambio Climático del MMA.

A continuación se muestra como se obtienen los factores de emisión para cada sistema eléctrico (Ministerio de Energía, 2012):

$$FE_{hS} = \sum_{j,is} \left(\frac{C_{h,j,is} * PCI_j * FE_{j,c} * GWP_c}{Eg_{hs}} \right)$$

Dónde:

FE_{hs}= Factor de Emisión [Ton CO2/MWh], para cada bloque "h" y cada sistema interconectado "S"

[17] Kcal/m3
[18] Kcal/m3
[19] Kcal/m3

$C_{h,j,is}$= Cantidad de Combustible j en Ton (o m^3) en la hora h de la de laUnidad de generación"is" perteneciente alsistema"S"
PCI_j= Poder Calorífico Inferior del combustible"j" [TJ/1000 Ton]
$FE_{j,c}$= Factor de emisión del combustible "j" [Ton CO2/ Tj], del gas c
GWP_c= Potencial de Calentamiento global (GlobalWarming Potential) para cada gas "c" de efecto invernadero
Eg_{hs} =Energía bruta generada en la hora "h" por elsistema Interconectado "S"
is= Unidad de generación pertenecienteal Sistema interconectado"S
j= Combustible utilizado en cada central
h = Hora en la cualopera una unidad de generación
c = Gas de efecto invernadero considerado
S= Sistema considerado

Finalmente por medio de la multiplicación por los factores de emisión de los consumos de energéticos proyectados, se estimarán las emisiones de GEI para cada uno de los escenarios propuestos.

4. Modelación SIC-SING

Los Sistemas Interconectados Central (SIC) y Norte Grande (SING) son los principales sistemas eléctricos del país proveyendo el 99% de la energía consumida en Chile. Esta es la razón por la cual una parte importante de los esfuerzos fueron concentrados en el desarrollo del modelo SIC-SING. A continuación se entregan detalles respecto al modelo desarrollado.

4.1 Información Requerida por el Modelo

Tal como se planteó en el capítulo 2.1, el modelo fue desarrollado en el software LEAP de amplío uso internacional, especialmente en proyectos que involucran el modelamiento de medidas en el largo plazo. LEAP recibe como datos de entrada información desarrolladas por otros softwares, como es el WEAP para la el desarrollo hidrológico y CrystalBall para la simulación de las variables con incertidumbre.

El LEAP trabaja en base a flujos de energía desde los recursos importados o extraídos, hasta el consumo energético final por parte de la demanda. Para el desarrollo del actual modelo se concentrará en el desarrollo de la caracterización apropiada de la demanda y de la oferta tecnológica de generación. Por otra parte, es necesario caracterizar un año base para las simulaciones lo que implica representar el último año real, sobre el cual se realizaran las simulaciones para los próximos años.

4.1.1 Demanda eléctrica

El proyecto MAPS contempla que la demanda eléctrica ingresada al modelo sea generada a partir de lo simulado, de forma exógena al sector eléctrico, por los otros sectores del proyecto, siendo estos:

- Comercial, Público, Residencial (CPR)
- Minería e Industrias
- Residuos
- Transporte
- Forestal
- Silvoagropecuario

A priori es de esperar que los sectores más relevantes para la determinación de la demanda por electricidad sean Minería e Industrias, CPR y transporte. En conjunto estos sectores determinan, no sólo el tamaño de la demanda, sino que también la forma que esta tiene.

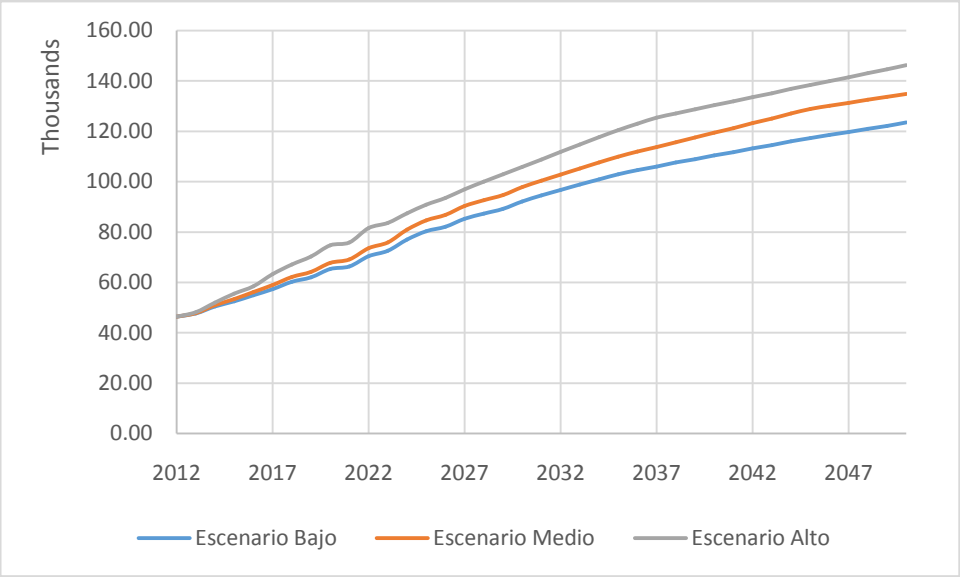
La forma de la demanda eléctrica, también llamada curva de carga, es relevante, pues los sistemas eléctricos deben ser capaces de responder no sólo para el valor promedio, sino que también en los *peaks* de demanda.

4.1.1.1 Caracterización de la demanda para línea base

Para validar la calibración del modelo se simula la operación del año 2012. Para estose utilizaron los valores entregados por el CDEC-SIC en su anuario (CDEC-SIC, 2013), siendo 14.832,0 [GWh] el consumo anual en el norte grande, mientras que para el SIC se tiene un consumo anual equivalente a 46.281,5 [GWh]

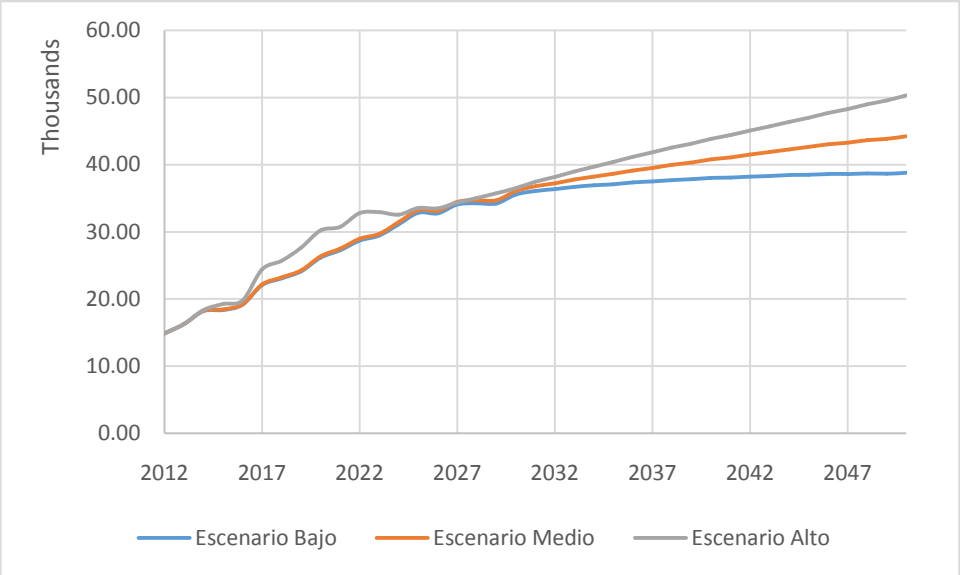
El equipo MAPS facilitó la demanda que se puede observar en las Figura 4-1 y Figura 4-2. En dichos gráficos no se consideran las pérdidas de transmisión ni distribución. La caracterización de la demanda es a nivel de sistema interconectado con un detalle temporal anual.

Figura 4-1: Demanda Proyectada SIC (GWh)



Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por MAPS-Chile

Figura 4-2: Demanda Proyectada SING (GWh)



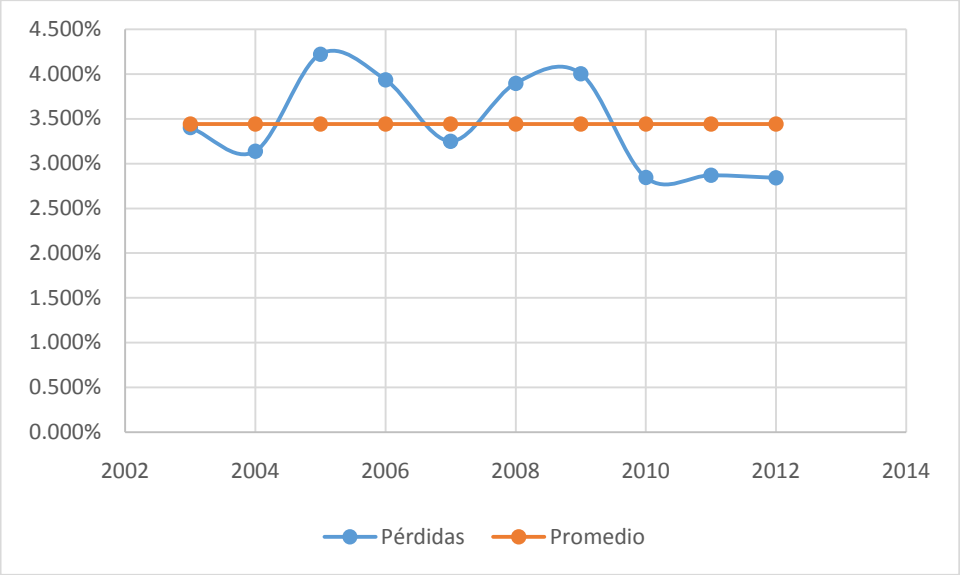
Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por MAPS-Chile

Existe un nivel de pérdidas asociada a la operación del sistema, estas pérdidas se pueden dar ya sea a nivel de transmisión cómo de distribución. A modo de simplificación se usará un nivel de pérdidas constantes para todo el período, pues tal como se presenta en las Figura 4-3 y Figura 4-4 al menos las pérdidas de transmisión no presentan una tendencia clara.

El nivel de pérdidas de trasmisión más distribución fue estimado como el promedio de las pérdidas de los últimos 10 años, utilizando datos del Balance Nacional de Energía, del Ministerio de Energía. El resultado estimado del nivel de pérdidas es un 7,99%[20] de la energía consumida, este nivel además de los datos utilizados puede observarse en la Figura 4-5. Este número se obtiene por la producción obtenida y la demanda de energía del BNE. Y la diferencia entre ambos corresponde a las pérdidas para cada uno de los sistemas.

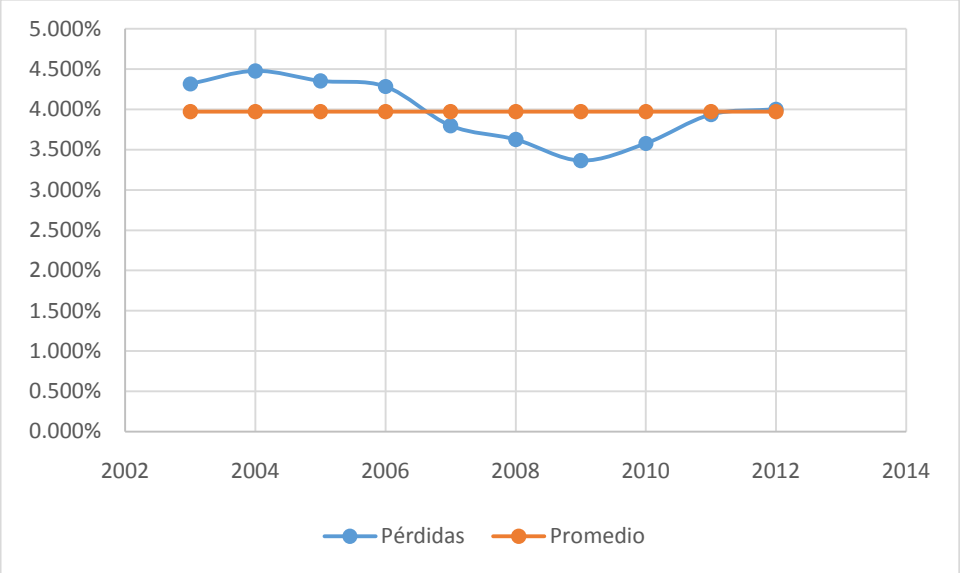
[20] El BNE no realiza diferencia por sistema interconectado, sino que trabaja a nivel nacional. Si bien se sabe que existen diferencias entre los sistemas interconectados y también interanuales, al no contar con información más detallada se optó por utilizar un valor promedio constante e invariante para todos los sistemas. Esto también aplica para los sistemas medianos de Aysén y Magallanes.

Figura 4-3: Pérdidas de Transmisión SIC (% de la energía consumida)



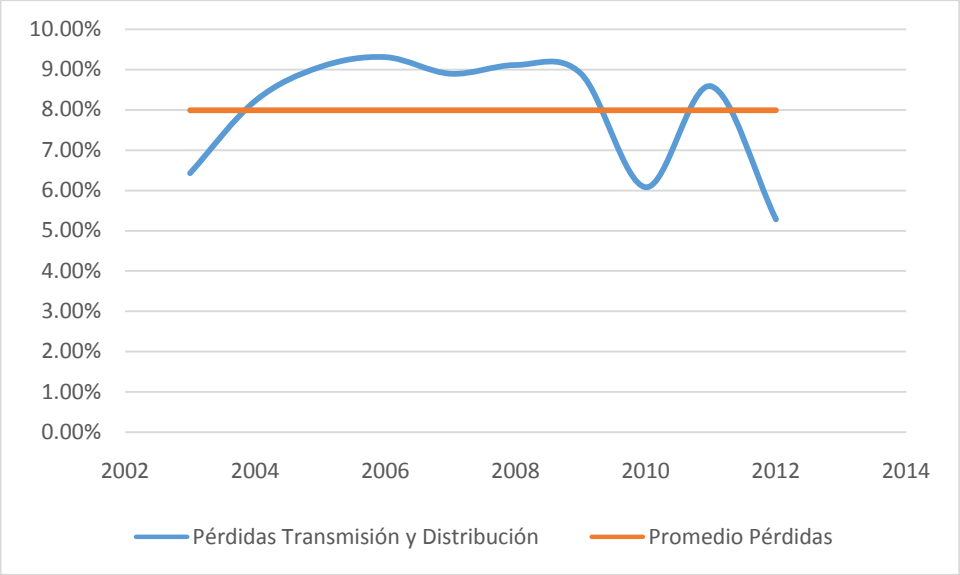
Fuente: Elaboración Propia en base a Datos del CDEC-SIC

Figura 4-4: Pérdidas de Transmisión SING (% de la energía consumida)



Fuente: Elaboración Propia en base a Datos del CDEC-SING

Figura 4-5: Pérdidas de Transmisión y Distribución (% de la energía consumida)



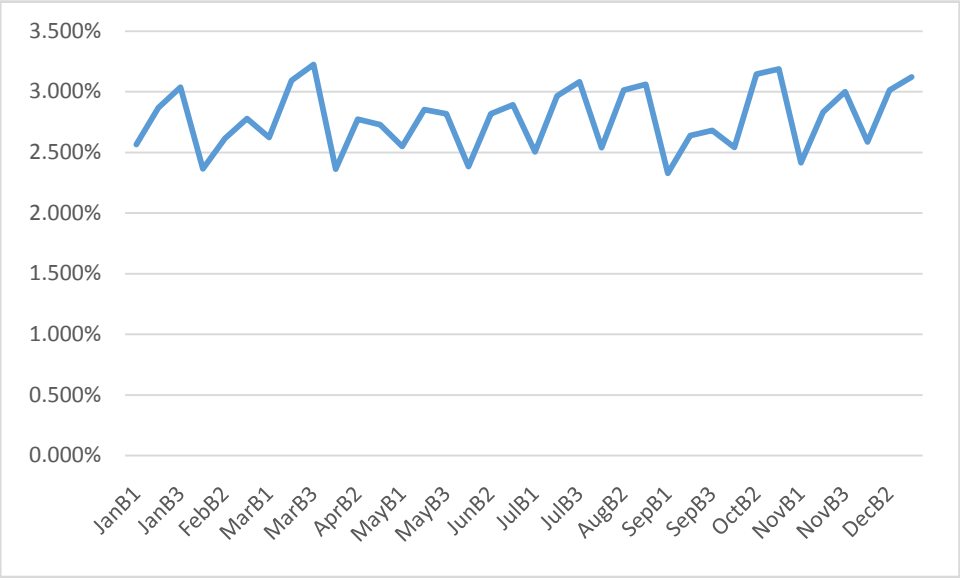
Fuente: Elaboración Propia en base a datos del BNE, Ministerio de Energía

La forma de la curva de carga es de gran relevancia, pues permite definir los peaks en los cuales el sistema estará más estresado. Con el objeto de trabajar con una situación lo más representativa de la realidad, se optó por revisar la generación bruta con detalle horario entregado por los sistemas de despacho en línea.

Con dicha información se determinó cual fue la energía generada para cada uno de los 36 bloques definidos con anterioridad. Por otra parte, se consideró que las pérdidas eran linealmente dependientes de la demanda, con lo cual la forma de la energía generada se puede asumir como igual a la forma de la energía demandada.

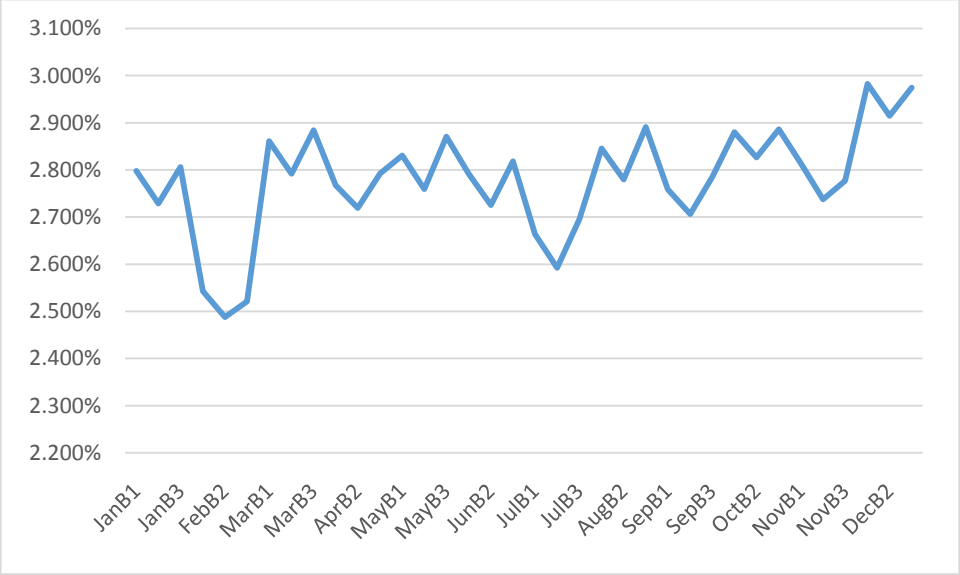
Con estos supuestos es posible entonces construir la curva de carga para cada sistema, definiendo el porcentaje de consumo del bloque, respecto del consumo anual del sistema. Las curvas obtenidas se pueden apreciar en las Figura 4-6 y Figura 4-7.

Figura 4-6: Curva de Carga SIC



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Operación Real Diaria CDEC-SIC

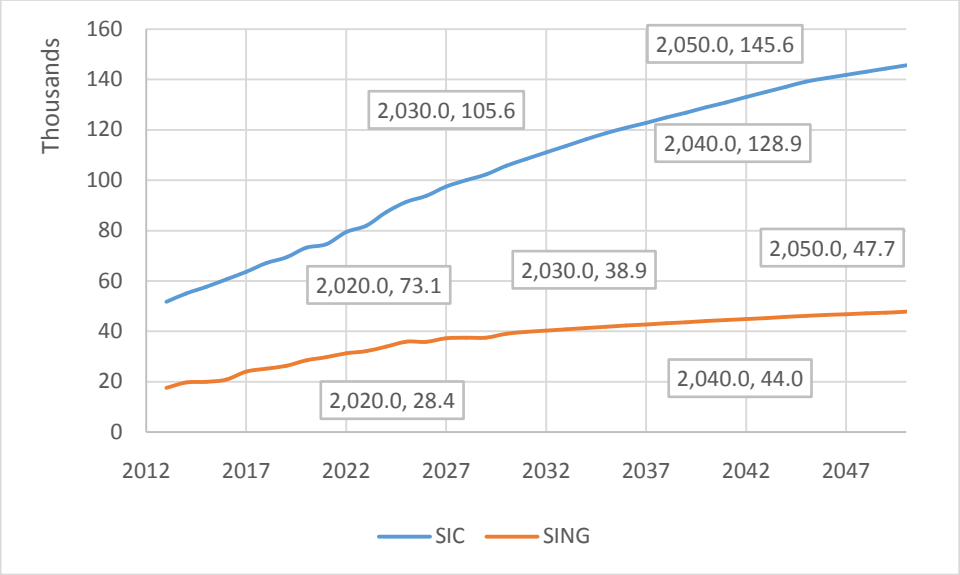
Figura 4-7: Curva de Carga SING



Fuente: Elaboración Propia en base a Detalle Horario de Generación por Mes del CDEC-SING

En la Figura 4-8se puede observar las demandas finales para el escenario medio, considerando las pérdidas producto de la transmisión y distribución de electricidad. Además se explicitan los valores para los años de inicio de cada década.

Figura 4-8: Demanda con Pérdidas de Transmisión y Distribución [GWH]



Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por equipo MAPS

4.1.1.2 Caracterización de la demanda para medidas y escenarios

Las medidas de los otros sectores tienen efectos sobre la forma de la curva de carga. El sector generación es sensible a la curva de carga, en general, cuando la curva se aplana, los costos de inversión disminuyen, y más centrales pueden operar como base, teniendo efectos sobre los costos de operación y emisiones generadas. Algunas medidas como el incentivo a vehículos eléctricos, la generación distribuida, el recambio de motores a motores de mayor eficiencia, pueden tener un importante efecto en la forma de la curva de carga.

Por esta razón el equipo consultor pidió que los otros sectores entreguen información detallada de su consumo (y eventual generación) según los bloques horarios. Sin embargo, este detalle no fue entregado por los otros sectores, sin embargo si se tuvo demanda a nivel de sistema interconectado con un detalle anual.

La curva de carga se supuso como invariante entre los escenarios, manteniéndose la curva de carga de la línea base, la cual puede ser observada en las Figura 4-6 y Figura 4-7.

4.1.2 Caracterización del año base 2012 (Calibración)

Para la caracterización del año 2012 se consideraron las mismas condiciones que existen actualmente. Esto quiere decir que se encuentran las mismas tecnologías, capacidades y sistemas SIC y SING separados.

Luego de realizar la modelación con el programa LEAP, se obtuvieron los resultados de la modelación para el año 2012. Lo que se pudo obtener del LEAP corresponde a la generación, capacidad instalada y emisiones de todo el sistema eléctrico chileno.

Se pudo obtener la capacidad instalada de cada uno de los sistemas y la capacidad total del país. Esto corresponde a:

Tabla 4-1: Capacidad instalada en el SIC

Tipo de tecnología	Potencia neta total [MW]	Potencia netatotal [%]
Hidroelectricidad	5.650,9	42,34%
Mini Hidro	265,8	1,99%
Gas Natural	2.084,9	15,62%
Diésel	2.808,3	21,04%
Carbón	1.975,8	14,80%
Eólica	195,8	1,47%
Biomasa	365,3	2,74%
Solar	1,1	0,01%
Potencia Total Instalada	**13.347,9**	**100,00%**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-2: Capacidad instalada en el SING

Tipo de tecnología	Potencia neta total [MW]	Potencia total neta [%]
Carbón	1.932,4	53,85%
Gas Natural	586,2	16,33%

Diésel	1.037,7	28,92%
Cogeneración	17,5	0,49%
Hidráulica Pasada	14,9	0,42%
Solar	0	0,00%
Potencia Total Instalada	**3.590**	**100,0%**

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar el SIC tiene una mayor dependencia de los recursos hídricos (42,34%) y el SING depende principalmente del carbón (53,85%), seguido por el diésel (28,92%). Esto es lo que ocurre en la realidad para cada uno de los sistemas.

El detalle del levantamiento de información, así como los detalles de la caracterización de las centrales se puede observar con detalle en el Anexo I.

4.1.3 Tecnologías de generación

Existen una serie de alternativas para poder generar energía en el sistema eléctrico. Por ello, es fundamental considerar el momento en que entra cada tipo de centrales. Estos tiempos se separaran en las siguientes categorías: centrales que se encuentran actualmente en operación en el sistema, centrales que se encuentran en construcción y las expansiones del sistema para los años 2013-2030. También, se debe considerar que los sistemas eléctricos se dividen en los más relevantes que existen actualmente en el país, es decir, los sistemas SIC y SING.

4.1.3.1 Centrales en operación

Para las centrales en operación, se consideraron los informes de fijación del precio de nudo para el SING y el SIC y los datos obtenidos del CDEC-SING y CDEC-SIC. Las centrales fueron agrupadas según su tecnología y la eficiencia de las plantas.

Los tipos de centrales consideradas en el SIC para realizar la optimización corresponden a:

Tabla 4-3: Centrales en operación del SIC consideradas en la modelación del LEAP

Tecnología	Categoría
Carbón	No eficiente y eficiente
Diésel	No eficiente, medio eficiente, eficiente y muy eficiente
GNL	No eficiente, medio eficiente, eficiente y muy eficiente
Eólica	Única
Biomasa	Única

Mini Hidro	Norte, Cachapoal, Maule, Bio-Bío y Sur
Hidro Pasada	Norte, Cachapoal, Maule, Laja, Bio-Bío y Sur
Hidro Embalse	Cachapoal, Maule, Colbún-Machicura, Laja, Bio-Bío y Sur

Fuente: Elaboración propia

Y los tipos de centrales consideradas para el SING son:

Tabla 4-4: Centrales en operación del SING consideradas en la modelación del LEAP

Tecnología	Categoría
Carbón	No eficiente, eficiente, muy eficiente
Diésel	No eficiente, eficiente, muy eficiente
GNL	No eficiente, eficiente, muy eficiente
Mini Hidro	Única
Eólica	Única
Solar FV	Única
Cogeneración	Única

Fuente: Elaboración propia

Las centrales de carbón, diésel y GNL se dividieron según las eficiencias que presentaban. Para ello, se agruparon las centrales por rangos de eficiencias. Luego, se asoció una eficiencia promedio calculada a través de un promedio ponderado por la capacidad de las centrales. En el caso de las centrales hídricas, se agruparon según los sectores del país en que se encuentran, de manera que la hidrología sea un factor fundamental en lo que generarán de energía. Por último, el resto de los tipos de centrales se consideraron en un solo grupo.

4.1.3.2 Centrales en construcción

Para las centrales en construcción se consideró lo que aparece en el informe de fijación de precio de nudo del SIC y SING. Es importante destacar que solo se consideran las centrales en construcción y no las obras recomendadas de cada informe. En los informes se muestran las centrales que entran y salen en cada año hasta el 2023. Con esta información, la capacidad instalada de las tecnologías agrupadas de la sección anterior va cambiando todos los años, según como entra o sale una determinada capacidad de una central. Las centrales en construcción corresponden a:

Tabla 4-5: Centrales en construcción SIC

Nombre de la central	Año ingreso	Región	Potencia Neta (MW)	Combustible	Categoría
Lautaro 2	2013	IX	22	Biomasa	Biomasa
Santa Marta	2013	XIII	15.7	Biomasa	Biomasa
Campiche	2013	V	249	Carbón	Carbón muy eficiente
Negrete Cuel	2013	VIII	33	Eólica	Eólica
Parque Talinay Oriente	2013	IV	90	Eólica	Eólica
Central Hidroelectrica Angostura	2013	VIII	316	Hidráulica Embalse	Hidro Embalse Biobio
San Andrés	2013	VI	40	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Cachapoal
Central Hidroeléctrica Laja I	2013	VIII	36.8	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Laja
Central Hidroelectrica Los Hierros I	2013	VII	25.1	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Maule
Providencia	2013	VII	14	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Maule
CH Río Huasco	2013	III	4.3	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Norte
El Llano	2013	XIII	1.9	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Norte
Las Vertientes	2013	XIII	1.66	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Norte
Central Hidroelectrica Pulelfu	2013	X	9.4	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Sur
Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	2013	IX	19.2	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Sur
Hidrobonito MC 1	2013	X	9	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Sur
Hidrobonito MC 2	2013	IX	3.2	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Sur
Proyecto Solar Subsole	2013	III	0.323	Solar	Solar
Lautaro 2	2014		22	Biomasa	Biomasa
Los Cururos	2014		110	Eólica	Eólica
Parque Eólico El Arrayán	2014	IV	115	Eólica	Eólica
Punta Palmeras	2014	IV	75	Eólica	Eólica
El Paso	2014	VI	60	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Cachapoal
Central Renaico	2014	VIII	1.4	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Biobio

Itata	2014	VIII	20	Mini Hidro	Mini Hidro Biobio
Central Hidroelectrica Los Hierros II	2014	VII	6	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Maule
Picoiquén	2014	IX	19	Mini Hidro	Mini Hidro Sur
Llano de Llampos FV	2014		100	Solar FV	Solar FV
San Andrés FV	2014	VI	50	Solar FV	Solar FV
Guacolda V	2015	III	152	Carbón	Carbón muy eficiente
Rio Colorado	2015	VII	15	Mini Hidro	Mini Hidro Maule
Hidroeléctrica de Pasada Collil	2015	X	7	Hidráulica Pasada	Mini Hidro Sur
Alfalfal 02	2017	XIII	264	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Norte
San Pedro	2017	XIV	144	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Sur
Las Lajas	2018	XIII	267	Hidráulica Pasada	Hidro Pasada Norte

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Octubre 2013 y CDEC-SIC

Tabla 4-6: Cambio de combustible de las centrales SIC

Nombre de la central	Año de cambio	REGIÓN	Potencia Neta (MW)	Combustible	Categoría
Taltal	2017	II	244.9 360	Diésel	Diésel eficiente
				CC	GNL muy eficiente
Nehuenco	2016	V	salen 310 entran 354.6	GNL	GNL eficiente
				CC	GNL muy eficiente
Quintero	2020	V	257 350	GNL	GNL med eficiente
				CC	GNL muy eficiente
Candelaria	2020	XIII	253.9 360	Diésel	Diésel med ef
				GNL	GNL eficiente
	2023			CC	GNL muy eficiente
Nueva Renca	2015	XIII	342	GNL	GNL eficiente
				GNL	GNL muy eficiente

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Octubre 2013 y CDEC-SIC

Tabla 4-7: Centrales en construcción SING

Identificador	Nombre de la central	Año ingreso	Región	Potencia neta (MW)	Combustible	Categoría
Ingenova	Ingenova	2013	II	2.1	Petróleo Diésel	Diésel muy eficiente

Portada	La Portada	2013	II	3	Petróleo Diésel	Diésel muy eficiente
Estandartes	Ampliacion Central Estandartes	2013	I	1.6	Petróleo Diésel	Diésel eficiente
El Águila	El Águila	2013	XV	2	Solar FV	Solar FV
Pozo Almonte 2	Pozo Almonte Solar 2	2013	I	7.5	Solar FV	Solar FV
Valle de los Vientos	Valle de los Vientos	2013	II	90	Eólica	Eólica
Arica Solar 1	Arica Solar 1 (Etapa I)	2013	XV	18	Solar FV	Solar FV
La Huayca	Ampliación La Huayca	2013	I	9	Solar FV	Solar FV
Pozo Almonte 3	Pozo Almonte Solar 3	2014	I	16	Solar FV	Solar FV
Quillagua I	Quillagua I	2014	II	20	Solar FV	Solar FV
Arica Solar 2	Arica Solar 1 (Etapa II)	2014	I	22	Solar FV	Solar FV
Quillagua II	Quillagua II	2015	II	30	Solar FV	Solar FV
Cochrane U1	Cochrane U1	2016	II	236	Carbón	Carbon eficiente
Cochrane U2	Cochrane U2	2016	II	236	Carbón	Carbon eficiente

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Octubre 2013 y CDEC-SING

Tabla 4-8: Cambio de Combustibles en las Centrales del SING

Identificador	Nombre de la central	Año de cambio	REGIÓN	Potencia Neta (MW)	Combustible	Categoría
CC1d y CC2d	ATACAMA	2017	I	651.2	Diésel	Diésel Muy Eficiente
CC1 GNL Y CC2 GNL					GNL	GNL eficiente

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Octubre 2013 y CDEC-SING

4.1.3.3 Expansión de capacidad

El modelo realiza la expansión óptima considerando las restricciones impuestas. La primera restricción, corresponde al potencial máximo instalable (en MW) durante un período de años determinados. Este potencial se puede o no alcanzar, pero no se puede superar. Es especialmente útil para las tecnologías renovables con potencial limitado por los recursos, o para simular la entrada paulatina de las grandes centrales hidráulicas.

La segunda restricción es la penetración anual máxima (en MW) que limita la cantidad que se puede instalar por año. Esto responde al nivel de madurez tecnológica, así como la capacidad técnica limitada que existe en el país. Típicamente esta restricción es más restrictiva que el potencial máximo.

Una tercera restricción es el tamaño mínimo de adición (en MW). Se exige que de entrar cierta tecnología, estás entren bloques de capacidad. De esta forma se evita que el modelo permita la entrada de centrales con tamaños poco reales.

Nuevamente se separaron las tecnologías según los sistemas SIC y SING. Además, algunas tecnologías se separan en subcategorías, según las curvas de ofertas existentes para ellas. Siendo así, las centrales del SIC son:

Tabla 4-9: Nuevas centrales del SIC consideradas en la modelación

Tecnología	Subcategoría
Carbón	Económico, medio y caro
Diésel	Económico, medio y caro
GNL	Económico, medio y caro
Geotérmica	Económico, medio y caro
Biomasa	CD, Co-Combustión, CCGI y CHP
Eólica	Económico, medio y caro
Solar CSP	Única
Solar FV	Económico, medio y caro
Mini Hidro	Económico, medio y caro
Hidro Convencional	Económico, medio y caro
Gran Hidroelectricidad Aysén	Única
Mareomotriz	Única
Nuclear	Única
Carbón SC	Única
Carbón eficiente	SC, USC, LF y CCGI
Cogeneración	Única
Carbón CCS	Única
Riego	Única
Solar Almacenamiento	Única
Eólico Almacenamiento	Única

Fuente: Elaboración propia

En el caso del SING, las tecnologías y sus subcategorías corresponden a:

Tabla 4-10: Nuevas centrales del SING consideradas en la modelación

Tecnología	Subcategoría
Carbón	Económico, medio y caro
Diésel	Económico, medio y caro
GNL	Económico, medio y caro
Geotérmica	Económico, medio y caro
Eólica	Económico, medio y caro
Biomasa	CD, Co-Combustión, CCGI y CHP
Solar CSP	Única
Solar FV	Económico, medio y caro
Nuclear	Única
Carbón SC	Única
Carbón Eficiente	SC, USC, LF y CCGI
Cogeneración	Única
Carbón CCS	Única
Solar Almacenamiento	Única
Eólico Almacenamiento	Única

Fuente: Elaboración propia

Para las tecnologías que tienen las subcategorías "Económico, medio y caro" se tiene que están definidas por las curvas de oferta. Esto significa que tienen un tercio de su oferta para cada una de las subcategorías antes mencionadas. Estas subcategorías afectan los costos de capital de las diversas tecnologías, provocando que haya centrales de una misma tecnología más económicas que otras. En biomasa, se tienen cuatro subcategorías dadas por: CD, Co-Combustión, CCGI y CHP, por su parte las tecnologías de carbón eficiente se subdivide en 4 tecnologías: Súper Crítica (SC); Ultra Súper Crítica (USC); Lecho Fluidizado (LF) y Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI). Por último, para el resto de las otras tecnologíassolo se tiene una categoría.

4.2 Manejo de Incertidumbres Climáticas

El sector generación es sensible al clima, tanto a nivel de incertidumbre como de variabilidad. Utilizar secuencias que permitan una correcta representación de la variabilidad natural del clima significará tener un modelo más robusto.

4.2.1 Generación hídrica

Con respecto a los escenarios climáticos se propone trabajar en dos niveles distintos. Para la generación de los planes de expansión (Etapa 1 de la metodología) se trabajó con cinco posibles

realizaciones (sensibilidad) de la condición climática histórica. Estas condiciones climáticas se desarrollaran concatenando secuencias de 24 años históricos representando las mismas secuencias consideradas en el estudio de Línea Base 2007 (Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile, 2013). Las secuencias consideradas se presentan en laTabla 4-11. Estas se preparan a partir de información climática registrada históricamente en las estaciones meteorológicas que se utilizan como base de los modelos WEAP en las cuencas del Rio Maule y Laja y las estaciones utilizadas para generar los factores de planta en las otras cuencas con generación hidroeléctrica en el país (ver 3.2.2.4).

Tabla 4-11. Secuencias climáticas según realización

Realizaciones	Esc. Seco	Esc. Medio Seco	Esc. Medio	Esc. Medio Húmedo	Esc. Húmedo
Años	1984-2006; 1961	1990-2006; 1961-1967	1977-2000	2006-2006; 1961-1982	1972-1995
1	MS	S	MS	MS	M
2	H	MS	H	MH	H
3	MS	MS	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	J	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: Estudio Línea Base 2007 MAPS-Chile, Sector Generación Eléctrica

Los planes de expansión que se generen a través de estas secuencias climáticas serán "testeados" en la etapa de simulación vía análisis de Montecarlo (Etapa 3 de la metodología). Cada ensayo de Montecarlo escogerá aleatoriamente una secuencia hidrológica de 10 secuencias posibles, las cuales constan de las 5 históricas utilizadas anteriormente más 5 desarrolladas a partir de escenarios climáticos futuros La robustez de los planes de expansión en función de la incertidumbre climática se mide en función del costo de falla cuando la

demanda supere la oferta de electricidad en diversos periodos tal como se explicara con anterioridad.

Los escenarios climáticos futuros que serán utilizados en la generación de posibles secuencias climáticas se obtienen del trabajo que la Universidad de Chile realizara para el Ministerio de Energía (U Chile-Ministerio de Energía, 2011) en el cual se desarrollan escenarios climáticos a la escala de las principales cuencas hidroeléctricas del país bajo distintos modelos de Circulación Global (GCM por sus siglas en inglés) y escenarios de emisión de GEI. En este proyecto se utilizan 5 modelos GCM disponibles para el IPCC (2007) bajo el escenario de emisiones A2.

4.2.2 Generación eólica

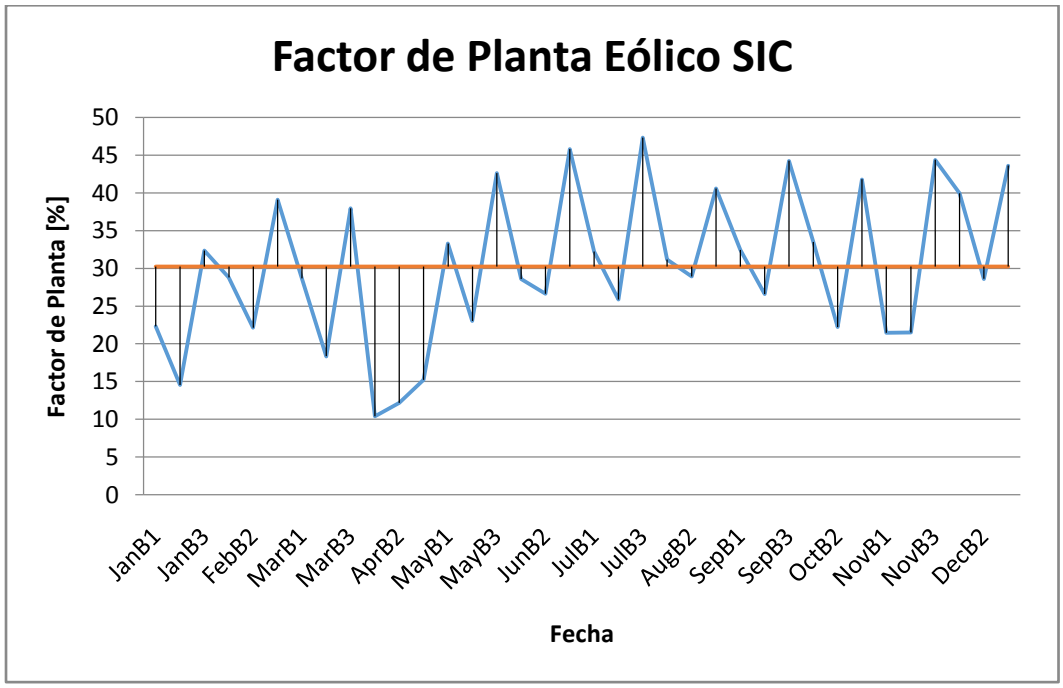
Para manejar la incertidumbre asociada a la generación eólica, se consideró la variable correspondiente al factor de planta. Para ello, se consideró una central eólica que actualmente se encuentra operando en Chile. Con ello, se pudo observar lo que genero durante todo el año. Se consideró una división de tres bloques de horas compuestos por: [0,8), [8,16) y [16,24). Considerando todo lo mencionado anteriormente, se pudo obtener los factores de planta para esa central en cada uno de sus bloques y para todos los meses del año. La forma de obtenerla fue a través del programa CrystalBall, el cual permite ver cuál es la mejor distribución para una serie de datos que se le entregan al programa. La distribución que mejor ajusta a los datos de factores de planta corresponde a la distribución Beta.

Para la obtención de los factores de planta promedio para todas las zonas del país se usó el Explorador Eólico creado por la Universidad de Chile[21] y se obtuvo toda la información para los sistemas SIC y SING. Sin embargo, no se consideraron todos los datos entregado por el explorador. Lo que se hizo fue eliminar todos los valores extremos de los factores de planta. Por ejemplo, en el caso de los valores bajos se tiene que no se construirá una central donde los factores de planta sean bajos. La principal razón para eliminar los valores extremos corresponde a que la distribución Beta provoca que para valores alejados del promedio, la distribución deja de estar concentrada en la media y considera valores muy alejados, provocando que se tenga valores que no son los que ocurren en la realidad para los factores de planta. También, los valores que se encuentran en zonas muy altas ej.: mayor a 3.500 metros de altura) no se consideran, debido a que es difícil acceder a ellos. Teniendo datos con los factores de planta, se calculó la media de ellos para cada uno de los sistemas. Esto se realizó por medio de simulaciones Monte Carlo, ejecutadas en el programa Analytica. Mientras que los

[21] http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/

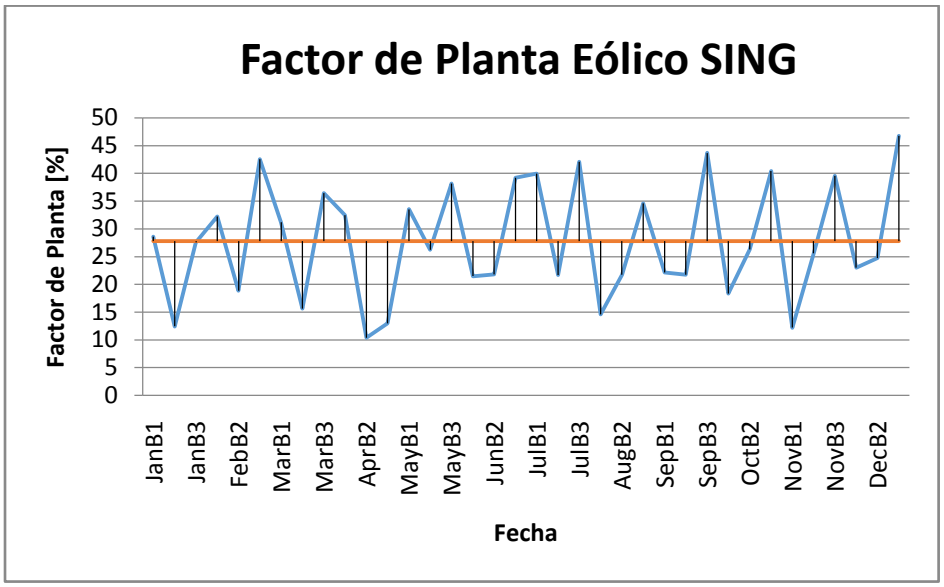
parámetros de la distribución Beta se obtuvieron al ajustar la distribución a los datos de la central eólica mencionada anteriormente. Finalmente, al programa LEAP se le entrego la distribución y sus parámetros y la media para cada uno de los sistemas. Esto último solo se aplicará en las simulaciones que se realizarán. Luego de haber realizado todo lo anterior, se tiene que los factores de planta para cada uno de los sistemas en el año 2012 corresponden a:

Figura 4-9: Factor de Planta SIC modelado para año 2012



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-10: Factor de Planta SING modelado para año 2012



Fuente: Elaboración propia

En las figuras recién presentadas se observa la variabilidad del factor de planta en torno al promedio anual. En el caso del SIC, el promedio alcanza 30,2% mientras que en el SING se tiene un promedio de 27,8%. Es importante destacar que por tratarse de un proceso aleatorio (que sigue una determinada distribución), los promedios anuales variarán con cada instancia del proceso aleatorio.

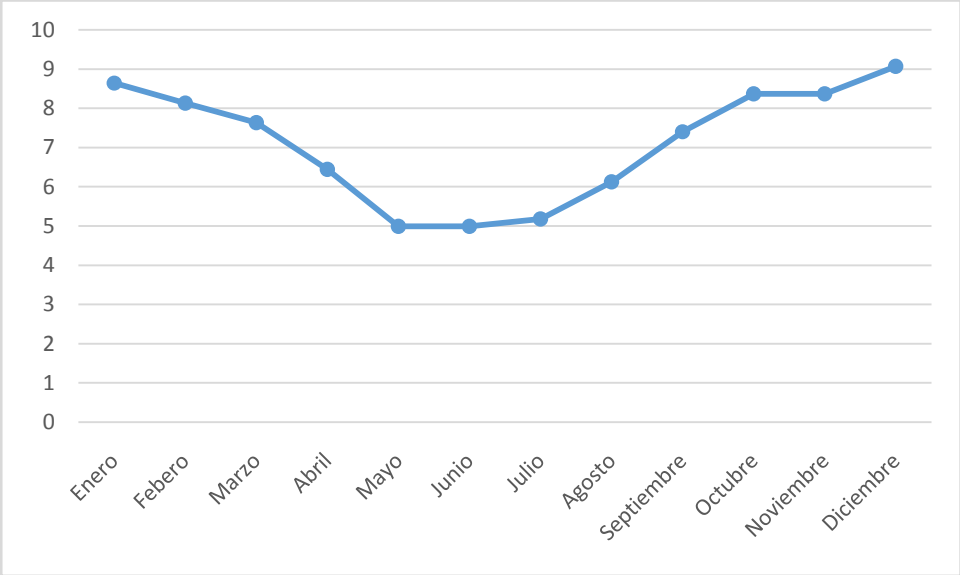
La generación de los factores de planta se realiza de forma diferenciada par el SIC y para el SING, y se supone que todas las centrales dentro del sistema interconectado tendrá la misma curva de factor de planta. Esto supuesto permite evitar el aumento de las tecnologías de generación, manteniendo tiempos de optimización funcionales.

4.2.3 Generación Solar

La generación solar fue caracterizada por la disponibilidad del recurso solar, cuya variabilidad será representada por un factor de planta variable en el tiempo. A diferencia del recurso eólico la energía solar es una variable de alta variabilidad, pero con una incertidumbre reducida, esto implica que no es necesario realizar un tratamiento especial para manejar la incertidumbre asociada.

La variabilidad solar durante el año impacta al modelo en un doble efecto:Se tiene una variabilidad intranual como efecto del ángulo de radiación solar. En la Figura 4-11 se observa claramente el efecto estacional de la radiación.

Figura 4-11: Radiación Solar en Huayca (Región de Atacama) [KWh/m2-dia]

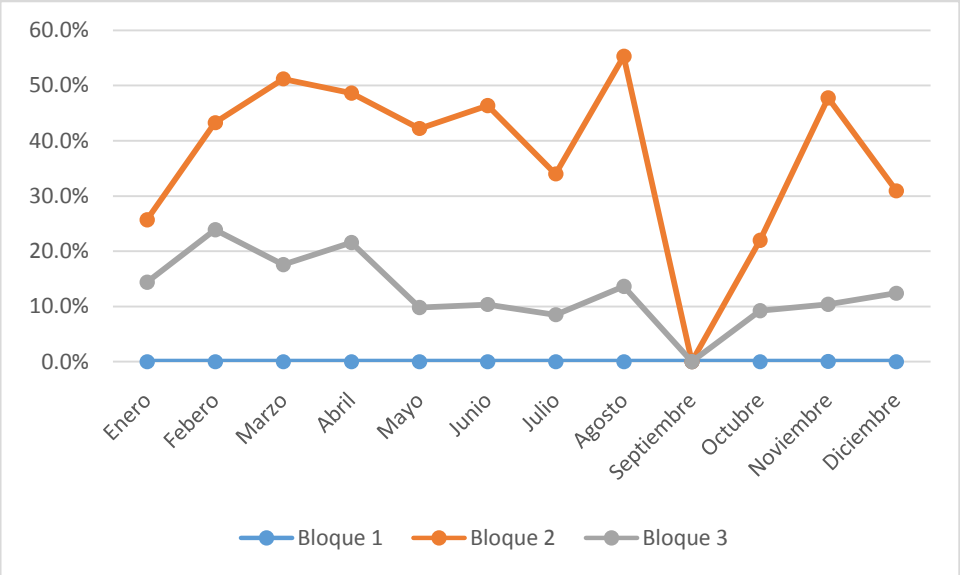


Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile[22]

El segundo efecto guarda relación con las horas en que ocurre la radiación. A mediados del año, la radiación solar se concentra fuertemente en las horas de la tarde, mientras que en los meses del principio o fin, parte cada vez más importante de la radiación se observa en las tardes. Este efecto se puede observar en la Figura 4-12.

[22] http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/

Figura 4-12: Factores de Planta por Bloque de Central Huayca[23]



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CDEC-SING

Desde los datos generados por el departamento de geofísica de la Universidad de Chile, se obtuvo la radiación solar medida en [KWh/m2-día] para varias localidades tipo. Las localidades tipo fueron elegidas del SING y de la zona más norte del SIC. Los datos son recibidos con caracterización mensual, como se pudo apreciar en la Figura 4-11.

Se distingue entre el factor de planta del SIC y del SING, para este último se realizó una relación entre el factor de planta promedio mensual de la única planta FV del país, con el logaritmo de la radiación promedio para el mismo mes en la misma zona. A continuación se asumió que la distribución intrabloques se mantenía en la misma proporción que se tenía para la planta real. Esto bajo el supuesto de que los ajustes técnicos afectan de igual manera a todos los bloques. Para el mes de Septiembre, donde no se tiene datos de la distribución, se consideró un promedio simple entre los meses adyacentes.

Para el caso del SIC, se asumió como cierta la relación entre el logaritmo y la radiación promedio de los lugares seleccionados, mientras que para la distribución se mantuvo la proporción promedio de la planta real (0:3:1).

[23] La central FV Huayca entró en operación en Octubre del año 2012. Su operación ha sido restringida por los ajustes propios de la instalación de dicha planta, y han producido distorsión en los datos presentados. Al momento de realizar el estudio no se tenían valores para el mes de Septiembre. Recién entrado el año 2013 se observa una regulación en el comportamiento de la central.

Con esto los resultados del factor de planta son:

Tabla 4-12: Disponibilidad Solar FV SING por Bloque por Mes

Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Novi	Dic
Bloque 1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bloque 2	52.5%	51.3%	57.5%	49.1%	49.6%	50.0%	50.0%	55.3%	56.1%	56.9%	66.4%	59.9%
Bloque 3	29.5%	28.4%	19.8%	21.8%	11.5%	11.2%	12.5%	13.6%	18.8%	23.9%	14.4%	24.0%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-13:Disponibilidad Solar FV SIC por Bloque por Mes

Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Bloque 1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bloque 2	63.8%	61.2%	57.9%	51.0%	42.0%	42.0%	43.0%	49.4%	56.1%	61.0%	61.0%	64.7%
Bloque 3	21.3%	20.4%	19.3%	17.0%	14.0%	14.0%	14.3%	16.5%	18.7%	20.3%	20.3%	21.6%

Fuente: Elaboración Propia

En un nivel más macro los resultados recién presentados se traducen en un factor de planta promedio de 24,5% para el SING y de 24,1% para el SIC. Valores queestán dentro de lo esperado en la literatura (Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, 2012; Centro de Energías Renovables (CER), 2013a; Fundación Chile, Empresas Eléctricas AG Fundación AVINA, Fundación Futuro Latinoamericano, & Universidad Alberto Hurtado, 2013), pero agrega la variabilidad del recurso, la cual resulta de importancia para la planificación.

Los factores de planta serán iguales para todas las centrales fotovoltaicas que pertenecen a los sistemas interconectados. Es decir, se hace distinción entre SING y SIC, pero no se distinguen las centrales dentro del sistema, para mantener el nivel de complejidad del sistema limitado y hacerlo operativo.

Respecto a las centrales CSP se realiza el supuesto de que el tercer bloque mantiene la disponibilidad del segundo bloque, esto considerando la capacidad de estas plantas de mantener su factor de planta por un período de tiempo reducido. De esta forma la disponibilidad de las plantas CSP que considera el modelo son las que se observan en la Tabla 4-14 y Tabla 4-15.

Tabla 4-14: Disponibilidad Solar CSP SING por Bloque por Mes

Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Novi	Dic
Bloque 1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bloque 2	52.5%	51.3%	57.5%	49.1%	49.6%	50.0%	50.0%	55.3%	56.1%	56.9%	66.4%	59.9%
Bloque 3	52.5%	51.3%	57.5%	49.1%	49.6%	50.0%	50.0%	55.3%	56.1%	56.9%	66.4%	59.9%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-15: Disponibilidad Solar CSP SIC por Bloque por Mes

Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Bloque 1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bloque 2	63.8%	61.2%	57.9%	51.0%	42.0%	42.0%	43.0%	49.4%	56.1%	61.0%	61.0%	64.7%
Bloque 3	63.8%	61.2%	57.9%	51.0%	42.0%	42.0%	43.0%	49.4%	56.1%	61.0%	61.0%	64.7%

Fuente: Elaboración Propia

4.3 Interconexión SIC-SING

Para la interconexión entre los sistemas SIC y SING se tiene que el año de entrada en funcionamiento corresponde al año 2019. A este año se le realizará un análisis de sensibilidad para observar cuanto afecta a las distintas variables importantes la línea base, las que corresponden a capacidad de entrada de las centrales, generación eléctrica y costos del sistema. El análisis de sensibilidad se realizara mediante el LEAP y se verá cómo cambian las variables para distintos años de entrada de la interconexión.

La información técnica que se consideró para el esta sección se obtuvo del informe del Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SIC-SING de la Comisión Nacional de Energía. De este estudio se menciona que la mejor alternativa de línea de transmisión consiste en una interconexión en 500 kV corriente alterna, que tenga una capacidad de 1.500 MW y una eficiencia de un 95%. La interconexión será en las barras de Cardones y de Encuentro, debido a que presentaba bajas perdidas y la línea necesitaba pocos refuerzos.

Tabla 4-16: Características de la línea de transmisión de la Interconexión

Características Técnicas	Alternativa
Corriente	Alterna
Voltaje	500 kV
Capacidad	1.500 MW
Eficiencia	95%
Barras de Interconexión	Cardones-Encuentro

Fuente: Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SIC-SING - CNE

Finalmente, el valor de inversión que posee la interconexión corresponde a MMUSD 623 y se considera un tiempo de construcción de 3 años. También, se tiene que los costos de operación de la interconexión corresponden a MMUSD 18,7/año(Comisión Nacional de Energía (CNE), 2012).

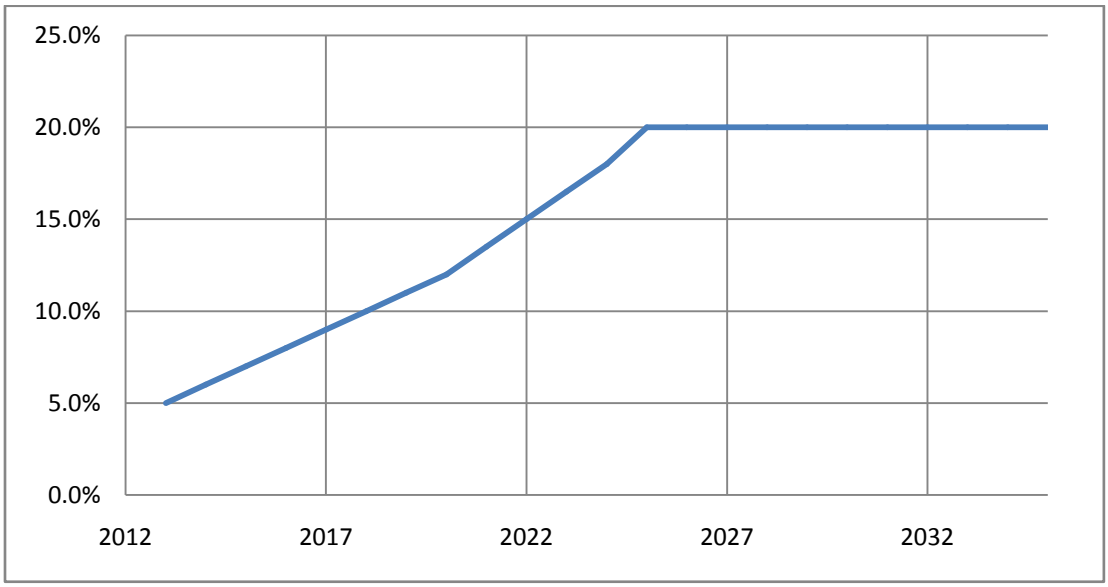
4.4 Ley ERNC

La ley20.257, correspondiente a la ley ERNC, especifica que todos los nuevos contratos deben contener un mínimo de 20% de energía renovable para el año 2025. Si bien, la ley explicita como aumentan los requerimientos hasta tal año, se optó por una modelación distinta. Esto bajo el supuesto de que solo al año 2030 se cumplirá que todos los contratos serán nuevos y deberán, por tanto, cumplir con dicha ley.

Esta simplificación se justifica por la dificultad que hay para acceder a los contratos, pero especialmente por la dificultad que implica proyectar los próximos contratos. Por esta razón, se optó por una forma simple de modelar la diferencia entre la energía real y la energía contratada, y luego se asume el supuesto de que una proporción de la energía real es efectivamente la contratada, y luego una porción de la energía real debe cumplir con la norma.

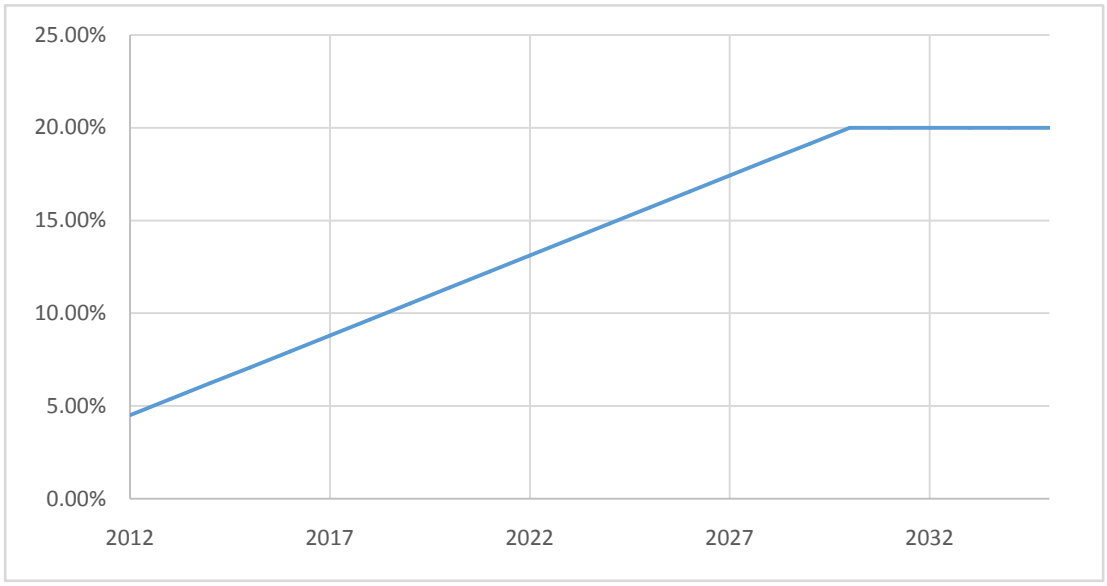
A continuación se presenta la comparación entre la ley y el supuesto de nuestra modelación.

Figura 4-13:Ley ERNC 20/25 (% de la generación total)



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4-14: Propuesta de Ley ERNC (% de la generación total)



Fuente: Elaboración Propia

4.5 Otros aspectos relevantes

Para la proyección del escenario Línea Base 2013 se supondrá que las centrales hídricas de la zona de Aysénque entrarían a generar en el SIC no entrarán en operación. Asimismo se supondrá que no se instalará energía nuclear. Esto se basa en la propuesta realizada por Grupo de Construcción de Escenarios y validado por el Comité Directivo del proyecto MAPS-Chile.

Para cada año se decidió fija una penetración de las tecnologías ERNC, de manera que se pueda cumplir con la meta impuesta por la ley. La tasa fija corresponderá a un porcentaje fijo que se aplica desde el año en que se empezó a aplicar la ley y hasta el 2030. Con esta restricción, el LEAP se asegura de cumplir la meta con ERNC.

Las centrales de ERNC que considerará el modelo se observan en la Tabla 4-17. Cada una de estas tendrá una capacidad máxima que se podrá instalar por año y 3 niveles de costos de capital (a menos que se diga lo contrario), divididos en partes iguales, como se especificará más adelante. Se hace la distinción por el sistema en que están conectados, que en el caso de las centrales intermitentes se refleja en el factor de planta.

Tabla 4-17: Tecnologías que aportan a la cuota de renovables

Tecnología	Comentario
Centrales Mini Hidro	Centrales con tamaño menor a 20 MW. Sólo se pueden instalar nuevas en el SIC.
Centrales de Biomasa	Incluye los 4 tipos de tecnologías consideradas. Sólo en el SIC.
Centrales Geotérmicas	
Centrales Solar-FV	Incluye la versión con almacenamiento
Centrales Solar-CSP	Sin diferenciación por nivel de costo de capital
Centrales Eólicas	Incluye la versión con almacenamiento
Centrales Mareomotrices	Sin diferenciación por nivel de costo de capital.

Fuente: Elaboración Propia

5. Caracterización de las Tecnologías de Generación Eléctrica

En este capítulo se presentan todas las tecnologías consideradas en el estudio, caracterizando cada una de ellas en detalle.

5.1 Inversiones asociadas a las obras de transmisión

El modelo LEAP es limitado en el tema de transmisión, y luego esta sólo es modelada a través de las pérdidas. Se considera que además cada tecnología debe presentar dentro de su inversión los costos asociados a la conexión a la red, así como el reforzamiento del troncal necesario para la correcta operación del sistema.

5.1.1 Inversión en transmisión por tecnología

Para la construcción de las curvas de oferta se consideraron los proyectos que se encuentran aprobados en el SEIA y que aún no han sido construidos. Con ello, se obtuvo el costo de inversión, el cual corresponde al costo de la central por potencia instalada (kUSD/MW). Además, se debe considerar un costo adicional, correspondiente a la inversión en línea de transmisión para trasladar la energía desde la zona de generación hasta el sistema troncal. Para esto último, se consideraron los valores de costo de inversión que se ocuparon ocupados por el CADE (2011a).

Tabla 5-1: Costos de Transmisión

Tecnología	Costo de inversión [kUSD/MW]
Mini Hidro	500
Eólica	120
Solar Fotovoltaica	30
Hidroeléctrica	167
Carbón	11
Gas Natural	8
Diésel	19

Fuente: Elaboración propia en base a los datos CADE (2011)

5.1.2 Inversión adicional para reforzar el sistema de transmisión troncal

Por otra parte, se calculó el costo correspondiente a reforzar el sistema troncal, producto de la entrada de una determinada central al sistema de transmisión troncal[24]. Para esto, se consideró el valor total de la inversión en transmisión y la capacidad total de generación existente en todo el sistema. El primer dato se pudo encontrar en el Estudio del Sistema de transmisión troncal[25]. Usando estos dos valores se obtuvo que el valor adicional para todas las centrales corresponda a 0,11 [MMUSD/MW], el cual se le agrega al costo de inversión de todas las tecnologías que ingresen al sistema.

5.2 Curvas de oferta de inversión según tecnología

Se analizaron los proyectos que han ingresado al SEIA en los últimos 5 años, agrupando los proyectos por tecnología. Para las tecnologías que tuviesen más de 10 proyectos en el SEIA, o cuya potencia a instalada fuese superior a los 2.000 MW, se armó una curva de oferta por MW instalado. Además, los costos de inversión se actualizaron al año 2012 considerando la inflación en cada uno de los 5 años y trayéndolo al año 2012. Esto se realiza con la siguiente ecuación:

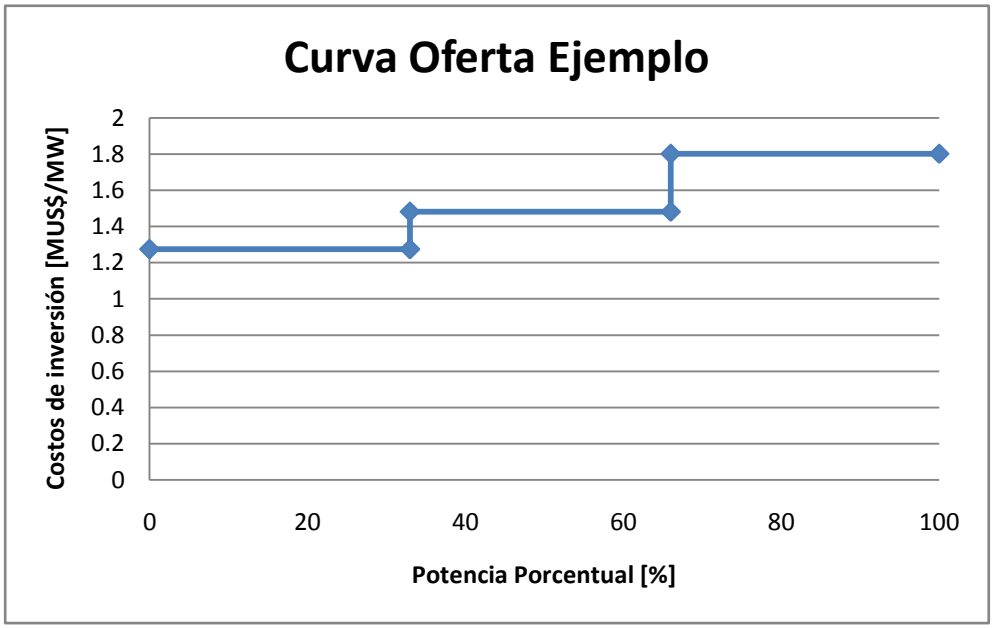
$$Costo\ inversión_{2012} = Costo\ inversión_{año\ inicial} * \prod_{t=año\ inicial}^{2012} (1 + inflación_t)$$

Además, se realiza una simplificación de la curva de oferta real, con una curva aproximada que se generó distinguiendo los proyectos en tres categorías: Bajos, medios y altos, cada categoría con un tercio de la potencia total de la tecnología. El costo de cada categoría corresponde al promedio ponderado de los costos unitarios por MW con el potencial asignado a cada categoría de costo.

[24] CNE, 12/04/2010. Estudio de transmisión troncal – Informe 1.

[25] Este informe corresponde al del año 2010, sin embargo todos los valores fueron actualizados para el año 2013 por medio de la inflación del dólar.

Figura 5-1: Ejemplo de Curva de Oferta (MMUSD2012/MW)



Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 5-1, se puede observar que para cada tipo de proyecto se tiene que la tercera parte de todos los proyectos tienen asignado un costo de inversión, el cual se calculó en base al promedio ponderado por sus potencias de centrales ingresadas al SEIA entre el 2002 y el 2013, esto para cada rango (33% de los MW) en que se encuentran. En el Anexo V se encuentran cada una de las curvas de oferta según la tecnología.

Los costos de inversión son utilizados para calcular los costos de capital según la fórmula indicada a continuación.

$$Costo\ Capital = (Costo\ Inversión + Costo\ Tx) * (1 + tasa)^{Tiempo\ Construcción}$$

Donde,
Costo Tx: Costo de Transmisión

La distinción entre costo de capital y costo de inversión es relevante, especialmente a medida que la tasa y los tiempos de construcción aumentan. Se utiliza el costo de capital para reflejar el efecto de tener capitales congelados en proyectos en construcción y que no están operando. Estos son los datos que ingresan finalmente al modelo.

La tasa utilizada pretende reflejar la tasa privada y fue fijada en 10%, los tiempos de construcción son variables y se pueden observar en la Tabla 5-2. Cabe destacar que por recomendación del GCE6, aumentaron los tiempos de construcción de las centrales convencionales en un año, bajo el entendido de que estos tiempos reflejan mejor la realidad, especialmente los problemas ambientales y sociales que han demorado los proyectos.

Otro elemento a considerar es cómo evolucionará el costo de inversión en el futuro, producto de la maduración de las tecnologías, esto se estimó en base a la información del estudio "Escenarios Energéticos" (Fundación Chile et al., 2013), asumiendo una variación porcentual anual constante, como se muestra en laTabla 5-2.

Tabla 5-2: Datos considerados para proyectar los Costos de Inversión

Tecnología	Costo de Capital (MMUSD/MW)	Variación Anual Costo Capital	Año de Construcción
Carbón SubCrítico bajo	1,913	0,00%	5
Carbón SubCrítico medio	2,452	0,00%	5
Carbón Subcrítico alto	2,759	0,00%	5
Diésel bajo	0,787	0,00%	1
Diésel medio	1,177	0,00%	1
Diésel alto	1,207	0,00%	1
GNL bajo	0,939	0,00%	2
GNL medio	1,123	0,00%	2
GNL alto	1,250	0,00%	2
Geotérmica bajo	4,121	0,00%	4
Geotérmica medio	4,643	0,00%	4
Geotérmica alto	6,728	0,00%	4
Eólica Bajo	1,826	-1.5%,2040-2050:1.5%	1
Eólica medio	2,293	-1.5%,2040-2050:1.5%	1
Eólica alto	2,671	-1.5%,2040-2050:1.5%	1
Solar FV bajo	2,217	-3,60%	0,5
Solar FV medio	2,749	-3,60%	0,5
Solar FV alto	3,381	-3,60%	0,5
Solar CSP	5,754	-1,10%	1
Carbón SC	2,666	-0,20%	5
Carbón USC	2,727	-0,20%	5
Carbón LF	2,666	-0,20%	5
Carbón CCGI	3,026	-0,30%	5

Nuclear	4,972	-1,30%	5
Cogeneración	1,836	0,00%	1,5
Carbón CCS	3,991	-0,30%	5
Solar Almacenamiento	7,283	0,00%	1
Eólico Almacenamiento	6,241	0%	1
Biomasa CD	1,406	0,00%	4
Biomasa CoCombustion	2,479	0,60%	1
Biomasa CCGI	2,790	-0,70%	1
Biomasa CHP	2,217	-3,60%	4
Mini Hidro	2,187	0,00%	2
Mini Hidro	2,987	0,00%	2
Mini Hidro	3,887	0,00%	2
Hidro Conv	1,890	1,00%	6
Hidro Conv	2,046	1,00%	6
Hidro Conv	3,382	1,00%	6
Mareomotriz	4,904	-1,30%	5
Gran Hidro en Aysen	3,410	0,00%	6
Riego	2,187	0,00%	2

Fuente: Elaboración propia en base a Escenarios Energéticos (2013) &International Energy Agency (IEA, 2012)

Cabe destacar el aumento del costo de capital de la tecnología eólica después del 2040. Este supuesto se tomó después de las primeras corridas (donde no se consideraba), y dónde se observaba que hacia ese año la capacidad eólica alcanzaba una importante cuota del total del parque generador. El costo busca reflejar el agotamiento de las mejores ubicaciones y un sobre costo producto de las consideraciones que se deban hacer en la matriz en términos de reserva o reforzamiento de la transmisión.

5.3 Potencial Energético Tecnologías

El equipo consultor desarrolló una investigación respecto al potencial de las distintas tecnologías que sirven como restricción exógenas al problema. Esto se hace tanto a nivel de potencial como a nivel de penetración anual, e ingresan[26] al modelo de optimización presentado en la sección 3.2.2.1

[26] A nivel de modelo las restricciones de entrada (Potencial y penetración) se dan sólo para las centrales nuevas. Las centrales en construcción no se incluyen dentro de este potencial, sino que son incluidas en el modelo como una expansión exógena. Es decir, el modelo optimiza sobre las centrales existentes y las en construcción con sus años de entrada respectivos.

5.3.1 Total potencial energético tecnologías renovables al 2050

Dentro del modelo se consideran que los recursos renovables están limitados por el potencial teórico máximo de cada tecnología. Esta restricción afecta a la capacidad instalada en el total de los años, típicamente siendo más relajada que la restricción respecto a la penetración anual sobre la que también se estimó los potenciales. A continuación se revisa la información levantada por el equipo consultor.

Para la estimación de los potenciales máximos teóricos factibles al 2050 se consideraron los siguientes estudios de potenciales de ERNC en Chile:

- Aporte Potencial: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz (Universidad de Chile & Universidad Técnica Federico Santa María, 2008)
- Ministerio Energía, (2011)
- Asociación Chilena de Energía Renovales (Acera) (2013)

Considerando estos antecedentes se estima el potencial técnicamente factible al año 2050:

Tabla 5-3: Potencial técnicamente factible ERNC

Recurso	Potencial Bruto [MW]	Potencial Técnicamente Factible al 2020 [MW]	Potencial Técnicamente Factible al 2050 [MW]
Mini Hidráulica	20.392	760	4.750
Geotérmica	16.000	900	5.000
Eólica	40.000	1.600	35.000
Biomasa	13.675	600	3.000
Solar CSP	40.000	300	40.000
Solar FV	40.000	500	40.000

Fuente: Elaboración propia en base a estudios mencionados

Tabla 5-4-.Potencial técnicamente factible de energía hidráulica[27]

Recurso	Potencial Bruto [MW]	Potencial Técnicamente Factible al 2020 [MW]	Potencial Técnicamente Factible al 2050 [MW]
Hidráulica	15.000*	750	5500

Fuente: Elaboración propia en base a estudios mencionados

*Esto incluye Potencial de Aysén

Tabla 5-5: Restricción del modelo para energía hidráulica *

Año	Potencial Máximo **[MW]
2013	750
2021	1.500
2026	2.250
2031	3.000
2036	3.750
2041	4.500
2046	5.250

Fuente: Elaboración Propia

*No incluye el potencial de Aysén

** Sobre lo instalado actualmente

Para las tecnologías térmicas convencionales se supone que no existe una restricción de potencial total, sólo existe restricción de penetración anual.

5.3.2 Máximo potencial técnico de instalación anual

A su vez se considera un máximo de penetración anual disponible, la metodología para la estimación de dicha penetración varía según el nivel de madurez de la tecnología.

El objetivo de esta tasa de penetración anual es dar mayor realismo al modelo, pues de otra forma las alternativas más económicas se agotarían inmediatamente. En este sentido la curva de ofertas de generación no es invariable, sino que por el contrario varía con el tiempo. En el modelo se considera una curva de oferta distinta para cada año.

[27] Si bien se consideran que estos valores están correctos, el equipo consultor acogió los comentarios del GTT4 y realizó una distribución de este potencial con una visión por cada cinco años, considerando la máxima capacidad que se ha instalado históricamente. Esta restricción funciona como una suerte de restricción de penetración por décadas. Estos valores corresponde a los que se presenta en la Tabla 5-5. De esta forma estos valores se presentan sólo como referencia.

Los potenciales de penetración máximo para las tecnologías maduras fueron calculados en base a la mayor penetración desde el año 2000, y luego se asume que crece con el PIB. Se elige este indicador, pues la restricción de la inversión es una limitante de especial consideración para la instalación de capacidad, se considera que a medida que el PIB aumenta esta restricción se va relajando y permitiendo un mayor crecimiento.

Los datos utilizados fueron obtenidos desde el Balance Nacional de Energía del año 2010, y actualizados con los datos sobre la capacidad instalada para los años 2011 y 2012 entregados por la CNE, se identifica el mayor crecimiento y el PIB de dicho año según la serie de PIB volumen a precios del año anterior encadenado. Por ejemplo, el año 2001 se tiene el mayor crecimiento[28] en el parque de centrales a gas natural (488 MW), considerando que este potencial crece con el PIB, al año 2012 la penetración máxima es de:

$$Penetración\ Máxima\ GN_{2012} = Penetración\ GN_{2001} * \frac{PIB_{2012}}{PIB_{2001}} = 793\ MW$$

De esta forma se crearon series para cada año de la penetración máxima de las tecnologías, el cual cambia de año en año siguiendo al PIB. Por motivos de compresión, sólo algunos valores obtenidos pueden ser observados en la siguiente tabla:

Tabla 5-6: Penetración[29] Máxima Anual Térmica

Año	Carbón [MW]	GN [MW]	Diésel [MW]
2012	1.064	793	1.103
2020	1.531	1.141	1.588
2030	2.194	1.635	2.275
2050	3.717	2.771	3.856

Fuente: Elaboración propia en base a datos del BNE del 2010 (Ministerio de Energía, 2013a); y Capacidad Instalada 2011/2012 (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2013a)

La instalación de centrales hídricas tiene un tratamiento distinto, pues si bien la inversión es una limitante, el recurso es una limitación igual de restrictiva. Por lo que se realizó el mismo

[28] La penetración anual se considera como el agregado del SIC y del SING. El BNE no distingue entre dos sistemas interconectados. Una vez determinados los potenciales y penetración son desagregados por el equipo consultor según sistemas y costo de capital.

[29] Esta penetración es teórica, al momento de ingresar al modelo deben considerarse los años de construcción, y luego, por ejemplo, la penetración anual para el carbón es 0 durante los primeros 5 años.

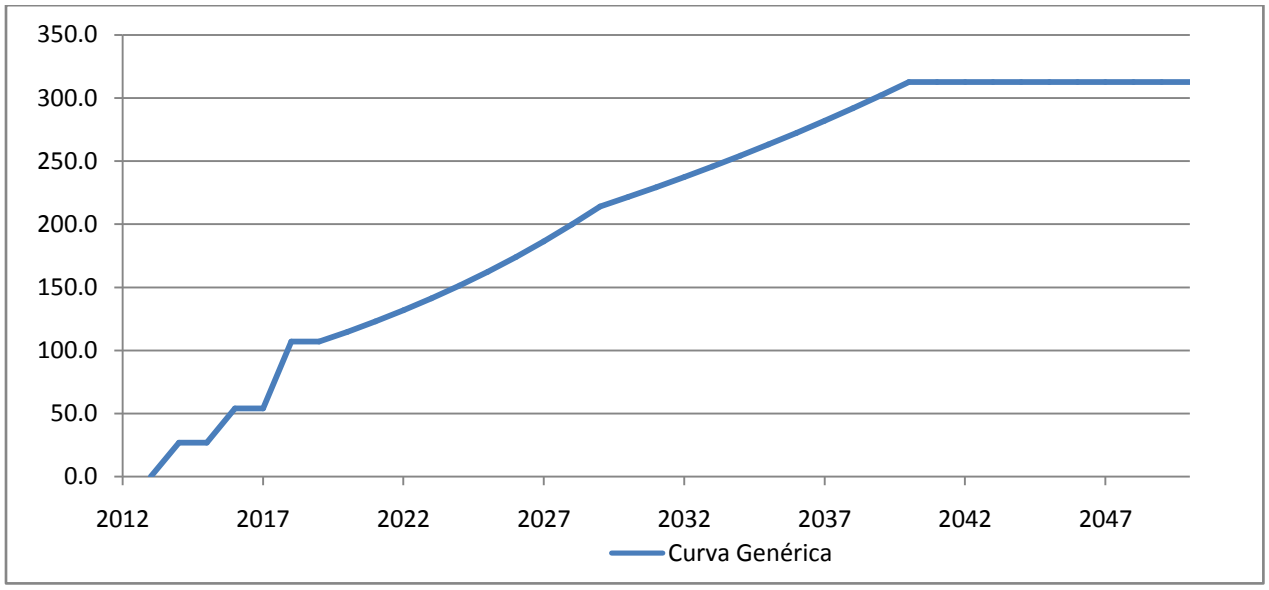
ejercicio anterior de identificar la mayor instalación anual de los últimos 10 años, pero esté no se hace crecer con el PIB, sino que se mantiene constante.

El potencial máximo identificado fue de 560 MW (2004), este potencial es el que se mantiene constante hasta el año 2050.

Respecto a la restricción del recurso de ERNC, este estará dado por los límites técnicos por año - penetración anual máxima [MW]- para cada una de las tecnologías. Además se hace distinción según el nivel de madurez de cada tecnología (juicio del equipo consultor) y se propone un crecimiento de la penetración para cada una de ellas.

En general, los niveles de penetración anual máxima seguirán la forma de la curva de la Figura 5-2. En un principio se produce una duplicación cada dos años del máximo posible a instalar. Dicho período de tiempo depende directamente del nivel de madurez de la tecnología analizada. Luego de este período sigue una etapa, de una década, en donde el crecimiento se da en forma exponencial con una tasa de 7,18% (se duplica la penetración en 10 años). En la siguiente década la tasa de crecimiento es de 3,5%, (se duplicala penetración en 20 años). Finalmente para el período restante se considera que la penetración anual máxima se mantiene constante durante lo que resta del horizonte de tiempo.

Figura 5-2: Tasa de penetración anual máxima genérica



Fuente: Elaboración Propia

Luego año a año se tendrá un potencial de penetración anual máxima distinto, algunos de estos valores se pueden observar en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7: Penetración Anual Máxima ERNC

Recurso	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030	2050
Mini Hidráulica	0	190	190	190	190	190	190	190	190	250
Geotérmica	0	0	0	0	50	50	100	100	292	427
Eólica	0	400	400	428,72	459,50	492,49	527,86	565,76	950	1.128
Biomasa	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Solar CSP	0	27	27	48	48	87,5	87,5	175	327	445
Solar FV	0	102	102	204	204	402	402	430,8	832.2	1.134,3

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 5-7 se puede observar que la tecnología mini hidro es considerada madura, y que sólo tienen un crecimiento a partir del año 2031. Por su parte, la penetración de biomasa en la línea base se basa en la instalación de centrales entre 2010 y 2020 (considerando las recomendaciones de IPN de octubre del 2013). Se observó que en el período se proyecta una instalación total de 267 MW, significando una penetración anual cercana a los 26 MW, se decidió mantener esta tasa de penetración constante en acuerdo con la contraparte técnica. Las tecnologías eólicas y solar FV están en un nivel medio de madurez, mientras que el CSP y la geotermia están en un nivel mayor de inmadurez, y se mantienen en la primera etapa de duplicación por más tiempo.

Las proporciones de penetración para cada una de las tecnologías y sistemas corresponden a los que aparecen en la

Tabla 5-8.

Tabla 5-8: Desagregación de tecnologías para cada uno de los sistemas

Tecnología	SIC [%]	SING [%]
Mini Hidráulica	100	0
Geotérmica	70	30
Eólica	70	30
Biomasa	100	0
FV	20	80
CSP	20	80

Diésel	75	25
GNL	70	30
Carbón	50	50

Fuente: CADE, 2011 y Elaboración propia

Para las ERNC se consideró la información disponible en el informe CADE (2011), en el cual se especifica cual es el potencial factible para cada uno de los sistemas que existen en el país de estas tecnologías. Mientras que para el caso de las tecnologías convencionales como Diésel, GNL y Carbón se consideró que lo que se encuentra instalado actualmente en cada uno de los sistemas y esta proporción es la que penetrará en cada una de las tecnologías.

5.4 Información de las tipologías de centrales consideradas

A continuación se presenta la información recopilada por el equipo consultor, de distintas fuentes bibliográficas, para cada tipo de tecnología considerada.

Los costos variables de O&M mostrados, no consideran los costos de combustibles, que en el caso de las centrales térmicas explican gran parte de los costos nivelados de la tecnología.

5.4.1 Centrales a Biomasa

La biomasa está definida como la materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma, es una fuente muy variada de energía. Existen diferentes métodos para aprovechar este recurso, entre los que destacan la combustión directa y la utilización de residuos orgánicos y cultivos para la producción de biogás. Es un proceso considerado carbono neutral, puesto que las emisiones del proceso son equilibradas con el CO_2 absorbido previamente por las plantas y árboles durante su crecimiento(Centro de Energías Renovables (CER), 2013b).

Para la proyección de Línea Base se considerará la biomasa de desechos plantaciones forestales. La biomasa de bosque nativo será analizada como medida de mitigación. Comentar que tecnologías están actualmente en operación.

Existen diferentes tecnologías, como: Combustión directa; Ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI); Co-combustión con carbón; y Combustión directa con cogeneración (CHP).Las características de cada una se muestran a continuación:

Tabla 5-9. Características de las Centrales a Biomasa por tipo de Tecnología

	Inversión* [MMUSD/MW]	Costos fijos de O&M [USD/kW-año]	Vida útil [años]	Factor de planta[%]	Eficiencia [%]
Combustión directa*	1,84	1,5-4	30	85	15-38
CCGI	2,37	7,7	30	85	40-45
Co-combustión con carbón	1,30	20,4	30	85	25-35
CHP (producción combinada de calor y electricidad)	2,29	8,5	30	60	15-38

Fuente: Elaboración propia en base a *CER (2013a) y Escenarios Energéticos (2013)

5.4.2 Centrales a Carbón

A continuación se detallan las características para distintos tipos de tecnologías:

- **Base (Tecnología Subcrítica):** Tecnología de mayor uso en el mundo y en Chile.[30]
- **Tecnología de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI):** Los nuevos desarrollos en tecnología del carbón ofrecen la posibilidad de continuar utilizando el carbón para la producción de energía eléctrica de un modo menos perjudicial para el medio ambiente, una de las opciones es el de CCGI. Con este tipo de tecnologíase obtiene, a partir del carbón, un sustituto del gas natural, que luego se utiliza en un sistema de ciclo combinado, para producir energía más limpia y de mayor eficiencia.
- **Lecho Fluidizado:** Esta tecnología consiste en quemar el carbón en un lecho de partículas inertes, el cual es fluidizado mediante una corriente de aire que hace que burbujee. Al mismo tiempo se inyecta piedra caliza con el objetivo de que se combine con el azufre y forme un compuesto, que luego se retira con las cenizas. De este modo, se mejora la combustión, emitiéndose menor cantidad de partículas y SO_2.
- **Tecnología Supercrítica (SC) y Ultra supercrítica (USC):** Las plantas que cuentan con este tipo de tecnologías operan a temperaturas y presiones sobre el punto crítico del agua- en el cual no existe diferencia entre el estado líquido y el gaseoso del agua-

[30] Si bien en Chile existen otras tecnologías, como lecho fluidizado en Andina y Hornitos (en conjunto 438 MW), en el modelo se considera que todas las tecnologías existentes son subcríticas, y se distinguen por su eficiencia. Debido a que el modelo no considera el costo de capital de las centrales existentes, no es un supuesto tan fuerte, pues la eficiencia del lecho fluidizado está dentro del margen del carbón base.

resultando en un mayor eficiencia en el proceso. Esto hace que se necesite menos carbón por MWh generado, y luego se consigue menos contaminación para la misma cantidad de energía.

Tabla 5-10. Características de las Centrales a Carbón por tipo de Tecnología

	Inversión	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Carbón Base	1,776	1-6	50	35	85	25-35
CCGI	2,373	1-6	50	35	85	52-60
Lecho Fluidizado	3,250	1-6	100	40	85	24-28
SC	1,800-2,100	1-6	50	35	85	37-43
USC	1,900-2,200	1-6	50	35	85	44-55

Fuente: Elaboración Propia en base a Fijación de precios de nudo abril de 2013 SIC, 2013; Fijación de precios de nudo abril de 2013 SING, 2013; International Energy Agency (IEA), 2010 ; Escenarios Energéticos (2013); World Coal Association, 2013; Borregaard et al., 2009; y NEA (2005)

5.4.3 Centrales a Diésel

Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

Tabla 5-11. Características de las centrales a diésel

	Inversión [31]	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Diésel	1,034	19	10	30	85	35-40

Fuente: Elaboración Propia en base a Escenarios Energéticos (2013) e Informe Fijación precio nudo abril (2013)

Las centrales diésel son típicamente de inversión baja, pero con un costo de combustible bastante alto. Tienen la ventaja sin embargo, de tener tiempos de partida bajos, el modelo sin embargo no es capaz de capturar este efecto, por lo que es probable que se vea castigada por su alto precio de combustible.

[31]Los costos de inversión corresponden al promedio de proyectos (aprobados) que están encuentran en el SEIA

5.4.4 Centrales a Gas[32]

Las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado con Turbina de Gas (CCGT) son instalaciones que producen energía eléctrica utilizando como combustible gas natural. Este tipo de tecnología parte de una turbina de gas convencional a la que se ha añadido una caldera de recuperación del calor de los gases de escape, pues, en las turbinas de gas de ciclo abierto este calor quedaba desaprovechado (Navarro, 2011).

Tabla 5-12: Características de Centrales a Gas por Tecnología

	Inversión	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
CCGT	1,300	3-4	15	30	90	42-47

Fuente: Elaboración propia en base a Borregaard, Dufey et al. (2009); NEA (2005); IEA (2010); y Escenarios Energéticos (2013)

5.4.5 Centrales Eólicas

Este tipo de tecnología produce nulas emisiones durante su operación.Son molinos que transforman la energía cinética del viento, en energía mecánica, la que a su vez se convierte en energía eléctrica por medio de un generador. Los sistemas eólicos pueden ser clasificados, según el lugar donde son instalados, en *onshore*- ubicados en tierra firme- y *offshore*-ubicados en mar abierto (CER,2013). Considerando la realidad de las costas chilenas (muy profundas), se consideraran sólo la tecnología *onshore*. Las características de este tipo de tecnología se mencionan a continuación:

[32] En la presente modelación no se distinguió entre turbinas de gas y ciclo combinado, sino que se asumió que toda la expansión a base de GNL se haría utilizando centrales de ciclo combinado. Respecto a las centrales existentes, estás están categorizadas por nivel de eficiencia, y al no considerarse los costos de capital de las centrales, no se produce una distorsión muy grave.

Tabla 5-13. Características de las centrales eólicas

	Inversión [33]	Costos variables de O&M]	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Eólica On-Shore	2,149	7,7	0	25	30	60

Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012); Escenarios Energéticos (2013); y CER (2013c)

Si bien la literatura plantea un factor de planta promedio típico cercano al 30%, en la realidad esté depende más de las condiciones atmosféricas que de la tecnología. En el modelo se diferenció entre las centrales eólicas sin almacenamiento, y las con almacenamiento. El factor de planta de estas últimas es de 75%, mientras que para las centrales eólicas sin almacenamiento se tiene un factor de planta variable según la metodología explicada en la sección 4.2.2.

5.4.6 Centrales Hidráulicas

Dentro de esta tecnología se consideran todas las centrales hidráulicas mayores a 20 MW. La información levantada es la siguiente:

Tabla 5-14: Características de las Centrales Hidráulicas por Tecnología

	Inversión[34]	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Embalse	1,620	3,0	20	40	43-65	92
Pasada	1,620	5,0	12,5	25	60-75	92

Fuente: Elaboración propia en base a Escenarios Energéticos (2013), CER (2013d) y Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012)

A nivel de centrales existentes se hace la distinción según sean centrales de pasada o embalse, además de a nivel de un tratamiento especial a nivel de cuencas (ver sección 4.2.1). Para las

[33]Los costos de inversión corresponden al promedio de proyectos (aprobados) que están encuentran en el SEIA
[34]Los costos de inversión corresponden al promedio de proyectos (aprobados) que están encuentran en el SEIA

centrales nuevas se consideran el agregado centrales convencionales, en gran parte pues es difícil diferenciar el potencia de embalse del potencial de pasada.

Por último cabe recordar que la instalación de grandes centrales en Aysén está fuera de la línea base, razón por la cual la penetración anual es cero para este tipo de tecnología (en Tabla 5-38)

5.4.7 Centrales Mini Hidráulicas

Las centrales mini hidráulicas se basan en la utilización de la energía del agua para la generación de energía eléctrica, a partir del movimiento de turbinas y generadores. De acuerdo a la Ley 20.257 (ERNC), se considera mini hidráulica a instalaciones de potencia menor a 20 MW y conectadas a la red eléctrica (CER, 2013d). Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

Tabla 5-15. Características de las centrales mini hidro

	Inversión [35]	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Mini hidro	2,652	5	12,5	25	43-75	92

Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012) y Centro de Energías Renovables (CER, 2013d)

5.4.8 Centrales Solares Fotovoltaicas (SFV)

Este tipo de tecnología está constituida básicamente por celdas fotovoltaicas, las cuales están compuestas por un semiconductor capaz de convertir la energía solar en electricidad de corriente continua (CC). Mientras mayor sea la intensidad de la radiación solar incidente, mayor será el flujo de electricidad producido (CER, 2013e).

Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

[35] Los costos de inversión corresponden al promedio de proyectos (aprobados) que están encuentran en el SEIA

Tabla 5-16. Características de las centrales solares fotovoltaicas

	Inversión [36]	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
SFV	2,749	5,0	36	30	24	6-25

Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012); Escenarios Energéticos (2013) y Massachusetts Institute of Technology (2007)

5.4.9 Central Concentración Solar de Potencia

Las Centrales Solares Termoeléctricas, o *Concentrated Solar Power* (CSP), "generan energía eléctrica mediante el uso de espejos para concentrar la energía solar, de modo de calentar un fluido que porta el calor y que posteriormente genera vapor que ingresa a una turbina" (CIEMAT 2009 citado en Centro de Energías Renovables (CER), 2013f).

Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

Tabla 5-17: Características de Centrales CSP

	Inversión	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
CSP	5,648	21,5	0	30	60	15-35

Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012); Escenarios Energéticos (2013); y IEA (2010)

5.4.10Central Geotérmica

Esta fuente de energía es un recurso renovable, que se encuentra en zonas de alta actividad volcánica y fallas geológicas, este tipo de recurso no es dependiente de la estación. Este tipo de tecnología genera energía, eléctrica y/o térmica, a partir del calor contenido en el interior de la tierra (Centro de Energías Renovables (CER), 2013g).Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

[36] Los costos de inversión corresponden al promedio de proyectos (aprobados) que están encuentran en el SEIA

Tabla 5-18: Características Central Geotérmica

	Inversión	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[USD/MWh]	[USD/kW-año]	años	%	%
Geotermia	3,896	5,0	12,5	25	85	10-15

Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012); Escenarios Energéticos (2013), CER (2013g) y IEA (2010)

5.4.11Central Mareomotriz

Las principales fuentes de generación mareomotriz son aquellas ubicadas mar adentro y aquellas las ubicadas en estuarios. El requerimiento básico es la presencia de mareas, que se generan en todo e l océano, con distintos niveles de variación, según la zona geográfica, siendo esta mayor en la costa que mar adentro (CER, 2013h).Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

Tabla 5-19: Características Central Mareomotriz

	Inversión	Inversión al 2030	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[MMUSD/MW]	[USD/kW-año]	años	%	%
Mareomotriz	3,911	3,113	13,4	20	27	95

Fuente: Elaboración propia en base a Escenarios Energéticos (2013) y CER (2013h)

La falta de información a nivel nacional, especialmente respecto a los costos de capital, llevó al equipo a basarse en información internacional, especialmente en la central "*La Rance*" (Edenhofer, Pichs, & Sokona, 2012; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2008).

5.4.12Centrales Nucleares

Las características de este tipo de tecnología se muestran a continuación:

Tabla 5-20: Características Central Nuclear

	Inversión	Inversión al 2030	Costos fijos de O&M	Vida útil	Factor de planta	Eficiencia
Unidad	[MMUSD/MW]	[MMUSD/MW]	[USD/kW-año]	años	%	%
Nuclear	3,966	3,113	13,4	40	85	34

Fuente: Elaboración propia en base a (International Energy Agency (IEA), 2012); Escenarios Energéticos (2013); y IEA (2010)

5.5 Caracterización Final de las Tecnologías

A continuación se muestran los datos que se utilizaron como inputspara el modelo, los cuales fueron obtenidos de todos los datos mostrados anteriormente y sintetizados.

5.5.1 Centrales a biomasa

Tabla 5-21: Caracterización Biomasa Combustión Directa

Nombre Tecnología	Biomasa Combustión Directa			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	33	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	1,457
Costo Fijo [USD/KW-año]	37	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	2013: 150 2021: 750	**Penetración Anual [MW]**	6.5	**Variación Anual**	-0,70%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-22: Caracterización Biomasa Co-Combustión

Nombre Tecnología	Biomasa Co-Combustión con Carbón			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	30	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	1.406
Costo Fijo [USD/KW-año]	37	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	2013:150 2021: 750	**Penetración Anual [MW]**	6.5	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-23: Caracterización Biomasa CCGI

Nombre Tecnología	Biomasa CCGI			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	42	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	2,479
Costo Fijo [USD/KW-año]	15	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	3		
Potencial Máximo [MW]	2013:150 2021: 750	**Penetración Anual [MW]**	6.5	**Variación Anual**	0,60%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-24: Caracterización Biomasa CHP

Nombre Tecnología	Biomasa CHP			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	35	**Factor de Planta [%]**	60	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	2.790
Costo Fijo [USD/KW-año]	15	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	3		
Potencial Máximo [MW]	2013: 150 2021: 750	**Penetración Anual [MW]**	6.5	**Variación Anual**	-0,70%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.2 Centrales a carbón

Tabla 5-25: Caracterización Carbón Subcrítico

Nombre Tecnología	Carbón Subcrítico			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	33	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 1,913 Medio: 2,452 Alto: 2,759
Costo Fijo [USD/KW-año]	37	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 1065 f(PIB)	**Variación Anual**	0%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	35	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-26: Caracterización Carbón Súper Crítico

Nombre Tecnología	Carbón Súper Crítico			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	40	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	2,666
Costo Fijo [USD/KW-año]	37	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 355 f(PIB)	**Variación Anual**	-0,20%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	35	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-27: Caracterización Carbón Ultra Súper Crítico

Nombre Tecnología	Carbón Ultra Súper Crítico			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	51	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	2,727
Costo Fijo [USD/KW-año]	37	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 355 f(PIB)	**Variación Anual**	-0,20%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	35	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-28: Caracterización Carbón de Lecho Fluidizado

Nombre Tecnología	Carbón Lecho Fluidizado			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	27	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	2,666
Costo Fijo [USD/KW-año]	100	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 355 f(PIB)	**Variación Anual**	-0,20%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	35	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-29: Caracterización Carbón CCGI

Nombre Tecnología	Carbón CCGI			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	55	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	3,026
Costo Fijo [USD/KW-año]	50	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 355 f(PIB)	**Variación Anual**	-0,30%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	40	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-30: Caracterización Carbón con CCS[37]

Nombre Tecnología	Carbón con CCS			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	27	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	3,991
Costo Fijo [USD/KW-año]	53.4	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	4		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2017: 355 f(PIB)	**Variación Anual**	-0,30%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	35	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

5.5.3 Centrales a diésel

Tabla 5-31: Caracterización Centrales a Diésel

Nombre Tecnología	Diésel			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	38	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 0,787 Medio: 1,177 Alto: 1,207
Costo Fijo [USD/KW-año]	10	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	19		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2013: 1400 f(PIB)	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	40	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

[37] Supone una captura del 85% del CO2 emitido.

5.5.4 Centrales a gas[38]

Tabla 5-32: Caracterización de Centrales a GNL

Nombre Tecnología	GNL			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	42	**Factor de Planta [%]**	90	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 0,939 Medio: 1,123 Alto: 1,250
Costo Fijo [USD/KW-año]	15	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	3		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2014: 1.140 f(PIB)	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	100	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración propia

5.5.4.1 Costos de regasificación

A diferencia de lo que ocurre con el carbón y el diésel, el GNL requiere de una inversión mayor que incluye, además del terminal, una planta de regasificación.

En la actualidad existen dos instalaciones de este tipo en Chile. Mejillones abastece al SING, con una capacidad de regasificación de 5,5 millones de m^3/día, mientras que en el SIC el terminal tiene una capacidad de hasta 15 millones de m^3/día[39]. Por lo demás, este último terminal tiene en construcción una expansión para aumentar su capacidad de regasificación hasta los 20 millones de m^3/día. Mejillones también tiene planes de expansión, aunque a la fecha estos están congelados.

Tras un análisis de la disponibilidad de GNL actual, se observa que los terminales están operando a su máxima capacidad, y luego cualquier nueva inversión deberá incurrir en los costos asociados a la regasificación.

[38] En la presente modelación no se distinguió entre turbinas de gas y ciclo combinado, sino que se asumió que toda la expansión a base de GNL se haría utilizando centrales de ciclo combinado. Respecto a las centrales existentes, estás están categorizadas por nivel de eficiencia, y al no considerarse los costos de capital de las centrales, no se produce una distorsión muy grave.

[39] Incluye la reserva que se utiliza para las demanda máximas.

En el modelo, se utilizó un costo unitario por MW, basándose en los costos de inversión del terminal Quinteros. La empresa declara que sus costos de inversión alcanzan los 1.066 millones[40] de dólares, por una regasificación máxima de 15 millones de m3/día. Considerando centrales de ciclo combinado, con un factor de planta de 42%, se obtiene un costo de 0,34 millones de USD/MW.

El costo de regasificación se incluye en los costos de inversión de toda central nueva así como de las centrales nuevas que estén programadas, y que entran exógenamente. Para las centrales que cambian de combustible desde diésel a GNL, se considera que el único costo de capital asociado es la construcción del terminal de regasificación al costo ya explicitado.

En el anexo X, se incluye un análisis económico de la operación de los terminales nuevos.

5.5.5 Centrales eólicas

Tabla 5-33: Caracterización Centrales Eólicas

Nombre Tecnología	Eólica			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	60	**Factor de Planta [%]**	Variable	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 1,826 Medio: 2,293 Alto: 2,671
Costo Fijo [USD/KW-año]	0	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	7.7		
Potencial Máximo [MW]	2013:1.600 2021: 35.000	**Penetración Anual [MW]**	2014: 200 2020: 522 2030:877 2040:1066	**Variación Anual**	-1,50% A partir del 2040: 1.50%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	25	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

[40] http://www.gnlquintero.com

Tabla 5-34: Caracterización Centrales Eólicas con Almacenamiento

Nombre Tecnología	Eólica con Almacenamiento			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	60	**Factor de Planta [%]**	75	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	6,241
Costo Fijo [USD/KW-año]	0	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	7,7		
Potencial Máximo [MW]	2013:533 2021: 10.660	**Penetración Anual [MW]**	2014: 67 2020: 174 2030: 292 2040:1066	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	25	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.5.1 Costo de Respaldo

El recurso eólico, a diferencia de otras tecnologías de generación presenta alta variabilidad en el recurso, además de una alta incertidumbre.

Esto implica que el sistema debe contar con la seguridad suficiente para hacer frente a los cambios repentinos en la disponibilidad de esta energía. Esta seguridad extra debiese reflejarse en los costos variables de la energía eólica.

En el modelo, los costos variables eólicos incluyen los costos de reserva en giro asociados, esto bajo el supuesto de que la reserva se hará con centrales de GNL.

La siguiente metodología fue desarrollada observando *ex-post* los resultados de una primera simulación en que no se consideraban los costos de variabilidad. De dicha simulación se observó el despacho para los años 2013, 2020, 2030, 2040 y 2050, de dónde se desprendió que la mayor caída de un bloque al siguiente fue de 79%. Basado en estos datos se propone usar un margen de reserva del 80% de energía.

El objetivo de un margen tan excesivo, es tener una regulación de frecuencia total, y de esta forma evitar pérdidas de carga y operar el sistema en forma segura.

La idea general es que las centrales eólicas sean respaldadas por centrales de GNL operando a mínimo técnico, y luego cada MWh producido tendrá una porción generada por GNL, asociada al mínimo técnico.

A continuación se observaron centrales a GNL existentes, observándose su mínimo técnico y máxima capacidad, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5-35: Centrales GNL Datos reserva

Central	min técnico	Máxima potencia	Reserva	reserva/min técnico	min técnico/max
Taltal 1	20	190	170	850%	10,5%
San Isidro 1	130	370	240	185%	35,1%
San Isidro 2	130	400	270	208%	32,5%
Taltal 2	20	190	170	850%	10,5%

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de capacidad de instalada de generación de la CNE, 2013

Se observa la razón entre mínimo técnico y máximo es bastante variable, lo lógico sin embargo sería que las centrales con mayor razón sean las encargadas de la reserva, es decir, un margen de 10,5%. Esto implica que si se quiere respaldar 1MW, basta con operar la central GNL a su mínimo técnico de 0,25 MW.

La metodología para el cálculo variable se explicita a continuación:

$$G_{total} = G_{GNL} + G_{eolica}$$

$$G_{total} = G_{GNL} + G_{eolica}$$
$$G_{a\ respaldar} = 0.8 * G_{eolica}$$
$$G_{GNL} = 0.25 * G_{a\ respaldar}$$
$$C_{var\ total} = C_{var\ eolica} * \left(\frac{G_{eolica}}{G_{total}}\right) + C_{var\ GNL} * \left(\frac{G_{GNL}}{G_{total}}\right)$$

Utilizando la metodología recién descrita se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5-36: Datos para el cálculo de reserva

Generado Eólico		A respaldar		Reserva en Giro (GNL)		Generado total	
0.9225	MWh	0,738	MWh	0,0775	MWh	1	Mwh

Fuente: Elaboración propia

De los resultados se observa que por cada MWh generado por la tipología eólica, en realidad sólo 92,25% son realmente eólicos, y el restante 7,75% es generado por la reserva en giro del GNL.

Respecto a los costos variables asociados al GNL, aún está pendiente la definición de la metodología, aunque sí se sabe que están indexados al factor de modulación del GNL. Sólo para ilustrar se hace el cálculo a un precio de 60USD/MWh.

92.25%*7.7 [USD/MWh] +7.75%*60 [USD/MWh] = 11.75 USD/MWh

Una vez realizadas las simulaciones se comprobó que a partir la energía eólica alcanza un nivel relativamente significativo (4%) a partir del año 2027. Se revisó entonces que se cumpliera con el supuesto de que existiera capacidad de GNL ociosa suficiente para cubrir el 80% de lo generado con energía eólica, lo cual se cumple con holgura.

5.5.6 Centrales Hídricas

Los factores de planta para esta tecnología se consideran variables por cuencas. En el caso de las centrales nuevas, se consideran un promedio de los factores de planta de las cuencas ponderado por la capacidad instalada en cada una de ellas.

Tabla 5-37: Caracterización Centrales Hidroeléctricas Convencionales

Nombre Tecnología	**Hidroeléctrica Convencional**			**Sistema Interconectado**	**SIC**
Eficiencia [%]	92	**Factor de Planta [%]**	Variable	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 1,890 Medio: 2,046 Alto: 3,382
Costo Fijo [USD/KW-año]	20	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	3		
Potencial Máximo [MW]	2013: 750 2021: 1500 2026: 2.250 2031: 3.000 2036: 3750 2041: 4.500 2046: 5.250	**Penetración Anual [MW]**	2018: 560	**Variación Anual**	1,00%

Nombre Tecnología	Hidroeléctrica Convencional			Sistema Interconectado	SIC
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	40	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-38: Caracterización Central Gran Hidroeléctrica en Aysén

Nombre Tecnología	Gran Hidroeléctricas en Aysén			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	92	**Factor de Planta [%]**	Variable	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	3,410
Costo Fijo [USD/KW-año]	20	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	5.25		
Potencial Máximo [MW]	7000	**Penetración Anual [41] [MW]**	0	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	150	**Vida Útil [años]**	40	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

5.5.7 Centrales Mini hidráulicas

Los factores de planta para esta tecnología se consideran variables y se estiman como el factor de planta por cuenca en una ponderación por la capacidad instalada actual de centrales mini hidro.

[41] Tal como se comentó anteriormente, por decisión del comité directivo las centrales hídricas en Aysén no son consideradas en la elaboración de la línea base.

Tabla 5-39: Caracterización de Mini Hidro

Nombre Tecnología	Mini Hidro			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	92	**Factor de Planta [%]**	Variable	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 2,187 Medio: 2,987 Alto: 3,887
Costo Fijo [USD/KW-año]	12.5	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	5		
Potencial Máximo [MW]	2013: 760 2021: 4750	**Penetración Anual [MW]**	2014: 100 2020: 200 2030: 200 2040: 250	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	25	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.8 Centrales Solares Fotovoltaicas (SFV)

Los factores de planta de esta tecnología son variables según el bloque horario que se esté considerando. Los detalles respecto a la metodología y los valores finales se pueden encontrar en la sección 4.2.3. Sin embargo, se hace la distinción entre la tecnología sin almacenamiento, y la tecnología con almacenamiento la cual tiene un factor de planta fijo de 75%.

Tabla 5-40: Caracterización Solar-FV

Nombre Tecnología	Solar FV			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	15	**Factor de Planta [%]**	Variable	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	Bajo: 2,217 Medio: 2,749 Alto: 3,381
Costo Fijo [USD/KW-año]	36	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	5		
Potencial Máximo [MW]	2013:500 2021: 40000	**Penetración Anual [MW]**	2013: 50 2020: 337.5 2030: 652 2040: 858	**Variación Anual**	-3,60%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5-41: Caracterización Solar con Almacenamiento

Nombre Tecnología	Solar con Almacenamiento			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	15	**Factor de Planta [%]**	75	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	SING: 7,190 SIC: 7,280
Costo Fijo [USD/KW-año]	36	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	5		
Potencial Máximo [MW]	2013:55 2021: 4.440	**Penetración Anual [MW]**	2020: 66 2030: 217 2040: 286	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.9 Central Concentración Solar de Potencia

Tabla 5-42: Caracterización CSP

Nombre Tecnología	Concentración Solar			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	20	**Factor de Planta [%]**	60	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	5,754
Costo Fijo [USD/KW-año]	0	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	21.5		
Potencial Máximo [MW]	2013:300 2021: 40.000	**Penetración Anual [MW]**	2014: 25 2020: 175 2030: 327 2040: 445	**Variación Anual**	-1,10%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	30	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.10Central Geotérmica

En la actualidad en el país no existe ninguna de estas centrales, por lo que los datos de costos de capital se basaron en la literatura internacional para el caso del costo medio. Para los costos bajos y altos se mantuvo la proporción propuesta en (Galetovic & Hernández, 2012), que distinguen tres tipos de costos según la probabilidad de encontrar el recurso.

Tabla 5-43: Caracterización Centrales Geotérmicas

Nombre Tecnología	Geotérmica			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	15	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital[42] [MMUSD/MW]**	Bajo: 4,121 Medio:4,643 Alto: 6,728
Costo Fijo [USD/KW-año]	12.5	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	5		
Potencial Máximo [MW]	2013: 900 2021: 5.000	**Penetración Anual [MW]**	2017: 50 2020: 100 2030: 261 2040: 382	**Variación Anual**	0,00%
Adición Mínima [MW]	0	**Vida Útil [años]**	25	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.11Central Mareomotriz

Tabla 5-44: Caracterización de las Centrales Mareomotrices

Nombre Tecnología	Mareomotriz			Sistema Interconectado	SIC
Eficiencia [%]	95	**Factor de Planta [%]**	27	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	4,904
Costo Fijo [USD/KW-año]	13.4	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	13		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [MW]**	2019: 240	**Variación Anual**	-1,30%
Adición Mínima [MW]	240	**Vida Útil [años]**	20	**Renovable**	Sí

Fuente: Elaboración Propia

5.5.12Centrales Nucleares

Para el desarrollo de esta tecnología se consideró que está entraría después del año 2030, basado en centrales de cuarta generación, de menor tamaño (unidades de 200MW) y con un costo de inversión cercanos a los 4 MMUSD/MW con un tiempo de construcción de 5 años.

[42] Esos valores se obtuvieron de Galetovic et al. (2012). Los valores son mayores a lo que se presentó en la seción 5.4.10, debido a que consideran la incertidumbre de encontrar los pozos, lo cual implica un mayor número de perforaciones.

Tabla 5-45: Caracterización Nuclear

Nombre Tecnología	Nuclear			Sistema Interconectado	SIC SING
Eficiencia [%]	34	**Factor de Planta [%]**	85	**Costo de Capital [MMUSD/MW]**	4,972
Costo Fijo [USD/KW-año]	13.4	**Costo Variable no Combustible [USD/MWh]**	3		
Potencial Máximo [MW]	n/a	**Penetración Anual [43] [MW]**	0	**Variación Anual**	-1,30%
Adición Mínima [MW]	200	**Vida Útil [años]**	40	**Renovable**	No

Fuente: Elaboración Propia

5.6 Sistemas de Almacenamiento

Si bien en la actualidad las tecnologías de almacenamiento están lejos de ser competitivas, ellas pudieran serlo en el futuro, razón por la cual el equipo consultor las incorporó al modelo base. Incluso una de las medidas a evaluar consiste en la instalación de sistemas de almacenamiento, el cual se modelará con una entrada forzada de la mejor de las tecnologías que se revisan a continuación.

5.6.1 Tecnologías de almacenamiento

A continuación se describen de forma general cada tipo de tecnología con sus ventajas y desventajas, toda la información presentada a continuación corresponde al estudio realizado por el Centro de Energía FCFM (2012) "Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC".

- **Baterías de sulfuro de sodio (NaS)**

Estas baterías fueron introducidas al mercado a partir de los años 60, y a partir de mediados de la década de los 90 se le considera una de las opciones más prometedoras para el almacenamiento de energía a gran escala. Sin embargo, se presentan algunos inconvenientes al tratar de escalarlas, dados principalmente por el manejo térmico y seguridad que requieren, ya que se necesita un aislamiento efectivo de cada módulo, además de necesitar equipos auxiliares para mantener las temperaturas necesarias durante la operación del sistema.

[43] No se incluye en la línea base

La eficiencia de este tipo de tecnología se encuentra en un rango alto, entre 75% y 90% con una baja auto descarga (1%/mes).

Algunas de las ventajas que presentan son que requieren bajo mantenimiento, no tienen impactos ambientales (no hay emisiones), y en comparación con otras baterías -como las de flujo-redox- tienen una respuesta extremadamente rápida, lo cual puede reducir los *peaks* rápidos en la demanda o en la producción de un parque eólico. Además se estima que las baterías de NaS son las que tienen la mejor conveniencia económica, requiriendo precios de energía de 160 USD/MWh para ser rentable. El estado actual de este tipo de baterías es comercial.

- **Baterías de Ion Litio**

El desarrollo de las baterías de litio comienzo en los años 80, debido a su excelente relación capacidad-peso (menor densidad y mayor potencial electroquímico). Actualmente las baterías de ion-litio son usadas ampliamente para teléfonos móviles y aparatos electrónicos portátiles.
La escalabilidad de este tipo de baterías se ha retrasado principalmente por razones de seguridad y costos. A grandes escalas, el problema más relevante es el sobrecalentamiento, lo que puede afectar directamente el desempeño, haciendo más inseguro el sistema. Por otro lado este tipo de tecnología posee altos costos de producción, debido principalmente al costo del cobalto utilizado en los cátodos.

Este tipo de baterías presenta ventajas como una larga vida útil con gran cantidad de ciclos (dependiendo de la profundidad de descarga) y descargas rápidas, lo la convierte en una opción con aplicaciones a gran escala en sistemas de potencia, especialmente en aquellas donde se requiera respuestas rápidas y donde el peso y espacio del sistema son importantes.

- **Baterías de flujo-redox**

Desde 1970, se han investigado numerosos tipos de baterías de flujo-redox, donde los tipos basados en Zinc-Bromo y Vanadio son los más avanzados actualmente. Este tipo de tecnología presenta ventajas como que es posible desacoplar la capacidad de potencia de la energía, algo que no se puede conseguir en otras tecnologías de almacenamiento. Además presenta una escalabilidad y flexibilidad en el diseño para distintas aplicaciones de almacenamiento, y son sistemas de fácil mantenimiento.

A pesar de las numerosas ventajas para almacenar energía a gran escala, su futuro es todavía incierto, debido a que estos sistemas se han limitado principalmente a aplicaciones demostrativas, mientras que otros sistemas de almacenamiento se han visto beneficiados por su uso en muchas aplicaciones portátiles. Este tipo de tecnología se encuentra en una etapa de desarrollo o demostración.

- **Sistemas hidroeléctricos de bombeo**

Los sistemas hidroeléctricos de bombeo PHS (Pumped Hydroelectric Storage) son la tecnología de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala más utilizada a nivel mundial. Actualmente estos sistemas son la tecnología de almacenamiento de mayor desarrollo y madurez, representando un 3% de la capacidad total de potencia instalada, y un 97% de la capacidad de almacenamiento a nivel mundial.

Estos sistemas almacenan energía en forma de energía potencial cuando esta es levantada en contra de la gravedad. El agua es bombeada desde el reservorio inferior al superior, utilizando energía provista por la unidad de bombeo, y almacenándola en energía potencial en el agua. Esto es realizado, por ejemplo, en el caso de tener abundancia de energía renovable en el sistema. Algunas ventajas que presentan son poseen una gran capacidad de potencia y de responder rápidamente, una larga vida útil, gran capacidad de almacenamiento, alta eficiencia y bajos costos de mantenimiento. Sin embargo, estos sistemas requieren de dos recursos fundamentales: un volumen de agua y una diferencia dealtura entre los reservorios denominada altura de salto.

A continuación se presenta una tabla con las principales ventajas y desventajas para cada tipo de tecnología de almacenamiento.

Tabla 5-46: Ventajas y desventajas Tecnologías de Almacenamiento

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	• Larga vida útil • Alta flexibilidad (nivel de ciclaje) y profundidad de descarga. • Rápida respuesta, capacidad de pulsos. • Alta densidad de energía. • Puede operar en distintas condiciones ambientales. • Sin emisiones durante la operación.	• Dificultad en el manejo térmico, requiere equipos auxiliares para mantener temperatura y aislación. • Incidentes explosivos.
Baterías de Ion Litio	• Alta densidad de energía, alta eficiencia • Baja auto descarga. • Gran cantidad de ciclos y vida útil, dependiendo de la profundidad de descarga.	• Vida útil depende de la profundidad de descarga • Requiere equipos adicionales para cuidar el voltaje y estabilidad térmica • Litio puede ser tóxico al contener otros metales (presencia de cobalto en algunas baterías).
Baterías de flujo-redox	• Capacidad de desacoplar la potencia de la energía. • Ausencia de auto descarga. • Rápida respuesta. • Simplicidad de mantenimiento. • Alta profundidad de descarga.	• Complejidad del diseño • Problemas para controlar degradación de la membrana. • Baja densidad de energía. • Sensibilidad electrolito a altas temperatura (VRB). • Baja eficiencia global.
Sistemas hidroeléctricos de bombeo	• Tecnología madura. • Sin emisiones en su operación. • Gran capacidad de potencia y energía. • Larga vida útil y ausencia de autodescarga. • Bajo costo de mantenimiento.	• Necesidad de lugares. topográficamente idóneos para los reservorios. • Impactos ambientales asociados al uso de suelo y uso de agua. • Inversión intensiva de capital.

Fuente: (Centro de energía FCFM, 2012), pág.62

5.6.2 Costos de las tecnologías de almacenamiento

A continuación se presentan la tabla 6-19 los costos para cada tecnología mencionada y la variación que presentan para cada año.

Tabla 5-47. Costos de los sistemas de almacenamiento

	Costo subsistema	Costos almacenamiento	Eficiencia	Vida útil	Variación
Unidad	**[USD/kW]**	**[USD/kWh]**	**%**	**Años**	**%**
Batería sulfuro de sodio	350	350	75-90	15	-7.5
Baterías de Ion Litio	950-1.590	2.770-3.800	78-85	15	-10
Baterías de flujo-redox: Zinc-Bromo	400	400	70-75	10	-10
Sistemas hidroeléctricos de bombeo	1.200	75	70-80	40	-5

Fuente: (Centro de energía FCFM, 2012)

Los porcentajes de variaciones se estimaron respecto al desarrollo que presenta la tecnología de almacenamiento según lo que menciona el documento "Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC" (pág. 63) y las proyecciones realizadas por la DOE (2010) para las baterías de Ion-Litio "Advanced Materials and Devices for Stationary Electrical Energy Storage Applications" (pág. 22). El estado de desarrollo para cada sistema de almacenamiento son los siguientes:

- **En desarrollo**: Ion-Litio, Zinc-Bromo
- **Comercial:** Sulfuro Sodio
- **Madura**: Sistemas hidroeléctricos de bombeo

Luego para analizar cuales sistemas (tecnología + almacenamiento) presentan los menores costos medios, se realizó una evaluación para los cuatro sistema de almacenamiento antes presentado considerando la tecnología eólica y solar fotovoltaica.
El costo de inversión se calculó de la siguiente forma:

$$\boldsymbol{Costo\ total\ del\ capital\ sistema} = \left(\frac{75}{fp} * cct\left[\frac{MMUSD}{MW}\right]\right) + \left(\left(\frac{75}{fp} - 1\right) * ccs\left[\frac{MMUSD}{MW}\right]\right) + \frac{(75 - fp)}{100} * 24\ [h] * c, alm\left[\frac{MMUSD}{MWh}\right]$$

Dónde:

Fp: factor de planta

cct : costo capital tecnología

ccs: costo capital subsistemas

c,alm: costo almacenamiento

Con estos costos de inversión y las variaciones respetivas para cada sistema de almacenamiento y tecnología (eólica -1,5% y solar fotovoltaica -3,6%) se estimó el costo de almacenamiento y de tecnología para el año 2020, y luego se proyectaron los flujos (O&M para cada caso) considerando la vida útil de cada sistema. Finalmente se obtiene el costo medio del desarrollo dividendo el VAN del sistema por el VAN de las horas, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 5-48.

Tabla 5-48. Costos medios de desarrollo por Sistema, tecnología y almacenamiento

Tecnología	Sistema	Tipo almacenamiento	Costo Medio Desarrollo [USD/kWh]
Eólica nuevo barato	SIC	Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	437,47
Eólica nuevo barato	SIC	Baterías de Ion Litio	711,29
Eólica nuevo barato	SIC	Baterías de flujo-redox	464,01
Eólica nuevo barato	SIC	Sistemas hidroeléctricos de bombeo	399,36
Eólica nuevo barato	SING	Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	412,57
Eólica nuevo barato	SING	Baterías de Ion Litio	715,18
Eólica nuevo barato	SING	Baterías de flujo-redox	443,39
Eólica nuevo barato	SING	Sistemas hidroeléctricos de bombeo	371,80
Solar FV nuevo barato	SING	Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	328,78
Solar FV nuevo barato	SING	Baterías de Ion Litio	637,41
Solar FV nuevo barato	SING	Baterías de flujo-redox	361,43
Solar FV nuevo barato	SING	Sistemas hidroeléctricos de bombeo	286,76
Solar FV nuevo barato	SIC	Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	328,52
Solar FV nuevo barato	SIC	Baterías de Ion Litio	639,17
Solar FV nuevo barato	SIC	Baterías de flujo-redox	361,53
Solar FV nuevo barato	SIC	Sistemas hidroeléctricos de bombeo	286,32

Fuente: Elaboración Propia

*En los costos medios de desarrollo están considerados los costos de transmisión para cada tecnología y sistema

6. Línea Base 2013

La proyección de emisiones del escenario línea base 2013 es construida siguiendo la metodología descrita en los capítulo 2.1 y 4, completada con los datos e información detallada en los capítulos5 y el anexo VIII. Sin embargo, es necesario definir el escenario base, que dará los parámetros generales para la construcción de la línea base. Además, se estos resultados se incorpora un anexo con otros resultados de interés.

6.1 Expansión Base

Tal como fue descrito en la metodología, la expansión base será aquella que entregue un menor valor esperado de los costos[44], siendo evaluada la expansión en distintos escenarios. Los escenarios son el conjunto de parámetros exógenos al modelo que restringen y dan los márgenes a éste. Algunos parámetros que pueden definir a estos escenarios son las condiciones climáticas, el PIB, los precios internacionales, etc.

6.1.1 Escenarios bases propuestos

Las expansiones propuestas quedan definidas a partir de escenarios bases definidos por parámetros ingresados de forma exógena. Los escenarios propuestos comparten muchos de estos parámetros, por ejemplo las proyecciones de los precios de combustible (ver factores de modulación de referencia en el anexo VIII) o las fechas en que están disponibles las tecnologías.

Las tasas de penetración y los potenciales (ver sección 5.3) también definen dichos escenarios, y se mantienen iguales para los escenarios propuestos. También hay parámetros como la entrada de grandes centrales hidroeléctricas en la región de Aysén, la ley ERNC, la fecha de la interconexión SIC-SING, y la energía nuclear, que fueron definidas ex-antes por el equipo consultor siguiendo las resoluciones del comité directivo del proyecto.

En concreto los escenarios quedaron definidos por dos parámetros, que a juicio del equipo consultor resultan los más relevantes: El nivel de demanda y la climatología.

[44] Es importante destacar que esta metodología no considera ningún tipo de aversión al riesgo, y de esta forma se puede elegir una expansión con una alta varianza de resultados posibles, pero con un valor esperado menor que el resto.

Por características propias del sistema eléctrico, la demanda actúa "tirando"[45] de la generación, por ende es el driver principal. Típicamente se considera que existe una importante correlación entre la demanda eléctrica y el PIB, esto significa que la demanda sectorial sería sensible a los niveles de PIB.

Para la confección de los escenarios base se consideran los casos de demanda de media y alta, que debieran correlacionar con las proyecciones de PIB de referencia y alta. La Tabla 6-1muestra la diferencia entre ambos escenarios para ciertos años, la cual llegan a ser de 10,8% en el SIC el año 2022. Por su parte en el SING la mayor diferencia se da el año 2020 con una diferencia de 14%.

Tabla 6-1: Demanda Escenarios Medios y Altos (GWh)

	SIC		SING	
	Medio (M)	Alto (A)	Medio (M)	Alto (A)
2013	47.795,56	48.059,22	16.252,18	16.258,25
2020	67.719,42	74.664,89	26.316,28	30.206,06
2030	97.813,08	105.789,64	36.057,53	36.489,86
2040	119.383,75	130.316,36	40.767,12	43.821,34
2050	134.814,49	146.225,99	44.208,88	50.308,54

Fuente: Datos Entregados por MAPS-Chile

El otro parámetro diferenciador de los escenarios es la climatología asociada a la hidrología. El equipo consultor trabaja esta hidrología desde los factores climáticos con mayor impacto (Ellena, 2013) en esta producción: temperatura y precipitaciones.Se generaron 5 series de climatología, eligiendo los mismos años que fueron usados en la Fase I del proyecto MAPS (Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile, 2013).

Tabla 6-2: Climatología Serie de Años

Climatología	Seca (S)	Media-Seca (MS)	Media (M)	Media-Húmeda (MH)	Húmeda (H)
Años	1984-2006;1961	1990-2006;1961-1967	1977-2000	2005-2006;1961-1982	1972-1995

Fuente: (Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile, 2013)

[45] Tirando en oposición a empujando, viene del inglés "pushing" en lugar de "pulling" de un proceso productivo.

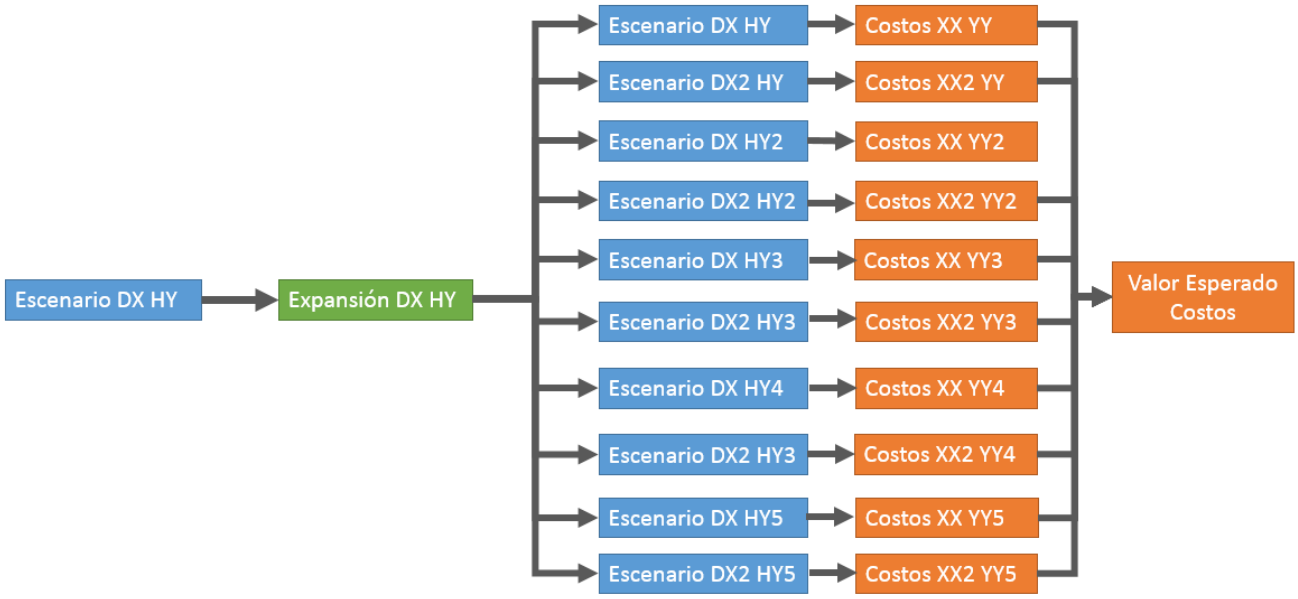
El resultado de todas las combinaciones posibles de estos parámetros son los 10 escenarios propuestos[46].

6.1.2 Metodología de selección

Una vez definidos los 10 escenarios se realiza la expansión de la capacidad por medio de la optimización hasta el año 2050. El software LEAP permite rescatar la forma en que se dio la expansión en cada año, además de los costos actualizados reales para todos los años desde el 2013 hasta el 2050.

De esta forma se tienen las 10 expansiones óptimas, en costo, para cada uno de los escenarios. El paso siguiente es probar la expansión de cada una de estas variables de forma de obtener los costos para cada expansión en cada escenario. Luego según la probabilidad de cada escenario se estima el valor esperado de los costos para cada expansión. Lo anterior se puede observar de forma esquematizada en la Figura 6-1.

Figura 6-1: Metodología de Evaluación de Escenario



Fuente: Elaboración Propia

[46]A nivel de nomenclatura nos referiremos con una D para la demanda y H para la hidrología, por ejemplo, la expansión para el escenario de demanda alta e hidrología Media-Seca, será referido como “expansión DA HMS”.

Para efectos de este proyecto se consideran que todos los escenarios son equiprobables, y luego el valor esperado no es más que el promedio de los costos de la expansión evaluada en cada escenario.

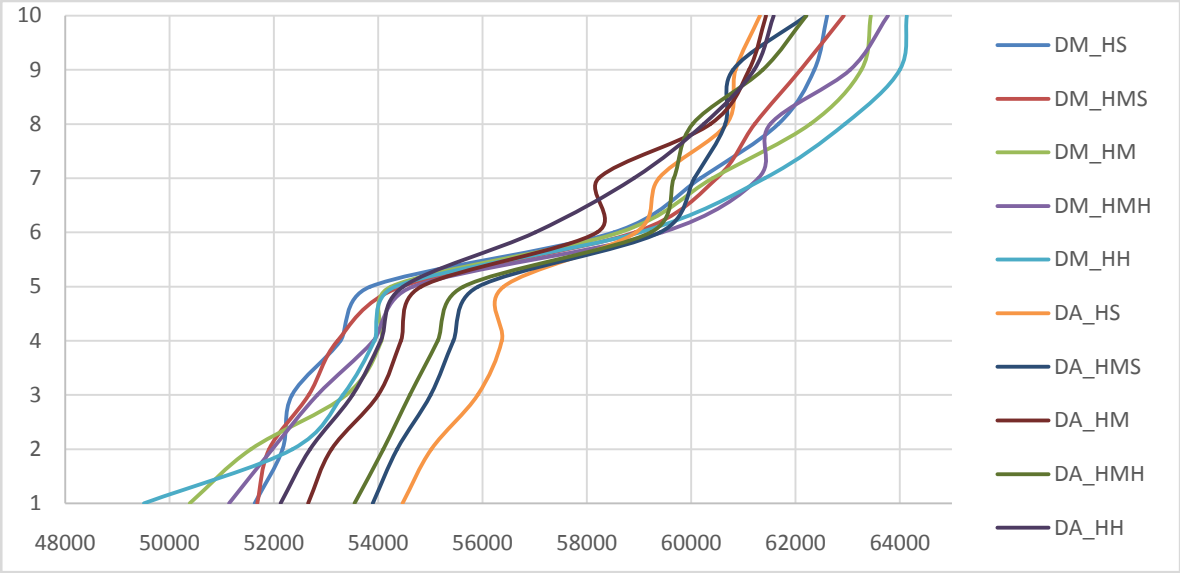
La selección final del plan de expansión para el escenario de línea base, y del consecuente escenario base, se hará según el criterio de mínimo costo. Es decir, se elegirá aquella expansión cuyo valor esperado de costo sea el menor, incluyendo los costos de falla.

6.1.3 Selección de escenario base

Los resultados de la aplicación de la metodología descrita en la sección 6.1.2 se pueden observar en la Tabla 6-3. En ella se pueden observar los costos actualizados en millones de dólares del año 2012, teniéndose que el menor valor esperado de los costos es levemente mayor a los 56,6 mil millones de USD, en el caso de la expansión optimizada con demanda alta e hidrologíahúmeda.

Se puede apreciar que las 10 expansiones tienen un costo esperado entre los 56,6a los 57,9 mil millones. En otras palabras, la peor de las expansiones es sólo un 2% más costosa que la mejor expansión. Además tiene una variabilidad bastante más alta tal como se puede apreciar en la Figura 6-2, donde se aprecia que las expansiones asociadas a una demanda media, suelen tener un costos con una dispersión bastante mayor, mientras que las expansiones realizadas con demanda alta tienen un comportamiento bastante más lineal. Esto se refleja también en la columna de la tabla con los costos esperados, donde se presenta la desviación estándar de los datos.

Figura 6-2: Costos [MMUSD 2012] de las expansiones frente a distintos escenarios



Fuente: Elaboración Propia

La metodología usada para encontrar el plan óptimo de expansión de la generación se basa en el cálculo del valor esperado, tal como se presentó en las secciones anteriores. Sin embargo, resulta interesante analizar que sucede si este criterio se altera.

A modo de ejemplo, se analizó el plan óptimo de expansión que ocurriría para la línea base si se utilizara el criterio del mínimo máximo arrepentimiento. Este criterio se basa en simular los mismos 10 escenarios de la metodología propuesta, pero esta vez seleccionando el mayor costo (peor caso) para cada escenario. Luego, se escoge el escenario que produce el menor de dichos peores casos. En otras palabras, el mínimo máximo arrepentimiento asegura estar protegido contra el peor caso y elige la expansión que produce el menor costo de equivocarse. En este caso, la metodología del mínimo máximo arrepentimiento conduce al plan de expansión óptimo asociado al escenario DAHS. Esto es esperable, puesto que el escenario DAHS representa el peor caso al que se enfrentaría el sistema.

Cabe destacar que si se compara la expansión obtenida con el criterio de la maximización del valor esperado y la obtenida con el criterio del mínimo máximo arrepentimiento, ambas son bastante similares. Más aún, al aplicar la simulación por Montecarlo a ambos planes de expansión, los resultados son relativamente similares (aunque obviamente no iguales). Esto es una señal de la robustez del modelo y de los resultados que se han obtenido.

Tabla 6-3: Resultados de la Metodología de Selección de Escenarios

Costos Totales		Escenario										OPEX	CAPEX	VE	
	Demanda	DM	DM	DM	DM	DM	DA	DA	DA	DA	DA	E(VAN)	VAN	Costos	Desv Est
[MMUSD]	Hidrología	HS	HMS	HM	HMH	HH	HS	HMS	HM	HMH	HH	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
Expansión	DM_HS	$32.411	$34.090	$32.590	$33.519	$31.875	$42.601	$42.846	$40.419	$41.918	$38.764	$37.103	$19.757	$56.861	$4.616
	DM_HMS	$34.885	$32.130	$33.122	$33.670	$32.360	$43.377	$42.546	$40.943	$41.667	$39.378	$37.408	$19.549	$56.957	$4.578
	DM_HM	$34.807	$34.622	$30.946	$33.946	$32.117	$43.822	$44.000	$40.972	$42.846	$39.192	$37.727	$19.441	$57.168	$5.003
	DM_HMH	$35.229	$34.469	$33.397	$31.707	$32.535	$44.337	$43.609	$41.848	$42.082	$40.006	$37.922	$19.436	$57.358	$4.920
	DM_HH	$35.263	$34.869	$33.296	$34.265	$30.448	$45.074	$44.938	$42.349	$43.889	$39.958	$38.435	$19.059	$57.494	$5.417
	DA_HS	$34.211	$34.178	$32.824	$33.718	$32.274	$38.490	$39.124	$37.190	$38.659	$36.750	$35.742	$22.192	$57.933	$2.583
	DA_HMS	$33.656	$33.182	$32.106	$32.750	$31.637	$39.949	$38.395	$37.800	$38.546	$37.143	$35.516	$22.258	$57.774	$3.131
	DA_HM	$33.166	$32.779	$31.448	$32.348	$31.005	$39.780	$39.452	$36.573	$38.718	$36.541	$35.181	$21.654	$56.835	$3.414
	DA_HMH	$33.743	$33.254	$32.211	$32.720	$31.659	$40.323	$39.484	$38.145	$37.780	$37.337	$35.666	$21.88	$57.551	$3.264
	DA_HH	**$33.359**	**$32.927**	**$31.571**	**$32.390**	**$31.008**	**$40.461**	**$40.085**	**$37.780**	**$39.120**	**$35.889**	**$35.459**	**$21.122**	**$56.581**	**$3.660**

Fuente: Elaboración Propia

6.2 Caracterización del escenario Base

El escenario base será caracterizado por su capacidad de expansión, los costos asociados, la generación, forma de despacho y emisiones.

6.2.1 Capacidad instalada

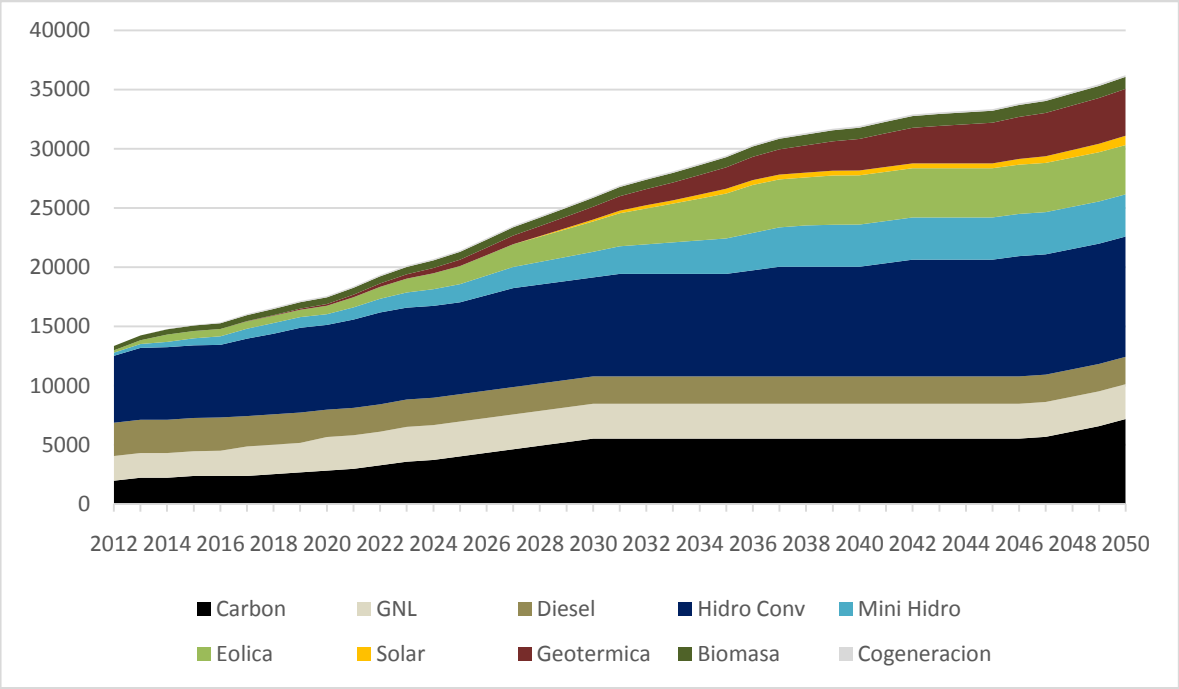
Los primeros años la capacidad instalada para la línea base será una combinación entre la capacidad que se instala exógenamente,como que se detalló en la sección 4.1.3.2. El resto de la expansión óptima se realiza considerando los datos propios de las tecnologías (ver sección 5.3) y los precios de combustibles (ver anexo VIII).

Respecto a la salida de centrales que se puede observar en la Figura 6-4 y Figura 6-7, estas se explican por los cambios de combustibles de centrales existentes. Se consideran que las centrales que fueron construidas para operar con GNL, pero que hoy por falta de suministro operan con diésel, eventualmente volverán a operar con GNL, asociando un costo de capital de este cambio equivalente a un terminal con la capacidad suficiente para suministrar el gas necesario. La fecha en que esto ocurre se especificaen la Tabla 4-6 y Tabla 4-8.

La Figura 6-3 muestra la expansión agrupada por tecnología del parque generador del SIC hasta el año 2050. Se observa que en términos de MW la capacidad aumenta más del doble, aunque una buena parte de esta nueva capacidad es de origen intermitente (eólica, solar e hidro). Se observa que desde finales de la década empieza una instalación constante de capacidad eólica, pues su costo es competitivo frente a las otras tecnologías, mientras que su potencial es bastante alto en este sistema.

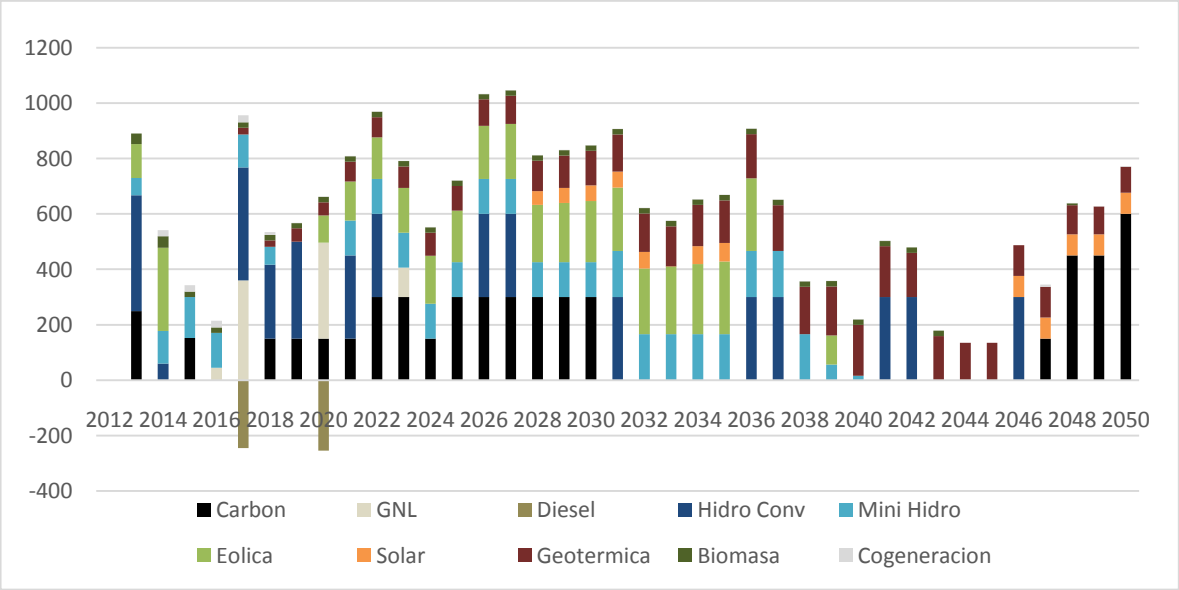
En la Figura 6-4 se puede observar como adicionalmente a partir del año 2028 comienza la instalación de centrales solares fotovoltaicas, pero con una tasa de penetración muy baja en acorde con el potencial menor que hay en la zona. Aun así se superan los 780 MW instalados al año 2050.

Figura 6-3: Capacidad Instalada del SIC [MW]



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-4: Capacidad Adicional Instalada en el SIC [MW]



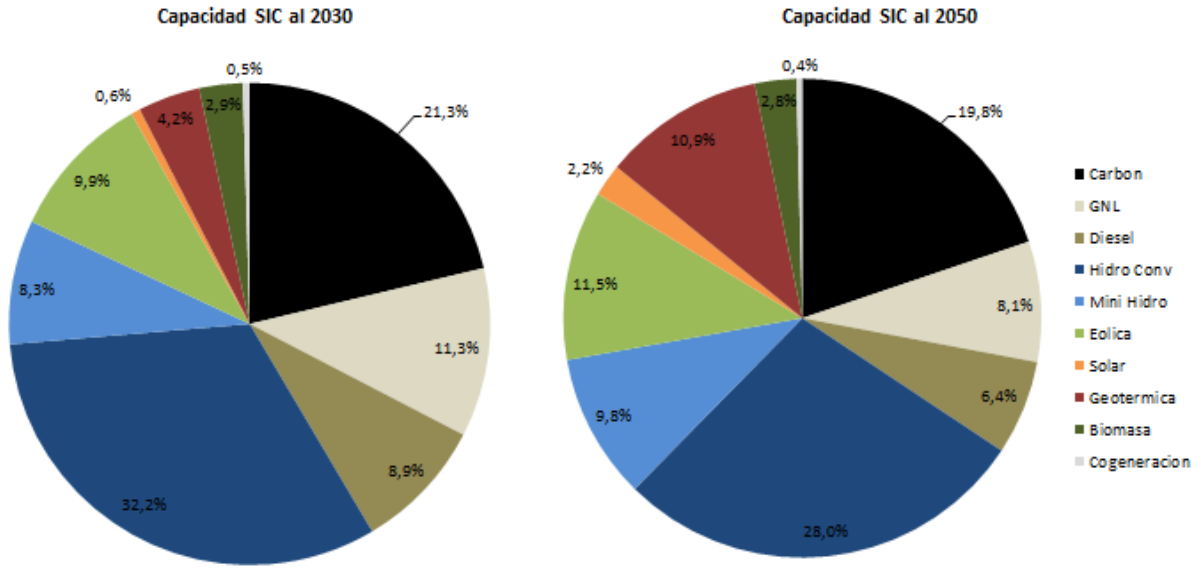
Fuente: Elaboración Propia

Los supuestos para la expansión de la hidro convencional se explicaron en la sección 5.3, y se considera un potencial máximo por cada 5 años, evitando así que se instale todo el potencial de forma repentina, distorsionando los resultados. En general para los 10 escenarios en que se optimizo, se instala el máximo de la hidro convencional barata a medida de que haya disponibilidad, mientras que la de costo medio puede demorar un par de años su ingreso según la hidrología. El caso de la hidro costosa esta no es instalado por motivos de su alto costo de inversión.

Respecto a la expansión con carbón en el SIC, tenemos la instalación de unidades subcríticas de 150 MW baratas hasta el año 2024, con un total de 900 MW.También se instalan durante el año 2023 y 2024 dos centrales de carbón CCGI de 150 MW. Desde el año 2024 hasta el 2030 se instala 1.950 MW de centrales USC. Luego, se instalan 150 MW en el año 2047, 450 MW en los años 2048 y 2049, y 600 MW al 2050.

En la Figura 6-5 se puede observar que para el 2030 el 32% de la capacidad instalada corresponderá a hidrología convencional, mientras que la ERNC con mayor participación en el sistema será la energía eólica con un 9,9%, seguida de las centrales mini hidro. Para el año 2050 se tiene que el 28% corresponde a centrales hidroeléctricas convencionales, lo cual es menor a lo que había el año 2030, en términos porcentuales. Por otra parte, en las ERNC hay una mayor participación de las centrales solares, eólicas, mini hidro y geotérmicas.

Figura 6-5: Proporción de capacidadinstalada en el SIC al año 2030 y al 2050



Fuente: Elaboración Propia

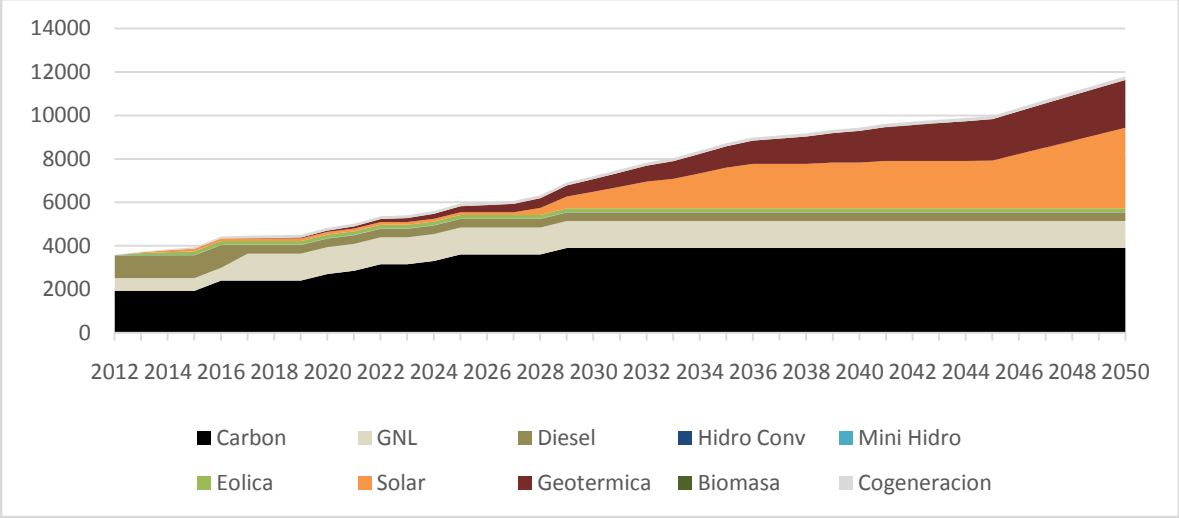
En el SING la expansión base se realiza en base a cuatro tipo de combustibles: carbón, solar, geotérmica y eólica, esto es observable en la Figura 6-6. Se observa que la capacidad instalada alcanza los 11.750 MW en el año 2050, de los cuales el 33,2% corresponden a carbón.

De la Figura 6-7 se puede observar también como al igual en el SIC la energía solar FV, no resulta competitiva hasta el año 2028, donde comienza una expansión agresiva, aprovechando el alto potencial del recurso en el norte del país. Cabe destacar que toda la potencia instalada se asocia a la tecnología FV de menor costo de capital, alcanzando los 759 MW el año 2030 y los 3.702MW el año 2050.

Por su parte, la geotermia se instala de forma regular desde el año 2017, en sus modalidadeseconómicas y medias. Esto implica un total de 2.200MW instalados al año 2050, mientras que en el año 2030 se tienen 583MW operando en el sistema, principalmente correspondiente a centrales económicas.

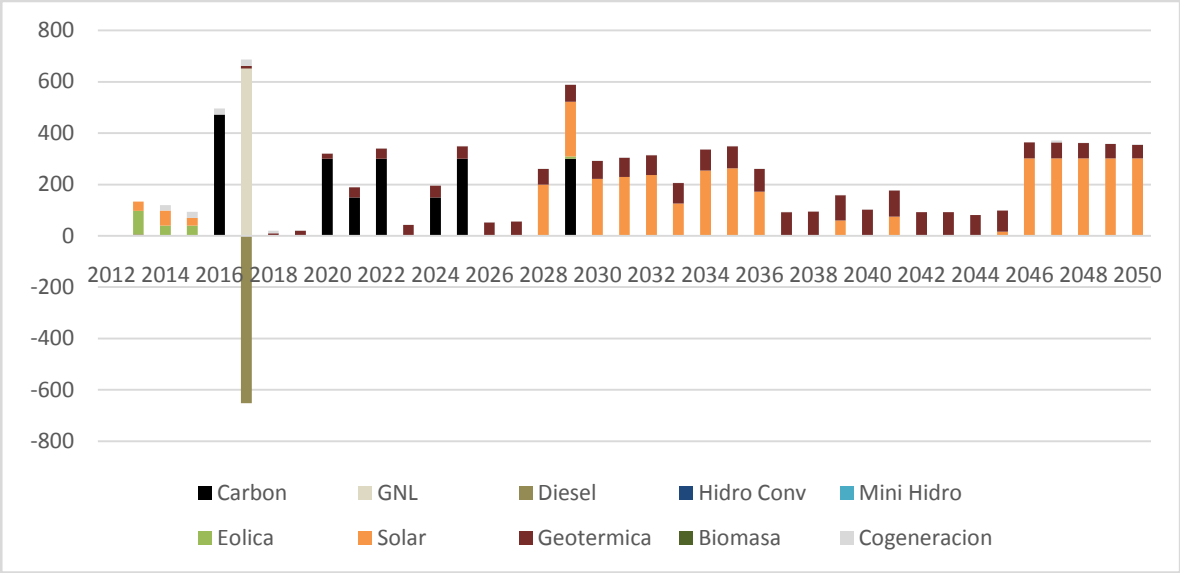
La tecnología eólica de menor potencial en SING, es instalada mientras la tecnología solar no era competitiva, o cuando se agotan las opciones económicas de la misma tecnología. Aunque tiene un aporte menor en comparación con las otras tecnologías renovables, al año 2030 se estima que habrán instalados 180 MW, los cuales se mantienen hasta el año 2050.

Figura 6-6: Capacidad Instalada SING [MW]



Fuente: Elaboración propia

Figura 6-7: Capacidad Adicional Instalada SING [MW]



Fuente: Elaboración Propia

Con respecto al detalla de que tecnología de carbón en el SING se utiliza para la expansión, esta se realiza en la primera parte de la década 2020 con unidades de gasificación integrada (450MW), mientras que a partir del año 2024 la expansión se realiza con tecnología Ultra Súper Crítica, alcanzando750 MW el año 2029.

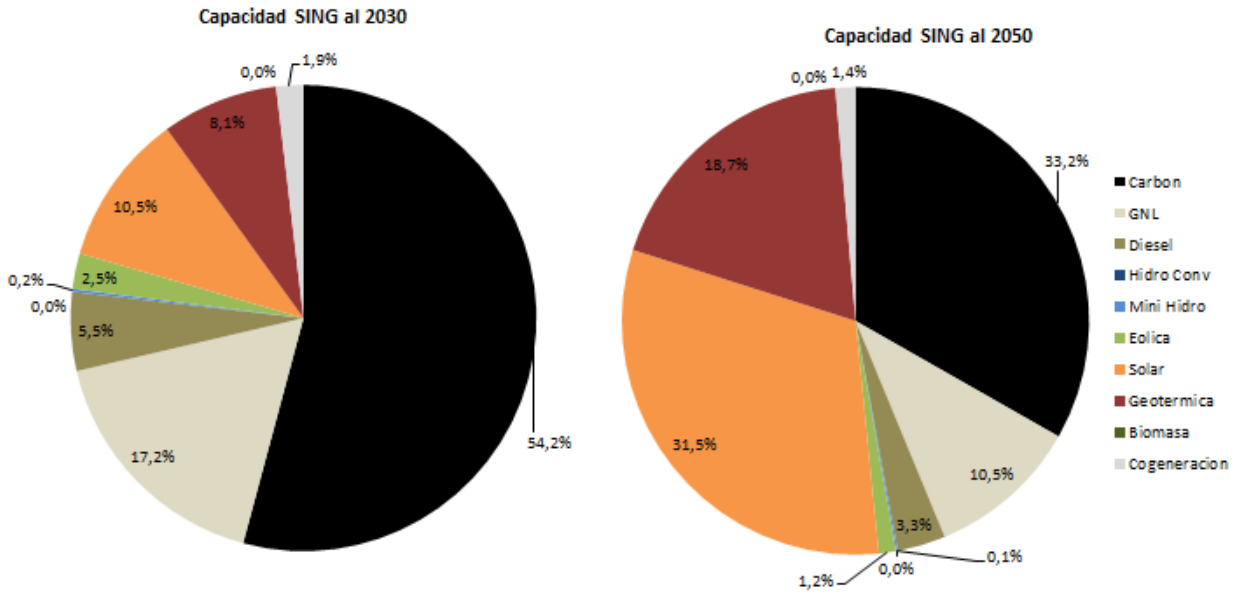
Al igual que en el caso del SIC, se considera que los cambios de combustibles[47] traen asociado un costo de capital que representa el equivalente de realizar la instalación de un terminal de regasificación con capacidad suficiente para proveer el gas necesario para la operación de la unidad generadora.

En la

Figura 6-8 se observa la composición de la matriz según las distintas tecnologías. Como era de esperarse el parque generador esta menos diversificado, siendo en ambos años fuertemente dependiente de la generación asociada al carbón. La participación del GNL pasa a un tercer plano en el año 2050, siendo superada por la geotermia (18,7%) y la solar (31,5%).

[47] Es importante volver a destacar que ni estos cambios, ni las fechas, son resultado de la optimización, sino que son ingresados al modelo fe forma exógena.

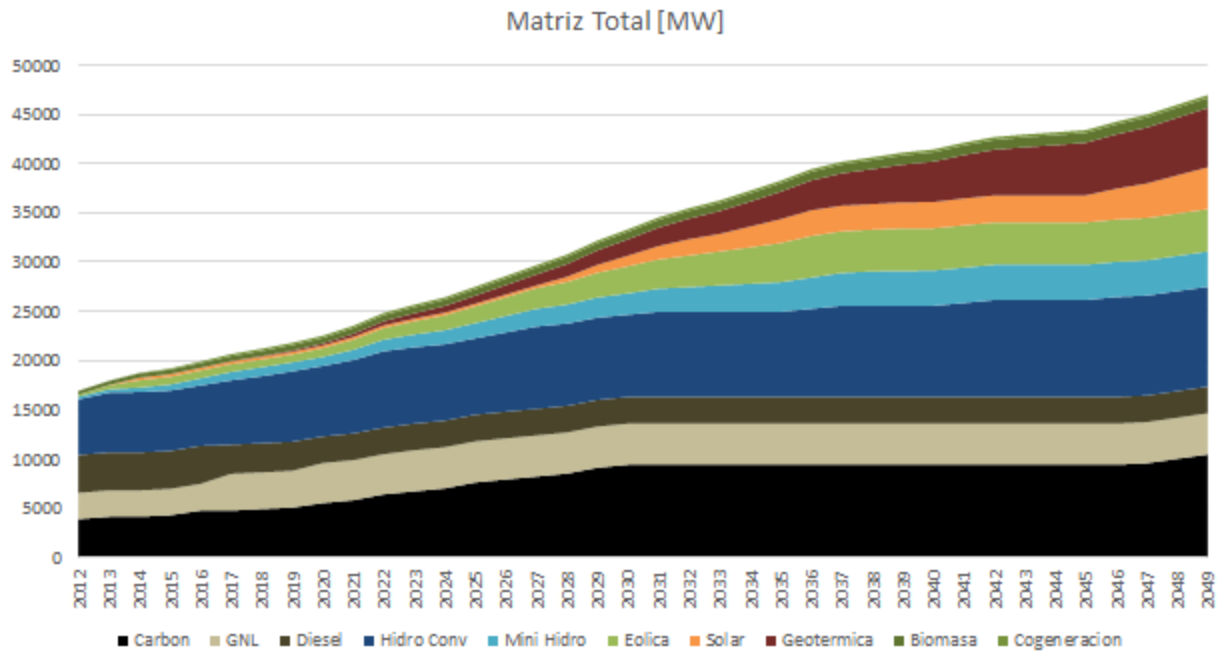
Figura 6-8: Proporción Capacidad Instalada SING año 2030 y 2050



Fuente: Elaboración Propia

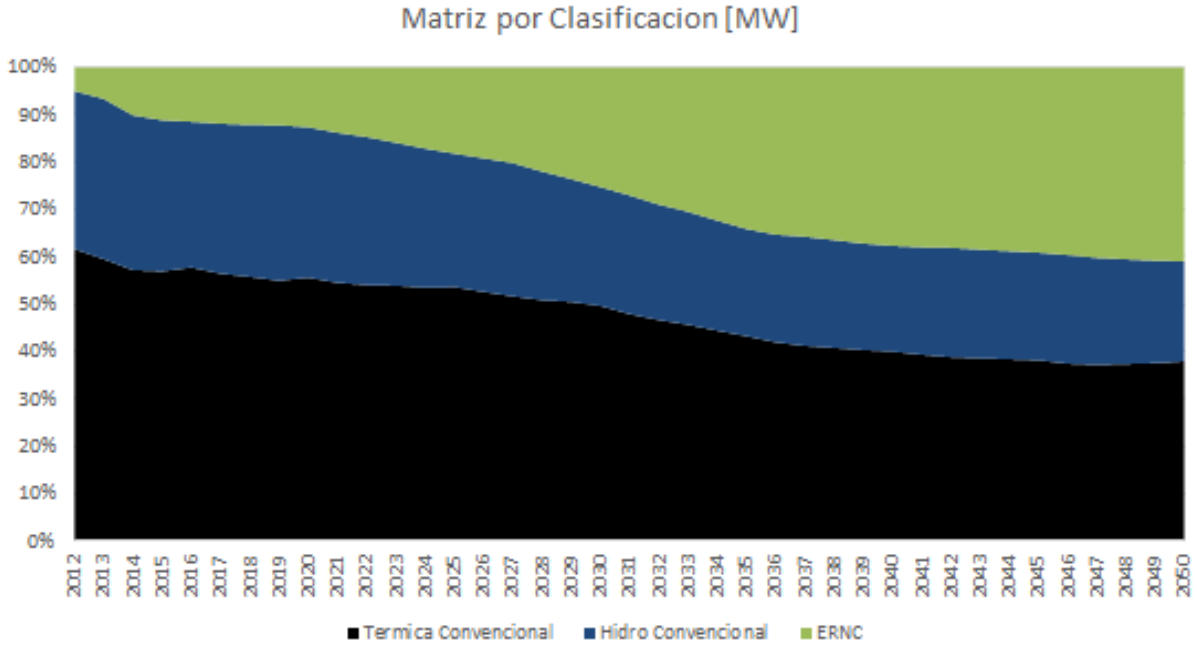
Observar la matriz conjunta del SIC-SING es interesante, considerando la interconexión que se da a partir del año 2019. De la Figura 6-9 se puede observar como el peso del diésel en el parque generador disminuye, mientras que las unidades generadoras renovables no convencionales aumentan significativamente su peso. Lo anterior es aún más evidente al observar la Figura 6-10, donde se ve que al final del período el parque generador está compuesto en 41,6% por ERNC.

Figura 6-9: Matriz conjunta del SIC-SING



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-10: Matriz SIC-SINGsegún porcentajes por clasificación

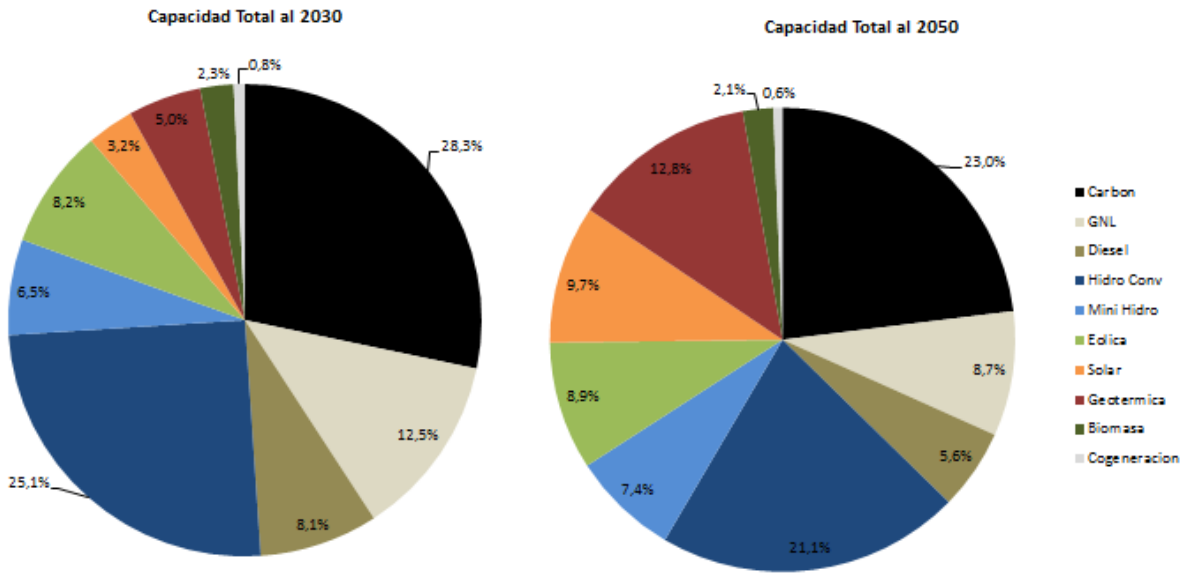


Fuente: Elaboración Propia

Mientras al año 2030, las agrupaciones de tecnologías de mayor peso eran en orden: Carbón, Hidro Convencional y GNL, al año 2050 tenemos que el orden es Carbón, Hidro Convencional, Geotérmica, Solar, Eólica y recién entonces aparece el GNL.

La matriz está bastante diversificada, y si bien el carbón bordea el 29% para el año 2030, se tiene el respaldo de que 7 tecnologías superan el 5% de la capacidad instalada total en los dos sistemas principales del país.

Figura 6-11: Proporción de la capacidad instalada al 2030 y 2050

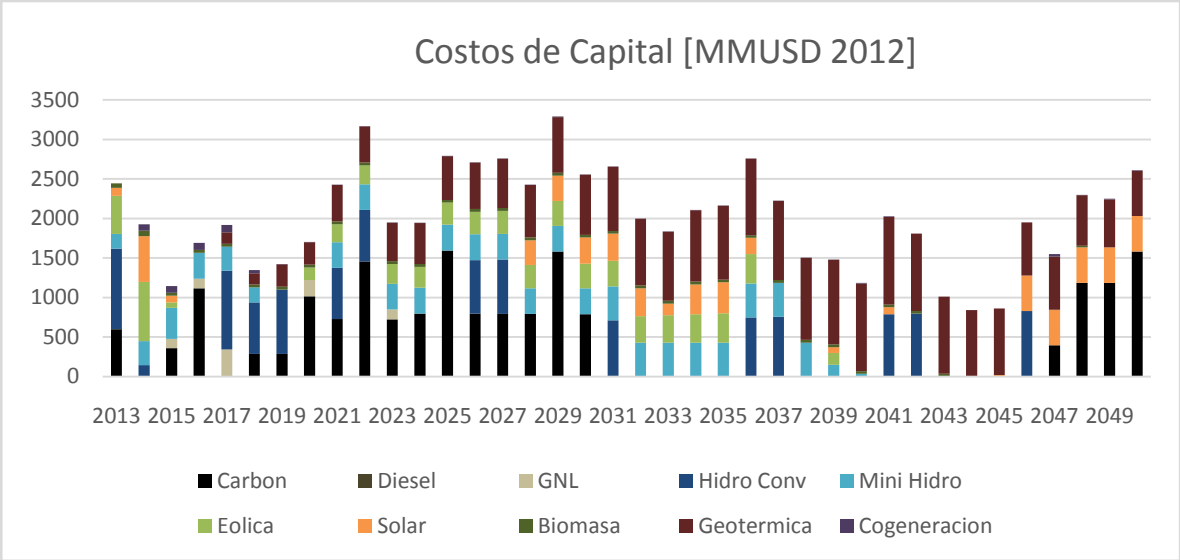


Fuente: Elaboración Propia

6.2.2 Costos

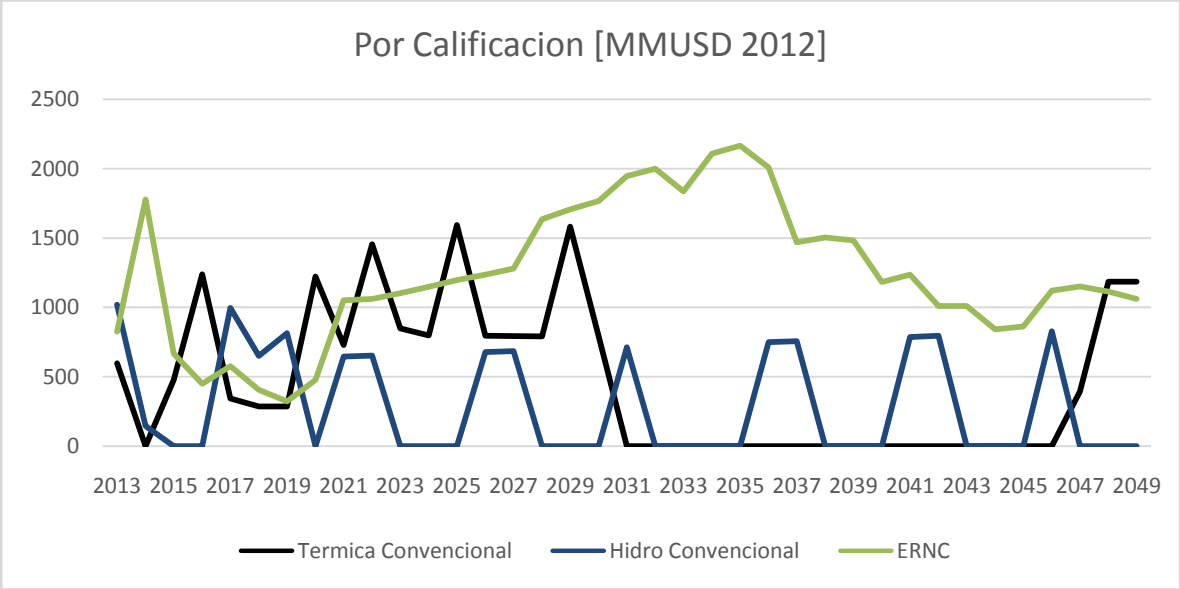
Los costos de capital nacen de la instalación de unidades generadoras, además de los costos de transmisión y reforzamiento del troncal asociado a ellos. La distribución de estos costos en cada tecnología se pueden observar en la Figura 6-12. Tal como era de esperarse existe una amplia inversión en las tecnologías asociadas al carbón, principalmente de la tecnología USC. Asimismo hay una fuerte inversión en tecnologías no convencionales que explican el 61% de los costos de capital hasta el año 2050, y el 47% de los costos de capital incurridos hasta el año 2030.

Figura 6-12: Costo de Capital en MMUSD 2012 por Tecnología



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-13: Costo de Capital en MMUSD 2012 según calificación

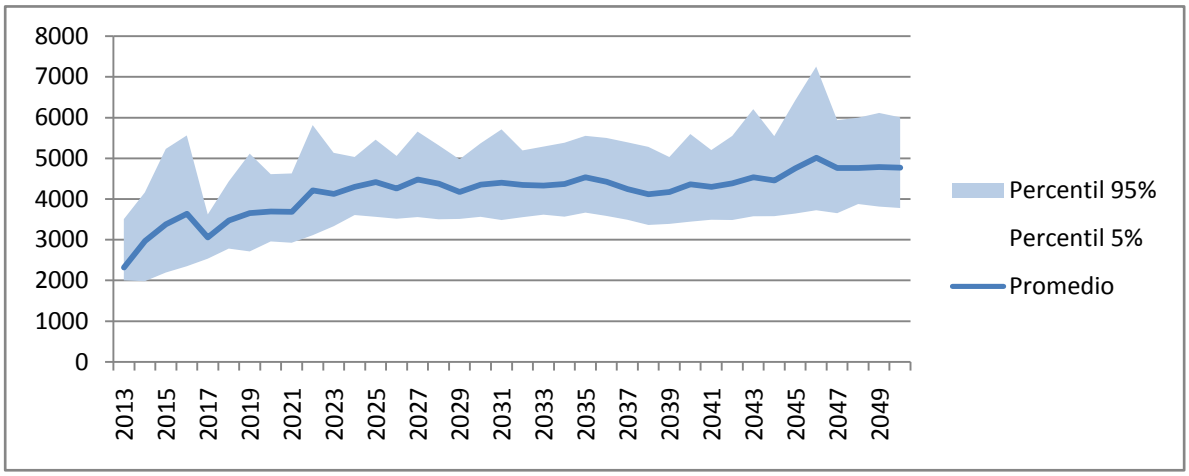


Fuente: Elaboración Propia

Respecto al costo de operación este valor depende devariables con incertidumbre y luego se tiene un valor incierto. Los costos operacionales se presentan en la Figura 6-14, donde se presentan el valor promedio y en conjunto con los percentiles 5 y 95 para cada año.

El resultado se obtuvo tras un análisis de Montecarlo con 100 ensayos. Se aprecia que en general existe una tendencia al alza, llegando hasta un valor entre los 3.800 y 6.000 MUSD2012 al año 2050. La caída que existe el año 2017 estáexplicada pues ese el año en que se liberaba la restricción del GNL, permitiendo desplazar la producción más costosa del Diésel con la de GNL.

Figura 6-14: Costos Operacionales [MMUSD 2012][48]



Fuente: Elaboración Propia

El costo marginal es de especial importancia producto a su asociación con los precios de la electricidad. En la modelación se calculó el promedio anual del costo marginal para los dos sistemas principales. Este calculó fue realizada para cada una de los ensayos de Montecarlo, y representa el costo marginal esperado. Asimismo, se consideraron los percentiles del 5% y 95%, de manera que se tenga una distribución de los costos marginales para todo el periodo.

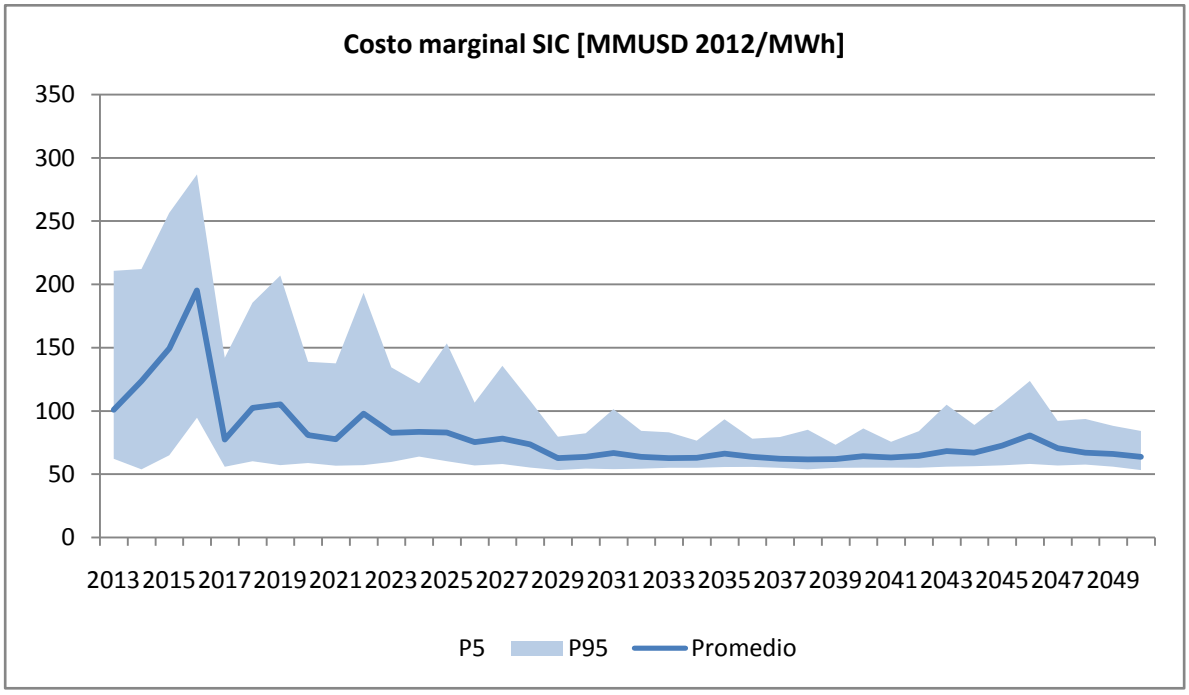
En la Figura 6-15 se puede observar los costos marginales del SIC entre los años 2013 y 2050. En el año de inicio se tiene que los costos marginales corresponden a 100,87 [USD2012/MWh]. Por otra parte, para el año 2017 se tiene que no hay variabilidad en los costos, debido a que en ese año se libera el GNL en el país, esto implica que existe la capacidad conjunta del carbón y GNL es suficiente para cubrir la demanda en cualquiera de los ensayos de Montecarlo.A partir de

[48] Este gráfico posee muestra la línea promedio de una determinada variable (en este caso, los costos operacionales) y muestra un área que la que se encuentra este valor considerando los valores que están entre el percentil 5% y 95%. Se excluyen los otros valores, debido a que muchas veces son valores extremos. Estos gráficos se pudieron realizar gracias a las simulaciones Montecarlo, los cuales permiten tener una gran cantidad de muestreos aleatorios.

ese puntose tiene una subida en los costos marginales con un peak el año 2022, que luego cae debido a la penetración del carbón supercrítico en el sistema a partir del año 2024.

Para los años posteriores no existe una tendencia clara ni de alza ni de baja, sino más bien pequeñas oscilaciones entre los 60 y 70 USD2012, explicadas por la entrada de centrales hidro, además de la entrada de centrales que operan en la base, y desplazan la punta evitando el aumento de los costos marginales.

Figura 6-15: Costos marginales del SIC



Fuente: Elaboración Propia

Por otra parte, en la

Figura 6-16 se puede observar los costos marginales del SING. Para el año 2013 se tiene un costo marginal que corresponde a 187,49 [USD2012/MWh]. Además, en los primeros años y hasta el 2017 se tiene que no hay grandes variaciones en los costos marginales del sistema, esto puesto que la variabilidad hidrologica no afecta al sistema hasta este punto, mientras que las otras variables inciertas no alcanzan a producir una distorsión mayor en los precios marginales.

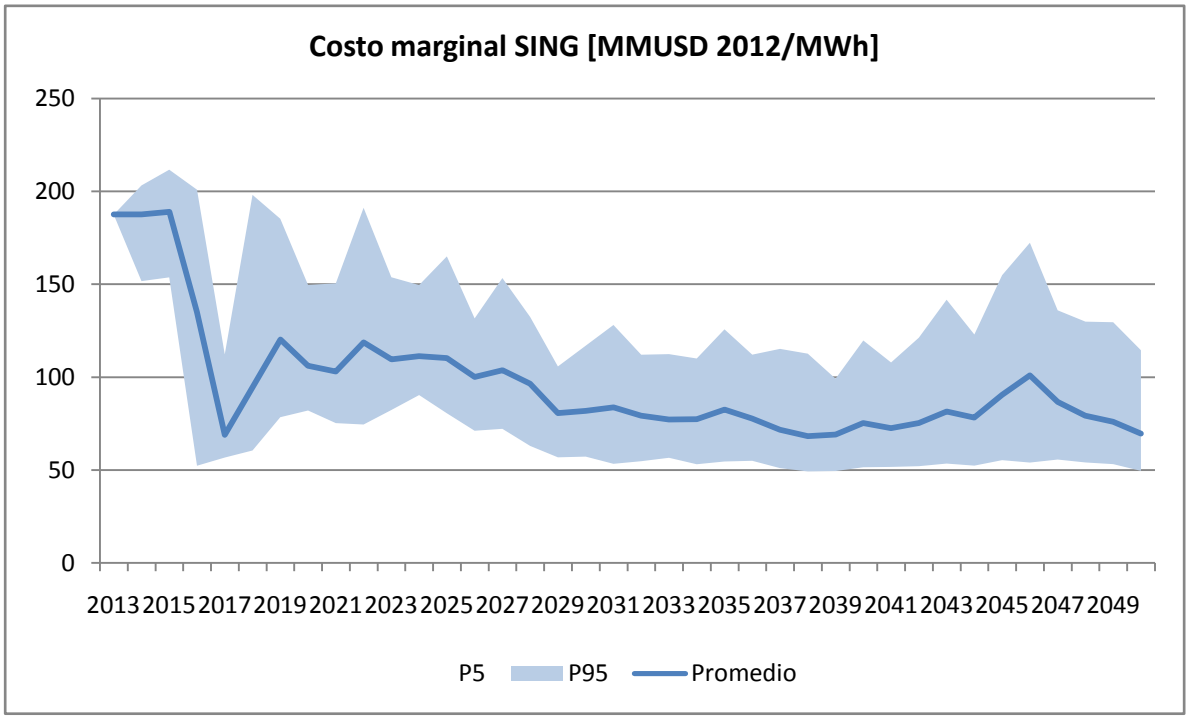
Recién hacia el 2018 se observa un sistema más exigido que en algunas ocasiones se ve obligado a producir con centrales menos eficientes (GNL no eficiente). Esta tónica se mantiene Una vez realizada la interconexión donde se suma además la incertidumbre asociada a la hidrología, aumentando la variabilidad de los resultados.

Por otra parte, existe un peak en el año 2022 y luego hay una caida en los costos. Esto se explica por encontrarse nuevamente exigido de tal forma que bajo ciertos ensayos, el sistema responde operando con centrales bastante más costosas. A partir del año 2024, se permite la entrada de carbón USC, el cual entra con fuerza según lo que se observó en la sección 6.2.1, esto acontribuye a la estabilización de los costos marginales.

Es destacable como tambiénse mantiene una variabilidad estable (aunque bastante mayor que la inicial) en el futuro, producto de la interconexión, la cual permite una inyección de energía al SIC en los momentos en que varia la hidrología del sistema.

La alta variabilidad del sistema se explica por la alta diferencia que existe entre los costos de generación de las centrales de GNL eficientes con las no eficientes, en determinados escenarios se puede dar que las centrasles eficientes no sean suficientes en todos los bloques, y luego las centrales menos eficientes (de mayor costo) entran a generar, aumentando los costos marginales. Esto implica que en las simulaciones de Montecarlo exista una alta variabilidad en los costos.Finalmente, el costo marginal al 2050 corresponde a 69,53 [USD2012/MWh], siendo este valor el mínimo durante todo el periodo.

Figura 6-16: Costos marginales del SING



Fuente: Elaboración Propia

6.2.3 Generación

En la

Figura 6-17 se observa la electricidad generada por tipo de fuente año a año en el SIC. El gráfico presentado corresponde al valor esperado para la generación obtenido tras el análisis de Montecarlo.

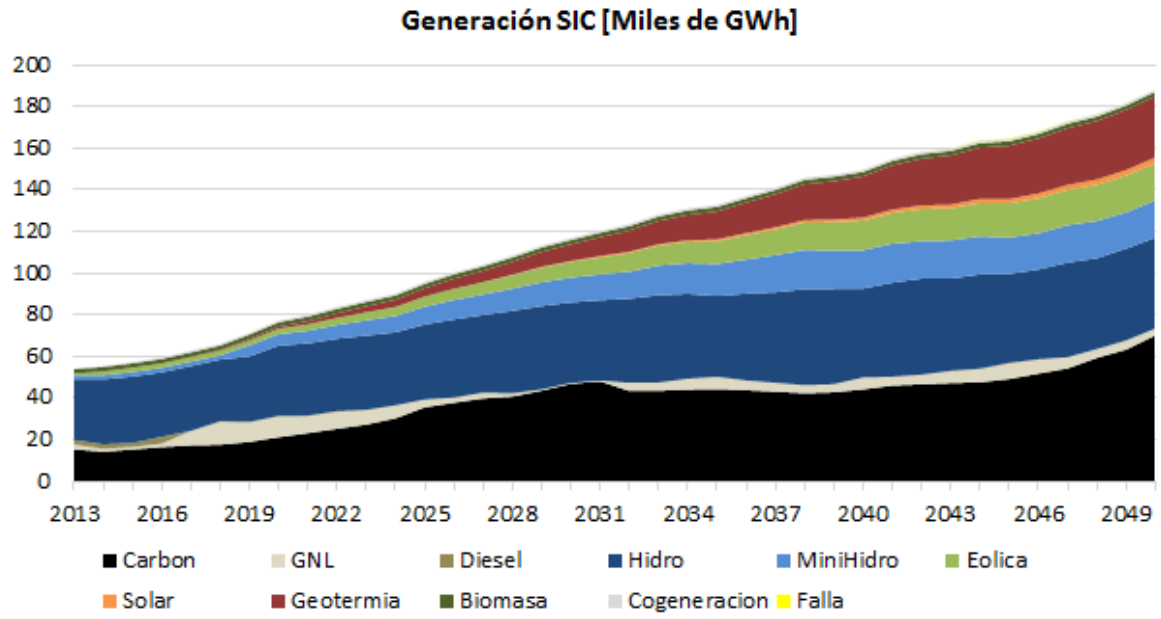
Se observan resultados dentro de lo esperado, una producción de GNL destinada a cubrir la punta, y que una vez que el costo de desarrollo de las tecnologías más baratas supera el costo variable de ella, esta tecnología se ve desplazadas.

La base de la generación se da por la combinación entre hidro convencional y carbón, suministrando más de 2/3 de la energía total generada en el SIC para el año 2030 y un 52% de la energía 20 años después (ver

Fuente: Elaboración Propia

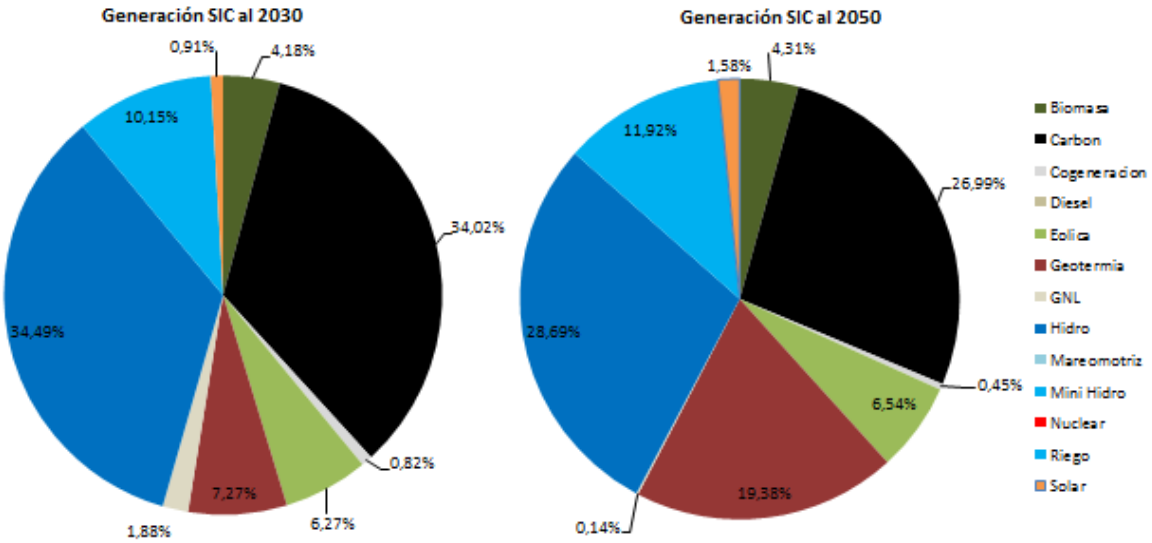
Figura 6-18).

Figura 6-17: Generación Bruta SIC



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-18: Proporción de la Generación en el SIC para el Año 2030 y 2050

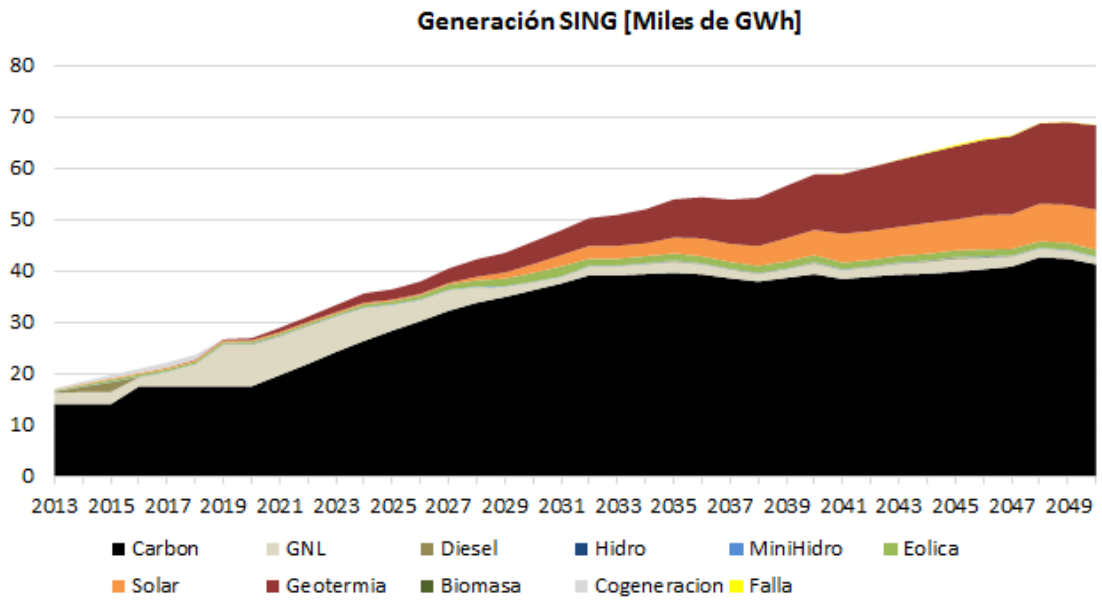


Fuente: Elaboración Propia

En el SING la falta de recurso hídrico se refleja en una base fuerte de centrales térmicas produciendo. A partir de mediados de la década del 2020 tenemos una importante cuota de energías renovables que permiten satisfacer la demanda eléctrica sin tener que aumentar la proporción de centrales térmicas convencionales.Existe también una expansión del gas a partir del año 2017, año en que se libera la restricción de GNL.

Nuevamente una vez que los costos medios de desarrollo de las tecnologías renovables sean menores a los costos variables del GNL, este se ve reemplazado por la instalación y operación de nuevas unidades generadoras más económicas.

Figura 6-19: Generación del SING

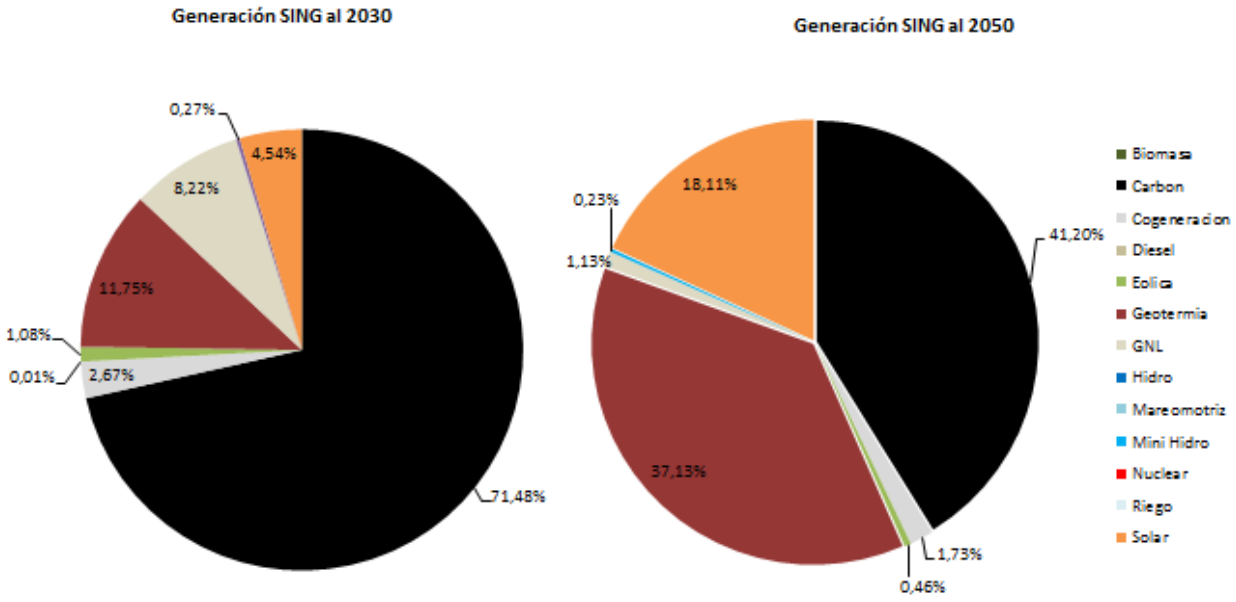


Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 6-20se puede apreciar que para el año 2030 existirá una alta generación por parte de las centrales a carbón (71,48%), seguida por la geotérmica (11,75%) y GNL (8,22%). Por otra parte, si bien hay una mayor capacidad instalada de plantas solares, solo se genera un 4,54% de la energía del SING. Para el año 2050, se tiene que disminuye la generación por parte del carbón (41,2%) y aumenta considerablemente la generación por parte de las centrales geotérmicas (37,13%) y solares (18,11%).

El GNL si bien no desaparece por completo, sólo se le asigna un rol para seguir la punta alcanzando una generación pequeña de 1,73% del total de la energía generada en el SING.

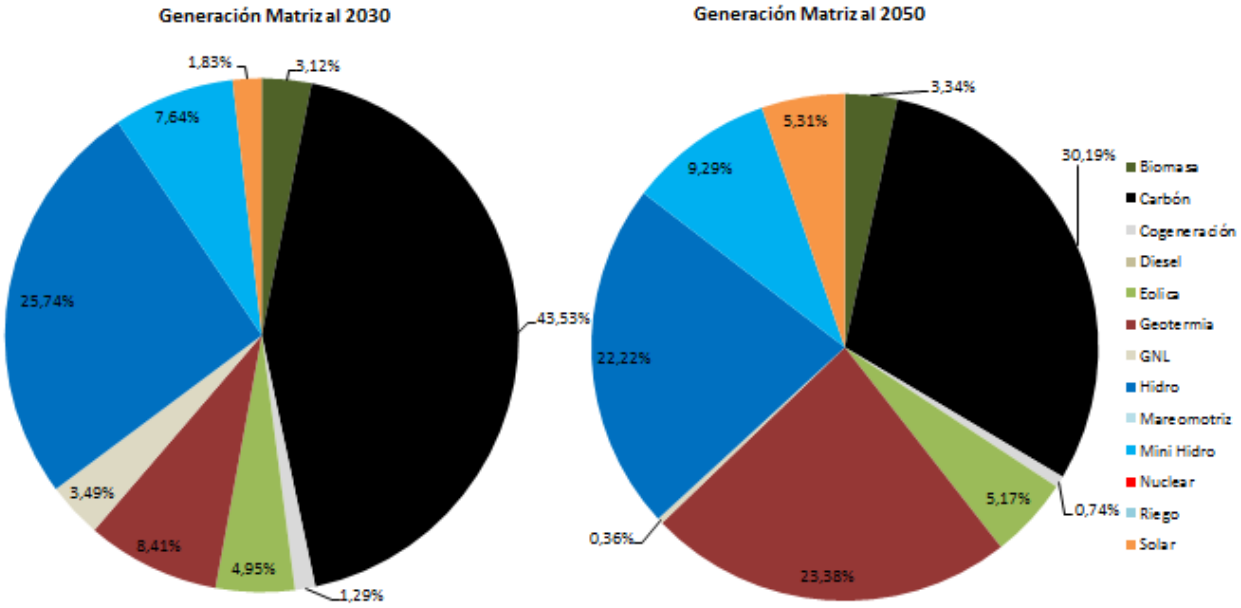
Figura 6-20: Proporción de la Generación en el SING para el Año 2030 y 2050



Fuente: Elaboración Propia

Respecto al conjunto del SIC y SING, se presentan los porcentajes de generación para los años 2030 y 2050 en la Figura 6-21. Se puede ver que al año 2030 se esta cumpliendo con la ley ERNC 20/25, que por cuestión de modelación (ver sección 4.4) se modela como si la ley fuera 20/30. La generación renovable supera el 25% y 46% para el año 2030 y 2050, respectivamente

Figura 6-21: Proporción de la Generación para el Conjunto SIC-SING 2030 y 2050



Fuente: Elaboración Propia

6.2.4 Emisiones

6.2.4.1 Emisiones SIC-SING

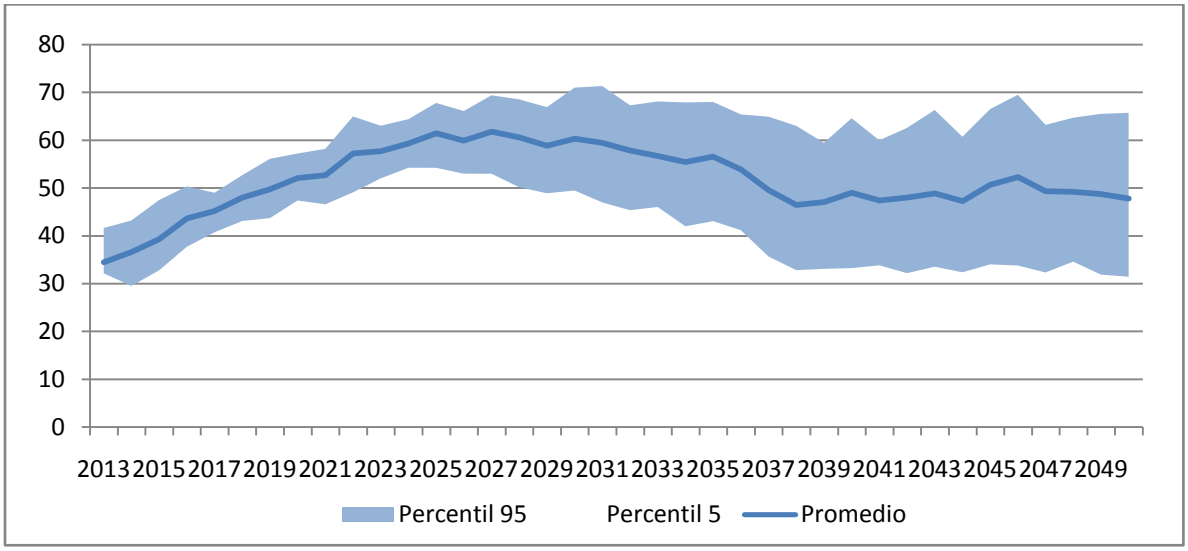
Como era de esperarse las grandes responsables de las emisiones son las generadoras en base a carbón. Sin embargo, la mayor parte de las centrales a carbón que ingresan al sistema corresponden a centrales eficientes (en la sección 4.1.3.3 se puede observar cuales son las centrales a carbón eficiente). Esto implica que existe una reducción en las emisiones de GEI si se compara con centrales a carbón poco eficientes.

Con el análisis de Montecarlo podemos obtener las emisiones bajo los distintos escenarios posibles, obteniendo los resultados observables en las

Figura 6-22,

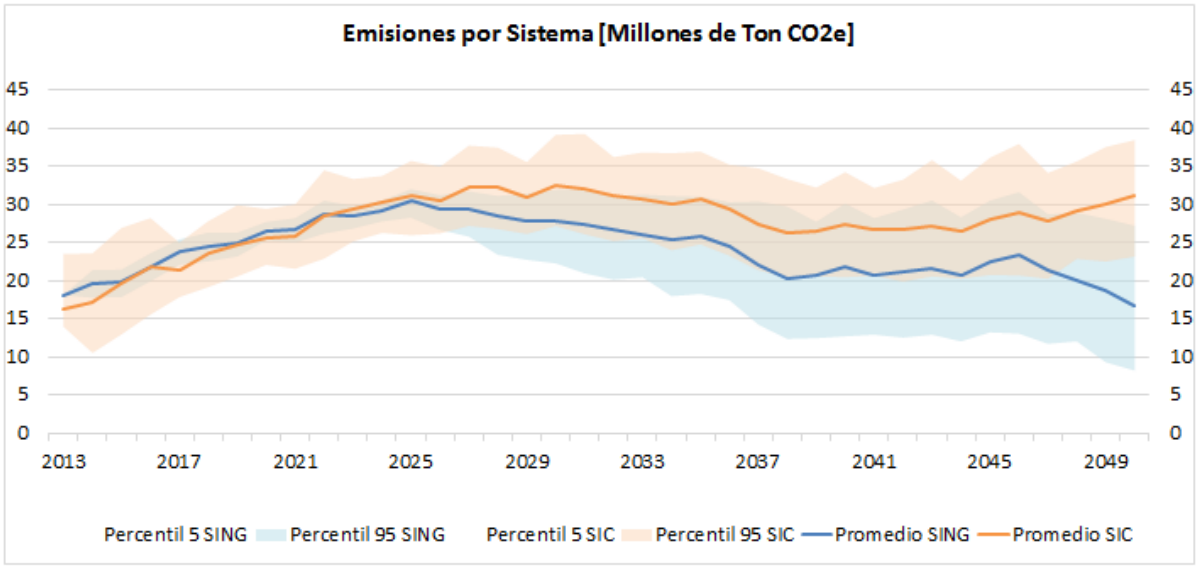
Figura 6-23 y Figura 6-24.

Figura 6-22: Emisiones Totales del Conjunto SIC y SING[49]



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-23: Emisionespor sistema

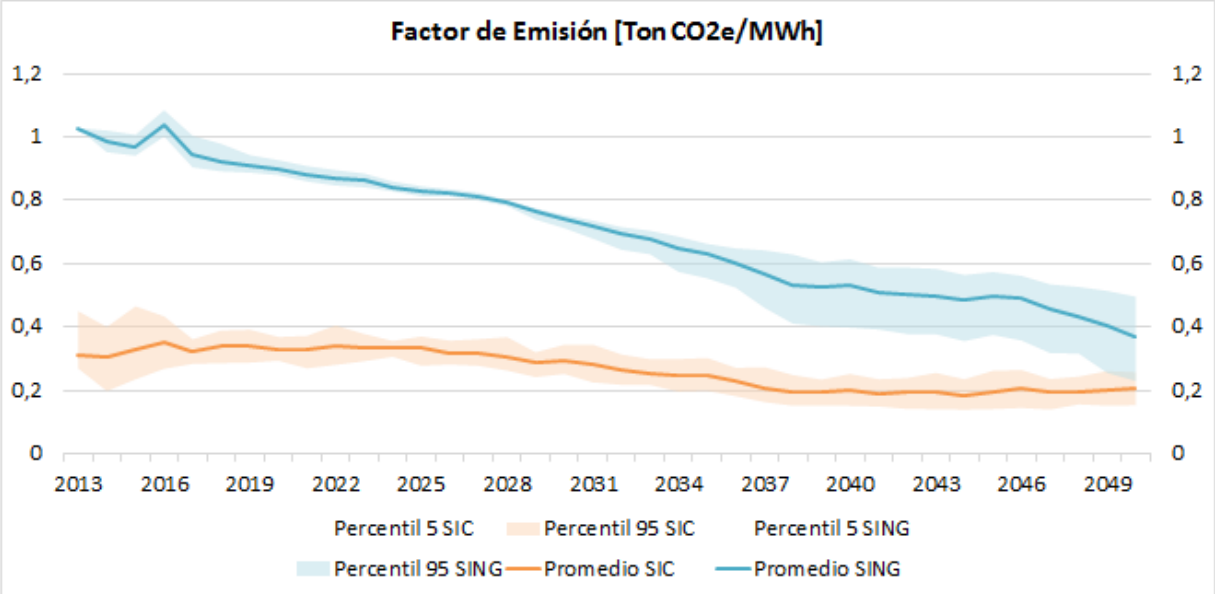


[49] En este gráfico lo que se observa es el promedio de las emisiones de la línea base y el rango que se encuentra acortado por el percentil 5% y 95%.

Fuente: Elaboración Propia

Se observa una tendencia al alza en la emisiones totales del SIC, esta se explica principalmente por el aumento de demanda por electricidad. Por otra parte el SING presenta mayor estabilidad en sus emisiones a partir del año 2030, estando en torno a los 30 millones de toneladas. La entrada de ERNC así como la interconexión permiten mantener un nivel estable de emisiones.
Resulta interesante observar el factor de emisión del ambos sistemas, se observa que el SIC se mantienen relativamente estable con un pequeño descenso hasta un factor de 0.21 Ton/MWh. Por su parte, el SING presenta un drámatico descenso a partir del año 2017, producto de la entrada de la pérdida de peso relativo de las centrales de carbón subcríticas que operan en la actualidad. En su reemplazo entran centrales más eficientes (USC y CCGI), así como una porción de energías renovables que mantienen la tendencia a la baja de los factores de emisión.

Figura 6-24: Factor de emisión obtenido con las simulaciones de Montecarlo

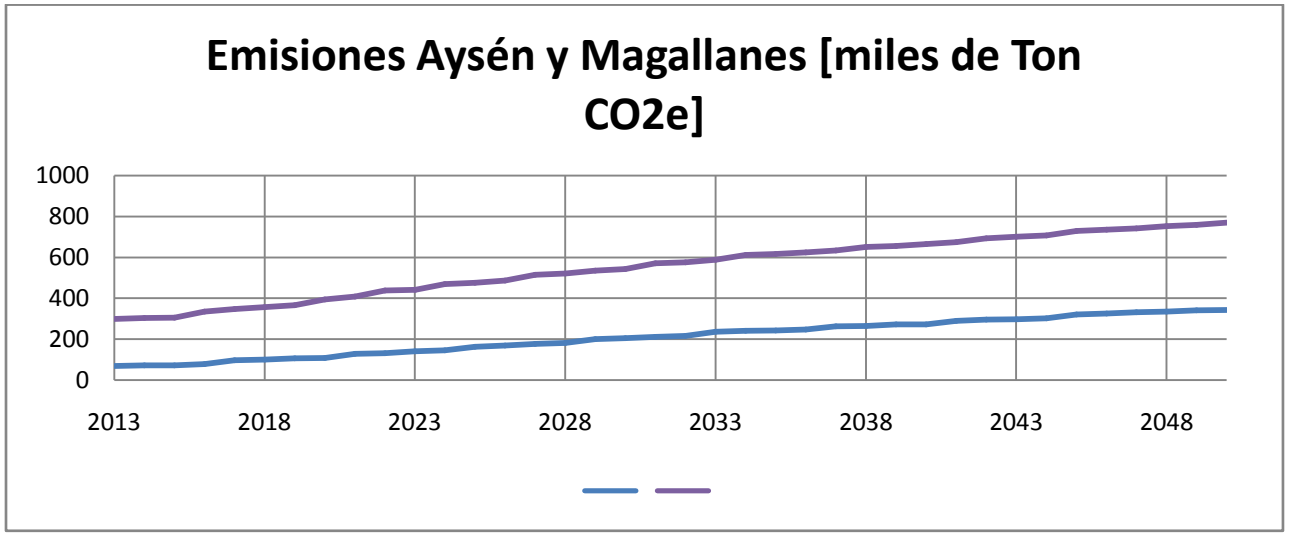


Fuente: Elaboración Propia

6.2.4.2 Emisiones Aysén y Magallanes

Los resultados de las emisiones en los sistemas de Aysén y Magallanes son observables en el siguiente gráfico, se puede observar un comportamiento esperado, aumentando con el tiempo. Las emisiones de Magallanes aumentan en un 850%, mientras que las de Aysén lo hacen en un 533%. El crecimiento de las emisiones no sufre grandes alteraciones, y sus tasas de crecimiento es relativamente constante. Las emisiones de Magallanes crecen con una tasa anual promedio de 5,97% mientras que Aysén lo hace con una tasa de 4,63%.

Figura 6-25: Emisiones Totales de Sistemas Aysén y Magallanes



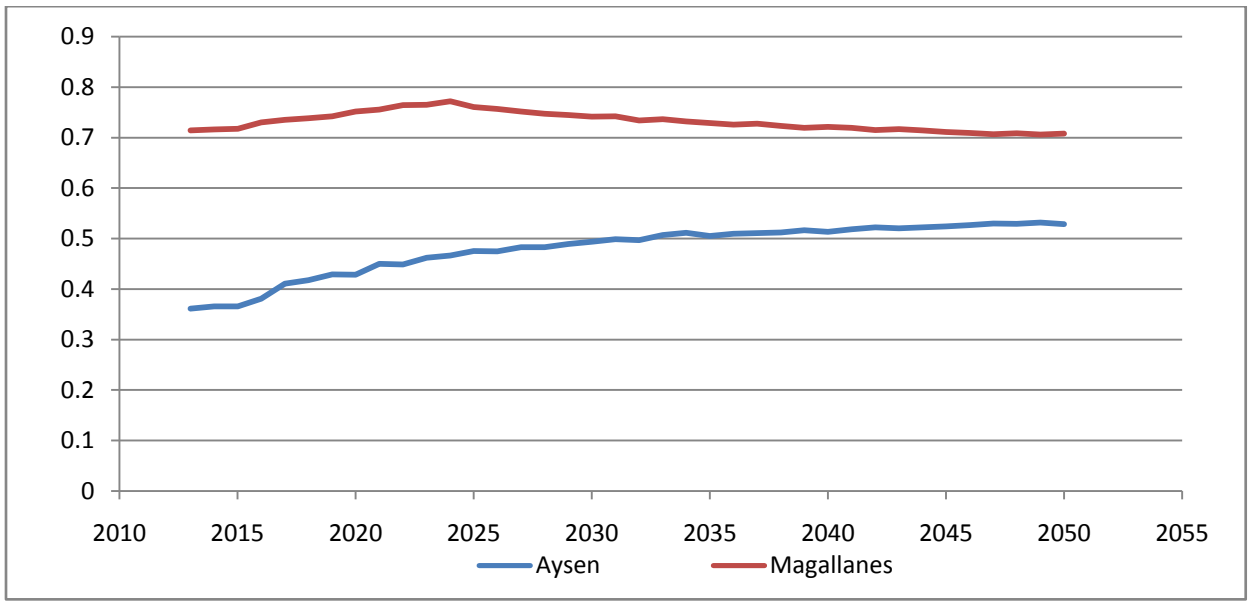
Fuente: Elaboración Propia

La siguiente figura resulta más explicativa de lo que sucede en cada uno de los sistemas. La primera observación que se puede hacer de ella es que la demanda es el driver principal del aumento de las emisiones, razón por la cual el factor de emisión muestra un comportamiento relativamente parejo.

En el caso de Magallanes, tenemos un crecimiento constante de las emisiones por el aumento de la generación con diésel, hasta que se alcanza el margen de reserva mínimo (año 2021). A partir de este punto se comienza a instalar unidades de generación nuevas, principalmente de GNL, con esto se logra una reducción en el factor de emisión, aunque se mantiene el alza de las emisiones anuales.

Por su parte, en Aysén tenemos un aumento parejo del factor de emisión producto de la instalación de centrales a diésel, principales responsables de cubrir el aumento de la demanda por electricidad en la región.

Figura 6-26: Factor de Emisión Sistemas Aysén y Magallanes [Ton CO2e/MWh]



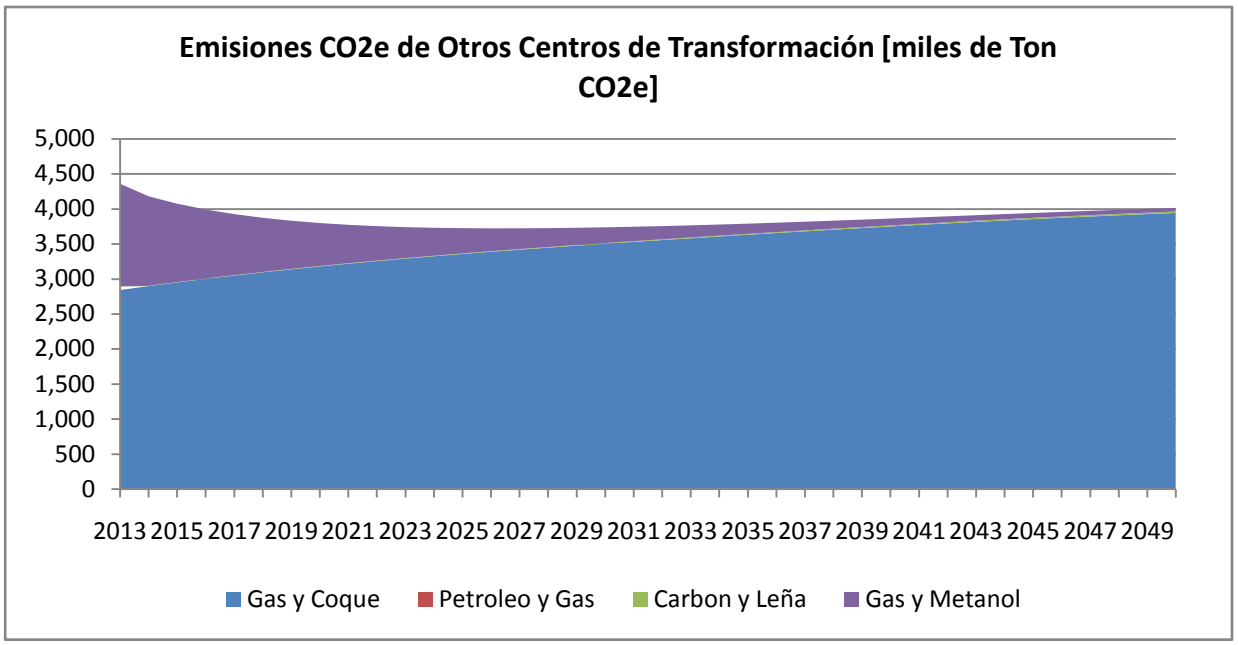
Fuente: Elaboración Propia

6.2.4.3 Emisiones otros centros de transformación

En la Figura 6-27 se pueden observar las emisiones de otros centros de transformación. En este caso, se consideran los centros de transformación correspondientes a: Gas y Coque, Petróleo y Gas, Carbón y Leña y Gas y Metanol. Para el cálculo de las emisiones CO_2-e se tiene que se consideró la demanda de PIB media. Al mismo tiempo, en la figura mencionada se consideraron las emisiones promedio y no las simulaciones de Montecarlo para ello. En los resultados importantes se puede identificar que los más relevantes tienen relación con Gas y Coque y Petróleo y Gas. Por otra parte, se tiene que las emisiones para el año 2013 son de 4,357 [MTon CO_2-e], 4,075 [MTon CO_2-e] para el año 2030 y 7,787 [MTon CO_2-e] para el año 2050. Estos valores incorporan las emisiones por efecto de autoconsumo que distribuyen de la siguiente

forma: Para el año 2013 son de 4,760 [MTon CO_2-e], 6,325 [MTon CO_2-e] para el año 2030 y 6,180 [MTon CO_2-e] para el año 2050.

Figura 6-27: Emisiones de Otros centros de transformación



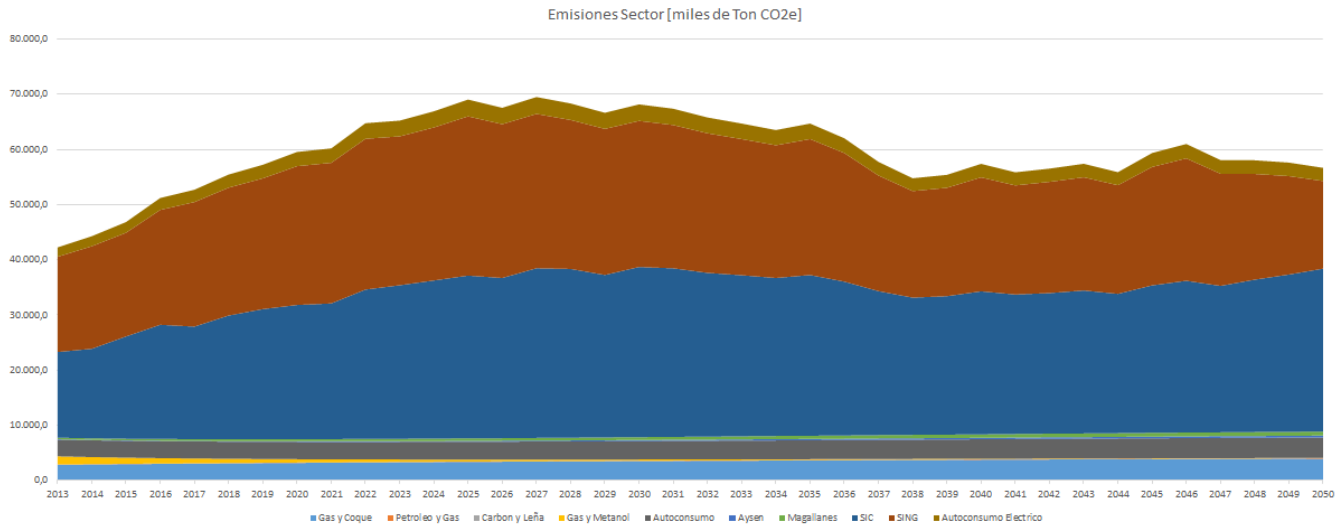
Fuente: Elaboración propia

6.2.4.4 Emisiones Totales

Para el cálculo de las emisiones de los centros de transformación se utilizó el escenario de demanda correspondiente a PIB Medio. Las emisiones totales para todo el sistema se pueden apreciar en la

Figura 6-28. Se tiene que los sistemas de eléctricos SIC y SING tienen producen las mayores emisiones. Se tiene que las mayores emisiones corresponden al SIC específicamente, debido a que es el sistema que tiene la mayor demanda de energía. Las emisiones de los sistemas de transmisión de Aysén y Magallanes no son tienen valores relevantes para el sistema. Para los años 2013, 2030 y 2050 las emisiones corresponden a 42,253 [MTon CO_2-e], 68,183 [MTon CO_2-e] y 56,679 [MTon CO_2-e].

Figura 6-28: Emisiones de Sector Generación Eléctrica y otros Centros de Transformación



Fuente: Elaboración propia

6.3 Sensibilidades

A continuación se presentan los resultados del escenario línea base, pero con cambios en alguno de sus supuestos. El objetivo es observar que tan sensibles son los resultados a estos cambios.

6.3.1 Sensibilidad sin Interconexión SIC-SING

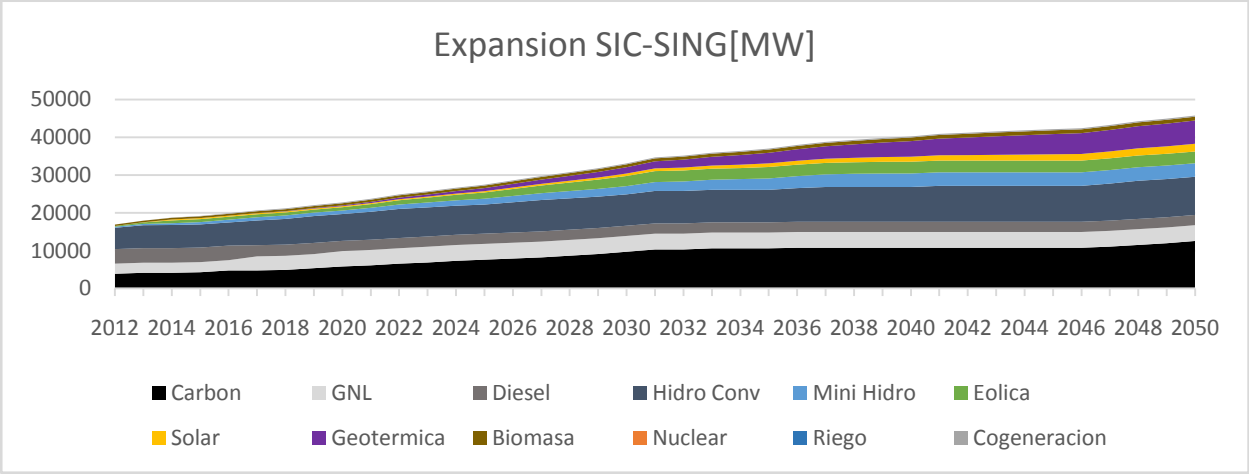
A petición del GCE se realizó un escenario en el cual nunca se realiza la interconexión SIC-SING, de esta forma tenemos dos sistemas completamente independientes durante todo el período.

En la siguiente figura se observa la expansión para este escenario, se observa que la capacidad instalada total es menor, alcanzando los 45.800 MW vs los 48.100 MW de la línea base. Esto podría parecer contrario a lo esperado, sin embargo, un análisis más en detalle explica la razón.

La capacidad ERNC en este escenario alcanza un 34,7% contra un 40,9% que alcanza en la línea base. Como se puede observar en la Figura 6-30, esta diferencia se da casi exclusivamente en la centrales intermitentes solar y eólica, siendo desplazadas por centrales de carbón. La alta

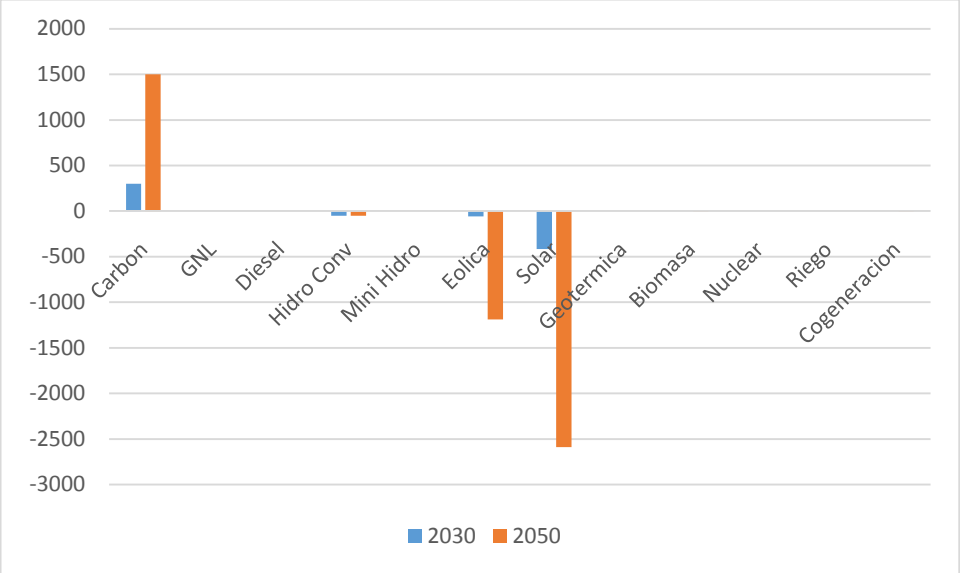
disponibilidad del carbón comparada con la baja disponibilidad de las tecnologías eólicas y solar explican esta disminución del tamaño del parque generador.

Figura 6-29: Expansión SIC-SING [MW] – Sin Interconexión



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6-30: Diferencia entre Sensibilidad y Línea Base [MW]



Fuente: Elaboración Propia

El SING al no contar con el respaldo del SIC deja de instalar un total de 3.550 MW de energía solar, de hecho solo instala lo que entra exógenamente. La lógica que explica esto es el sistema de bloques, en las noches las centrales FV no operan y al no tener el respaldo hidro-térmico del

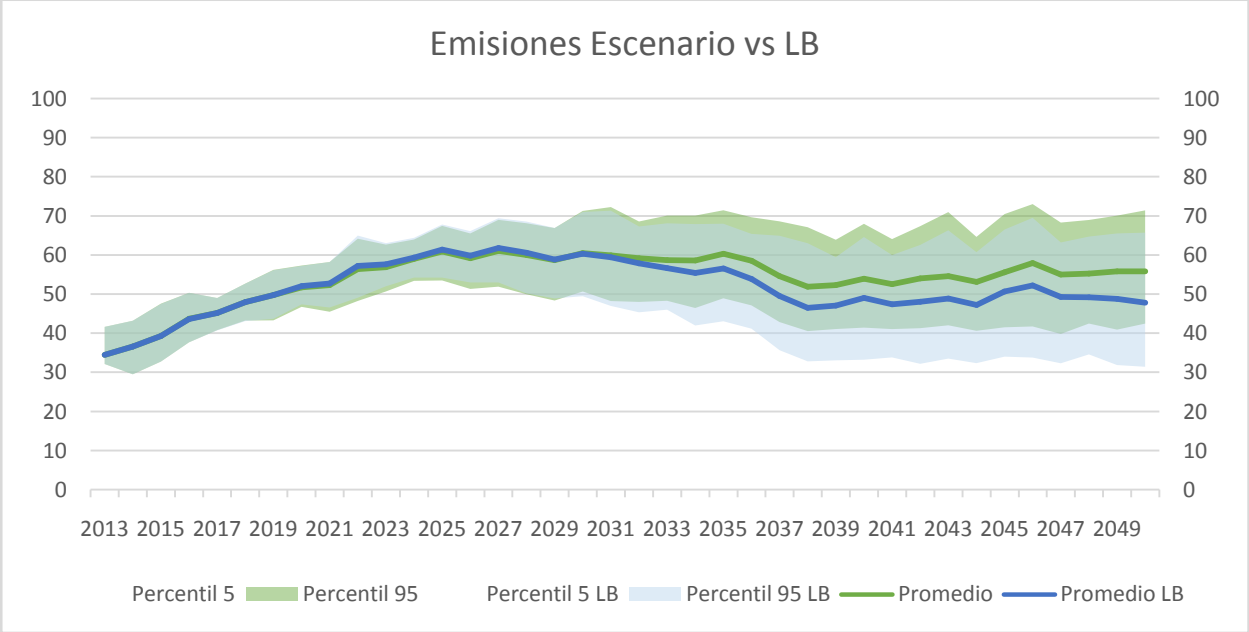
SIC al sistema le conviene instalar carbón que es capaz de operar con una disponibilidad constante en lugar de instalar capacidad solar.

En el SIC se instala mayor cantidad de capacidad solar, al año 2030 se tiene una capacidad 330% de la línea base. Esto bajo la lógica de que se debe cumplir con la ley ERNC de todas maneras, y la operación de dichas centrales en el SIC si tienen respaldo.

En este escenario se cumple con la ley 20/25 (a nivel nacional, no por sistema) pero basados en las tecnologías ERNC sin intermitencia. El margen por el que se cumple es bastante menor que en la línea base, al año 2050 se tiene un 42% en lugar del 46.5% de la línea base. Mientras que al año 2030, se tiene 23,7% en lugar del 25,9% que se tenía en la línea base.

Esto se traduce en un sistema con mayores emisiones, esto se puede observar en la Figura 6-31. El promedio del diferencial de emisiones alcanza las 91,5 MM Ton CO2e. Esto significa que de no existir la interconexión el sistema eléctrico aumentaría sus emisiones al 2050 en un 4,7%.

Figura 6-31: Emisiones sensibilidad vs LB [MM Ton CO2e]



Fuente: Elaboración Propia

Por su parte los costos también aumentan, en un promedio de 1.076 MMUSD 2012. Esto implica un aumento en los costos de 1,92% en comparación con la línea base. Un resumen con los percentiles de los deltas emisiones y costos se presenta a continuación.

Tabla 6-4: Indicadores del escenario sin interconexión SIC SING al 2050

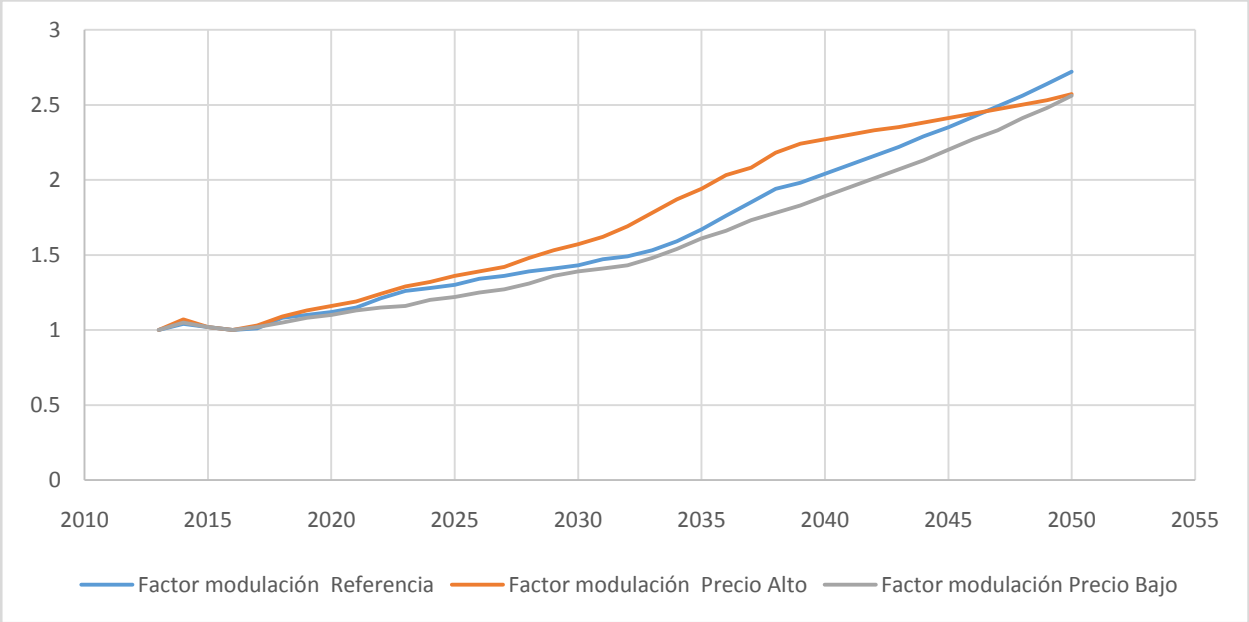
Indicador	Promedio	Percentil 5	Percentil 95
D Emisiones [MMTON CO2e]	-91.5	-120,8	-60.8
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 1.076,60	-$ 3.778,62	-$ 201,65
D Costos 3% [MMUSD 2012]	-$ 3.643,33	-$ 9.990,28	-$ 1.405,86
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 5.490,71	-$ 13.794,89	-$ 2.392,75

Fuente: Elaboración Propia

6.3.2 Sensibilidad al precio de GNL

Esta sensibilidad considera el caso en que la expansión se realiza esperando la menor de las proyecciones del factor de modulación del GNL. Los factores de modulación se observan en la siguiente figura.

Figura 6-32: Factores de Modulación GNL



Fuente: Elaboración Propia

El resultado plantea que a nivel de expansión no existe un cambio radical y no el cambio no es suficiente para instalar centrales de GNL en lugar de carbón. Existen pequeños cambios producto de que el GNL permanece como una opción competitiva durante más tiempo frente a

la entrada de renovables. Sin embargo, debido al alto costo del GNL estos cambios solo producen pequeños atrasos con respecto a la línea base y no cambios bruscos.

Estos cambios producen que finalmente el sistema contamine más, pues opera con GNL en lugar de renovable, aunque durante la optimización el costo es menor. Sin embargo, al realizar el Montecarlo el factor de modulación es igual que en el escenario base para cada ensayo, y luego el escenario resulta más costoso. Esto se puede observar en los indicadores obtenidos.

Tabla 6-5: Indicadores Sensibilidad GNL Bajo Costo

Indicador	Promedio	Percentil 5	Percentil 95
D Emisiones [MMTON CO2e]	-10.0	-14.2	-4.7
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 29.73	-$ 170.06	$ 206.71
D Costos 3% [MMUSD 2012]	$ 61.30	-$ 334.73	$ 668.27
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 5.58	-$ 571.86	$ 826.59

Fuente: Elaboración Propia

7. Medidas de Mitigación de GEI

7.1 Tipos de Instrumentos

Respecto a los instrumentos o Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC, las más utilizadas son(Sauma, 2012):

- **Fijación de tarifas especiales**: El sistema de tarifas especiales (también denominado ***feed-in tariff o renewable energy payments***) corresponde a una fijación del precio para las energías renovables. En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable.
- **Sistemas de cuota:** El sistema de cuota es también conocido como Renewable Portfolio Standards (RPS) en los Estados Unidos, Renewable Electricity Standards (RES) en India, Renewables Obligations (RO) en el Reino Unido y Renewable Energy Targets (RET) en Australia. En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables –aplicado sobre la cantidad de energía vendida– y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales. Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo, esto ha causado que la tecnología limpia con menores costos adquiera altos niveles de desarrollo en desmedro de las demás.
- **Subastas:** Se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables. Existen dos tipos de subastas exclusivas para energías renovables (Barroso, 2009): (i) la subasta de energía renovable (comúnmente llamada “subasta de alternativas”), que fue realizada por primera vez en 2007 y es restringida a un conjunto de tecnologías de ERNC y (ii) la subasta de reserva que fue realizada por primera vez en 2008 y es restringida a una única tecnología (o a un proyecto) de ERNC.

También existen otros incentivos o instrumentos principalmente fiscales, que apoyan o dan inicio a una política de fomento a las energías renovables, como:

- Programas de liberación de pagos por transmisión eléctrica
- Disminución de impuestos
- Fondos de apoyo a la inversión

- Garantías y exención de impuestos arancelarios

El tipo instrumento más adecuado y efectivo será elegido en la etapa final del proyecto, ya que es en esa etapa donde se puede realmente que instrumentos funcionan mejor en cada escenario. Esto debido que existen varios factores que afectan la elección del instrumento, como por ejemplo los costos y lafactibilidad política, entre otros.

7.2 Fichas de Medidas Consideradas

Las medidas consideras en el informe se clasifican en las siguientes 7 categorías:

1. **Fuentes de Energías Renovables:** En esta categoría se describen medidas como la Ley de ERNC y sus potenciales modificaciones, Incentivos específicos para este tipo de energía, el potencial hidroeléctrico de la Región de Aysén y la Ley de Net Metering**.**
2. **Conversión más eficiente de combustibles fósiles:** Se describen medidas de incentivos a tecnologías a carbón más limpias, aumento de la generación con GNL y la promoción de cogeneración con grandes centrales térmicas.
3. **Cambio de paradigma de la planificación de la generación eléctrica:**Esta categoría hace referencia a cambios en el modelo actual de planificación de la generación eléctrica.
4. **Descarbonización de gases de escape y combustibles y almacenamiento de CO2:** Esta categoría pretende analizar el efecto que tendría la ejecución de proyectos del tipo de Carbon Capture and Storage.
5. **Energía nuclear:** Se analiza la potencial entrada de la energía nuclear.
6. **Control de la demanda:** En esta categoría se describen medidas relacionadas a la gestión de la demanda (reducción de voltaje y Smart Metering), disminución de las pérdidas eléctricas de transmisión y distribución en la red y diferentes sistemas de almacenamiento de energía.
7. **Generación distribuida:** Las medidas que se analizan tienen relación a la potencial penetración de generación distribuida en el país. Se eligieron tres tipos de tecnologías- Solar Fotovoltaica, Eólica y Micro hidro- por ser las que se encuentran más maduras en el mercado y por ende tienen mayor potencial de penetración.

7.3 Resumen

Nombre Abreviado	Año Inicio	Año Final	Reducción Anual	Reducción Total	CAPEX VAN [MMUSD 2012]	OPEX VAN [MMUSD 2012]	Costo abatimiento 2030 [USD 2012/Ton CO2e]			Costo abatimiento 2050 [USD 2012/Ton CO2e]		
			[MMTon/Año]	[MMTon]	10%	10%	1%	3%	10%	1%	3%	10%
Almacenamiento Eólico	2030	2050	6,53	130,7	20.676	34.682	no reduce	no reduce	no reduce	$ 1,64	$ 3,17	$3,8
Almacenamiento Solar	2030	2050	1,374	27,47	20.455	35.753	no reduce	no reduce	no reduce	$ 78,22	$ 48,58	$ 9,47
Aysén	2021	2050	16	464,03	21.875	32.724	-$ 5,11	-$ 2,37	$ 1,22	-$ 36,09	-$ 20,20	-$ 2,91
Carbón Eficiente	2020	2050	2,951	88,53	20.480	35.518	$ 10,12	$ 9,17	$ 6,17	-$ 16,18	-$ 7,72	$ 0,55
CCS	2030	2050	3,5	69,8	20.274	34.908	35,54	29,05	14,78	19,06	16,22	9,36
CSP Medio	2014	2050	1,451	52,24	23.067	35.412	$386,49	$306,40	$148,37	$266,84	$171,83	$48,86
CSP Total	2014	2050	6,556	236,03	26.340	34.955	$402,92	$316,81	$148,80	$130,92	$83,24	$22,66
Eólico Medio	2014	2050	6,541	235,46	21.683	34.641	$14,99	$14,67	$13,30	-$3,83	-$0,32	$1,59
Eólico Total	2014	2050	16,42	591,26	25.298	32.900	$39,54	$33,92	$21,62	$13,40	$9,45	$3,84
ERNC 3030	2025	2050	5,27	131,76	20.990	34.999	$63,63	$47,35	$18,50	-$18,43	-$9,11	$0,30
Geotermia Mitad	2017	2050	-0,17	-5,47	20.112	35.815	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce
Geotermia Total	2017	2050	5,043	166,41	21.434	34.967	$ 62,57	$ 50,29	$ 24,81	-$ 5,53	$ 0,35	$ 2,72
GNL Subsidio	2020	2050	3,846	115,37	17.556	34.753	-$ 11,35	-$ 9,68	-$ 5,40	$ 141,23	$ 80,68	$ 10,86
Interconexión Regional	2020	2050	3,14	102,4	18.593	36.157	-$ 20,73	-$ 37,35	-$ 44,77	-$ 17,18	-$ 28,62	-$ 33,65

Nombre Abreviado	Año Inicio	Año Final	Reducción Anual	Reducción Total	CAPEX VAN [MMUSD 2012]	OPEX VAN [MMUSD 2012]	Costo abatimiento 2030 [USD 2012/Ton CO2e]			Costo abatimiento 2050 [USD 2012/Ton CO2e]		
			[MMTon/Año]	[MMTon]	10%	10%	1%	3%	10%	1%	3%	10%
Mini Hidro medio	2015	2050	-0,16	-5,47	20.132	35.815	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce	no reduce
Mini Hidro Total	2015	2050	2,807	98,25	21.082	34.817	$ 4,30	$ 4,85	$ 6,25	-$ 28,98	-$ 14,87	-$ 0,50
Nuclear	2031	2050	5,858	111,30	20.323	35.567	no reduce	no reduce	no reduce	-$ 16,78	-$ 6,98	-$ 0,54
Pérdidas	2020	2050	7,01	217,42	25.372	34.092	$ 31,93	$ 26,15	$ 13,75	$ 20,97	$ 12,43	$ 2,5
Riego Mitad	2014	2050	0,149	5,36	19.979	35.793	no reduce	no reduce	no reduce	-$ 354,56	-$ 204,15	-$ 50,56
Riego Total	2014	2050	1,117	40,21	20.079	35.598	-$ 44,34	-$ 34,72	-$ 15,91	-$ 54,52	-$ 31,45	-$ 7,00
Solar FV Medio	2014	2050	5,412	194,83	21.256	35.260	$ 60,12	$ 47,71	$ 23,34	$ 8,25	$ 6,78	$ 2,92
Solar FV Total	2014	2050	10,34	372,14	23.985	34.620	$ 99,54	$ 78,85	$ 38,40	$ 39,91	$ 25,46	$ 7,22
Voltaje	2020	2050	0,211	6,33	19.998	35.643	no reduce	no reduce	no reduce	-$205,93	-$134,72	-$49,42

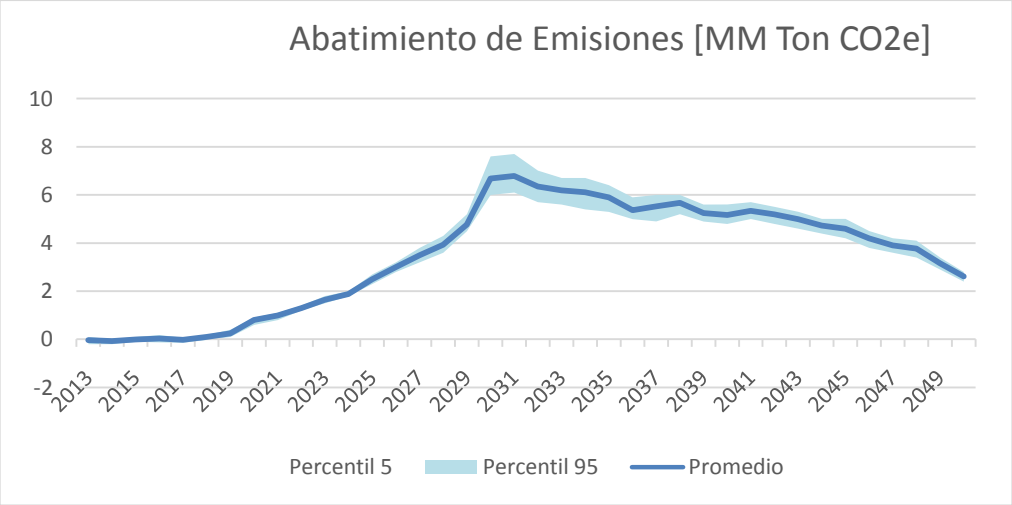
7.3.1 Medida 1: Modificación a la Ley ERNC 30/30

Nombre de Medida/Tecnología	Modificación a la Ley ERNC
Descripción	La ley 20.257 promulgada el 2008, busca incentivar la generación en base a ERNC en los Sistemas SIC y SING, entendiéndose por ERNC las siguientes tecnologías: • Centrales hidroeléctricas pequeñas (menos de 20 MW) • Centrales de energía de la biomasa • Centrales de energía geotérmica • Centrales de energía solar • Centrales de energía eólica • Centrales de energía de los mares • otras tecnologías de La ley ERNC exige que el 25% de la energía suministrada, al año 2025, de los contratos nuevos provengan de energías limpias (ERNC). El supuesto en la línea base es que al año 2030, el 25% de la energía total proviene de ERNC, esto implica que el año 2025 el 17,7% de la energía total es ERNC. La medida propuesta contempla que la situación actual se mantiene hasta el año 2025, para luego dar paso a una política más agresiva de incorporación de ERNC alcanzado un 30% de la energía total. Las generadoras que no cumplan con esta obligación deberán pagar un cargo de 0,6 UTM por cada megawatts hora (MWh) de energía renovable no convencional no acreditado, el que aumentará a 0,8 UTM en los casos de empresas que reincidan en incumplimiento. • Año de inicio: 2025 • Año de término: 2050
Tipo	Corresponde a un instrumento público que se aplicará sobre las empresas privadas generadoras de electricidad.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	El instrumento a aplicar en este caso es una norma que corresponda a una ley que modifique la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales nuevamente.
Tipo de instrumento	En este caso el instrumento correspondería a una regulación ambiental. Mediante esta ley se regulará el porcentaje de comercialización de ERNC en las generadoras de electricidad. Por otra parte se utilizará un mercado ya existente que corresponde

<table>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
Promulgar una nueva ley, similar a la Ley 20.257</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Sector Generación Eléctrica</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>El escenario planteado considera que se cumple la actual ley hasta el año 2025, luego aumenta la exigencia de forma lineal, hasta llegar al 30% el año 2030.

Se supone que todos los generadores cumplen con el requerimiento y dado que algunos tendrán excedentes a partir del 2014, el sistema mantiene una sobregeneración de un 10%, por sobre el requerimiento. A continuación se presenta el porcentaje de Generación esperada en base a ERNC para el escenario:

Tabla 7-1: Implementación ley ERNC 3030
<table>
<tr><th>Año</th><th>Escenario medida</th></tr>
<tr><td>2009</td><td>2,5%</td></tr>
<tr><td>2010</td><td>2,8%</td></tr>
<tr><td>2011</td><td>3,4%</td></tr>
<tr><td>2012</td><td>4,5%</td></tr>
<tr><td>2013</td><td>5,0%</td></tr>
<tr><td>2014</td><td>5,5%</td></tr>
<tr><td>2015</td><td>6,5%</td></tr>
<tr><td>2016</td><td>7,0%</td></tr>
<tr><td>2017</td><td>8,0%</td></tr>
<tr><td>2018</td><td>9,0%</td></tr>
<tr><td>2019</td><td>10,0%</td></tr>
<tr><td>2020</td><td>11,0%</td></tr>
<tr><td>2021</td><td>12,1%</td></tr>
<tr><td>2022</td><td>13,3%</td></tr>
<tr><td>2023</td><td>14,6%</td></tr>
<tr><td>2024</td><td>16,1%</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

	2025 | 17,7% 2026 | 20,2% 2027 | 22,6% 2028 | 25,1% 2029 | 27,5% 2030 | 30% 2031-2050 | 30% Fuente: Elaboración Propia
Supuestos	No se considera la opción de multas para los infractores. Es decir, se fuerza al cumplimiento de la ley. La ley se mantiene con las proporciones actuales existentes. A partir del 2025 crece de forma lineal hasta alcanzar un 30% el año 2030.
Información de reducción de emisiones	Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para las tecnologías ERNC. Las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán del diferencial entre las emisiones de la línea de base 2013 y el escenario de esta medida. • Reducción estimada anual: 2,6 (2,4 – 2,8) MM ton CO_2e/año • Reducción Total estimada: 0,104 (0,096 – 0,112) MM ton CO_2e **Figura 7-1: Abatimiento de Emisiones de medida ERNC 30/30**  Fuente: Elaboración Propia
Información de Costos	Estará dado por el diferencial de valores presentes de la línea base 2013 y el Escenario de esta medida. **VAN (MMUSD 2012)** — Tasa 1%: Media:-2.427, P5%: -2.728, P95%: -2.217; Tasa 3%: Media: -1.200, P5%: -1.384, P95%: -1.045; Tasa privada: Media: 39,71, P5%: -39,63, P95%: 95,22

	Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -18,43 P5%: -20,67 P95%: -16,64	Media: 9,11 P5%: -10,52 P95%: -7,81	Media: 0,30 P5%: -0,30 P95%: 0,17
Co beneficios	• Reducción de contaminantes locales dados por el desplazamiento de centrales termoeléctricas existentes. Salvo por biomasa. • Independencia energética. • Fomenta I+D			
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	• Distancia entre los centros de consumo y las centrales ERNC. • Costos de las obras de transmisión. • Intermitencia en la generación para algunas tecnologías. • Mayores inversiones por MW. • Falta de capital humano.			
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Multa al incumplimiento. • Fondos que promuevan la innovación en ERNC.			
Interrelación con otros sectores	Minería e Industrias (Grandes consumidores, más de 200MW, también deben cumplir con la exigencia de ERNC)l			
Estado del Arte Internacional	Este tipo de iniciativas se han implementado en otras naciones, a modo de ejemplo Europa, mantiene una exigencia de un 20% de ERNC al 2020.			
Información Bibliográfica	1. "Ley 20257," (2008). Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. 2. Comisión Nacional de Energía (CNE, 2013). Generación Bruta SIC – SING.			
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Bueno. Punto crítico: Diferencial de emisiones y costos Totales de los sistemas de la línea base 2013 o CSR y el escenario de esta medida.			

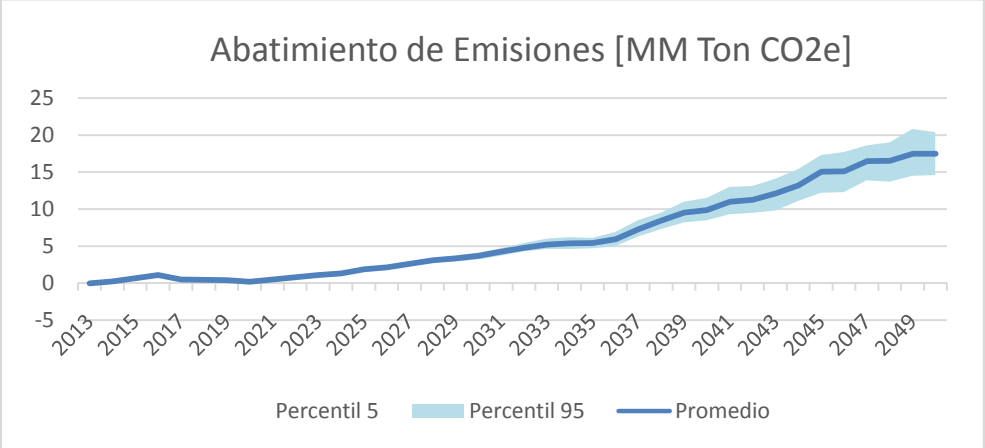
7.3.2 Medida 2: Incentivos a tecnología específica

Nombre de Medida/Tecnología	Incentivos a tecnología especifica - Eólica
Descripción	La energía eólica es la energía obtenida por la densidad del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que se transforma para realizar otras actividades útiles. Esta posee muchas ventajas como: las bajas externalidades negativas, tanto al ambiente como a la sociedad, los costos variables son bajos y su buena respuesta ante los cambios de la demanda. Sin embargo, la desventaja que tiene es la intermitencia que existe en la frecuencia del viento, por lo que no se tiene certeza de que genere la energía necesaria en un momento determinado. Actualmente hay 302 MW en operación y 271MW en construcción. Hay 4.059 MW con el RCA aprobados, pero sin el inicio de la construcción, y 1789 MW en proceso de calificación (Centro de Energías Renovables (CER), 2013i). En Chile el año 2013, 33 MW de nueva capacidad de este tipo de energía se puso en operación (incluyendo nuevos proyectos y la expansión de los mismos). Esto representa el 20% de crecimiento comparado al 2010, llegando a una capacidad total instalada de energía eólica de 202 MW.Hay algunas plantas que se han instalado a lo largo de los años. En 2001, en Chile se inauguró la central eólica "Alto Baguales", que se encuentra en el sistema de Aysén, cuenta con tres aerogeneradores (660 kW c/u) con una capacidad conjunta de 2 MW. Desde noviembre 2007, se encuentra en operación el primer parque eólico conectado al Sistema Interconectado Central (SIC), ubicado en la localidad de Canela, en la Región de Coquimbo. Este parque cuenta con once aerogeneradores de 1,65 MW cada uno, con una generación anual esperada de 46.000 MWh. La disponibilidad de esta medida estará asociada al plan de obras, ya que se considerarán las centrales que ya están consideradas en el sistema. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión

<table>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
Ley 20.257 (Ley ERNC)</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza:
Se instala la mitad del potencial técnico factible anual todos los años.
La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se considerará un factor de planta variable distinto para cada time slice.
Los proyectos eólicos durante el año 2010 presentaron un factor de planta operativo cercano al 21% (CDEC, SIC, 2011).
Además se diferenciará este factor en 3 grupos representando distintos sectores geográficos con distintas condiciones.
La información sobre las zonas geográficas con mayor potencial de energía eólica se obtiene del Explorador de Energía Eólica http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/
Al tener un costo de operación bajo, la energía generada, y las consecuentes reducciones de emisiones tendrá relación directa con este factor de planta.

Baja capacidad:
Reducción anual estimada: 7,14 (6,82 – 7,42) MM ton CO_2e/año
Reducción Total estimada: 235,5 (224,9 – 209,77) MM ton CO_2e</td></tr>
</table>

Figura 7-2: Emisiones medida Eólico baja capacidad

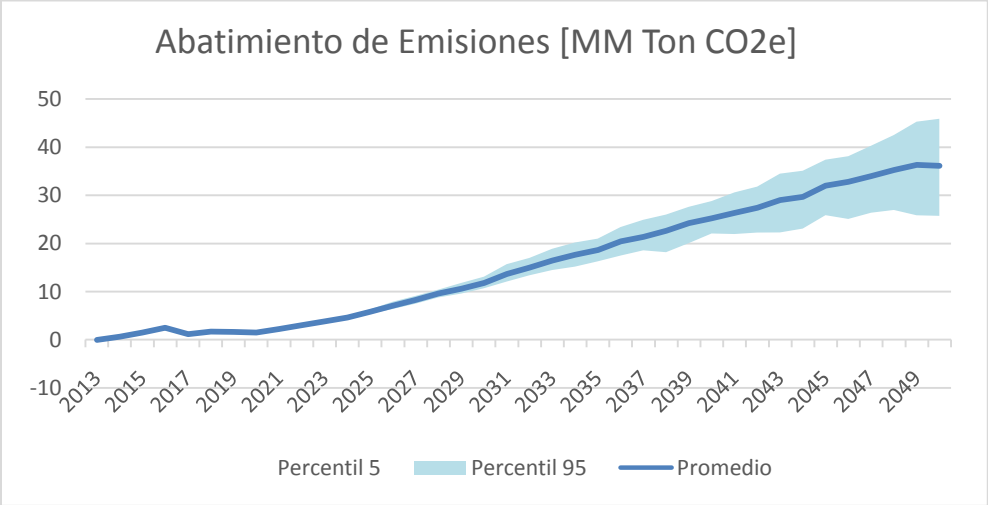


Fuente: Elaboración Propia

Alta capacidad:

- Reducción anual estimada: 17,92 (16,23 – 18,99) MM ton CO_2e/año
- Reducción Total estimada 2: 591,3 (535,5 – 626,8) MM ton CO_2.

Figura 7-3: Emisiones medida Eólico alta capacidad



Fuente: Elaboración Propia

Supuestos e Información de Costos

Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo.

Costos inversión y operación: Ver Capítulo 5.
Baja capacidad:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -892 P5%: -2.571	Media: -70 P5%: -1.081	Media: 376 P5%: 76

	P95%: 147	P95%: 589	P95%: 610
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -3,83 P5%: -11,17 P95%: 0,63	Media: -0,32 P5%: -4,70 P95%: 2,52	Media: 1,59 P5%: 0,33 P95%: 2,59

Alta capacidad:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: 7.830 P5%: 4.501 P95%: 10.446	Media: 5.530 P5%: 3.448 P95%: 7.100	Media: 2.250 P5%: 1.621 P95%: 2.721
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: 13,40 P5%: 7,25 P95%: 19,70	Media: 9,45 P5%: 5,47 P95%: 13,37	Media: 3,84 P5%: 2,66 P95%: 5,04

Co beneficios

- Diversificación de la matriz energética
- Reduce el uso de los CF en el sistema eléctrico
- Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
- Fomenta I+D en esta tecnología

Barreras a la implementación de la medida de mitigación

Las barreras que posee la generación de la energía eólica son:

Regulatorias:

1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo que regulen, incentiven y planifiquen la entrada de ERNC.
2. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de ERNC.

Económicas:

1. Alto costos de inversión por kW instalado.

Tecnológicas:

1. Solo se pueden instalar en lugares que haya una densidad de viento considerable para poder generar grandes volúmenes de energía.
2. Bajo factor de planta en comparación a las generadoras que usan combustibles fósiles.

Técnicas:

1. Variabilidad en la densidad del viento.
2. Desarrollar la capacidad técnica local especializada en el diseño, construcción, operación y mantención de proyectos eólico

Otros:

Ahora en especial para la energía eólica se pueden mencionar las siguientes barreras:

- El impacto visual al entorno
- Producción de ruido
- Impacto sobre las aves

Superación de barreras para implementar medidas de

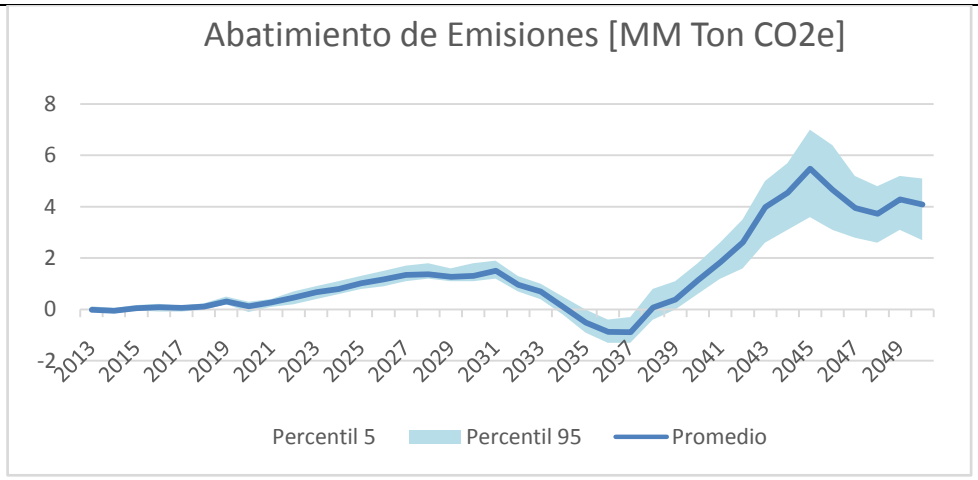
- Contar con una política nacional de energía a largo plazo
- Incentivos o facilidades para fomentar la construcción de plantas eólicas con respecto a la transmisión de la energía

mitigación	• Información pública y accesible para inversionistas
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	En el mundo hay una serie de países que usan energía eólica. China es el país con la mayor capacidad en energía eólica con 75,3 GW. Luego, el país que lo sigue es EE.UU. con 60 GW de capacidad instalada. India por su lado, el año 2011, instalo más de 3 GW de nueva capacidad, llegando a un total de 18,4 GW. En OECD Europa, se añadieron el 2011, 9.4 GW de energía eólica, llegando una capacidad total instalada de 94.3 GW. Dentro de los países Alemania y España con un capacidad instalada de 31,3 y 22,8 MW, respectivamente. Luego, son seguidos por Reino Unido, Italia y Francia. Por otro lado, se menciona que Latinoamérica tiene los un gran potencial para la instalación de plantas eólicas por su buena calidad de viento. A finales del 2009 se instalaron 1.072 MW de energía eólica en toda la región, mientras que el año 2011 se duplico esta cifra, alcanzado 2.330 MW de capacidad instalada, considerando que dos tercios de esta capacidad fue instalada en Brasil.
Información Bibliográfica	1. (Ministerio de Energía, 2013b). Energía Eólica. 2. (Rudnick, 2010). Capítulo 4 Energía Eólica 3. (Castillo, 2011). Barreras para la implementación de generación distribuida: dos representantes de países desarrollados vs. un representante de país 4. (Global Wind Energy Council (GWEC), 2012) 5. (Global Wind Energy Council (GWEC) & Greenpeace, 2012)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena. Se cuenta con costos referenciados a Chile, y además existen mapas eólicos que permiten saber las potenciales zonas geográficas de las plantas eólicas en el país.

Nombre de Medida/Tecnología	Incentivo a una tecnología específica – Concentración Solar
Descripción	Los concentradores solares (CSP) son una alternativa para la generación de energía eléctrica. Su funcionamiento consiste en concentrar la energía solar en una pequeña área, al igual como lo realiza una lupa, y luego transformar esa energía en energía eléctrica. Actualmente, las tecnologías de generación eléctrica mediante CSP pueden agruparse en cuatro categorías principales, dependiendo de la manera en que enfocan los rayos solares y la tecnología empleada para recibir la energía solar: Reflectores lineales de Fresnel (FLR); Colectores Cilindro Parabólicos (CCP); Torres Centrales (CRS); y Discos Parabólicos (PD). En Chile no existen proyectos de concentradores solares que hayan pasado por el SEIA. Esto se debe principalmente a que hay bajos incentivos para la entrada de ERNC al sistema eléctrico chileno y los altos costos de esta tecnología en relación a las otras para la generación de energía eléctrica. Actualmente, se ha preferido construir proyectos que sea en base al uso de paneles fotovoltaicos para aprovechar la energía solar y producir energía eléctrica. Sin embargo, el país se está evaluando la posibilidad de instalar algún proyecto de esta tecnología. Este año el Ministerio de Energía, a través de Corfo, ha realizado un llamado a concurso para cofinanciar la materialización de una planta de Concentración Solar de Potencia (CSP)con un subsidio por hasta 20 millones de dólares, las postulaciones son hasta el 22 de Agosto,. El Gobierno pretende, que con esta iniciativa, se reduzcan las barreras de conocimiento y costo, lo que aceleraría la integración de la energía solar en la matriz eléctrica de Chile. Lo que busca esta medida busca fomentar el uso de los concentradores solares en la generación eléctrica para el sistema eléctrico nacional. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.

<table>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
Ley 20.257 (Ley ERNC)</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza:
Se instala la mitad del potencial técnico factible anual todos los años.
La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se considerará un factor de planta variable distinto para cada time slice. Además se diferenciará este factor en 3 grupos representando distintos sectores geográficos con distintas condiciones. Al tener un costo de operación bajo, la energía generada, y las consecuentes reducciones de emisiones tendrá relación directa con este factor de planta.
La información sobre las zonas geográficas con mayor potencial de energía solar se obtiene del Explorador de Energía Solar, http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/ y del Atlas Solar de Chile.

Baja capacidad:
Reducción estimada anual:1,58 (1,33 – 1,86) MM ton CO_2e/año
Reducción Total estimada: 52,2 (43,9 – 61,4) MM ton CO_2e
Figura 7-4: Emisiones de medida CSP baja capacidad</td></tr>
</table>

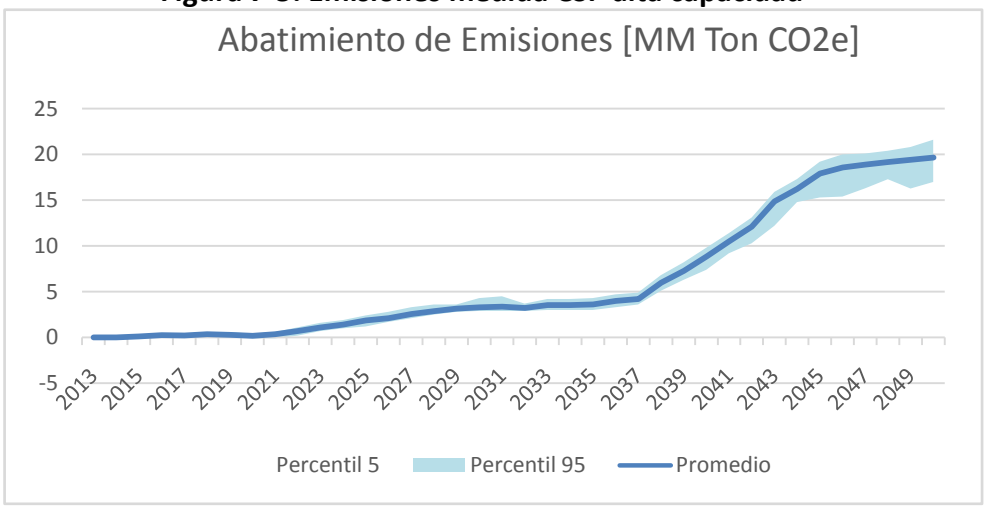


Fuente: Elaboración Propia

Alta capacidad:

- Reducción estimada anual:7,15 (6,81 – 7,43) MM ton CO_2e/año
- Reducción Total estimada: 236,0 (224,6 – 245,2) MM ton CO_2e

Figura 7-5: Emisiones medida CSP alta capacidad[50]



Fuente: Elaboración Propia

Supuestos e Información de Costos	Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo. Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5 Baja capacidad:

[50] Cabe destacar el potencial total instalado de energía CSP para esta medida es de 12.900 MW al año 2050. Esto representa un 24,36% de la matriz.

<table>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN
(MMUSD 2012)</td><td>Media: 13.839
P5%: 12.537
P95%: 14.610</td><td>Media: 8.907
P5%: 8.139
P95%: 9.361</td><td>Media: 2.530
P5%: 2.367
P95%: 2.634</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento
(USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 266,84
P5%: 236,87
P95%: 299,05</td><td>Media: 171,83
P5%: 151,77
P95%: 193,95</td><td>Media: 48,86
P5%: 42,76
P95%: 55,80</td></tr>
</table>

Alta capacidad:
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN
(MMUSD 2012)</td><td>Media: 30.892
P5%: 27.958
P95%: 32.562</td><td>Media: 19.641
P5%: 17.912
P95%: 20.586</td><td>Media: 5.346
P5%: 5.059
P95%: 5.536</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento
(USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 130,92
P5%: 124,41
P95%: 141,46</td><td>Media: 83,24
P5%: 79,15
P95%: 89,49</td><td>Media: 22,66
P5%: 21,70
P95%: 24,09</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>

Diversificación de la matriz energética
Reduce el uso de los CF en el sistema eléctrico
Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
Fomenta I+D en esta tecnología

</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>
Regulatorias:
1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo que incentiven la instalación de plantas de concentradores solares.
2. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de ERNC.
Económicas:
3. Alto costo de inversión por kW instalado.
Tecnológicas:
4. Baja eficiencia de los concentradores solares.Respecto de la eficiencia de conversión, esta se encuentra entre 15 y 35% dependiendo de la tecnología específica de que se trate [IEA 2010, Tech. Roadmap]
Técnicas:
5. Intermitencia de la radiación solar exige la existencia de generadores de base.
6. Largas distancias a los lugares de alto consumo, aunque en menor medida en comparación a las otras tecnologías.
Otros:
Uno de los problemas asociados a generar energía por medio de concentradores solares en Chile que, si bien la radiación es más alta en la zona norte del país, los precios de la energía en el SING son más bajos que en comparación con el SIC, lo que dificulta la entrada de este tipo de tecnología al mercado.
</td></tr>
<tr><td>Superación de barreras para implementar</td><td>

Contar con una política nacional de energía a largo plazo
Incentivos o facilidades para fomentar la construcción de plantas

</td></tr>
</table>

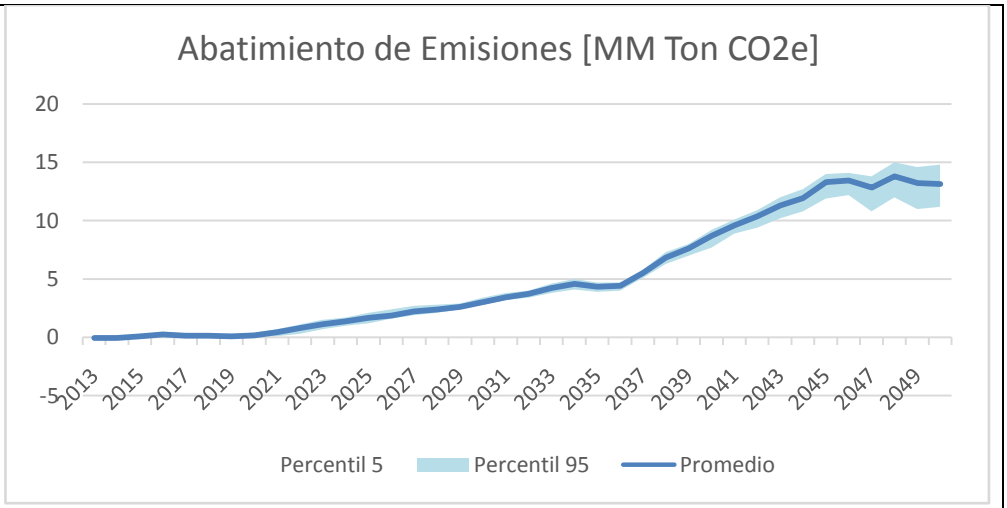
medidas de mitigación	concentradoras en el país • Información pública y accesible para inversionistas
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	Los concentradores solares no se han masificado de la misma forma que las otras tecnologías que usan ERNC para la generación de la energía. Para finales del año 2011, habían instalados 1.924 MW de capacidad. De esta cantidad, la mayor parte corresponde a España y EE.UU con 1.331 y 518, respectivamente. La capacidad instalada restante corresponde a Argelia, Australia, Francia, y Marruecos con un total de 75 MW. Al mismo tiempo, las empresas proveedoras y las principales investigaciones se encuentran en los países que ya tienen desarrolladas las plantas [3]. Además, existen una serie de proyectos en construcción en otros países a los antes mencionados como: Australia (250 MW), China (50 MW), India (470 MW), Sudáfrica (150 MW) y Turquía, con al menos 100 MW de CSP. Por último, otros países como Israel, Italia, México y Arabia Saudita han mostrado su intención de instalar plantas de CSP o están trabajando en su legislación para apoyar el desarrollo de las instalaciones de CSP.
Información Bibliográfica	1. (International Energy Agency (IEA), 2010b) 2. (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012a) 3. (REN21, 2013) 4. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013f) 5. (IHS Emerging energy research, 2010) 6. (CORFO, 2013) 7. (CDEC-SING, 2013a)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Es una tecnología incipiente en Chile por lo que sólo se cuentan con datos internacionales sobre los costos.

Nombre de Medida/Tecnología	Incentivo a tecnología específica – Solar Fotovoltaica
Descripción	La energía solar fotovoltaica (FV) es la energía que se puede obtener a través de la radiación de la zona en que se encuentran instaladas las celdas. Esta es una energía que no produce GEI y está disponible en todo el país. En Chile el uso de la energía fotovoltaica es muy escaso tanto a pequeña como gran escala, ya que su costo de instalación era bastante alto hasta hace unos años. Sin embargo, con la crisis europea y unos cambios en las regulaciones que incentivaban el uso de esta tecnología, los precios cayeron, por lo que produjo un aumento en la demanda chilena por contar con este tipo de plantas. Actualmente (2013) hay 3,5 MW en operación y 75MW en construcción. Hay 4.591 MW con el RCA aprobados, pero sin el inicio de la construcción y 1892 MW en proceso de calificación. Por lo que sólo un 0,3% de las ERNC en operación corresponde a la energía solar y en construcción corresponde al 18,4%. (CER, 2013I). La siguiente medida consiste en incentivar el uso de la energía solar fotovoltaica, y así aumentar la capacidad del sistema. Esta tecnología, es una de las que actualmente se encuentra más madura en el mercado y, al mismo tiempo, Chile posee una gran radiación solar como para poder usar esta tecnología de buena forma. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Ley 20.257 (Ley ERNC)

<table>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores y subsectores</td><td>Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza:
1. Se instala la mitad del potencial técnico factible anual todos los años.
2. La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se considerará un factor de planta variable distinto para cada time slice. Además se diferenciará este factor en 3 grupos representando distintos sectores geográficos con distintas condiciones.
Al tener un costo de operación bajo, la energía generada, y las consecuentes reducciones de emisiones tendrá relación directa con este factor de planta.
La información sobre las zonas geográficas con mayor potencial de energía solar se obtiene del Explorador de Energía Solar, http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/ y del Atlas Solar de Chile.

Baja capacidad:
• Reducción estimada anual: 5,90 (5,58 – 6,15) MM ton CO2-e/año
• Reducción Total estimada: 194,8 (184,0 – 202,9) MM ton CO2-e</td></tr>
</table>

Figura 7-6: Emisiones medida Solar FV baja capacidad

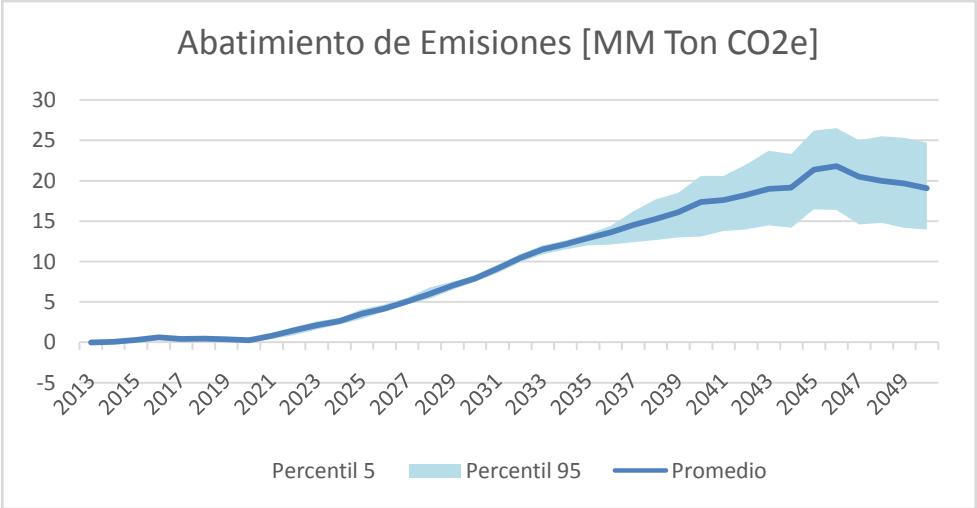


Fuente: Elaboración Propia

Alta capacidad:

- Reducción estimada: 11,28 (9,69 – 12,55) MM ton CO_2e/año
- Reducción Total estimada: 372,1 (319,8 – 414,1) MM ton CO_2e

Figura 7-7: Emisiones medida Solar FV alta capacidad[51]



Fuente: Elaboración Propia

Supuestos e Información de Costos	Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo. Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5

[51] Cabe destacar el potencial total instalado de energía Solar FV para esta medida es de 28.314 MW al año 2050. Esto representa un 41,09% de la matriz.

<table>
<tr><td></td><td>
Baja capacidad:
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN
(MMUSD 2012)</td><td>Media: -1.554
P5%: -2.591
P95%: -79</td><td>Media: -1.283
P5%: -1.836
P95%: -498</td><td>Media: -557
P5%: -646
P95%: -445</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento
(USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 8,25
P5%: 1,00
P95%: 14,11</td><td>Media: 6,78
P5%: 2,92
P95%: 10,06</td><td>Media: 2,92
P5%: 2,33
P95%: 3,47</td></tr>
</table>
Alta capacidad:
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN
(MMUSD 2012)</td><td>Media: 14.615
P5%: 11.118
P95%: 17.412</td><td>Media: 9.336
P5%: 7.481
P95%: 10.891</td><td>Media: 2.656
P5%: 2.302
P95%: 2.929</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento
(USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 39,91
P5%: 26,56
P95%: 53,92</td><td>Media: 25,46
P5%: 17,87
P95%: 33,73</td><td>Media: 7,22
P5%: 5,56
P95%: 9,10</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>
• Diversificación de la matriz energética
• Reduce el uso de los CF en el sistema eléctrico
• Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
• Fomenta I+D en esta tecnología
</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>
Regulatorias:
1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo que incentiven la instalación de plantas solares fotovoltaicas.
2. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de ERNC.
Económicas:
1. Alto costo de inversión por kW instalado.
Tecnológicas:
1. Baja eficiencia de los paneles solares.
Técnicas:
1. Intermitencia de la radiación solar exige la existencia de generadores de base.
2. Largas distancias a los lugares de alto consumo, aunque en menor medida en comparación a las otras tecnologías.
Otros:
Uno de los problemas asociados a la energía fotovoltaica solar en Chile es que en el SING los precios de la energía son bastante bajos, lo que dificulta el uso de esta energía en ese sector, siendo que las radiaciones más altas se encuentran en el SING.
</td></tr>
<tr><td>Superación de barreras para implementar medidas de</td><td>
• Contar con una política nacional de energía a largo plazo
• Incentivos o facilidades para fomentar la construcción de plantas fotovoltaicas
</td></tr>
</table>

mitigación	• Información pública y accesible para inversionistas
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	Actualmente existe un sobre stock de paneles fotovoltaicos a nivel mundial, debido principalmente al quiebre en subsidios por parte de los países que más demandan este productos y a un fuerte crecimiento de las compañías que producen paneles. Además se prevé que no existirán nuevos subsidios a nivel mundial, por lo que tanto la demanda y como oferta por paneles tendría un ritmo de crecimiento mucho menor que el de los últimos años, equilibrando el precio para los próximos años. Europa sigue siendo la región que lidera en términos de capacidad instalada acumulada, con más de 70 GW hasta el año 2012. Seguida por China (8.3 GW), USA (7.8 GW) y Japón (6.9 GW). En el caso de USA, la capacidad instalada se ha ido fomentando a través de una base de incentivos estatales, subsidiarios y tarifarios. En los próximos años se espera que el mayor crecimiento, de paneles fotovoltaicos, continúe en China e India, seguido por Sureste Asiático, América Latina, Medio Oriente y los países del norte de África [5].
Información Bibliográfica	1. (Bustos, Fernández, Lorca, Sepúlveda, & Watts, 2012) 2. (CDEC-SING, 2013) 3. (Greenlab UC, 2011) 4. (Masson, Latour, Rekinge, Theologitis, & Papoutsi, 2013) 5. (Valdés & Gutiérrez, 2012)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena. Se cuenta con costos referenciados a Chile, y además existen mapas solares (atlas solar) que permiten saber las potenciales zonas geográficas de las plantas fotovoltaicas en el país.

Nombre de Medida/Tecnología	Incentivo a tecnología específica - Biomasa
Descripción	La biomasa es un combustible que se obtiene por medio de los desechos forestales o algún vegetal en particular, y con el cual es posible generar energía para un sistema eléctrico determinado. En general, estas plantas son usadas para el consumo propio, pero también se puede inyectar al sistema. Al igual que las demás ERNC, en Chile hay una pequeña capacidad instalada de plantas de biomasa en comparación con todo el sistema eléctrico. Sin embargo, esta es la más desarrollada de todas las fuentes, debido a que Chile es un país exportador de madera, por lo que posee una gran cantidad de residuos. Actualmente hay 428 MW instalados-en operación- de bioenergía, de los cuales 404,3 MW corresponden a biomasa (CER, 2013i). Respecto del futuro de esta tecnología en Chile, se estima que el potencial factible técnico-económico de implementar al 2025 es entre 461 a 903 MW con una participación entre un 3,1 % a un 6 % del parque generador (Universidad de Chile & Universidad Técnica Federico Santa María, 2008) Lo que se considera para esta medida es aprovechar los recursos que sobran de los desechos forestales de todo el país, los cuales son abundantes en Chile por ser un exportadores de madera, y generar energía por medio de estos en plantas de cogeneración que pueden haber en las distintas industrias. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Ley 20.257 (Ley ERNC)

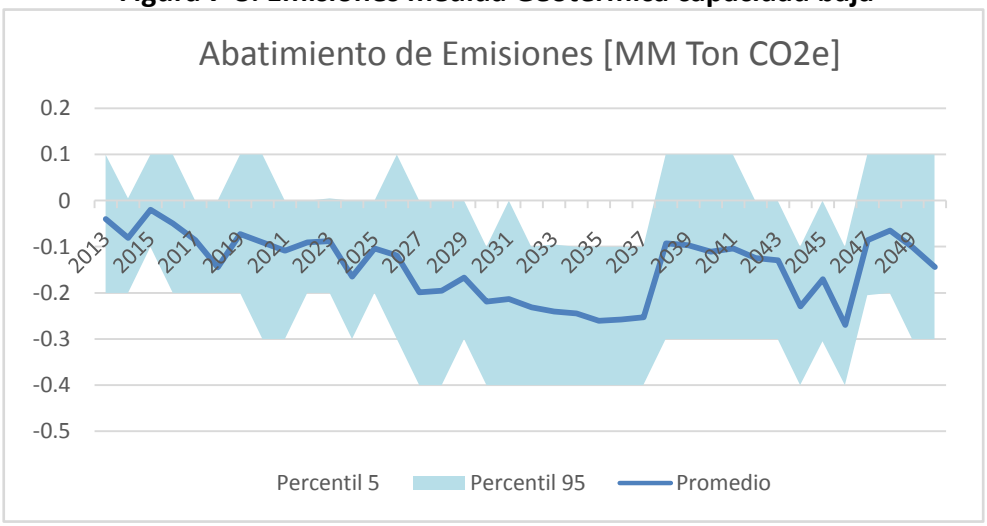
<table>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza:
1. Se instala la mitad del potencial técnico factible anual todos los años.
2. La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.
Sin embargo, esta medida no se ha modelado ya que se requieren los datos del sector forestal.</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Se consideran 4 tipos de tecnologías de biomasa (Ver Capítulo 5)</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Sólo se considera combustión directa.
La combustión, es un proceso considerado carbono neutral, puesto que las emisiones del proceso son equilibradas con el CO2 absorbido previamente por las plantas y árboles durante su crecimiento.
Esta tecnología puede ser aplicable en cualquier lugar donde se disponga de una fuente de biomasa.</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo.

Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>• Mayor independencia de combustibles fósiles para generar energía, bajando los costos de la energía
• Mayor diversificación de la matriz energética
• Mejor aprovechamiento de los recursos
• Potenciales disponibles en la industria de varios cientos de MW
• Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
• Fomenta I+D en esta tecnología</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>Regulatorias:
1. No hay una regulación para un mayor fomento de las centrales de biomasa.</td></tr>
</table>

	Económicas: 1. Alto costo de inversión por kW instalado. 2. Alto costo de transporte del combustible y falta de logística de suministro. 3. Dificultad para tener disponibilidad de las materias primas (competencia de las empresas y de los biocombustibles como materia prima, y con alimentos y fibras para las tierras de cultivo). **Técnicas:** 1. Baja potencia de las plantas de biomasa. 2. Baja eficiencia de conversión. **Otros:** 1. Riesgos asociados a la agricultura intensiva (fertilizantes, productos químicos, biodiversidad). Las principales barreras para la implementación de este tipo de tecnología específicamente, apuntan a la baja eficiencia de conversión, la disponibilidad y transporte de la biomasa, y la escasa logística de suministro sumado a la falta de políticas de apoyo, los riesgos asociados a la agricultura intensiva (fertilizantes, químicos, conservación de la biodiversidad), entre otros. Muchas veces es visto por la comunidad como un competidor del reciclaje, en particular para deshechos municipales (CER,2013).
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Crear una regulación para incentivar y subsidiar a las empresas a hacer plantas de biomasa. • Disminución los costos de transporte de las materias primas por medio de subsidios a las empresas. • Controlar los posibles daños que puede ocasionar la agricultura intensiva.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	Actualmente, la biomasa es el 10% de los recursos primarios de la energía en el mundo. Esta se puede encontrar como leña o carbón. Esta ha crecido de manera constante en Europa, principalmente en Austria, Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Finlandia y Suecia, donde la bioelectricidad es en su mayoría producida a partir de residuos de madera. Favorecido por la abundancia de recursos y las políticas nacionales, los países nórdicos europeos no sólo buscan producir energía, sino también exportar equipos y dar servicios para la generación de energía de biomasa. En el año 2004 Alemania, Hungría, Holanda, Polonia y España registró un aumento anual de capacidad de 50% - 100% o más. En Australia, Austria, Bélgica, Dinamarca, Italia, Corea del Sur, Nueva Zelanda y Suecia, el crecimiento estaba en el rango de 10-30%. La industria de energía de biomasa también está activa en los Estados Unidos, donde aproximadamente el 85% del proceso total de madera restante (con

	exclusión de los residuos forestales) se utilizan para la alimentación a generación de plantas. Por otra parte, se están desarrollando plantas en otras partes del mundo como, por ejemplo: China, Brasil, América Latina, Tailandia, Camboya y la India se están convirtiendo cada vez más a las plantas de energía de biomasa y GNL, junto con la energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica y eólica.
Información Bibliográfica	1. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013b) 2. (IEA Energy Technology Essentials, 2007) 3. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013i) 4. (Department of Energy & Climate Change, 2010) 5. (Palma, Jiménez, & Alarcón, 2009)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Depende mucho del sector Forestal.

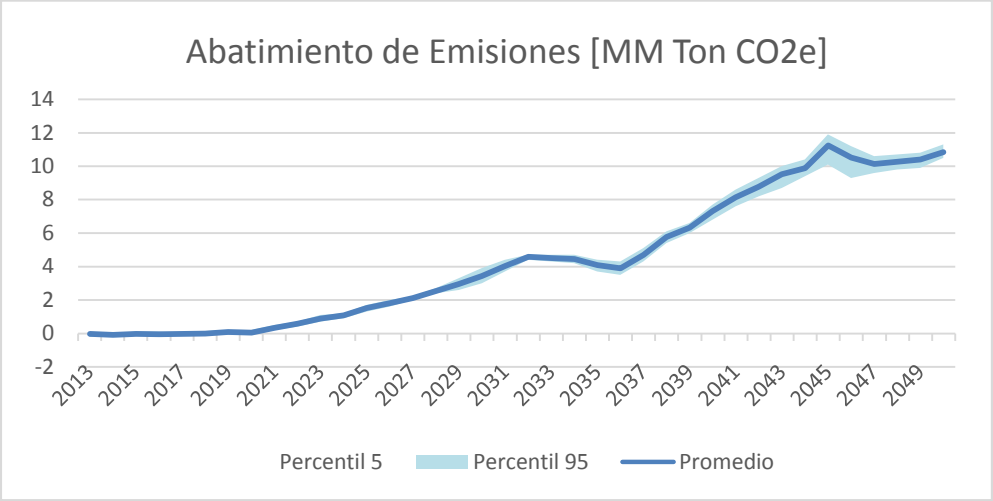
Nombre de Medida/Tecnología	Incentivo a una tecnología especifica - Geotérmica
Descripción	La energía geotérmica es la energía que se obtiene por el uso del calor que hay bajo la corteza terrestre, producto del material que circula a altas temperaturas. En Chile, existen una gran cantidad de yacimientos geotérmicos, debido a que posee una gran cadena de volcanes a lo largo de todo el territorio. Actualmente en Chile, no hay ningún proyecto con capacidad instalada de energía geotérmica. Sin embargo, los proyectos con mayor estado de avance, son Cerro Pabellón, en la Región de Antofagasta, con una potencia instalada de 50 MW, y que actualmente tiene RCA aprobada y el proyecto Curacautín, con 70 MW en la Región de la Araucanía, que se encuentra en calificación ambiental. Por otra parte, existen 67 concesiones de exploración vigentes, lo que en términos de inversión se traduce en un compromiso aproximado de US$327 millones. La superficie concesionada para exploración es aproximadamente de 2,8 millones de hectáreas, abarcando 10 regiones del país. Además, existen seis concesiones de explotación vigentes, lo que en términos de inversión, se traduce en un compromiso aproximado de US$1.000 millones. Dadas las buenas condiciones que tiene este país para desarrollar esta tecnología, lo que se busca en esta medida es incentivar la energía geotérmica, ya que es una energía que no produce GEI. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Ley 20.257 (Ley ERNC)
Financiamiento	Cómo se financia la medida de mitigación:

	<table><tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr><tr><td>Internacional</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr><tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr></table>
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Sectorial
Sectores y subsectores	Energía
Subsectores	Generación eléctrica
Nivel de implementación	Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza: 1. La mitad del potencial técnico factible es instalado todos los años. 2. La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.
Información de reducción de emisiones	Se considerará un factor de planta variable distinto para cada *time slice*. Además se diferenciará este factor en 3 grupos representando distintos sectores geográficos con distintas condiciones. Al tener un costo de operación bajo, la energía generada, y las consecuentes reducciones de emisiones tendrá relación directa con este factor de planta. Baja capacidad: **Figura 7-8: Emisiones medida Geotérmica capacidad baja**  Fuente: Elaboración Propia Como se puede apreciar en la Figura 7-8, la línea base produce prácticamente las mismas emisiones que la medida de mitigación. Por lo tanto, la reducción GEI corresponde a 0. Alta capacidad: • Reducción estimada anual: 5,04 (4,93 – 5,15) MM Ton CO2-e/año

<table>
<tr><td></td><td>

- Reducción Total estimada: 166,4 (162,6 – 170,1) MM Ton CO2-e

Figura 7-9: Emisiones medida Geotérmica capacidad alta



Fuente: Elaboración Propia

</td></tr>
<tr><td>Supuestos e Información de Costos</td><td>

Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo.

Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5

Los OPEX para línea base y la medida son prácticamente los mismos.

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -918 P5%: -1.589 P95%: 515	Media: 59 P5%: -281 P95%: 284	Media: 452 P5%: 400 P95%: 493
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -5,53 P5%: -9,71 P95%: -3,06	Media: 0,35 P5%: -1,69 P95%: 1,69	Media: 2,72 P5%: 2,44 P95%: 2,96

</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>

- Diversificación de la matriz energética
- Independencia de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica
- Baja relación entre terreno y MW requerido en comparación a otras tecnologías
- Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
- Fomenta I+D en esta tecnología

</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>

Regulatorias:

1. Bajos incentivos para incentivar la instalación de plantas geotérmicas por sobre otra alternativa.
2. Barreras institucionales para usar los recursos geotérmicos, ya que son considerados como los mineros o el agua.

</td></tr>
</table>

	Económicas: 1. Alta inversión para realizar los estudios para encontrar los yacimientos. 2. Poco capital de riesgo para invertir en energía geotérmica. **Tecnológicas:** 1. Pocas empresas y personal capacitados para desarrollar plantas de energía geotérmica. 2. Pocos programas educativos que estudien el tema. **Técnicas:** 1. Poca explotación de yacimientos geotérmicos para poder realizar las plantas. 2. Solo se puede ubicar donde se encuentra el recurso. 3. Largas distancias entre las zonas de consumo y donde se encuentran los recursos.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Aumentar los recursos para fomentar la prospección y construcción de plantas geotérmicas. • Realizar cambios a la regulación para facilitar el proceso de concesiones de uso de energía geotérmica. • Aumentar la prospección de los recursos geotérmicos, por medio de financiamiento a los estudios. • Otorgar becas para ir al extranjero, para que aumente el número de profesionales en el área. • Financiamiento para las líneas de transmisión para trasladar la energía a las zonas de consumo.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	A nivel mundial hay una capacidad instalada de plantas geotérmicas de 10.175 MW, de los cuales 3.094 MW corresponden a EE.UU. con la mayor capacidad instalada a nivel mundial, seguido por Filipinas y en tercer lugar esta Indonesia con 1.197 MW. Mientras que, en Latinoamérica el país que tiene la mayor capacidad instalada es México con 958 MW. Sin embargo, del total instalado a nivel mundial, solo un 0,3% corresponde a energía geotérmica (2008) [3]. Con respecto a los avances de la energía geotérmica, estos se encuentran más desarrollados en países como EE.UU. y Francia, con diversos programas en universidades y grandes empresas preocupadas por el tema
Información Bibliográfica	1. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013i) 2. (Ecofysvalgesta S.A, 2009) 3. (Barría, 2013) 4. (Goldstein et al., 2011)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. No se cuenta con costos referenciados a Chile y tampoco hay mucha información de cuáles serían los mejores lugares para instalar este tipo de planta.

<table>
<tr><th>Nombre de Medida/Tecnología</th><th>Incentivo a una tecnología específica ERNC – Mini-Hidro</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>Chile es un país que posee una gran cantidad de cuencas en las que puede desarrollar centrales hidroeléctricas. Esto es una ventaja frente a otras fuentes energéticas que no tienen los suficientes recursos para ser desarrolladas. Por otra parte, se consideran las centrales de mini-hidro las que tienen una capacidad instalada menor a 20 MW.

Actualmente hay 323 MW en operación y 38MW en construcción. Hay 282 MW con el RCA aprobados, pero sin el inicio de la construcción, y 121 MW en proceso de calificación. Por lo que un 30% de las ERNC en operación corresponde a este tipo de energía (CER, 2013i). Si se considera la capacidad instalada de las ERNC, un 11,2% corresponde a centrales mini-hidro en el país. Considerando cada uno de los sistemas interconectado que posee el país se tiene que un 0,37% corresponde al SING y 1,85% corresponde al SIC de toda la capacidad instalada.

Para esta medida, lo que se busca es crear los incentivos necesarios para potenciar la inclusión de la generación eléctrica por medio de la mini-hidro.
• Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia.
• Año de término : 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en energía.</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257
• Feed-in tariff
• Subastas: restringida a una única tecnología
• Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Ley 20.257 (Ley ERNC)</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
</table>

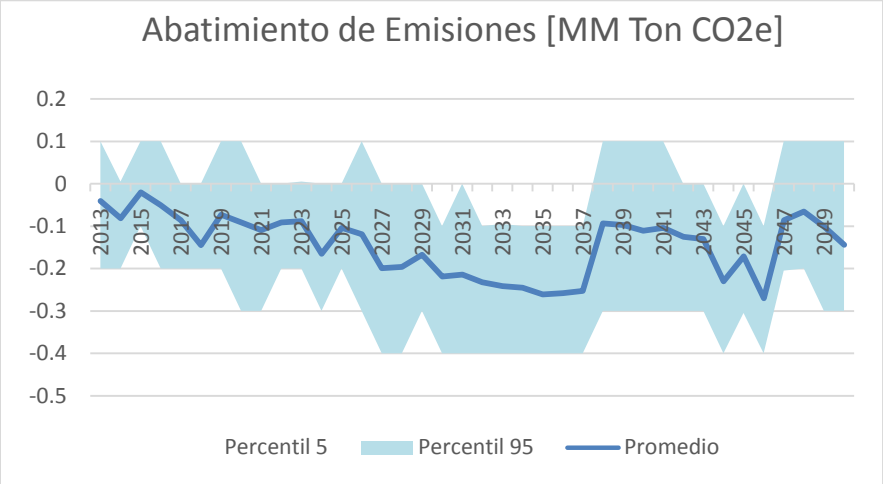
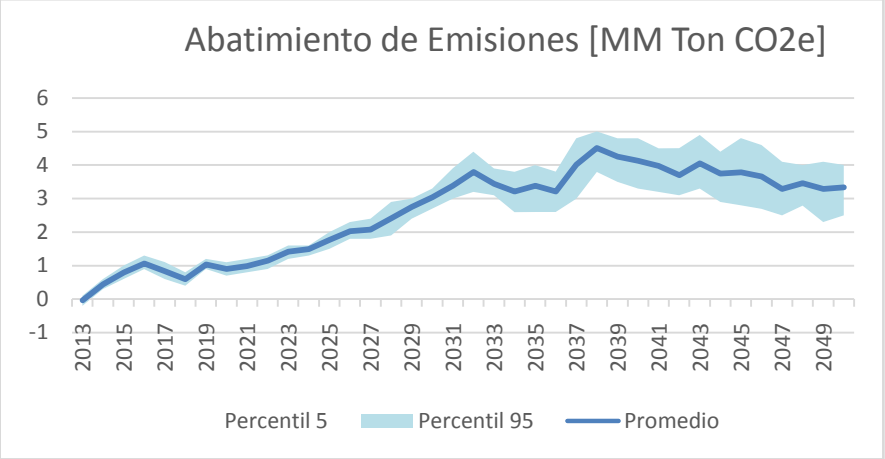
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Sectorial
Sectores	Energía
Subsectores	Generación eléctrica.
Nivel de implementación	Se generan dos escenarios de implementación, los cuales se ingresan de forma exógena, sobre los cuales se optimiza: 1. La mitad del potencial técnico factible es instalado todos los años. 2. La totalidad del potencial técnico factible es instalado todos los años.
Información de reducción de emisiones	Se considerará un factor de planta variable distinto para cada time slice. Además se diferenciará este factor en 3 grupos representando distintos sectores geográficos con distintas condiciones. Al tener un costo de operación bajo, la energía generada, y las consecuentes reducciones de emisiones tendrá relación directa con este factor de planta. Baja capacidad: **Figura 7-10: Emisiones medida Mini Hidro baja capacidad**  Fuente: Elaboración Propia Como se puede apreciar en la Figura 7-10 se tiene que las emisiones de la línea base son las mismas que las de la medida de mitigación, por lo que no existe una reducción en las emisiones con esta medida. Alta capacidad: • Reducción estimada anual: 2,98 (2,70 – 3,24) MM ton CO2-e/año • Reducción Total estimada: 98,2 (89,1– 106,8) MM ton CO2-e

Figura 7-11: Emisiones medida Mini Hidro alta capacidad



Fuente: Elaboración Propia

Supuestos e Información de Costos

Se fuerza a que las penetraciones anuales cumplan tanto con el supuesto de penetración anual, como con el potencial máximo.

Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5

Baja capacidad:

Los costos de esta medida con respecto a la línea base son cercanos a 0.

Alta capacidad:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -2.851 P5%: -3.330 P95%: -2.344	Media: -1.463 P5%: -1.772 P95%: -1.178	Media: -50 P5%: -230 P95%: 121
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -28,98 P5%: -31,60 P95%: -26,37	Media: -14,87 P5%: -17,24 P95%: -12,61	Media: -0,50 P5%: -2,42 P95%: 1,22

Co beneficios

- Independencia energética de los CF para la matriz energética
- Disminución de los costos del sistema por bajos costos variables de esta energía
- Mayor aprovechamiento de los recursos en el país
- Bajo impacto en el entorno, debido a su tamaño
- Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero

Barreras a la implementación de la medida de mitigación

Regulatorias:

1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo (ausencia de incentivos que promocionen las ERNC)

Económicas:

	Alto costo de inversión por kW instalado **Técnicas:** 1. Intermitencia de las ERNC 2. Problema para llevar la energía a las zonas de consumo eléctrico. Ahora en especial para la energía de mini-hidro se pueden mencionar las siguientes barreras: • Demora en la tramitación de permisos • No existencia de criterios unificados de evaluación de impacto ambiental para estas centrales • Obtención de derechos de agua
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Una ley que entregue los incentivos adecuados a las personas para el desarrollo de las plantas de generación de esta energía. • Generar beneficios para costear la transmisión de la energía al sistema troncal.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	Las centrales de mini hidro han sido utilizadas en muchos casos para cumplir con los objetivos de electrificación rural que se plantean los países. Esta provee en 159 países cierta parte de la generación de energía a nivel nacional. Si se consideran todos esos países, cinco originan más de la mitad de la de la producción total de energía hidráulica a nivel mundial: China, Canadá, Brasil, USA y Rusia. Los países que han desarrollo la mayor parte de esta tecnología corresponden a China, EE.UU., Reino Unido [2]. Por otra parte, en la Unión Europea el 17% corresponde a energía hidroeléctrica y actualmente hay instalados 8 GW para pequeña hidro y 18 GW son de capacidad potencial. Mientras que, para el Reino Unido son 100 MW instalados en 120 lugares para la mini hidro [3].
Información Bibliográfica	1. (Palma et al., 2009) 2. (Paish, 2002) 3. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013d) 4. (International Hydropower Association, 2010) 5. (International Energy Agency (IEA), 2012) 6. (Edenhofer et al., 2012) 7. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013j) 8. (Dragu, Soens, & Belmans, 2003)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena. Se cuenta con costos referenciados a Chile y potenciales lugares donde se pueden ubicar en el país.

7.3.3 Medida 3: Expansión Hidroeléctrica en Aysén

Nombre de Medida/Tecnología	Expansión Hidroeléctrica en Aysén
Descripción	Chile es un país que posee una gran cantidad de cuencas en las que puede desarrollar centrales hidroeléctricas, pero su mayor potencial hidroeléctrico se encuentra en la zona de Aysén. El recurso es en extremo abundante y a diferencia de lo que ocurre en el resto del país, la estacionalidad es baja. Si bien es previsible que en el mediano y largo plazo se explote este recurso, independientemente de que exista o no una política de mitigación a las emisiones de GEI, si se podría adelantar y aumentar la expansión Hidroeléctrica en la zona de Aysén. • Año de inicio: 2021 • Año de término: 2050
Tipo	Corresponde a una medida privada en donde se incentivará a empresas instalar generadores hidroeléctricas en Aysén
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Campaña nacional para incentivar la inversión de privados y reducir la oposición de la ciudadanía a la construcción de estas represas.
Tipo de instrumento	El tipo de instrumento que se aplique sería el de involucrar a la gente.
Contexto	Actualmente, en la región se generan 20 MW que sirven para el consumo local de la población. Por otra parte se están estudiando varios megaproyectos que cambiarían radicalmente los ecosistemas, paisajes y estructura social de la región entre los que destacan Hidroaysén (2.750MW), Energía Austral (1.000MW) y Rio Cuervo (600 MW). Según la empresa Endesa, se estima que el potencial hidroeléctrico total de la región de Aysén es de 8040MW, cifra que se muestra muy tentadora para instalar numerosas represas con capacidad para satisfacer las necesidades eléctricas de gran parte de Chile. Estos proyectos tendrán impactos importantes en los ecosistemas y los prístinos paisajes de la región por lo que existe un alto nivel desaprobación ciudadana, lo que se ha visto traducido en un retraso significativo. Por otra parte Chile no cuenta con una carretera eléctrica que lleve la energía desde esta región hacia el norte que es donde será utilizada.
Financiamiento	Cómo se financia la medida de mitigación:

Tipo financiamiento	Improbable	Poco probable	Probable	Muy Probable
Internacional	X			
Gobierno	x			
Privado				X

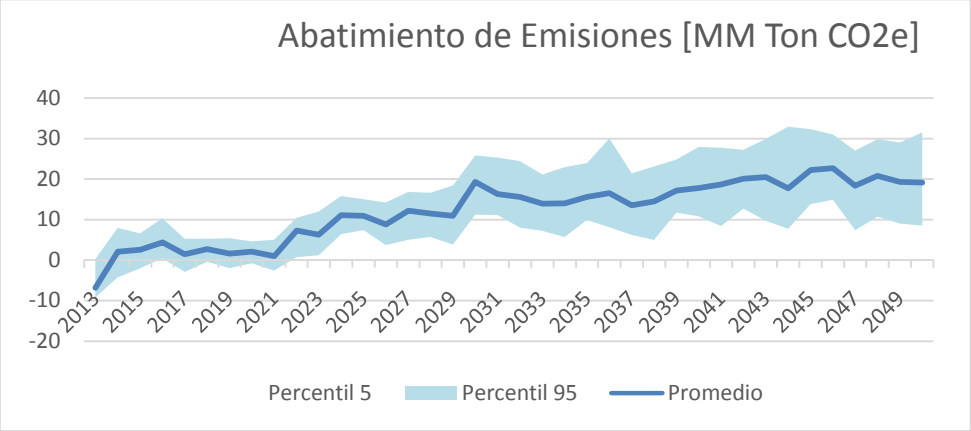
	Compartido X
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Sectorial
Sectores	Energía
Subsectores	Generación eléctrica.
Nivel de implementación	La siguiente tabla presenta la cantidad de MW instalados de centrales hidroeléctricas en la zona de Aysén, para cada año: **Tabla 7-2: Instalación de Centrales en Aysén** Fuente: Elaboración Propia
Supuestos	De acuerdo a lo acordado en el comité directivo del proyecto, en la línea base no se instalan grandes generadoras de electricidad en la región de Aysén. Se considera como medida de mitigación el ingreso de centrales hidroeléctricas en Aysén. Esto a partir del año 2024. A continuación se presenta la cantidad de MW instalados de centrales hidroeléctricas en la zona de Aysén y la diferencia en relación al escenario base, para cada año: **Tabla 7-3: Capacidad Adicional Agregada**

Año	HA(MW)	EA(MW)	Otras (MW)	Total (MW)
2021	660			660
2022	1.160			1.160
2023	1.930			1.930
2025	2.290			2.290
2027	2.750			2.750
2029	2.750	1000		3.750
2035			750	4.500
2040			1750	5.500
2045			2250	6.000

Año	MW Instalados	MW Añadidos
2021	660	660
2022	1.160	500
2023	1.930	770
2025	2.290	360
2027	2.750	460
2029	3.750	1.000
2035	4.500	750
2040	5.500	1000
2045	6.000	500

<table>
<tr><td></td><td>Fuente: Elaboración Propia</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>

Reducción estimada anual: 16,00 (15,13 – 16,61) MM ton CO_2e/año
Reducción Total estimada: 464,0 (438,8 – 481,8) MM ton CO_2e

Figura 7-12: Abatimiento de Emisiones medida Expansión hidroeléctrica Aysén


Fuente: Elaboración Propia</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>
<table>
<tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>HidroAysén</th><th>Energía Austral</th></tr>
<tr><td>Inversión Centrales</td><td>US$/kW</td><td>1.164</td><td>733</td></tr>
<tr><td>Inv. Línea de Transmisión</td><td>US$/kW</td><td>1.382</td><td>1.382</td></tr>
<tr><td>Costos variables (mantenimiento)</td><td>US$/MWh</td><td>5</td><td>5</td></tr>
<tr><td>Vida útil</td><td>años</td><td>40</td><td>Indefinida</td></tr>
<tr><td>Factor de planta</td><td>%</td><td>75%</td><td>75%</td></tr>
</table>
Fuente: (HidroAysen, 2013) , (Borregaard, 2009) y (Pramar Ambiental, 2007)
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN (MMUSD 2012)</td><td>Media: -16.744
P5%: -17.803
P95%: -15.737</td><td>Media: -9.373
P5%: -9.991
P95%: -8.773</td><td>Media: -1.350
P5%: -1.500
P95%: -1.209</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)</td><td>Media: -36,09
P5%: -37,79
P95%: -33,98</td><td>Media: -20,20
P5%: -21,25
P95%: -18,96</td><td>Media: -2,91
P5%: -3,19
P95%: -2,65</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>

Independencia energética de los combustibles fósiles para la matriz energética
Disminución de los costos del sistema por bajos costos variables de esta energía

</td></tr>
</table>

	• Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	**Políticas:** La normativa legal vigente hace imposible la transmisión de la electricidad generada en dichas centrales hacia las regiones ubicadas más al norte del país que es donde se requiere la electricidad. **Sociales:** Gran parte de la ciudadanía Chile se opone tajantemente a la construcción de estas centrales puesto a que modificarían los paisajes y los ecosistemas acuáticos de la región.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Para superar las barreras políticas será necesario modificar la legislación para hacer posible la construcción de una carretera eléctrica que conecte el sur con el centro y el norte. • En cuanto a las barreras sociales será necesario realizar una campaña nacional para cambiar la percepción de la ciudadanía en relación a este tipo de proyectos.
Interrelación con otros sectores	No hay
Estado del Arte Internacional	La energía hidroeléctrica de embalse con capacidad de regulación es una tecnología madura a nivel nacional e internacional. Con altos niveles de implementación, donde el recurso está disponible.
Información Bibliográfica	1. HidroAysén. www.hidroaysen.cl. (2013). 2. (Borregaard et al., 2009) 3. (Comision Nacional de Energía, 2013; Comisión Nacional de Energía, 2013) 4. (Pramar Ambiental, 2007)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Fundamental acordar la línea base y las tasas de penetración de mitigación.

7.3.4 Medida 4: Promoción de la cogeneración con biomasa

Nombre de Medida/Tecnología	Promoción de la cogeneración con biomasa
Descripción	La cogeneración consiste en la posibilidad de generar energía eléctrica y térmica al mismo tiempo. La ventaja que posee es que se pueda dar eficiencia energética a los procesos. Sumado a eso, existe la alternativa de generar la energía a través de la biomasa, la cual no tiene emisiones de GEI. Lo que se considera para esta medida es aprovechar los recursos que sobran de los desechos forestales de todo el país, los cuales son abundantes en Chile por ser un exportadores de madera, y generar energía por medio de estos en plantas de cogeneración que pueden haber en las distintas industrias. Aun cuando llega al 2% de la matriz de generación, la biomasa constituye un combustible muy relevante en el actual y potencial parque de cogeneración nacional. Este escenario considera la utilización de fuentes verdes provenientes de los mercados forestales y procesamiento de madera para la producción de vapor en una caldera, su aprovechamiento térmico en procesos y la generación de electricidad. El aprovechamiento de la biomasa, , muestran un potencial cercano a 400MW, con eficiencias de conversión final en electricidad inferiores a 30%, con lo cual puede estimarse un potencial en modalidad de cogeneración, de otros 600 MW como aporte de energía térmica a procesos, dando una eficiencia global teórica a partir de la biomasa analizada, cercana al 75% (Palma et al., 2009). • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Para promover el desarrollo de las ERNC se identifican principalmente dos tipos de acciones: • Regulatorias: Modificación a la Ley 20.257 • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o créditos a la inversión
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer

<table>
<tr><td></td><td>la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
Ley 20.257 (Ley ERNC)</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Energía, Residuos y Forestal</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Tasa de penetración: Se considerara que el 50% de los residuos forestales de las empresas de ese sector se usará para la generación de energía. La cantidad de residuos forestales depende debe ser entregada por ese sector.</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Actualmente, en Chile los procesos de generación de electricidad existentes se basan de manera principal en la combustión directa de la biomasa, por esta razón se muestran los parámetros para este tipo de generación de energía:
Costos asociados a operación y mantenimiento se encuentran entre 6 y 25 USD/kW-año [NREL, 2009]
El factor de planta que puede alcanzar se encuentra entre un 86,6 y 94,2% [ETSAP/ IEA, 2010]
La eficiencia estimada de conversión se encuentra en el rango de 15 a 38% [EPA 2008], para el caso de generación de electricidad y sobre 70% en caso de generación de energía térmica [ETSAP/IEA, 2010].</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Sólo se considera combustión directa.
La combustión, es un proceso considerado carbono neutral, puesto que las emisiones del proceso son equilibradas con el CO2 absorbido previamente por las plantas y árboles durante su crecimiento.
Esta tecnología puede ser aplicable en cualquier lugar donde se disponga de una fuente de biomasa.

Debido a que no se cuentan con la información del sector forestal en cuanto a la cantidad de residuos forestales esta medida no fue modelada y sólo se realizó una estimación de su potencial:</td></tr>
</table>

	• Reducción estimada anual:4,03 MM ton CO_2e/año • Reducción Total estimada:136,98 MM ton CO_2e
Información de Costos	Costos de inversión y operación: Ver Capítulo 5 Costo efectividad de la medida estimado: -28,39 [USD/ton]
Co beneficios	• Mayor independencia de combustibles fósiles para generar energía en la matriz energética. • Mayor diversificación de la matriz energética. • Mejor aprovechamiento de los recursos. • Se puede aplicar en lugar distintos a generadoras eléctricas, como en la industria papelera. • Potenciales disponibles en la industria de varios cientos de MW. • Reducción de las inversiones necesarias y menor fabricación de equipos. • Existencia de tecnologías maduras y fáciles de O&M.
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	**Regulatorias:** 2. No hay una regulación para un mayor fomento de las centrales de cogeneración. **Económicas:** 4. Alto costo de inversión por kW instalado. 5. Alto costo de transporte del combustible y falta de logística de suministro. 6. Dificultad para tener disponibilidad de las materias primas (competencia de las empresas y de los biocombustibles como materia prima, y con alimentos y fibras para las tierras de cultivo). **Técnicas:** 3. Baja potencia de las plantas de biomasa. 4. Baja eficiencia de conversión. **Otros:** 6. Riesgos asociados a la agricultura intensiva (fertilizantes, productos químicos, biodiversidad).
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Crear una regulación para incentivar y subsidiar a las empresas a hacer plantas de cogeneración de biomasa. • Disminución los costos de transporte de las materias primas por medio de subsidios a las empresas. • Controlar los posibles daños que puede ocasionar la agricultura intensiva.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	La cogeneración es una alternativa que se está considerando fuertemente en los países desarrollados, ya que permite ser más eficiente en el uso de la energía, y además considera la inclusión de las energías renovables en su matriz. Países como Dinamarca, Finlandia y Rusia son los que tienen el

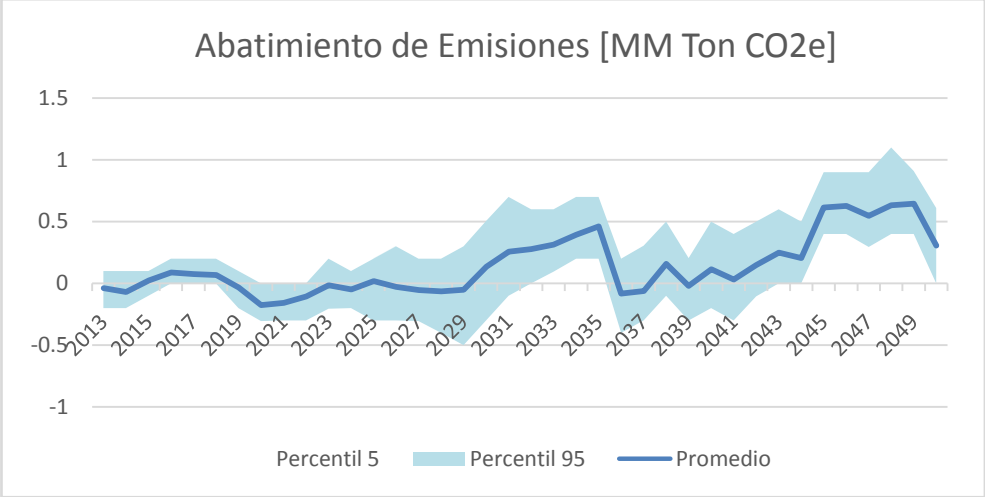
	mayor porcentaje de su matriz con cogeneración (30-50%). Mientras que Rusia es el que tiene la mayor proyección de energía con un 43% para el 2030. Actualmente, la biomasa es el 10% de los recursos primarios de la energía en el mundo. Esta se puede encontrar como leña o carbón. Esta ha crecido de manera constante en Europa, principalmente en Austria, Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Finlandia y Suecia, donde la bioelectricidad es en su mayoría producida a partir de residuos de madera. Favorecido por la abundancia de recursos y las políticas nacionales, los países nórdicos europeos no sólo buscan producir energía, sino también exportar equipos y dar servicios para la generación de energía de biomasa. En el año 2004 Alemania, Hungría, Holanda, Polonia y España registró un aumento anual de capacidad de 50% - 100% o más. En Australia, Austria, Bélgica, Dinamarca, Italia, Corea del Sur, Nueva Zelanda y Suecia, el crecimiento estaba en el rango de 10-30%. La industria de energía de biomasa también está activa en los Estados Unidos, donde aproximadamente el 85% del proceso total de madera restante (con exclusión de los residuos forestales) se utilizan para la alimentación a generación de plantas. Por otra parte, se están desarrollando plantas en otras partes del mundo como, por ejemplo: China, Brasil, América Latina, Tailandia, Camboya y la India se están convirtiendo cada vez más a las plantas de energía de biomasa y GNL, junto con la energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica y eólica.
Información Bibliográfica	1. (Palma et al., 2009) 2. (Department of Energy & Climate Change, 2013) 3. (International Energy Agency (EIA), 2009) 4. (IEA Energy Technology Essentials, 2007) 5. (Rudnick, Giangrandi, & Vial, 2013)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	La calidad de la información depende mucho de los datos entregados por el sector forestal. Correlación con el sector forestal.

7.3.5 Medida 5: Generación eléctrica en obras de riego

Nombre de Medida/Tecnología	Generación eléctrica en obras de riego
Descripción	Las obras de riego poseen una importante estructura ya realizada, como lo son los canales para llevar las aguas a distintos lugares. Además, Chile posee un gran número de aguas fluviales, las cuales son utilizadas para el riego. Siendo así, una buena alternativa es usar las obras de riego y generar energía por medio del agua que circula por ellas como una buena oportunidad de generar energía que no emite GEI y se aprovecha la infraestructura ya construida. Esta es una fuente tiene un gran potencial en el país, debido al gran número de canales que hay para alimentar las zonas agrícolas. Sin embargo, esta no se ha explotado lo suficiente, debido a que no están los incentivos adecuados para poder desarrollarlas. Además, esta energía debe ser transportada a las zonas de consumos, lo cual es un gran problema, puesto que las fuentes se encuentran en zonas aisladas (Correa, 2012) Se considerarán obras de riego, como micro hidros con potencia menor a 2 MW. También, es importante considerar el número de canales disponibles en el país. Entre la III y IX Región hay 9.981 canales contabilizados. Además, se tiene el factor de planta promedio que existe en los embalses del país, el cual corresponde a 0,76. Este valor considera una hidrología del 50% para la estimación. Considerando lo anterior, la capacidad instalable estimada total correspondería a 1.403 MW (CADE, 2011). • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que el sector privado invierta en esta fuente de energía
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios, fondos o créditos a la inversión.
Tipo de instrumento	Este tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las obras de riego, ya que se busca atraer la inversión de privados en este tipo de tecnología a través del desarrollo del mercado.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Ley 18.450 • Ley 20.257
Financiamiento	Cómo se financia la medida de mitigación:

	<table><tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr><tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr><tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr></table>
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Sectorial
Sectores	Energía, Forestal y Agricultura
Subsectores	Generación eléctrica
Nivel de implementación	• Para el año 2050 se instalará el 50% del potencial técnico factible, 700 MW con un crecimiento de la siguiente manera: **Tabla 7-4: Capacidad Instalada Riego Medio** <table><tr><th>Año</th><th>Potencial instalado [MW]</th></tr><tr><td>2020</td><td>90</td></tr><tr><td>2030</td><td>240</td></tr><tr><td>2040</td><td>490</td></tr><tr><td>2050</td><td>700</td></tr></table> Fuente: Elaboración Propia • Para el año 2050 se instalará el 100% del potencial técnico factible, 1.400 MW con un crecimiento de la siguiente manera: **Tabla 7-5: Capacidad Instalada Riego Total** <table><tr><th>Año</th><th>Potencial instalado [MW]</th></tr><tr><td>2020</td><td>180</td></tr><tr><td>2030</td><td>480</td></tr><tr><td>2040</td><td>980</td></tr><tr><td>2050</td><td>1400</td></tr></table> Fuente: Elaboración Propia
Información de reducción de emisiones	Baja capacidad: • Reducción estimada anual: 5,4 (0,05 – 0,31) MM ton CO2-e/año • Reducción Total estimada: 5,4 (1,8 – 10,2) MM ton CO2-e

Figura 7-13: Abatimiento de Emisiones medida Riego baja capacidad

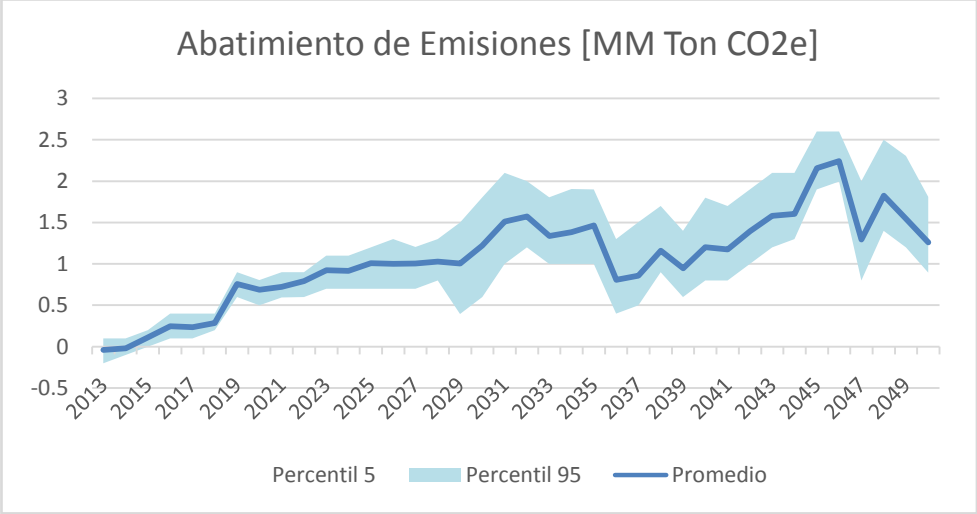


Fuente: Elaboración Propia

Alta capacidad:

- Reducción estimada anual: 1,22 (1,03 – 1,46) MM ton CO2-e/año
- Reducción Total estimada: 40,2 (34,0 – 48,1) MM ton CO2-e

Figura 7-14: Abatimiento de Emisiones medida Riego alta capacidad



Fuente: Elaboración Propia

Supuestos e Información de Costos

Parámetro	Unidad	Tecnología Microhidro
Costo de capital 2013	MUS$/kW	2,353
Costos variables (mantenimiento)[52]	US$/kW-año	75
Vida útil	años	25
Factor de planta	%	50

Fuentes: IEA 2010 y Escenarios Energéticos 2030

Baja capacidad:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -1.199 P5%: -1.563 P95%: -612	Media: -687 P5%: -900 P95%: -339	Media: -176 P5%: -222 P95%: -103
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -354,56 P5%: -783,92 P95%: -59,48	Media: -204,15 P5%: -444,59 P95%: -31,90	Media: -50,56 P5%: -105,55 P95%: -10,63

Alta capacidad:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -2.107 P5%: -2.790 P95%: -1.017	Media: -1.214 P5%: -1.615 P95%: -542	Media: -270 P5%: -354 P95%: -111
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -54,52 P5%: -83,33 P95%: -21,30	Media: -31,45 P5%: -48,46 P95%: -11,23	Media: -7,00 P5%: -10,25 P95%: -2,47

Co beneficios

- Independencia energética a diferencia de los otros recursos
- Disminución de los costos del sistema por bajo costo variable de esta energía
- Mayor aprovechamiento de los recursos en el país
- Bajo impacto en el medio ambiente por su tamaño
- Independencia en la generación de energía con respecto a recursos que vienen del extranjero

Barreras a la implementación de la medida de mitigación

Regulatorias:

2. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo (ausencia de incentivos que promocionen las ERNC)
3. Falta de políticas que incentiven la construcción de las obras de riego.

Económicas:

1. Alto costo de inversión por kW instalado

Técnicas:

1. Intermitencia en el caudal que circula
2. Problema para llevar la energía a las zonas de consumo eléctrico.

[52] La operación y mantención se considera un 1.5% de la inversión por año

	Ahora en especial para la energía de mini-hidro se pueden mencionar las siguientes barreras: 1. Demora en la tramitación de permisos 2. No existencia de criterios unificados de evaluación de impacto ambiental para estas centrales 3. Obtención de derechos de agua
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Una ley que entregue los incentivos adecuados a las personas para el desarrollo de las plantas de generación de esta energía. • Generar beneficios para costear la transmisión de la energía al sistema troncal.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	A nivel mundial, esta fuente de generación de energía está asociada a la micro-hidro (<100 kW), ya que se aprovecha los canales de riego ya definidos. Es una tecnología bastante usada, puesto que es una energía limpia y que no requiere de grandes inversiones. Los países que han desarrollo la mayor parte de esta tecnología corresponden a China, EE.UU., Reino Unido [4]. Por otra parte, en la Unión Europea el 17% corresponde a energía hidroeléctrica y actualmente hay instalados 8GW para pequeña hidro y 18 GW son de capacidad potencial. Mientras que, para el Reino Unido son 100 MW instalados en 120 lugares para la pequeña hidro.
Información Bibliográfica	1. (Palma et al., 2009) 2. (Correa, 2012) 3. (Dragu et al., 2003) 4. (Paish, 2002) 5. (CADE, 2011b)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena

7.3.6 Medida 6: Net Billing

<table>
<tr><th>Nombre de Medida/Tecnología</th><th>Ley de Net Billing (Energía Solar Fotovoltaica)</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>La ley número 20.571 regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, la cual establece el sistema de incentivo a los pequeños medios de generación distribuidos en base a energías renovables no convencionales (“ERNC”).

Mediante esta ley los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kW. Además los ingresos obtenidos por los clientes finales en virtud de esta normativa no constituyen renta y no estarán afectas a IVA.
• Año de inicio: 2013 – línea base
• Año de término : 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en energía fotovoltaica</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>Regulación: Modificación a la Ley 20.571</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>El instrumento propuesto busca crear un mercado para promover el desarrollo de las ERNC, en este caso de la energía fotovoltaica, ya que se busca atraer la inversión de privados, en sus residencias, de este tipo de tecnologías. A través de la regulación ambiental.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Ley 20.571</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:

<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>El precio que se paga por energía inyectada en el sistema será valorizado al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados (Ley 20.571).

El nivel de penetración depende de la disponibilidad de implementación de paneles fotovoltaicos en lugares residenciales, por lo que se necesita información correspondiente al sector de CPR para definir este punto.</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Sólo se analizará la tecnología SFV en lugares residenciales.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Esta medida está estimada, pues se necesitan los datos del sector CPR. Sin embargo, se realizó la siguiente estimación:

• Reducción estimada anual: 0,93 MM ton CO2-e/año
• Reducción estimada: 35,50 MM ton CO2-e</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>El costo de inversión depende de la capacidad de los paneles. Los costos de la energía fotovoltaica para esta medida corresponden a:

Tabla 7-6: Costos asociados a paneles FV
<table><tr><th></th><th>Inversión</th><th>Costos variables de O&M</th><th>Costos fijos de O&M</th></tr><tr><td>Unidad</td><td>[MUS$/MW]</td><td>[US$/MWh]</td><td>[US$/kW-año]</td></tr><tr><td>SFV</td><td>2,749</td><td>5,0</td><td>36</td></tr></table>Fuente: Elaboración propia en base a Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, (2012); Escenarios Energéticos (2013) y Massachusetts Institute of Technology (2007)

Costo efectividad estimado de la medida: 3,10 [USD/ton]</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>• Reducción de contaminantes locales dados por el desplazamiento de centrales termoeléctricas existentes.
• Mejora en la eficiencia energética por la reducción de pérdidas por transmisión
• Mejora la seguridad, se reducen las incidencias de apagones
• Aumenta la capacidad de transmisión del sistema (lo descongestiona)
• Se promueve la regionalización</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación</td><td>• Obtención del financiamiento
• La metodología que deben seguir los proyectos FV para lograr la conexión a los sistemas de distribución son engorrosos y poco amigables.
• Capacidad instalada por cliente o usuario final no puede superar los 100 kW (limitaciones grandes edificios y otros parecidos)</td></tr>
</table>

	• El precio al cual se valoriza la energía, está relacionado directamente con el precio de nudo al cual compra la energía la empresa distribuidora (precio fluctuante en el tiempo).
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Subsidios u otro tipo de financiamiento • Procedimiento de conexión claros y precisos
Interrelación con otros sectores	Transporte, CPR, Minería e Industrias, Residuos, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	Tres mecanismo son los más utilizados para incentivar la inyección de energía a la red a partir del sector residencial e industrial: feed-in tariffs (FIT), net metering, and net purchase and sale (net billing). La diferencia entre los dos últimos mecanismos es que el net metering compara los montos consumidos o inyectados al final de un periodo mientras el net billing la cantidad de generación de PV y consumo de electricidad son comparados momento a momento. Los tres mecanismos han sido implementados en diversos países, por ejemplo Alemania adopto el sistema de FIT mientras que en muchos estados de USA utilizan net metering (Yamamoto, 2012)
Información Bibliográfica	1. (Avril, Mansilla, Busson, & Lemaire, 2012) 2. (Ayoub & Yuji, 2012) 3. (Benavente, Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005) 4. (Besa, Bielefeldt, Grifferos, & Oses, 2012) 5. (Bezerra et al., 2012) 6. (Valdés & Gutiérrez, 2012) 7. (Fouquet & Johansson, 2008) 8. (“Ley 20.571,” 2013) 9. (Yamamoto, 2012)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Punto crítico: Tasa penetración, ya que es información que deben entregar los otros sectores

7.3.7 Medida 7: Norma o incentivo a tecnologías a carbón más limpias

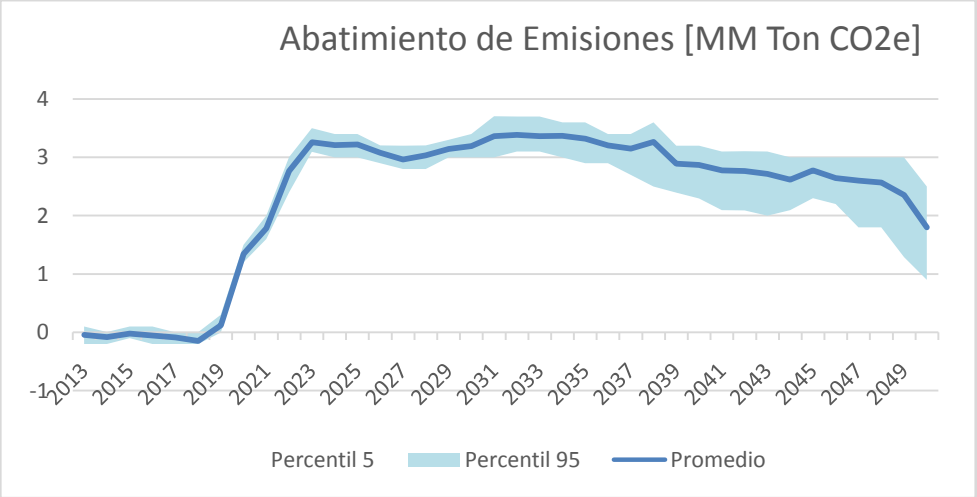
Nombre de Medida/Tecnología	Norma o incentivo a tecnologías a carbón más limpias
Descripción	Una de las medidas que se puede aplicar para la disminución de las emisiones de GEI es usar tecnologías de carbón más limpias como, por ejemplo: • Carbón lecho fluidizado: Mejora el impacto que tiene el uso de carbón reduciendo las emisiones de SOx y NOx hasta un 90%. • Plantas supercríticas (SC) y ultrasupercriticas (USC) de combustión de carbón: operan a una temperatura y presión superior, lo que permite alcanzar una mayor eficiencia que las plantas de combustión normales y una reducción significativa de emisiones. • Gasificación integrada (CCGI): Es una tecnología que transforma el carbón en gas (gas de síntesis) a través de la gasificación. Luego, elimina las impurezas del gas de hulla antes de ser quemado. De ello resulta una disminución de las emisiones de gases locales. También se traduce en una mayor eficiencia en comparación con el sistema convencional de carbón pulverizado. En Chile no hay incentivos para la aplicación de tecnologías a carbón más limpias. Lo que ha ocurrido hasta ahora es la inversión por parte de las propias empresas para desarrollar estos cambios tecnologías, entonces lo que se propone con esta medida es impedir o limitar la entrada en operación de nuevas centrales a carbón SC. Lo que considera esta medida es crear una norma o incentivos a tecnologías a carbón más limpias y que se aplique en las generadoras que tengan altas emisiones. • Año de inicio: 2015 • Año de término: 2050
Tipo	Pública y/o Privada
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Impuesto: Las generadoras que continúen utilizando carbón como combustible deberán pagar un impuesto proporcional a las toneladas de carbón combustionadas. Este impuesto aumentará el precio de la energía de estas fuentes disminuyendo su participación en la matriz nacional, e incentivando a los generadores a invertir en tecnologías más limpias.
Tipo de instrumento	Se busca usar el mercado que existe para que este invierta en tecnologías que contaminen menor, a través de la entrega de subsidios o encareciendo la energía más “contaminante”.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Norma emisión para centrales termoeléctricas

<table>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:

<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsector</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>A partir del 2020 no se permite la entrada de tecnologías subcríticas a carbón. Sólo estarán disponibles las tecnologías de lecho fluidizado, CCGI, SC, y USC.</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Eficiencia de las tecnologías [2]:
Subrcrítica entre un 25-36%
Supercrítica entre un 37-43%
Ultra- supercrítica entre 44-55%
Se pueden alcanzar reducciones significativas cuando se remplazan plantas de < 300 MW de capacidad y que tengan más de 25 años en operación (World Coal Association, 2013).</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Las recomendaciones para el mediano plazo del Energy Technology Perspectives 2012desarrollar SC y USC, por sobre las otras tecnologías. Estas tecnologías permiten llegar a niveles de emisión entre entorno a los 700 gr/kWh, otras tecnologías como lecho fluidizado no se consideran adecuadas para la mitigación, ya que sus emisiones están en 963 gr/kWh que es incluso superior al promedio de las tecnologías SC que existen.

Reducción estimada anual: 2,53 (2,34 – 2,65)
Reducción Total estimada: 88,5 (81,8 – 92,7)</td></tr>
</table>

Figura 7-15: Emisiones medida tecnologías a carbón más eficientes



Fuente: Elaboración Propia

Información de Costos

Los costos de capital para cada una de las tecnologías a carbón más limpias corresponde a:

Tipo de central	Costo de capital 2013 [MUS$2012/MW]	Variación anual (Curva de Aprendizaje) [%]
Carbón SC	3,042	-0,2
Carbón USC	3,116	-0,2
Carbón LF	3,042	-0,2
Carbón CCGI	3,474	-0,3

Fuente: Escenarios Energéticos 2030

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN	Media: -1.428 P5%: -1.679 P95%: -962	Media: -679 P5%: -869 P95%: -312	Media: 50 P5%: 43 P95%: 221
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -16,18 P5%: -19,38 P95%: -10,74	Media: -7,72 P5%: -10,14 P95%: -3,48	Media: 0,55 P5%: -0,51 P95%: 2,43

Co beneficios

- Mayor investigación en las nuevas tecnologías
- Atraer inversiones extranjeras para el trabajo con nuevas tecnologías

Barreras a la implementación de la medida de mitigación

Regulatorias:

1. Ausencia de leyes que incentiven el uso de tecnologías a carbón más limpias

Económicas:

1. Alto costo para lograr un cambio en las preferencias de las empresas, ya que el precio del carbón en los últimos años se ha mantenido relativamente estable en el país.
2. Dificultad para encontrar el incentivo adecuado de pago que provoque el cambio de tecnología

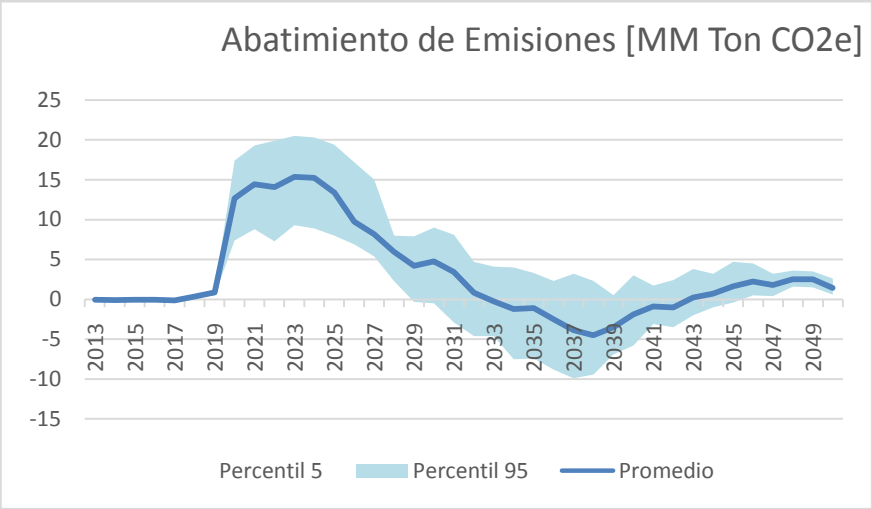
	Tecnológicas: 1. Poca gente con conocimientos en tecnologías a carbón más eficiente **Otros:** El cambio de uso de tecnología provocará una gran cantidad de chatarra por parte de las empresas generadoras, por el cambio de equipos.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Regulación para incentivar el uso de tecnologías a carbón más limpias • Enviar a personas a estudiar al extranjero en estos temas, a través de becas
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	Lo que ha ocurrido hasta ahora con las tecnologías a carbón más limpias es que actualmente han surgido más alternativas de carbón que incluyen niveles como: supercritical, ultra-supercritical y advanced-USC, el cual corresponde a la tecnología más eficiente (IEA, 2012). Esto se ha propagado en muchos países como en España y EE.UU. China desde el año 2000, ha triplicado su capacidad instalada de carbón, mientras que india incremento su capacidad instalada de carbón en un 50%. Sin embargo, el año 2011 China construyo más plantas con tecnologías SC y USC (40 GW) que subcrítico (23 GW). En India a partir del año 2010, todas las plantas fueron construidas con tecnologías subcrítica, pero del año 2010 al 2011 se estimó que fueron instalados 8.5 GW de tecnologías SC comparada a los 36 GW de tecnología subcrítica instalada (IEA, 2012).
Información Bibliográfica	1. (International Energy Agency (IEA), 2012) 2. (World Coal Association, 2013) 3. Mao (2013). 4. IEA (2010).
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular.

7.3.8 Medida 8: Aumento sustantivo de la generación con GNL

Nombre de Medida/Tecnología	Aumento sustantivo de la generación con GNL
Descripción	Las emisiones de GEI de termoeléctricas que utilizan gas natural licuado como combustible son sustancialmente menores que aquellas que usan carbón (94.600 [kg/TJ] del carbón en comparación a 56.100 [kg/TJ] producidos por el GNL). Al aumentar la generación eléctrica con GNL se busca desplazar la utilización de carbón o petróleo como combustible. El logro de este objetivo se puede alcanzar mediante distintos instrumentos: la creación de una norma que impida la entrada de centrales termoeléctricas a carbón, un impuesto que se aplique a las generadoras que utilicen carbón a los combustibles, la ampliación de terminales, la importación de shale gas o la extracción de este en la cuenca de Magallanes. • Año de inicio 2020 • Año de término 2050
Tipo	Pública para el caso de la norma y de la amplificación de los terminales y privada para el caso de la importación o explotación del shale gas.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Norma: Creación de un proyecto de ley que impida la entrada de nuevas plantas termoeléctricas a carbón o petróleo a la industria de las generadoras. • Fondo: Para aumentar los terminales de importación de GNL es necesario disponer de un fondo nacional destinado a la construcción de puertos o sistemas de transferencia de GNL. • Subsidio: Se plantea la entrega de un subsidio para las generadoras que cambien el uso de carbón o petróleo por el uso de shalegas. Este subsidio será proporcional a la cantidad de combustible desplazado. • Impuesto: Las generadoras que continúen utilizando carbón como combustible deberán pagar un impuesto proporcional a las toneladas de carbón combustionadas. Este impuesto aumentará el precio de la energía de estas fuentes disminuyendo su participación en la matriz nacional.
Tipo de instrumento	Clasificación del instrumento utilizado para implementar medida de mitigación: • Regulación ambiental: La ley que prohíba la entrada de nuevas generadoras a carbón o petróleo corresponderá a una regulación ambiental. • Creando mercado: Subsidios al GNL • Usando mercado: La creación de un fondo nacional para la ampliación de los terminales de GNL utilizaría un mercado ya existente

<table>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
La medida correspondería a un programa específico completo que busque aumentar la generación eléctrica con GNL.</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>x</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>x</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td>x</td><td></td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsector</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se limita la entrada de centrales a carbón a partir del 2020, del 100% de las centrales del plan de expansión se forzará que el 50% de ellas sean de GNL en vez de carbón.
Además, para considerar la entrada del shale gas se usará el escenario de precios bajos del gas entregado por el equipo MAPS. Por lo tanto, esto pasa a ser una sensibilidad que será analizada en esta sección.
Lo mencionado anteriormente corresponde a 2 niveles de implementación de esta medida.</td></tr>
<tr><td>Supuestos e Información de reducción de emisiones</td><td>Las reducciones se darán por las diferencias entre las emisiones producidas por el GNL versus las que de dejan de producir por centrales termoeléctricas a carbón.
Subsidio:
Reducción estimada anual: 18,73 (15,52 – 26,02) MM ton CO2-e
Reducción Total estimada: 580,56 (481,04 – 806,54) MM ton CO2-e</td></tr>
</table>

Figura 7-16: Abatimiento de Emisiones medida Subsidio a GNL



Fuente: Elaboración Propia

GNL bajo costo:

- Reducción estimada anual: -0,33 (-0,47 – -0,16) MM ton CO2-e
- Reducción Total estimada: -10 (-14,2 – -4,7) MM ton CO2-e

Esta medida genera emisiones, debido a que se incentiva el uso de las centrales a GNL.

Información de Costos

El costo de esta medida se considerará como un subsidio a la energía generada por gas correspondiente a 40 [USD/MWh].
En el caso del shale gas se utilizará el escenario de precios bajos.

Subsidio:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: 14.554 P5%: 13.440 P95%: 15.540	Media: 8.281 P5%: 7.412 P95%: 9.199	Media: 1.075 P5%: 609 P95%: 1.650
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: 141,23 P5%: 87,71 P95%: 256,38	Media: 80,68 P5%: 48,52 P95%: 149,71	Media: 10,86 P5%: 4,08 P95%: 22,47

GNL bajo costo:

	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -5,58 P5%: -572 P95%: 827	Media: 61 P5%: -334 P95%: 668	Media: -30 P5%: -170 P95%: 206

	Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: No reduce P5%: No reduce P95%: No reduce	Media: No reduce P5%: No reduce P95%: No reduce	Media: No reduce P5%: No reduce P95%: No reduce
Co beneficios	La disminución del uso del carbón y petróleo traerá beneficios a la salud de las poblaciones que se ubican cerca de las plantas termoeléctricas ya que la quema de estos combustibles, además de emitir GEI emiten contaminantes locales como material particulado, nitratos y sulfatos que dañan la salud de quienes los inhalan.			
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	• Para la ampliación de los terminales existen barreras políticas importantes ya que actualmente no se tiene buena relación política con los 2 proveedores de GNL más cercanos al país (Bolivia y Argentina). • Para el uso del shale-gas una barrera importante corresponde a la reticencia de la mayoría de los generadores para adoptar nuevas tecnologías.			
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Para superar la barrera política será necesario fortalecer las relaciones políticas con los países fronterizos y entregar incentivos monetarios para que la transacción sea favorable. • Para facilitar la adopción del uso de Shale-gas se desarrollarán seminarios destinados a ejecutivos de los generadores que muestren el éxito de estas tecnologías en otras partes del mundo.			
Interrelación con otros sectores	Esta medida se relaciona con el sector transporte en caso que se decida ampliar los terminales con transporte marítimo.			
Estado del Arte Internacional	En Estados Unidos la EPA, OMSRE y MSHA han creado una serie de normas y reglas que buscan aumentar el costo de la generación con carbón y de la inversión en plantas de este tipo. En relación al Shale Gas en España y otros países se han registrado casos exitosos de la explotación y uso de este combustible en Cantabria, Castilla y León y país Vasco.			
Información Bibliográfica	1. (Loris, 2012) 2. (Shale Gas España, 2013)			
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular.			

7.3.9 Medida 9: Proyecto de Planificación Industrial para promover la cogeneración con grandes centrales térmicas

Nombre de Medida/Tecnología	Proyecto de Planificación Industrial para promover la cogeneración con grandes centrales térmicas
Descripción	La cogeneración es una buena alternativa para aprovechar la energía térmica que resulta de la generación de energía eléctrica. Por otra parte, si se considera que las industrias son grandes consumidores de energía para sus procesos, se puede aprovechar la cogeneración para reducir su demanda eléctrica del sistema. Los ciclos típicos presentes en la cogeneración son dos, *Topping* y *Bottoming.* En el primero se genera electricidad y el excedente de calor que se genera se utiliza en los procesos industriales, en sistemas de aire acondicionado u otros requerimientos de carácter térmico- y el *Bottoming* - excedentes de calor de un proceso son utilizados en una máquina motriz típicamente una turbina para producir energía eléctrica.En este caso sólo se considerará el *Bottoming.* A nivel de cogeneración, en Chile no existe un gran desarrollo en el área. Esto considerando los sectores de altos consumos que hay en las diversas áreas como lo son la minería, acereras, cementaras, forestal y fundiciones. Según el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), desde el año 1995 se han presentado 14 proyectos de cogeneración, de los cuales 3 de ellos corresponden a cogeneración industrial (sin contemplar proyectos de biomasa), dichos proyectos son: - Planta de Cogeneración CMPC Tissue Talagante (En calificación)- Gas Natural - Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina (SING)- Diésel - Coque y Cogeneración Petro Power ENAP- Coque de petróleo (Lecho fluidizado) - Coque y Cogeneración Petro Power ENAP En cuanto a la totalidad de proyectos de cogeneración funcionando en Chile, en la el anexo VI se pueden observar todas las centrales que funcionaban hasta el año 2010 con biocombustible y los proyectos energéticos de cogeneración existentes al año 2005 que utilizan combustibles fósiles. Lo que se busca con esta medida es generar una propuesta de planificación de industrias con alto consumo térmico cerca de las

<table>
<tr><td></td><td>centrales térmicas. Las industrias que se consideraran en el país son las más relevantes como: minería, acereras y cementeras.

- Año de inicio: 2017
- Año de término : 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en este tipo de tecnologías</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>• Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión: Subsidios o créditos a la inversión
• Tarifas especiales</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>Los instrumentos propuestos buscan usar el mercado para promover el desarrollo de este tipo de tecnologías, ya que se busca atraer la inversión de privados a través del desarrollo del mercado. O si es la modificación una ley o norma, es a través de regulación ambiental.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Regulación eléctrica 1997
• LGSE
• Ley 19.940
• Ley 20.018
• Ley 20.220
• Ley 20.257</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Energía y Procesos industriales</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica, Minería y otras industrias.</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se considerará el 5% de cada una de las categorías del sector industrial enunciado en la siguiente tabla:

<table>
<tr><th>Industria</th><th>Consumo derivados petróleo [Tcal]</th><th>Total [Tcal]</th></tr>
<tr><td>Minería Cobre</td><td>13.456</td><td>31.286</td></tr>
<tr><td>Salitre</td><td>1.039</td><td>1.478</td></tr>
<tr><td>Papel y Celulosa</td><td>1.391</td><td>19.775</td></tr>
<tr><td>Siderurgia</td><td>541</td><td>4.519</td></tr>
<tr><td>Cemento</td><td>244</td><td>2.613</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><td>Petroquímica</td><td>20</td><td>1.686</td></tr>
<tr><td>Pesca</td><td>3.965</td><td>4.096</td></tr>
</table>
Fuente: Balance Nacional de Energía 2011
</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Parámetros económicos tecnología de cogeneración [2]:
<table>
<tr><th>Parámetro</th><th>Unidad</th><th>Tecnología cogeneración</th></tr>
<tr><td>Inversión[53]</td><td>US$/kW</td><td>1.600</td></tr>
<tr><td>Costos variables (mantenimiento)</td><td>US$/W-año</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Vida útil</td><td>años</td><td>30</td></tr>
<tr><td>Eficiencia planta</td><td>%</td><td>75%</td></tr>
</table>
Fuentes: PEW Center, Cogeneration/Combined Heat and Power (CHP) (2011)</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Los beneficios de la cogeneración en términos de reducción de emisiones se obtienen en países con una matriz primaria fuertemente fósil. Si en la industria se implementa un ciclo “bottoming”, los calores residuales reutilizados y convertidos en energía eléctrica benefician directamente las emisiones.
La reducción de las emisiones dependerá de lo que se dejará de consumir en energía por el uso de la cogeneración en el sistema.

Para la modelación se considera que cada uno de los sectores generará el 5% de forma propia. Además para modelar la medida se necesitan los datos que serán proporcionados por el sector industrial.</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>En el supuesto de que el sector industrial entregara la potencia instalada de cogeneración, lo costos se calculan en base a lo mostrado para esta tecnología en el capítulo 5.</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>• Potenciales disponibles en la industria de varios cientos de MW
• Reducción de las inversiones necesarias, menor fabricación de equipos
• Aumento de la eficiencia energética en la planta
• Existencia de tecnologías maduras para el desarrollo de plantas de cogeneración
• Grandes poblaciones de plantas industriales en el rango 0.1-5 MW
• Participación de las industrias importantes</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>Regulatorias:
1. No hay una regulación para un mayor fomento de las centrales de cogeneración.
2. Dificultades para generar energía por parte de una empresa de una industria distinta a la eléctrica.
Económicas:
1. Alto costo de inversión por kW instalado.</td></tr>
</table>

[53] Costo de Inversión el año 2011.

	2. Alto costo de transporte del combustible y falta de logística de suministro. **Técnicas:** 1. Bajo personal capacitado para el desarrollo de esta tecnología. **Otros** Mejora la eficiencia, pero se trabaja con centrales que usan CF.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Crear una regulación para incentivar y subsidiar a las empresas a hacer plantas de cogeneración de biomasa. • Disminución los costos de transporte de las materias primas por medio de subsidios a las empresas. • Incentivos para que las personas estudien acerca de estos temas, por medio de becas.
Interrelación con otros sectores	Transporte, minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	La cogeneración es una alternativa que se está considerando fuertemente en los países desarrollados, ya que permite ser más eficiente en el uso de la energía, y además considera la inclusión de las energías renovables en su matriz. Países como Dinamarca, Finlandia y Rusia son los que tienen el mayor porcentaje de su matriz con cogeneración (30-50%). Mientras que Rusia es el que tiene la mayor proyección de energía con un 43% para el 2030. EE.UU. es uno de los países que más ha desarrollado las instalaciones de CHP, en la cual ha usado en mayor cantidad los motores de combustión. En Australia se ha avanzado bastante en el tema, ya que gran parte de su matriz usa combustibles fósiles. Por último, en Latinoamérica el país que más ha desarrollado esta tecnología es Brasil, pero como continente aún hay pocos avances. .
Información Bibliográfica	1. (CDEC-SING, 2013a) 2. (PEW CENTER Global Climate Change, 2011) 3. (International Energy Agency (IEA), 2013) 4. (PROYECT Teach 4 CDM, n.d.) 5. (Rudnick et al., 2013) 6. (Díaz, 2009)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Punto crítico: Tasa penetración

7.3.10Medida 10: Carbon Capture and Storage

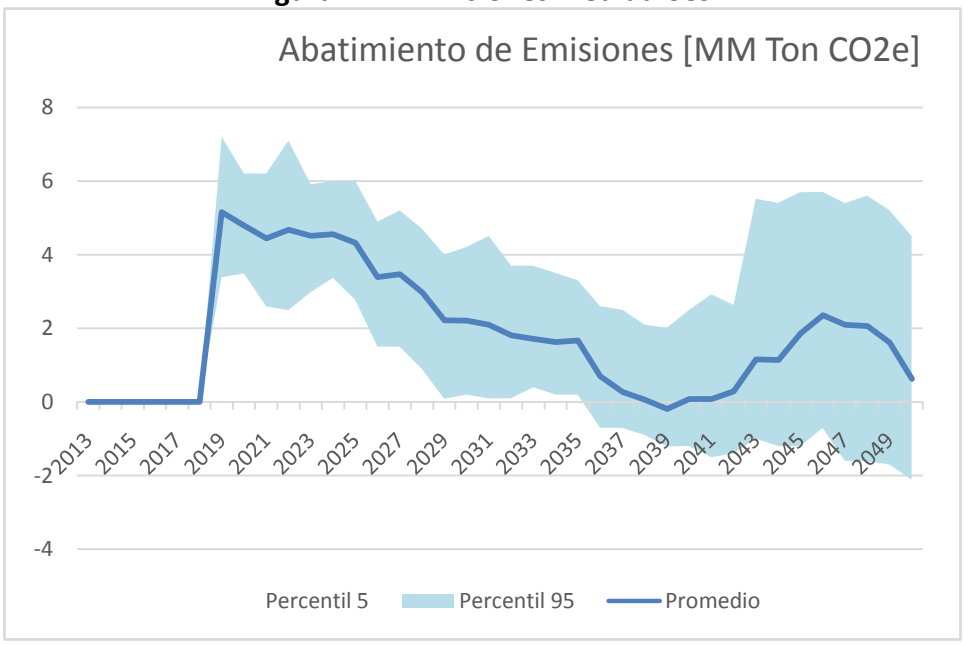
<table>
<tr><th>Nombre de Medida/Tecnología</th><th>Carbon Capture and Storage</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>Carbon Capture and storage (CCS) corresponde a capturar el CO_2 que sale de alguna central para la generación de energía eléctrica o de cualquier industria en particular, y luego este es almacenado bajo la superficie terrestre. Este tipo de tecnología abarca desde la captura el CO_2, antes que este sea emitido a la atmosfera, hasta el almacenamiento de forma permanente de él.

Este sistema consta de tres etapas principales: captura, transporte y almacenamiento. Las tecnologías para la captura de CO_2 en la generación de energía se pueden agrupar en tres: pre-combustión, post-combustion y oxy-combustión. Hasta el momento ningún tipo de proceso es claramente mejor que el otro, cada uno tiene sus características que los hacen adecuado en diferentes casos que utilizan carbón, petróleo, natural gas o biomasa (IEA, 2012).

Actualmente en Chile no existen proyectos en los que se use CCS para reducir las emisiones de GEI. Lo que si se ha realizado en Chile es la captura de gas metano de los rellenos sanitarios, pero esto no está ligado a la captura de GEI aplicado a las industrias que los generan.

Lo que se busca en esta medida es analizar el efecto que tendría la ejecución de proyectos con este tipo de tecnología en las distintas áreas que generan GEI.

• Año de inicio: 2030, se deben desarrollar capacidades técnicas.
• Año de término: 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en energía</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>Para promover el desarrollo y la adopción de este tipo de tecnología, se pueden utilizar subsidios por unidad de emisión capturada.
Políticas de I+D, desarrollo de conocimiento específico en este tipo de tecnología.</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>Los instrumentos propuestos buscan usar el mercado para promover el desarrollo de esta tecnología, ya que se busca atraer la inversión de privados a través del desarrollo del mercado. Y con las políticas I+D se busca formar profesionales en este tema y contar con mayores capacidades técnicas en el país.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Energía, Procesos industriales</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica, Minería, Otras industrias</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Se forzara que la entrada, a partir del 2030 de dos centrales por sistema. El tamaño de las centrales y el año de entrada se muestra a continuación:
SIC<table><tr><th>Año</th><th>Capacidad instalada [MW]</th></tr><tr><td>2035</td><td>200</td></tr><tr><td>2045</td><td>200</td></tr></table>SING<table><tr><th>Año</th><th>Capacidad instalada[MW]</th></tr><tr><td>2030</td><td>200</td></tr><tr><td>2040</td><td>200</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Este tipo de tecnología entra a partir del 2030, porque se necesita crear capacidades técnicas en el país.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 3,49 (1,11 – 6,13)
Toneladas CO2 ahorradas Totales (MM): 69,8(22,2 – 122,5)
Figura 7-17: Emisiones medida CCS
 

Fuente: Elaboración Propia</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>Los parámetros económicos de CCS son:</td></tr>
</table>

	<table><tr><th>Tipo de central</th><th>Costo de capital 2013 [MUS$2012/MW]</th><th>Variación anual (Curva de Aprendizaje) [%]</th></tr><tr><td>Carbón CCS</td><td>4,631</td><td>-0,3</td></tr></table> Fuente: Escenarios Energéticos 2013 <table><tr><th colspan="4">COSTOS</th></tr><tr><td></td><td>Tasa 1%</td><td>Tasa 3%</td><td>Tasa privada</td></tr><tr><td>VAN (MMUSD 2012)</td><td>Media: 2187 P5%: -615 P95%: 8.105</td><td>Media: 1660 P5%: -276 P95%: 5.525</td><td>Media: 771 P5%: 60 P95%: 2.043</td></tr><tr><td>Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 19,06 P5%: -25,22 P95%: 65,87</td><td>Media: 16,22 P5%: -10,21 P95%: 44,30</td><td>Media: 9,36 P5%: 2,22 P95%: 17,64</td></tr></table>
Co beneficios	• Acumulación de carbón para un futuro uso. • Se promueve la I+D por parte de las empresas. • Se genera un nuevo mercado.
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	**Regulatorias:** 1. No hay una regulación en lo que respecta a CCS. Esto considera fomento y su adecuado uso **Económicas:** **1.** Alto costo adicional en inversión, que no se condice con un retorno económico por adoptar la medida **Técnicas:** 1. Riesgoso en caso de fugas de material 2. Reduce la eficiencia de las centrales eléctricas **Otras:** 1. Existen pocas empresas en el mundo que son capaces de fabricar este sistema 2. Tecnología relativamente nueva, por lo que no existen muchos estudios en el país 3. Disminuye los índices de CO2, pero aumenta los de los otros gases.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Subsidios u otro tipo de financiamiento para incentivar esta medida. • Poner cotas superiores de emisiones para obligar a las empresas contaminantes a disminuir sus emisiones por medio de esta medida. • Fomentar el estudio con lo que está relacionado a CCS tanto en universidades locales como en el extranjero. • Una regulación adecuada para el uso de CCS.
Interrelación con otros sectores	Minería, procesos industriales, comercial, público y residencial
Estado del Arte Internacional	CCS es la única tecnología disponible que permite cumplir con las metas de disminución de CO2 para las industrias como hierro y acero, cemento, procesamiento de gas natural. En algunos países de Asia y Oceanía, que pertenecen a la OECD esta tecnología juega un rol muy importante en la reducción de gases tanto de las industrias como del sector de generación (IEA, 2012).

	Sin embargo, han sido pocos los lugares donde se ha usado CCS para mitigar los efectos del CO2. Más específicamente, los estudios están relacionados a EE.UU. Europa y China (Finkenrath, 2011). La principal causa de esto es la falta de personas con los conocimientos necesarios, la falta de I+D y los altos costos de inversión de esta tecnología. Los lugares donde se ha realizado captura y almacenamiento de CO2 son Canadá, Argelia, Noruega, Holanda Japón, China, Polonia, Australia y EE.UU. Mientras que la central de CCS más grande del mundo se encuentra en China y está funcionando desde 2009. .
Información Bibliográfica	1. (Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., & Meyer, 2005) 2. (VGB Power Tech, 2004) 3. (International Energy Agency (IEA), 2012). Cap 10 4. (Finkenrath, 2011) 5. (Renee, 2013) 6. (David & Herzog, 2000) 7. (Ricci, 2011)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Existe suficiente información para modelar la medida.

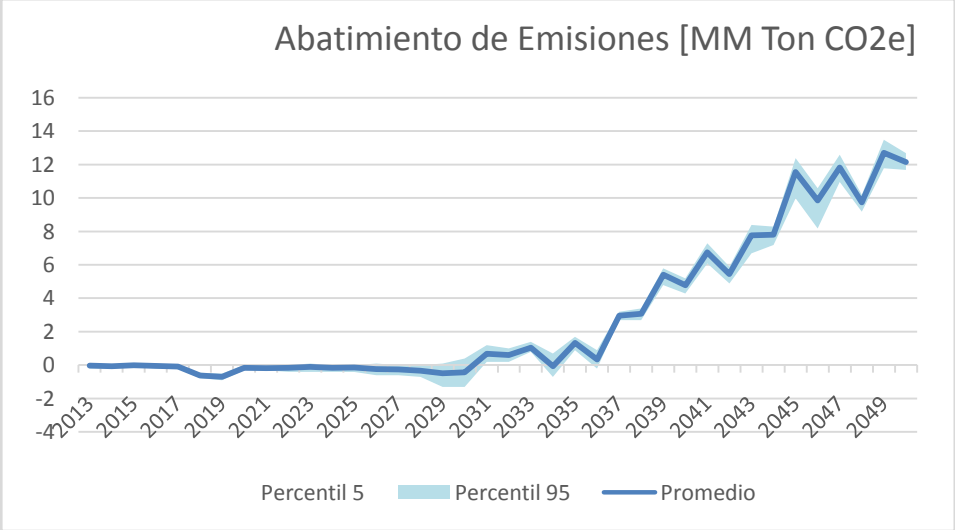
7.3.11Medida 11: Adopción de Energía Nuclear

Nombre de Medida/Tecnología	Incentivo a Energía Nuclear
Descripción	La energía nuclear es la energía que se obtiene al manipular la estructura interna de los átomos. Se puede obtener mediante la división del núcleo (fisión nuclear) o la unión de dos átomos (fusión nuclear). Generalmente, esta energía se aprovecha para generar energía eléctrica en las centrales nucleares. Esta energía se caracteriza por producir una baja cantidad de GEI, pero para su generación se producen unos desechos. En Chile no existen centrales nucleares para la generación de energía en el sistema. Sin embargo, existen centros de estudios en Chile que se encargan del estudio de la energía nuclear, el cual corresponde a la Comisión Chilena de Energía Nuclear, la cual hace todos los estudios relacionados a esta energía. Actualmente, tiene dos centros en los cuales realiza investigaciones, los que corresponden al Centro de Estudios Nucleares La Reina, el cual fue tiene el primer reactor del país, y el Centro de Estudios Nucleares Lo Aguirre, que ya no está funcionando [1]. El año 2007 durante el gobierno de Michelle Bachelet Jeria, mediante el Decreto Supremo nº47/2007 del Ministerio de Minería se oficializó el grupo de trabajo en Nucleo-electricidad, el cual tenía como objetivo asesorar al gobierno "en la evaluación de los estudios tendientes a la identificación de oportunidades, ventajas, desafíos y riesgos que involucraría el uso de energía nuclear para la producción de electricidad en nuestro país, dentro del marco de los tratados internacionales que rigen la materia" (artículo 1º D.S. 49/2007). Con tal misión, dicho grupo realizó durante el mismo año el estudio "La opción Nucleoeléctrica en Chile" (Grupo de Trabajo en Nucleo-Electricidad, 2007). Documento que busca documentar el conocimiento mundial existente sobre la Generación Nucleo-Eléctrica, y además revisar ciertos aspectos pertinentes a la realidad chilena, abarcando aspectos territoriales, ambientales, institucionales, normativos económicos y sociales del país. Cabe señalar que dicho grupo de trabajo fue derogado en el D.S. nº157/2008.Posteriormente hacia el año 2012, uno de los precedentes más modernos en esta temática lo otorga la CChEN, ya que en su Plan Estratégico 2012-2016 (CChEN, 2012) estableció como uno de sus objetivos expecificos el "Desarrollar conocimiento, acciones y capacidades efectivas, para el asesoramiento al Estado de Chile y la sociedad, en el ámbito de la energía nuclear de potencia". Lo cual apunta hacia el desarrollo de este tipo de medidas en el país. Las plantas de energía nuclear pueden tener una capacidad desde los 200 MW, según el experto Julio Vergara, de potencia instalada. Esto permite la posibilidad de que Chile sea capaz de tener centrales de este tipo, ya que su tamaño deja de ser una restricción para los sistemas.

<table>
<tr><td></td><td>Lo que busca esta medida es la inclusión de la energía nuclear en el sistema eléctrico chileno, pero con una baja cantidad de potencia instalada.

• Año de inicio: 2031
• Año de término : 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>• Regulatorias: modificación medidas de seguridad y construcción
• Capacitaciones o becas de estudios de perfeccionamiento en el extranjero
• Políticas de I+D</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>Estos instrumentos buscan desarrollar el mercado de la energía nuclear, formando profesionales y técnicos en este ámbito. Además de incentivar a la investigación de este tipo de tecnología en nuestro país a través de políticas I+D.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Ley N° 18.302</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Sectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores</td><td>Sector de Energía.</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica.</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Existen dos escenarios:
1. Baja Capacidad, en donde la potencia instalada por año total entre ambos sistemas corresponde a lo siguiente:
<table>
<tr><th>Año</th><th>Potencia instalada [MW] (SIC+SING)</th></tr>
<tr><td>2031</td><td>200+200=400</td></tr>
<tr><td>2035</td><td>400+400=800</td></tr>
<tr><td>2039</td><td>400+400=800</td></tr>
<tr><td>2043</td><td>500+500=1.000</td></tr>
<tr><td>2047</td><td>500+500=1.000</td></tr>
</table>
2. Alta Capacidad,[54] en donde la potencia instalada por año total entre ambos sistemas corresponde a lo siguiente:</td></tr>
</table>

[54] El escenario alto de esta medida se considera como un escenario de mitigación por sí solo, y los resultados pueden ser encontrados en el capítulo 8 dedicado a los escenarios de mitigación

	<table><tr><th>Año</th><th>Potencia instalada [MW] (SIC+SING)</th></tr><tr><td>2031</td><td>200+200=400</td></tr><tr><td>2035</td><td>400+400=800</td></tr><tr><td>2039</td><td>800+800=1.600</td></tr><tr><td>2043</td><td>800+800=1.600</td></tr><tr><td>2047</td><td>800+800=1.600</td></tr></table> Es importante aclarar que es posible instalar centrales nucleares de 200 [MW] (consulta realizada al experto Julio Vergara).
Información de reducción de emisiones	**Baja Capacidad:** • Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 5,57 (5,20 – 5,81) • Toneladas CO2 ahorradas Totales (MM): 111,3 (103,9 – 116,1) **Figura 7-18: Abatimiento de Emisiones medida Nuclear baja capacidad**  Fuente: Elaboración Propia

<table>
<tr><td>Supuestos e Información de Costos</td><td>Se asume la entrada de centrales pequeñas para mantener la seguridad del sistema. Para la entrada de las centrales nucleares al sistema, se considerara el año correspondiente al 2031, debido a que se deben hacer una serie de investigaciones y estudios para la instalación de una y eso tarda bastante tiempo.

El costo de capital de la energía nuclear corresponde a:
<table><tr><th>Tipo de central</th><th>Costo de capital 2030 [MUS$2012/MW]</th><th>Variación anual (Curva de Aprendizaje) [%]</th></tr><tr><td>Costo capital</td><td>5,856</td><td>0%</td></tr></table>Fuente: Escenarios Energéticos 2013.

Para más detalle de los costos ver el capítulo 5.

Baja capacidad:
<table><tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr><tr><td>VAN (MMUSD 2012)</td><td>Media: -1.863
P5%: -2.816
P95%: -1.298</td><td>Media: -774
P5%: -1.260
P95%: -462</td><td>Media: -59
P5%: -135
P95%: -15</td></tr><tr><td>Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)</td><td>Media: -16,78
P5%: -25,76
P95%: -11,48</td><td>Media: -6,98
P5%: -11,45
P95%: -4,06</td><td>Media: -0,54
P5%: -1,30
P95%: 0,13</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>• Independencia energética a diferencia de los otros recursos
• Disminución de los costos del sistema por bajo costo variable de esta energía
• Mayor diversificación de la matriz energética</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>Regulatorias:
No existe una legislación que permita la generación y el uso de la energía nuclear.

Económicas:
Alto costo de inversión por kW instalado.

Tecnológicas:
No existen los suficientes avances tecnológicos ni el personal calificado para el uso de esta energía en el país.

Técnicas:
En Chile hay otros problemas adicionales como lo es la imagen que se tiene de las plantas nucleares, por el hecho de los posibles desastres que puede ocasionar en caso de que fallen. Por otra parte, Chile es un país sísmico, por lo cual se pueden producir graves daños para una planta de este tipo, sumado a un posible maremoto que podía dañar a la planta, tal como ocurrió en Japón en el año 2011.

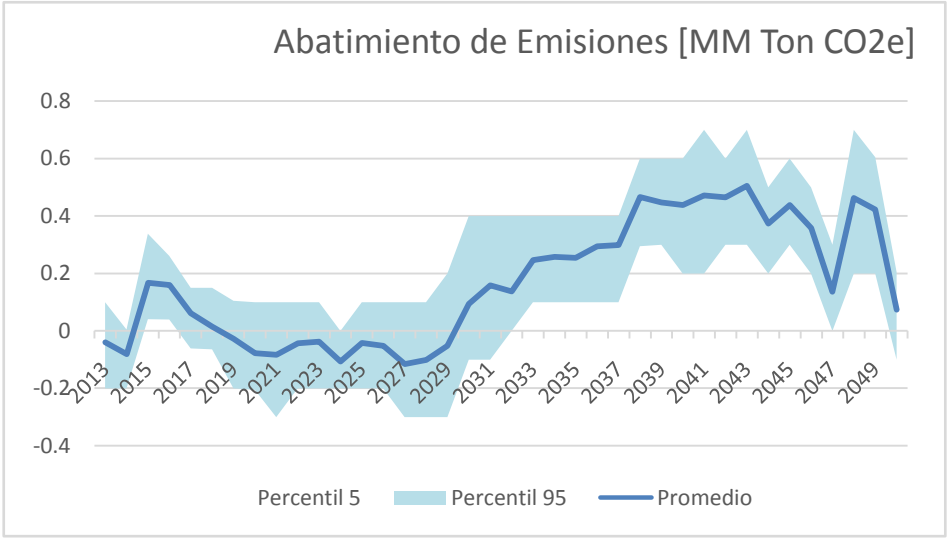
• Oposición de la ciudadanía a instalación de este tipo de tecnología</td></tr>
<tr><td>Superación de</td><td>• Hacer una legislación que permita la construcción de plantas nucleares en</td></tr>
</table>

barreras para implementar medidas de mitigación	el país y que, al mismo tiempo, proponga regulación para mantener el buen uso de la planta. • Incentivos claros: entrega de subsidios u otros mecanismos de financiamientos para la construcción de plantas nucleares. • Fomentar el estudio de la tecnología nuclear e aumentar el número de profesionales que se dedique a su estudio en el área para el país. • Generar un buen respaldo para la matriz en caso de que haya algún(os) problema(s) con la(s) central(es) nucleares. • Hacer un cambio de imagen con respecto a la percepción que tiene la gente acerca de la energía nuclear.
Interrelación con otros sectores	Transporte, CPR, Minería e Industrias, Residuos, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	A diferencia de lo que ocurre en Chile, a nivel mundial se genera una gran cantidad de energía con energía nuclear. De la producción eléctrica a nivel mundial, el 13,8% corresponde exclusivamente a la generación de energía nuclear. El país con mayor generación eléctrica a nivel mundial con energía nuclear es EE.UU., y luego le sigue Francia, que un 78% de su matriz es con energía nuclear, pero que disminuyo su capacidad nuclear del 2011 al 2012. En Latinoamérica, solo son 3 los países que tiene generación eléctrica por medio de centrales nucleares. Estas son Argentina con 935 MW, Brasil con 1.884 MW, siendo el mayor generador, y México con 1.530 MW instalados. Esto da un total de 4.349 MW en toda la zona, lo cual es bastante menos a los 372.643 MW instalados que existen a nivel mundial.
Información Bibliográfica	1. (Comisión Chilena de Energía Nuclear, 2013) 2. (Kaplan, 2008) 3. (Marchessi, Aratto, & Rudnick, 2013) 4. (Hogue & Eccles, 2012) 5. (World Nuclear Association, 2013)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Punto crítico: Tasa penetración

7.3.12Medida 12: Gestión de la Demanda

Nombre de Medida/Tecnología	Gestión de la Demanda: Disminución del voltaje
Descripción	En los últimos años en Chile se han tomado medidas para disminuir el consumo de energía del país y así evitar racionamiento en los meses de invierno, debido a las sequías que muchas veces afecta al país. La reducción del voltaje eléctrico ha variado entre un 5% y un 10% los años 2008 y 2011. La medida contempla una reducción de voltaje para el sector residencial en el SIC, lo que se traduce en una reducción de la energía consumida. • Año de inicio: 2020 • Año de término: 2050
Tipo	Pública
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	El tipo de instrumento utilizado en este caso es, la • Regulación: Modificación a la Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica.
Tipo de instrumento	En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica.
Financiamiento	No requiere de financiamiento
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Multisectorial
Sector	Sector de Energía
Subsectores	Generación eléctrica
Nivel de implementación	Se modelo un escenario que corresponde a una disminución de voltaje de 2,5% en el sector residencial del SIC.
Supuestos	Una disminución de voltaje de 2,5% se traduce en un 2% ahorro de energía, del sector residencial del SIC. Los aparatos que pueden ver afectados por la disminución de voltaje son los que no cuentan con un interruptor automático de voltaje.
Información de reducción de emisiones	• Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 0,21 (0,15 - 0,27) • Toneladas CO2 ahorradas Totales (MM): 6,3 (4,6– 8,2)

Figura 7-19: Abatimiento de Emisiones medida Disminución del voltaje



Fuente: Elaboración Propia

Información de Costos

COSTOS			
	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -1.271 P5%: -1.443 P95%: -1.151	Media: -833 P5%: -966 P95%: -738	Media: -307 P5%: -380 P95%: -253
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -205,93 P5%: -259,17 P95%: -159,40	Media: -134,72 P5%: -169,43 P95%: -106,21	Media: -49,42 P5%: -62,65 P95%: -39,84

Co beneficios

- Reduce el consumo de energía
- Incrementa la capacidad de transmisión de energía del sistema
- Disminución del *peak* de consumo
- Menores pérdidas por transmisión

Barreras a la implementación de la medida de mitigación

- Falta de información (educación) sobre la medida, se cree que puede tener un impacto negativo en la calidad entregada a los consumidores.
- Escepticismo técnico, que exista una menor carga (lower load)
- Dificultad en cuantificar los beneficios y costos para el comercio

Superación de barreras para implementar medidas de mitigación

- Tener acceso a casos de estudios internacionales
- Plan piloto en Chile

Interrelación con otros sectores

Transporte, CPR, Minería e Industrias, Residuos, Agropecuario y Forestal

Estado del Arte Internacional

El año 2005 la empresa Hydro Quebec implementó un proyecto piloto con el fin de estudiar el efecto de la reducción de voltaje.

El año 2007 *NEEA* completó el proyecto llamado *Distribution Efficiency Initiative*

	(DEI), el cual tenía como objetivo entender y reportar sobre la optimización de voltaje (o regulación de voltaje). Este estudio mostro que operar bajo la mitad aceptable de voltaje (en este caso entre 120-114 V) ahorra energía, reduce la demanda y reduce la energía reactiva requerida sin impactos negativos en los consumidores. A partir del 2011 la empresa Pacificorp en respuesta a una iniciativa aprobada en Washington, comenzó analizar los potenciales ahorros de energía de 19 circuitos en 12 subestaciones (en Yakima, Sunnyside and Walla Walla) al implementar un proyecto de reducción de voltaje. El 2012 se comenzó con la implementación de planes pilotos, en 14 de los 19 circuitos. Sin embargo, los resultados no fueron los esperados (no fue costo efectivo).
Información Bibliográfica	1. (T. Wilson, 2010) 2. (Pacificorp, 2013) 3. (Northwest Energy Efiiciency Alliance (NEEA), 2008) 4. (Superintendecia de Electricidad y Combustibles, 2013)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular.

<table>
<tr><th>Nombre de Medida/Tecnología</th><th>Gestión de la demanda- Smart Metering</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>Es un tipo de planificación inteligente, la cual permite a los consumidores supervisar el uso de la energía a través de sistemas (tecnologías) que envíen en tiempo real los datos de los proveedores de energía, como tarifas en tiempo real, la disponibilidad de electricidad en el sistema, el nivel de consumo energético, perfiles de carga. Esto permitiría comunicar a los proveedores y consumidores, lo que finalmente se traduce en un ajuste del consumo a las condiciones y precios en tiempo real, equilibrando la oferta y la demanda, logrando una gestión óptima entre ambas.

CHILECTRA realizará durante 2011 un Plan Piloto con 100 medidores inteligentes en sus clientes residenciales (100 medidores y 3 concentradores). CGE Distribución instaló en 2012 1.000 de estos equipos, en el contexto del plan de las distribuidoras para desarrollar redes inteligentes. Esta medida sólo será evaluada de forma cualitativa, ya que la proyección de costos depende de varios factores los cuales son muy inciertos actualmente.

• Año de inicio: 2030
• Año de término: 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en este tipo de tecnologías</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>Para promover el desarrollo de este tipo de tecnologías inteligentes se identifican principalmente dos tipos de acciones:
• Regulatorias: Modificación a la Ley 20.257
• Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión: Subsidios o créditos a la compra e instalación de tecnologías inteligentes (medidores inteligentes)</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>Se busca desarrollar un mercado, el objetivo atraer la inversión de privados en tecnologías inteligentes.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Plan nacional, política pública, programa específico</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Multisectorial</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>Sectores</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Supuestos</td><td>Entrada el 2030 de sistemas inteligentes</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Dependerá de la cantidad de energía ahorrada durante el tiempo que dure la medida.</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>Uno de los costos asociados sería el del medidor, como se puede ver en la siguiente tabla.

<table><tr><th>Componente</th><th>Costo por unidad (US$)</th></tr><tr><td>Medidor</td><td>91.27</td></tr><tr><td>Instalación</td><td>15.02</td></tr><tr><td>Soporte TI</td><td>25.70</td></tr><tr><td>Total</td><td>131.99</td></tr></table>Fuente: (Ramila & Rudnick, 2010)

Sin embargo cada medida o artefacto también tendría los costos asociado, lo que hace muy incierto el cálculo de ellos.</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>Reducción en los costos de operación por:
Reducción de energía robada
Servicios que se pueden activar y desactivar automáticamente
Detección rápida de cortes de energía
Mejor manejo de deudores o "malos pagadores"</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>Disponibilidad de sistemas avanzados que permitan gestionar la demanda
Por parte del operador: acción comercial segmentada según perfiles de uso individuales y calidad del servicio.
Por parte del usuario: concienciación energética y optimización del patrón de consumo (participación del usuario)
La proliferación de dispositivos que incorporen o permitan una gestión inteligente del consumo de energía y que tengan impacto en la generación, teniendo en cuenta los siguientes factores:
Uso en períodos de baja tarifa. Modos económicos de funcionamiento.
Respuesta a nuevos usos (p.ej. autos eléctricos)
Soporta nuevos modelos de gestión</td></tr>
<tr><td>Superación de barreras para implementar medidas de mitigación</td><td>Normas que incentiven la inversión en tecnologías inteligentes y recambio de sistemas de transmisión y distribución de la energía
Subsidios para la instalación de medidores inteligentes
Capacitaciones y concientización sobre el tema</td></tr>
<tr><td>Interrelación con otros sectores</td><td>Transporte, CPR, Minería e Industrias, Residuos, Agropecuario y Forestal</td></tr>
</table>

Estado del Arte Internacional	La introducción de los sistemas de smart metering en Europa recibió un importante respaldo normativo a partir *Third Energy Package provisions* y en especial el anexo I.2 (implementación de sistemas de monitoreo inteligente), en donde se pide realizar una evaluación económica al largo plazo con costos y beneficios para el mercado y los clientes. En Italia se comenzó el año 2001 un proyecto llamado Telegestore, lo que permitió que finalmente el año 2006 aproximadamente hubiera aprox. 30% de medidores instalados de lo esperado. Conforme a la norma 292/06 (2006) es obligatorio contar con una infraestructura automática de medidores. El foco de sus medidas están pensadas para reducir las pérdidas no técnicas más que ahorrar energía. Este proyecto ahorro 500 millones de euros por ahorro de energía. En Suecia el año 2003, definió que se debían entregar mensualmente lecturas automáticas para todos los medidores eléctricos a partir del 2009. Lo que permitió un fuerte desarrollo de inversiones en Smart Metering, se desarrollaron alrededor de 150 proyectos, con montos de €1.5 billion en la instalación de 5 millones de medidores. En UK, se empezó el 2012 la implementación de smart metering, con una inversión de 11 billones de euros, y se espera que esté completo el año 2020. Brasil invirtió, el año 2010, 240 millones de dólares para estimular los smarts grids en general.
Información Bibliográfica	1. (Caballlero, 2011) 2. (Electricidad Interamericana, 2013a) 3. (Giordano, Gangale, Fulli, & Sánchez, 2011) 4. (Inga, 2012) 5. (Nigris & Bernardetti, 2013) 6. (Ramila & Rudnick, 2010)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena.

7.3.13Medida 13: Disminución de Pérdidas Eléctricas

Nombre de Medida/Tecnología	Disminución de Pérdidas Eléctricas
Descripción	Las pérdidas eléctricas se clasifican en técnicas y no técnica. Las pérdidas técnicas están relacionadas con las líneas de transmisión y los equipos, y se presentan desde la generación hasta su distribución a los clientes finales. Con el objetivo de reducir las pérdidas eléctricas las recomendaciones principales son: redimensionamiento de conductores, reconfiguración en la transferencia de carga, balance de fases, ubicación y tamaño óptimo de los capacitores, ubicación de reguladores de tensión. Para hacer efectiva la implementación de un plan de reducción de pérdidas de parte de las empresas, aplicando estas u otras soluciones, se recomienda establecer un mecanismo de incentivo en la regulación. Disminución de las pérdidas eléctricas por medio de: redimensionamiento de conductores, reconfiguración en la transferencia de carga, balance de fases, ubicación y tamaño óptimo de los capacitores, ubicación de reguladores de tensión. • Año de inicio: 2020, aprobación política de la reducción. • Año de término: 2050
Tipo	Privada
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Un plan de reducción de pérdidas elaborada por la empresa, debiera ser condición necesaria para que opere el mecanismo de incentivo. Se buscará
Tipo de instrumento	Clasificación del instrumento utilizado para implementar medida: • Usando mercado
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Política pública enmarcada en un plan nacional.
Financiamiento	• Subsidios a nuevas tecnologías de transmisión • Descuento de impuesto por implementación de tecnologías que disminuyan las pérdidas.
Universo	Universo de aplicación de la medida: • Sectorial, multisectorial
Sectores y subsectores	Sectores y subsectores donde se aplica la medida de mitigación • Energía • Subsectores: Generación , transmisión y distribución eléctrica
Nivel de implementación	Las pérdidas se redujeron a la mitad en términos porcentuales para cada uno de los sistemas. Para el SIC las perdidas corresponden a un 3,44% y para el SING son un 3,97%.

Supuestos

Considerado el estudio realizado por DNV KEMA Energy & Sustainability (2013) se tiene que el valor de inversión de la tecnología para la reducción de las perdidas corresponde a 24.638 [US$/Km].
A continuación se presentan los mayores costos de inversión que requerirían el SIC y SING considerando la nueva tecnología:

SIC			
Tensión	**Longitud Aprox.**	**Proporción**	**Costo Nueva Tecnología**
(kV)	**(km)**	**[%]**	**(Anualizado en Millones de US$)**
500	1.001	7,8%	24,7
220	4.300	33,3%	105,9
154	990	7,7%	24,4
110	2.662	20,6%	65,6
66	3.527	27,3%	86,9
44	309	2,4%	7,6
33	129	1,0%	3,2
TOTAL	**12.919**	**100,0%**	**318,3**

Fuente: CNE, 2011

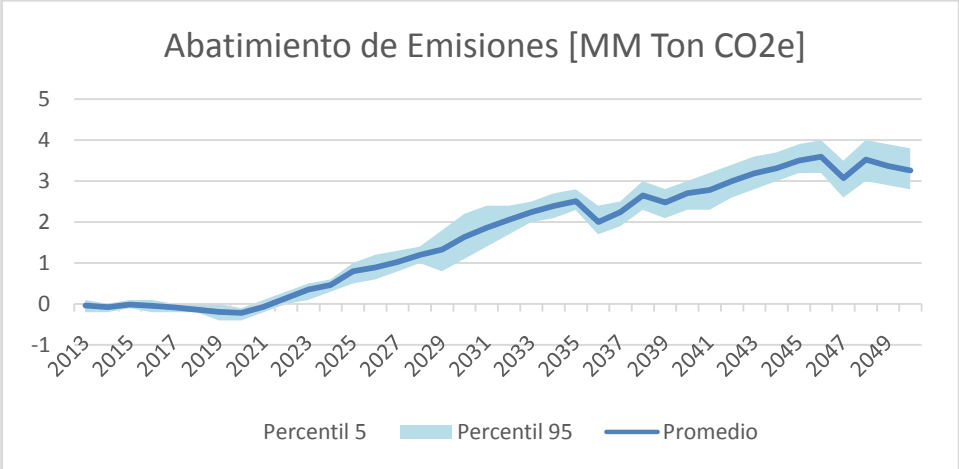
SING			
Tensión	**Longitud Aprox.**	**Proporción**	**Costo Nueva Tecnología**
(kV)	**(km)**	**[%]**	**(Anualizado en Millones de US$)**
345	408	5,7%	10,1
220	4.967	70,0%	122,4
110	1.312	18,5%	32,3
100	58	0,8%	1,4
69	17	0,2%	0,4
66	339	4,8%	8,3
TOTAL	7.100	100,0%	174,9

Fuente: CNE, 2011

Información de reducción de emisiones

- Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 2,09 (1,76 – 2,37)
- Toneladas CO2 ahorradas Totales(MM): 62,6 (52,8 – 71,0)

Figura 7-20: Abatimiento de Emisiones medida Disminución de las perdidas



Fuente: Elaboración Propia

Información de Costos

COSTOS			
	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -4.451 P5%: -5.113 P95%: -4.047	Media: -2.503 P5%: -2.876 P95%: -2.277	Media: -424 P5%: -498 P95%: -386
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -71,19 P5%: -76,22 P95%: -66,5	Media: -40,03 P5%: -43,11 P95%: -37,41	Media: -6,79 P5%: -7,34 P95%: -6,29

Fuente: Elaboración propia

Co beneficios	Cuantitativos: un plan de reducción de pérdidas permitirá incorporar mejoras tecnológicas, lo que redundaría en una mejora de la calidad de servicio, una reducción de las emisiones GEI y menor gasto asociado a la importación de combustible (efecto macroeconómico).
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	La principal barrera es el cambio en la regulación que establezca como condición necesaria el plan de reducción de pérdidas.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	Establecer con claridad cuáles son los beneficios y costos del plan de reducciones, junto con explicitar quien asume el costo de implementación.
Interrelación con otros sectores	Industrial y minero (complementariedad en las mejoras tecnológicas)
Estado del Arte Internacional	Iberdrola en España tiene planes de reducción de pérdidas eléctricas. Se aplican medidas tales como: 1. Disminución de la longitud de las líneas entre el punto de alimentación y los puntos de suministro, mediante la construcción de nuevas subestaciones.

	2. Construcción de líneas nuevas y reconfiguración de líneas de distribución. 3. Elevación de tensiones. 4. Mejora del factor de potencia, incrementado el número de baterías de condensadores y por tanto la capacidad (MVAr). 5. Trabajos de mantenimiento de redes y subestaciones: sustitución de cables, crucetas, soportes; limpieza de corredores de líneas, análisis de riesgo de incendio, termografías, aumento de inspecciones, etc. 6. Avance en la implantación de la telegestión en suministros con medida en alta y baja tensión. 7. Inspección de puntos de suministro y mejora en la gestión de contratos.
Información Bibliográfica	1. (Antmann, 2009) 2. (Chilectra, 2011) 3. (SENER, 2010) 4. (U.S Department of Energy, 2013a)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	La calidad de la información disponible para evaluar esta medida no es la adecuada. Se requeriría hacer un levantamiento de información del estado actual de las redes de transmisión y distribución, y elaborar una modelación del conjunto de medidas no es factible de entregar dentro de los plazos establecidos para este proyecto.

7.3.14Medida 14: Sistema de almacenamiento de energía

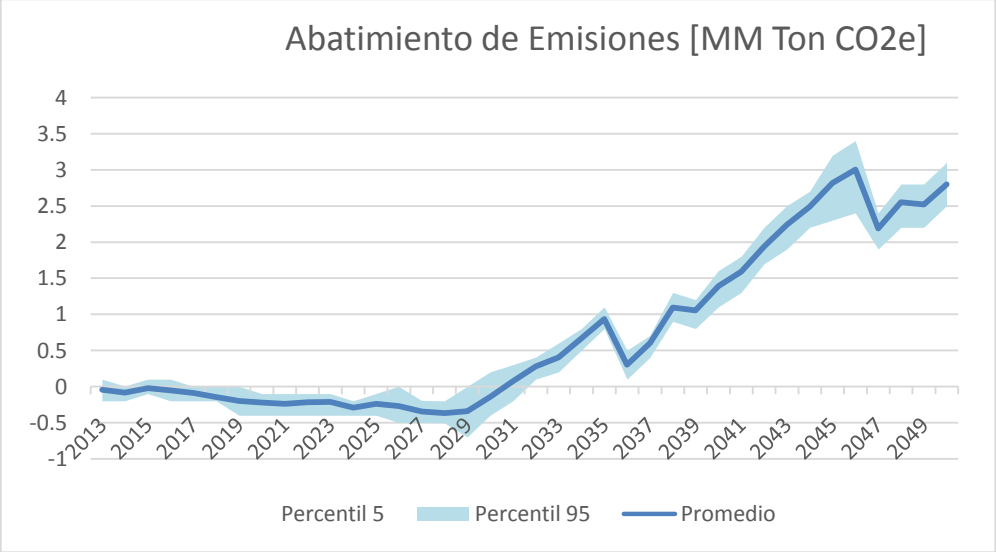
Nombre de Medida/Tecnología	Sistema de almacenamiento de energía
Descripción	Un sistema de almacenamiento de la energía (SAE) tiene como objetivo principal conservar parte de la energía disponible en el momento para su consumo futuro. A nivel general, los sistemas de almacenamiento de energía facilitan la integración de tecnologías ERNC en el sistema mejorando la flexibilidad, confiabilidad y eficiencia total de la red (Centro de energía FCFM, 2012). Existen diversas tecnologías de almacenamiento, entre las cuales se encuentran: • Centrales de bombeo • Sistemas de aire comprimido (CAES) • Baterías electroquímicas • Baterías de flujo • Supercondensadores, Volantes de inercia (flywheels) • Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES) En este caso se considerarán las tecnologías relacionadas a baterías y centrales de bombeo. Debido a que las tecnologías de flywheel, supercondensadores y SMES, se utilizan para responder en un margen de tiempo corto (transitorio), con el único fin de mejorar la calidad de la energía. El almacenamiento de energía a través de baterías, se espera tenga una gran aplicabilidad complementando la incorporación de las energías renovables no convencionales en Chile. • Año de inicio : 2020 • Año de término: 2050
Tipo	Privada
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Tipo de instrumento (u otra acción) necesario para implementar o ejecutar medida: • Programa de Desarrollo Tecnológico que incorpore proyectos demostrativos en proyectos ERNC y reserva en giro. • Incorporar el almacenamiento en la regulación eléctrica y definir mecanismo de incentivo en la tarificación (ejemplo: licitar los requerimientos de reserva en giro).
Tipo de instrumento	Clasificación del instrumento utilizado para implementar medida de mitigación: • Usando mercado.
Contexto	Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación: • Programa específico enmarcado dentro del plan nacional.

<table>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
Financiamiento público-privado: programa de desarrollo tecnológico.
Financiamiento privado: mecanismo de incentivo.</td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sectores y subsectores</td><td>Sectores y subsectores donde se aplica la medida de mitigación
Energía
Subsectores: Generación , transmisión y distribución eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Existen dos escenarios:
Se instala el del 50% potencial de almacenamiento con tecnologías eólicas.
Se instala el del 50% potencial de almacenamiento con tecnologías SFV.
Las capacidades por año corresponden a:

Almacenamiento Eólico<table><tr><th>Año</th><th>Capacidad instalada [MW] (SIC+SING)</th></tr><tr><td>2020</td><td>0+0=0</td></tr><tr><td>2030</td><td>29+32=61</td></tr><tr><td>2040</td><td>379+428=807</td></tr><tr><td>2050</td><td>773+873=1.646</td></tr></table>
Almacenamiento Solar<table><tr><th>Año</th><th>Capacidad instalada [MW] (SIC+SING)</th></tr><tr><td>2020</td><td>0+0=0</td></tr><tr><td>2030</td><td>8+32=40</td></tr><tr><td>2040</td><td>110+428=538</td></tr><tr><td>2050</td><td>224+873=1.097</td></tr></table>
Se eligió el sistema de bombeo de agua ya que presenta los menores costos medios de desarrollo (ver capítulo 6.6).</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Las reducciones estarían asociadas a dos aspectos: (a) Energías Renovables: sustituye respaldo de generación convencional, por lo que disminuye emisiones Diésel (por ejemplo); (b) Reserva de Giro: disminuye emisiones al sustituir generación convencional en giro.

Solar
Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 0,92 (0,84 – 0,98)
Toneladas CO2 ahorradas (MM): 27,5 (25,1 – 29,4)</td></tr>
</table>

Figura 7-21: Abatimiento de Emisiones medida Almacenamiento de energía solar

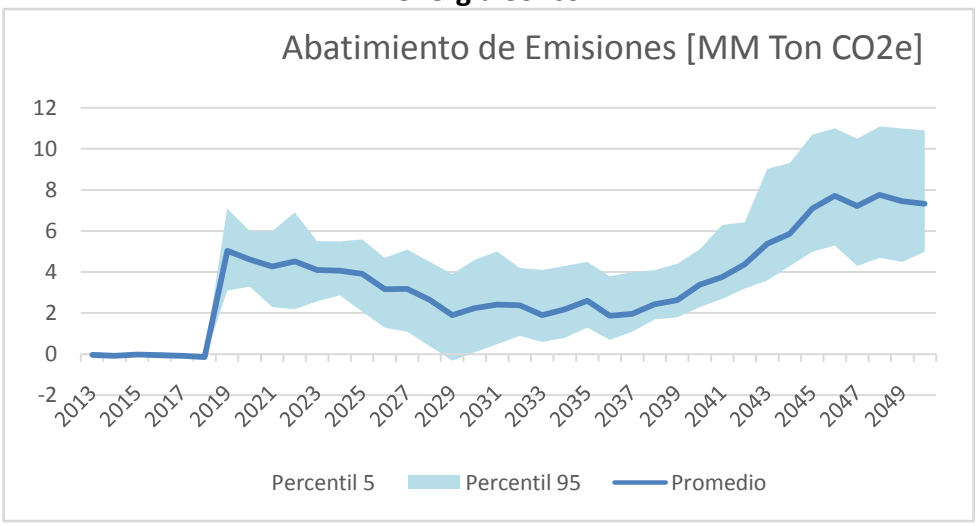


Fuente: Elaboración Propia

Eólica

- Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 1,8 (1,2 – 2,4)
- Toneladas CO2 ahorradas Totales(MM): 54,1 (36,1 – 72,1)

Figura 7-22: Abatimiento de Emisiones medida Almacenamiento de energía eólico



Fuente: Elaboración Propia

<table>
<tr><td>Información de Costos y Supuestos</td><td>La inversión considera costos de la tecnología más el almacenamiento.
El costo de capital para esta tecnología corresponde a:

<table>
<tr><th>Tipo de central</th><th>Costo de capital 2013 [MUS$2012/MW]</th><th>Variación anual (Curva de Aprendizaje) [%]</th></tr>
<tr><td>Almacenamiento Solar</td><td>7,188</td><td>0,0</td></tr>
<tr><td>Almacenamiento Eólico</td><td>7,433</td><td>0,0</td></tr>
</table>

Solar:
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN (MMUSD 2012)</td><td>Media: 2.145
P5%: 1.880
P95%: 2.318</td><td>Media: 1.332
P5%: 1.201
P95%: 1.421</td><td>Media: 260
P5%: 245
P95%: 280</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 78,22
P5%: 70,50
P95%: 88,52</td><td>Media: 48,58
P5%: 44,51
P95%: 54,07</td><td>Media: 9,47
P5%: 8,75
P95%: 10,48</td></tr>
</table>

Eólico:
<table>
<tr><th></th><th>Tasa 1%</th><th>Tasa 3%</th><th>Tasa privada</th></tr>
<tr><td>VAN (MMUSD 2012)</td><td>Media: 711
P5%: -2.261
P95%: 6.925</td><td>Media:736
P5%: -1.291
P95%: 4.801</td><td>Media: 588
P5%: -136
P95%: 1.876</td></tr>
<tr><td>Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)</td><td>Media: 51,87
P5%: 34,67
P95%: 81,43</td><td>Media: 32,82
P5%: 22,31
P95%: 50,61</td><td>Media: 6,97
P5%: 5,07
P95%: 10,30</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>Cuantitativos: mayor confiabilidad en la operación de la red eléctrica, lo que permite evitar costos para el cliente final asociados a la no disponibilidad de energía en la red.</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>De acuerdo a Lichtner (2010), el bajo desarrollo comercial de las tecnologías de almacenamiento eléctrico se explica por las siguientes barreras:
Estructura de Mercado Inadecuado
Falta de proyectos demostrativos a gran escala
Inmadurez tecnológica
Falta de estándares</td></tr>
<tr><td>Superación de barreras para implementar medidas de mitigación</td><td>Para superar las barreras es necesario:
Que la regulación reconozca el almacenamiento en su normativa legal, asegurando que exista un mecanismo de incentivo.
Que existan proyectos demostrativos a gran escala, lo cual se puede lograr a través de fondos públicos.
Implementar un programa de desarrollo tecnológico en almacenamiento de energía eléctrica, que involucre aspectos tales como electrónica de potencia, materiales, sistemas de control y comunicación, entre otros aspectos.</td></tr>
<tr><td>Interrelación con otros sectores</td><td>El desarrollo de baterías en el sector eléctrico puede acelerar el desarrollo baterías para autos eléctricos.</td></tr>
</table>

Estado del Arte Internacional	• A nivel internacional, en Estados Unidos existe un programa que busca desarrollar proyectos demostrativos a gran escala, así como apoyar la formulación normativa que se requiere. • En Alaska se encuentra instalada una batería de 40MW, compuesta de celdas de Ni-Cd. • En Japón se encuentra instalada una batería de 34MW (Na-S), conectada a un parque eólico de 51 MW. • En China se dispone de una planta de energía solar y eólica (140 MW) con una capacidad de almacenamiento de 36 MW.
Información Bibliográfica	1. (Ter-Gazarian, 2011) 2. (Lichtner, Bridle, & Pack, 2010) 3. (Schoenung, 2011a) 4. (U.S Department of Energy, 2013b) 5. (Electricidad Interamericana, 2013b). Entrevista a Eduardo Pereira 6. (El Mercurio, 2013) 7. (Centro de energía FCFM, 2012)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	La información acerca del comportamiento de las baterías aún se encuentra en estado de evaluación experimental, por lo mismo cualquier evaluación será realizada con una calidad muy baja de los datos.

7.3.15Medida 15: Penetración de Generación Distribuida

Nombre de Medida/Tecnología	Penetración de Generación Distribuida- Solar Fotovoltaica (SFV)
Descripción	Por generación distribuida (GD) se entiende "la generación de electricidad que está conectada a la red de distribución, cercana a los lugares de consumo"(Petrie, Willis, & Takahashi, 2003). Esta tecnología presenta importantes beneficios como la reducción de pérdidas del sistema (por encontrarse más cerca de lugares de consumo), reducción de externalidades ambientales y sociales (menores emisiones dependiendo del tipo de tecnología), y una mejor respuesta ante cambios en la demanda. En Chile el uso de la energía fotovoltaica es muy escaso tanto a pequeña como gran escala, a diferencia del uso de paneles con tecnología termo solar. Desde el año 2009 hasta mediados del año 2012 se encontraban en proceso de calificación o aprobados 14 proyectos de energía SFV, lo que sumaba un inversión total de $US 2.689 millones, con una capacidad instalada total de 938.1 MW. Eso si hay que considerar que muchos de estos proyectos finalmente no se llevan a cabo debido a que muchas empresas realizan el proceso de evaluación para luego vender el proyecto a inversionistas, o que muchos de los costos estén subvalorados. Con respecto al SIC existe una predominancia de proyectos de Proyectos Medio de GD (PMGD) hidroeléctricos de pasada y una limitada proyección de entrada de generadores solares o eólicos. Mientras que en el SING existe una casi nula penetración de proyectos PMGD instalados, pero gran potencial de proyectos solares fotovoltaicos. La siguiente medida contempla la energía solar fotovoltaica como una opción de tecnología para la GD. Esta tecnología, es una de las que actualmente se encuentra madura en el mercado, y por otro lado Chile posee un alto potencial del recurso solar por lo que la medida contempla la generación de electricidad a partir de esta tecnología. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC:

<table>
<tr><td></td><td>Subsidios o fondos de apoyo a la inversión</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación
Ley 20.257 ERNC</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Este dato depende de las medidas de otros sectores del estudio MAPS. En este caso particular del sector de CPR e Industrias.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación Solar Fotovoltaica por lo que las reducciones de emisionesprovocadas por esta medida dependerán de la energía que no se utilice de la red.
Los factores de emisión serán resultado de las estimaciones del modelo.

Estos resultados son estimaciones realizadas a partir de los supuestos presentados posteriormente. Para modelar esta medida se debe tener los datos entregados por el sector residencial (CPR).
Reducción estimada: 0,29 MM ton CO2-e
Costo efectividad: 3,19 [USD/ton]</td></tr>
<tr><td>Supuestos e Información de Costos</td><td>Se utilizó un factor de planta de 12.5% para el sector industrial
Un costo de 1.960.000 [USD/MW] (Jose Ignacio, 2012)
Se supuso que un 10% de las viviendas totales de las regiones: I, II, III, IV, V y RM tendrán un SFV en sus casas hasta el 2050.
La potencia instalada será de 10 kW por vivienda</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>Reducción de contaminantes locales dados por el desplazamiento de centrales termoeléctricas existentes.
Mejora en la eficiencia energética por la reducción de pérdidas por transmisión</td></tr>
</table>

	• Mejora la seguridad energética , se reducen las incidencias de apagones • Aumenta la capacidad de transmisión del sistema (lo descongestiona) • Se promueve la regionalización
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	En general para las tecnologías de GD se presentan las siguientes barreras **Regulatorias:** 1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo (ausencia de incentivos que promocionen las ERNC), no existen leyes que regulen, incentiven y planifiquen la adaptación de GD. 2. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de GD (incremento costos). **Económicas:** Alto costo de inversión por kW instalado **Tecnológicas:** Mínima o nula infraestructura para fabricar dichas tecnologías en países en desarrollo, por faltas de recursos para la investigación y desarrollo de proyectos piloto. Además de la falta de un engranaje regulatorio que incentive y apoye a las personas naturales y jurídicas interesadas en desarrollar tecnologías de GD. **Técnicas:** 1. Intermitencia de las ERNC 2. Requerimientos que garanticen la calidad de la energía de lared eléctrica, destacando: variaciones de voltaje, parpadeos, inyección de armónicos y protecciones. **Energía Solar Fotovoltaica en Chile:** La metodología que deben seguir los proyectos FV para lograr la conexión a los sistemas de distribución son engorrosos y poco amigables. • La normativa garantiza a los proyectos el acceso a conexión, pero no define de forma clara los estándares de inversión que son exigidos para la conexión. • Déficit en la presentación de información para los inversionistas interesados en la generación distribuida. También se han detectado las dificultades al implementar este tipo de proyectos en localidades del SING, las cuales tienen una mayor radiación solar y un mayor factor de planta, en general, y reciben menos ingresos. La razón es que los precios en los nudos del SING son menores a los del SIC, donde la energía es más escasa.
Superación de barreras para implementar	• Contar con una política nacional de energía a largo plazo • Incentivos claros: entrega de subsidios u otros mecanismos de

medidas de mitigación	financiamientos para personas naturales y jurídicas • Procedimiento de conexión claros y precisos • Información pública y accesible para inversionistas • Intermitencia: Trabajar con sistemas híbridos que se compensan
Interrelación con otros sectores	Comercial, público y residencial (CPR), Minería e Industrias, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	Es posible que exista actualmente un sobre stock, de paneles fotovoltaicos a nivel mundial, debido principalmente al quiebre en subsidios por parte de los países que más demandan este productos y aun crecimiento acelerado de las diversas compañías que producen paneles. Además se prevé que no existirán nuevos subsistidos importantes a nivel mundial, lo que resultaría en que la demanda y al oferta por paneles tendría un ritmo de crecimiento mucho menor que el de los últimos años, por lo que el precio tendería a mantenerse estable (considerando los precios actuales de paneles) en los próximos años. Europa sigue siendo la región que lidera en términos de capacidad instalada acumulada, con más de 70 GW hasta el año 2012. Seguida por China (8.3 GW), USA (7.8 GW) y Japón (6.9 GW). En el caso de USA, la capacidad instalada se ha ido fomentando a través de una base de incentivos estatales, subsidiarios y tarifarios. Las experiencias de países como Dinamarca y Alemania, con tradición en Generación distribuida (GD) pueden ser de utilidad para Chile. En el primero la GD, generación modular, se ha utilizado para mejorar problemas de intermitencia. Mientras que Alemania, el año 2009, alcanzó el liderazgo mundial con instalaciones fotovoltaicas instaladas, con una capacidad aproximada de 10.000 MW. En ambos países se destacan la simpleza y claridad con la que se presentan los procedimientos. En los próximos años se espera que el mayor crecimiento, de paneles fotovoltaicos, continúe en China e India, seguido por Sureste Asiático, América Latina, Medio Oriente y los países del norte de África.
Información Bibliográfica	1. (Masson et al., 2013) 2. (Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, 2012) 3. (Bustos et al., 2012) 4. (Castillo, 2011) 5. (Greenlab UC, 2011) 6. (International Energy Agency (IEA), 2012) 7. (Valdés & Gutiérrez, 2012)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Buena. Punto crítico: Tasa penetración, ya que es información que deben entregar los otros sectores

Nombre de Medida/Tecnología	Penetración de Generación Distribuida- Eólica
Descripción	Por generación distribuida (GD) se entiende "la generación de electricidad que está conectada a la red de distribución, cercana a los lugares de consumo" (Petrie et al., 2003). La cual tiene presenta importantes beneficios como la reducción de pérdidas del sistema (por encontrarse más cerca de lugares de consumo), reducción de externalidades ambientales y sociales (menores emisiones dependiendo del tipo de tecnología), y una mejor respuesta ante cambios en la demanda. Actualmente hay 302 MW en operación y 271MW en construcción. Hay 4.059 MW con el RCA aprobados, pero sin el inicio de la construcción, y 1789 MW en proceso de calificación (CER, 2013i). En Chile el año 2011, 33 MW de nueva capacidad de este tipo de energía se puso en operación (incluyendo nuevos proyectos y la expansión de los mismos). Esto representa el 20% de crecimiento comparado al 2010, llegando a una capacidad total instalada de energía eólica de 202 MW.Hay algunas plantas que se han instalado a lo largo de los años. En 2001, en Chile se inauguró la central eólica "Alto Baguales", que se encuentra en el sistema de Aysén, cuenta con tres aerogeneradores (660 kW c/u) con una capacidad conjunta de 2 MW. Desde noviembre 2007, se encuentra en operación el primer parque eólico conectado al Sistema Interconectado Central (SIC), ubicado en la localidad de Canela, en la Región de Coquimbo. Este parque cuenta con once aerogeneradores de 1,65 MW cada uno, con una generación anual esperada de 46.000 MWh Con respecto al SIC existe una predominancia de proyectos de Proyectos Medio de GD (PMGD) hidroeléctricos de pasada y una limitada proyección de entrada de generadores solares o eólicos. La siguiente medida contempla la energía eólica como una opción de tecnología para la GD. Esta tecnología, es una de las que actualmente se encuentra madura en el mercado. Con respecto a la energía eólica en Chile se estima un potencial total de alrededor de 40GW. Además cada vez se está desarrollando mayor conocimiento sobre el potencial eólico del país, con el fin de potenciar la entrada de este tipo de energía al sistema. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050

<table>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, se espera que los privados inviertan en energía</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257
• Feed-in tariff
• Subastas: restringida a una única tecnología
• Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
• Ley 20.257 ERNC</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Este dato depende de las medidas de otros sectores del estudio MAPS. En este caso particular del sector de CPR e Industrias.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación Solar Fotovoltaica por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la energía que no se utilice de la red. Los factores de emisión serán resultado de las estimaciones del modelo.

Para modelar esta medida se debe tener los datos entregados por el sector residencial (CPR).</td></tr>
<tr><td>Supuestos e Información de Costos</td><td>Ver Capítulo 5</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>• Reducción de contaminantes locales dados por el desplazamiento de centrales termoeléctricas existentes.
• Mejora en la eficiencia energética por la reducción de pérdidas por transmisión
• Mejora la seguridad, se reducen las incidencias de apagones
• Aumenta la capacidad de transmisión del sistema (lo</td></tr>
</table>

	descongestiona) • Se promueve la regionalización
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	En general para las tecnologías de GD se presentan las siguientes barreras **Regulatorias:** 1. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo (ausencia de incentivos que promocionen las ERNC), no existen leyes que regulen, incentiven y planifiquen la adaptación de GD. 2. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de GD (incremento costos). **Económicas:** Alto costo de inversión por kW instalado **Tecnológicas:** Mínima o nula infraestructura para fabricar dichas tecnologías en países en desarrollo, por faltas de recursos para la investigación y desarrollo de proyectos piloto. Además de la falta de un engranaje regulatorio que incentive y apoye a las personas naturales y jurídicas interesadas en desarrollar tecnologías de GD. **Técnicas:** 1. Intermitencia de las ERNC 2. Requerimientos que garanticen la calidad de la energía de lared eléctrica, destacando: variaciones de voltaje, parpadeos, inyección de armónicos y protecciones. Ahora en especial para la energía eólica se pueden mencionar las siguientes barreras: • El impacto visual (sobre el paisaje) • Producción de ruido • Impacto sobre las aves. Además una de las características de este tipo de energía e su variabilidad, ya que depende de condiciones atmosféricas.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Contar con una política nacional de energía a largo plazo • Incentivos claros: entrega de subsidios u otros mecanismos de financiamientos para personas naturales y jurídicas • Intermitencia: Trabajar con sistemas híbridos que se compensan • Plantas de energía eólica en alta mar (mayor costo) • Evitarse las ubicaciones que interfieran con las rutas de migración de las aves • Mediciones de viento exhaustivas
Interrelación con otros sectores	Comercial, público y residencial (CPR), Minería e Industrias, Agropecuario y Forestal

Estado del Arte Internacional	El año 2011, la capacidad anual instalada en China alcanzó los 17.63GW (excluyendo Hong Kong, macao and Taiwan), y la energía eólica generada fue de 71.5 billones de kWh, lo que corresponde al 1.5% de la generación de energía del país. Al final del 2011 la capacidad acumulada por China fue de 62 GW, manteniéndose primero en el ranking mundial. Aproximadamente el 30% de las provincias, ciudades y regiones tienen sus propios parques eólicos. India por su lado, el año 2011, instalo más de 3 GW de nueva capacidad, llegando a un total de 16.084 MW. En enero del 2012, el 12.1% de la capacidad instalada en el país correspondía a ERNC y a un 6% de la electricidad generada. Del total de ERNC la energía eólica corresponde a un 70% de la capacidad instalada. En OECD Europa, se añadieron el 2011, 9.4 GW de energía eólica, llegando una capacidad total instalada de 94.3 GW. Dentro de los países Alemania y UK son los mercados más grandes de esta industria, seguido por España, Italia, Francia y Suecia. Por otro lado, se menciona que Latino América tiene los mejores recursos a nivel mundial en cuanto a energía eólica. A finales del 2009 se instalaron 1.072 MW de energía eólica en toda la región, mientras que el año 2011 se duplico esta cifra, alcanzado 2.330 MW de capacidad instalada, considerando que dos tercios de esta capacidad fue instalada en Brasil.
Información Bibliográfica	1. (Bezerra, Mocarquer, Barroso, & Rudnick, 2012) 2. (Castillo, 2011) 3. (Garcia, 2011) 4. (Global Wind Energy Council (GWEC) & Greenpeace, 2012) 5. (Moreno, Mocarquer, & Rudnick, 2006) 6. (Tegen et al., 2013) 7. (Medina & Seccia, 2013)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Punto crítico: Tasa penetración, ya que es información que deben entregar los otros sectores

Nombre de Medida/Tecnología	Penetración de Generación Distribuida-Micro hidro
Descripción	Por generación distribuida (GD) se entiende "la generación de electricidad que está conectada a la red de distribución, cercana a los lugares de consumo" (Petri, 2003). La cual tiene presenta importantes beneficios como la reducción de pérdidas del sistema (por encontrarse más cerca de lugares de consumo), reducción de externalidades ambientales y sociales (menores emisiones dependiendo del tipo de tecnología), y una mejor respuesta ante cambios en la demanda En Junio del 2012 en Chile se encontraban en operación 41 mini centrales hidroeléctricas aportando un total de 426, 55 MW a la red. Además había 17 proyectos en fase de construcción, los cuales suman otros 120 MW a la red, y 26 proyectos aprobados que entregarían 174,44 MW adicionales, y 25 proyectos en calificación que sumarían 160 MW. Por otro lado, los potenciales de mini hidro en Chile son muy dispares, una demostración de ellos es que la CNE y la Comisión Nacional de Riego establecen un potencial en torno a los 1.300 MW mientras que la Apemec sugiere un potencial de aproximadamente 10.000 MW. Actualmente las centrales en operación, con potencias entre 1,1-2 MW, son de 8 en total. Mientras que las centrales que cuentan con ≤ 1MW instalado ascienden a 11 en todo Chile, de los cuales los 11 se encuentran en el SIC. Este tipo de proyectos han sufrido problemas en cuanto a la conexión al sistema de transmisión, donde el costo de la línea en comparación al de la central puede ser muy relevante. A pesar de esto, en Chile, el costo de las mini/micro-hidro es muy competitivo, siendo en promedio similar al de una central térmica, y en algunos casos mejor que otras alternativas incluso más competitivas como la generación hidroeléctrica a gran escala. La siguiente medida contempla la energía hidráulica (micro ≤ 2MW) como una opción de tecnología para la GD. En donde El principal requerimiento para implementar esta tecnología es el acceso a caídas de agua o cauces con posibilidad de embalsamiento. • Año de inicio: 2017. Considerando que se presenta un ley a mediados del 2014, y que la Ley 20.257 se demoró un año en aprobarse y 2 años en entrar en vigencia. • Año de término : 2050
Tipo	Privada, se espera que los privados inviertan en energía
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	• Sistemas de cuotas: Modificación a la Ley 20.257 • Feed-in tariff • Subastas: restringida a una única tecnología • Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en ERNC: Subsidios o fondos de apoyo a la inversión

<table>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>En caso de que se aplique una acción regulatoria correspondería a una regulación ambiental. Sino el otro tipo de instrumento, busca usar el mercado para promover el desarrollo de las ERNC, ya que se busca atraer la inversión de privados en ERNC a través del desarrollo del mercado.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Contexto en el que se enmarca la medida de mitigación:
Ley 20.257 ERNC</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td>X</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Sectores y subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
<tr><td>Nivel de implementación</td><td>Este dato depende de las medidas de otros sectores del estudio MAPS. En este caso particular del sector de CPR e Industrias.</td></tr>
<tr><td>Información de reducción de emisiones</td><td>Se ha considerado un factor de emisión de 0 tCO2/MWh para la tecnología de generación Solar Fotovoltaica por lo que las reducciones de emisiones provocadas por esta medida dependerán de la energía que no se utilice de la red. Los factores de emisión serán resultado de las estimaciones del modelo.

Para modelar esta medida se debe tener los datos entregados por el sector residencial (CPR).</td></tr>
<tr><td>Información de Costos</td><td>Ver Capítulo 5</td></tr>
<tr><td>Co beneficios</td><td>Reducción de contaminantes locales dados por el desplazamiento de centrales termoeléctricas existentes.
Mejora en la eficiencia energética por la reducción de pérdidas por transmisión
Mejora la seguridad, se reducen las incidencias de apagones
Aumenta la capacidad de transmisión del sistema (lo descongestiona)
Se promueve la regionalización</td></tr>
<tr><td>Barreras a la implementación de la medida de mitigación</td><td>En general para las tecnologías de GD se presentan las siguientes barreras
Regulatorias:
3. Ausencia de políticas energéticas estables a largo plazo (ausencia de incentivos que promocionen las ERNC), no existen leyes que regulen, incentiven y planifiquen la adaptación de GD.
4. Ausencia de tratados de libre comercio y de regulaciones para la libre importación de tecnologías de GD (incremento costos).</td></tr>
</table>

	Económicas: Alto costo de inversión por kW instalado **Tecnológicas:** Mínima o nula infraestructura para fabricar dichas tecnologías en países en desarrollo, por faltas de recursos para la investigación y desarrollo de proyectos piloto. Además de la falta de un engranaje regulatorio que incentive y apoye a las personas naturales y jurídicas interesadas en desarrollar tecnologías de GD. **Técnicas:** 3. Intermitencia de las ERNC 4. Requerimientos que garanticen la calidad de la energía de lared eléctrica, destacando: variaciones de voltaje, parpadeos, inyección de armónicos y protecciones. Ahora en especial para la energía de microhidros se pueden mencionar las siguientes barreras: • Demora en la tramitación de permisos • No existencia de criterios unificados de evaluación de impacto ambiental para estas centrales • Obtención de derechos de agua
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Contar con una política nacional de energía a largo plazo • Incentivos claros: entrega de subsidios a la inversión u otros mecanismos de financiamientos para personas naturales y jurídicas
Interrelación con otros sectores	Comercial, público y residencial (CPR), Minería e Industrias, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	La hidroelectricidad provee en 159 países cierta parte de la generación de energía a nivel nacional. Dentro de ellos, cinco originan más de la mitad de la de la producción total de energía hidráulica a nivel mundial: China, Canadá, Brasil, USA y Rusia. El International Energy Agency (IEA) menciona que las pequeñas plantas hidroeléctricas pueden proveer entre 150-200 GW de nueva capacidad instalada en el mundo, y sólo un 5% de ella había sido explotada hasta el año 2008. Actualmente se cuenta con 61 GW de capacidad instalada provenientes de este tipo de tecnologías (pequeñas centrales). Las Mini y micro hidros han sido utilizadas en muchos casos para cumplir con los objetivos de electrificación rural que se plantean los países, un ejemplo es el caso de China que produjo 160 TWh, a partir de 45.000 proyectos de mini y micro hidros, el año 2010.

	En UK, el año 2010, se han instalado plantas entre 1-7 MW con un costo capital entre 3.000-4.000 US/kW. Mientras que centrales bajo 1 MW tienen costos de capital significativamente mayores, que van entre los 3.400-10.000 US/kW.
Información Bibliográfica para modelar medida	1. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013j) 2. (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012b) 3. (Edenhofer et al., 2012) 4. (International Hydropower Association, 2010) 5. (Centro de Energías Renovables (CER), 2013d) 6. (Viñuela & Núñez, 2013)
Análisis de la calidad de la información disponible para modelar medida	Regular. Punto crítico: Tasa penetración, ya que es información que deben entregar los otros sectores

7.3.16Medida 16: Interconexión regional

Nombre de Medida/Tecnología	Interconexión regional
Descripción	Los países Latinoamericanos cuentan con diversos recursos energéticos, como el petróleo, gas natural, carbón, biomasa y otras ERNC, así como un gran potencial hidroeléctrico, los cuales no siempre están igualmente distribuidos. Lo cual permitiría desarrollar y resalta el potencial energético de la región, a través de flujos de comercio internacional e integración de mercados energéticos en redes como el gas natural y la electricidad (EE Ltda, S.A.C, & Ingeniería, 2009). Esta medida analiza las alternativas de interconexión regional, que sean factibles técnicamente. Específicamente se analiza el escenario 3 del "Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú", en donde se propone que a partir del año 2014 existen interconexiones entre Colombia-Ecuador, Ecuador-Perú, Perú-Chile y Bolivia Chile, como se muestra a continuación: **Tabla 7-7. Fechas de entrada en operación de las interconexiones, en los diferentes Escenarios** Fecha de interconexiones / Co-Ec / Ec-Pe / Pe-Ch / Bo-Ch Escenario Base / Actual / / / Escenario 1 / E1(Abr-2014) / E2 (Ene-2015) / / Escenario 2 / E1(Abr-2014) / E2 (Ene-2015) / E3 (Ene-2016) / Escenario 3 / E1(Abr-2014) / E2 (Ene-2015) / E3 (Ene-2016) / E4 (Ene-2017) Escenario 4 / E1(Abr-2014) / E2 (Ene-2015) / E3 (Ene-2016) / E4 (Ene-2017) Fuente: (EE Ltda, S.A.C, & Ingeniería, 2009) • Año de inicio: 2020 • Año de término: 2050
Tipo	Privada, inversión privada en líneas de transmisión que permitan conectar los países vecinos.
Instrumento/Otras Acciones (para públicas)	Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en estos sistemas: • Regulación de la interconexión entre países de la región
Tipo de instrumento	Se busca generar un nuevo mercado, y que los privados inviertan en estos proyectos.
Contexto	Esta medida busca analizar la efectividad en la reducción de emisiones para Chile al importar energía aún menor precio desde otros países.

Financiamiento

Cómo se financia la medida de mitigación:

Tipo financiamiento	Improbable	Poco probable	Probable	Muy Probable
Internacional		X		
Gobierno		X		
Privado				X
Compartido			X	

Universo

Universo de aplicación de la medida:

- Multisectorial

Sector

Sector de Energía

Subsectores

Generación eléctrica

Nivel de implementación

Escenario 3 (tabla 26).

Supuestos

Tabla 7-8: Detalles interconexión regional

Interconexión	Puntos de interconexión	Longitud [km]	Caracte-rísticas	Fecha entrada*	Costo inversión [MMUSD]
Colombia-Ecuador	San Marcos - Jamondino 500 kV (Colombia) - Pifo 500 kV (Ecuador)	551	1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	2018	210,942
Ecuador-Perú	Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500 kV (Perú)	638	1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	2019	174,427
Perú-Chile	Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500 kV (Chile)	645	1.500 MW – 500 kV, HVDC	2020	401,646
Bolivia-Chile	Chuquicamata 220 kV (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 kV (Bolivia)	489	340 MW - 230 kV, AC 50 Hz.	2021	163,735

Fuente: (EE Ltda et al., 2009)

*Se corrieron en 4 años las fechas de entradas, ya que el studio original se realizó el año 2009. Pág. 80

La energía que entraría al SING (escenario 3) en cada año corresponde a:

Año	País	Energía entrante [GWh]

2020	Perú	8.992
2021	Bolivia	1.722

Fuente: EE Ltda, S.A.C, & Ingeniería, 2009

Se modelo con un centro de transformación con un costo de operación de 23 [US$/MWh]. No se incluyó algún otro costo adicional.
La capacidad es suficiente para transmitir la energía mencionada en la descripción de implementación.

Información de costos

Los costos [US$/MWh] de importación para Chile desde Perú y Bolivia son los siguientes:

País	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2030
Perú	35	37	47	45	43	35	35	33	33	33
Bolivia	15	17	20	33	31	30	30	30	33	33

Fuente: (EE Ltda et al., 2009). Pág 92

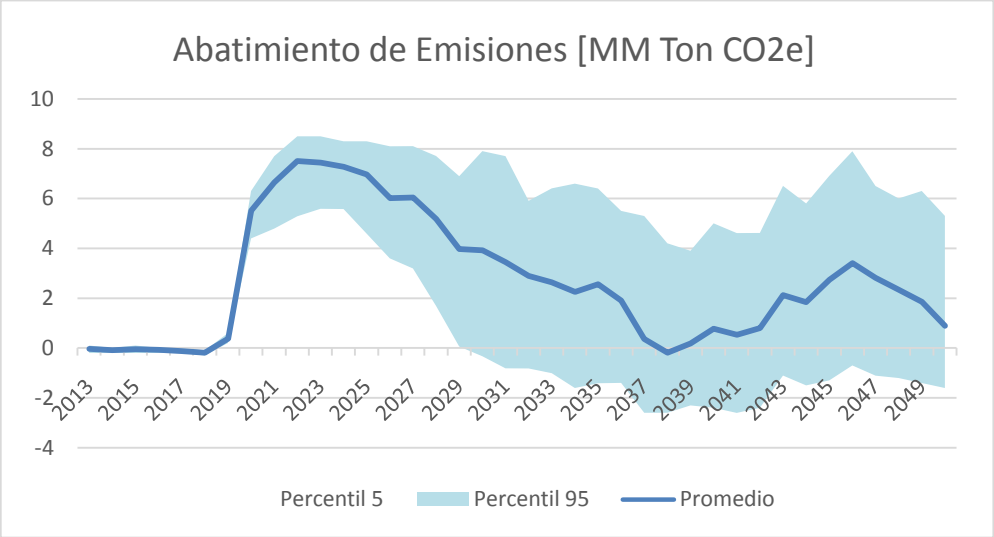
Sin embargo, a petición del GCE7 se consideró el precio actual de la energía en dichos países, fijándose el costo en 56,5 USD/MWh.

COSTOS			
	Tasa 1%	Tasa 3%	Tasa privada
VAN (MMUSD 2012)	Media: -2.280 P5%: -2.588 P95%: -2.061	Media: -1.961 P5%: -2.195 P95%: -1.811	Media: -1.199 P5%: -1.312 P95%: -1.140
Costo de abatimiento (USD/Ton CO2e)	Media: -33,65 P5%: -132,52 P95%: -13,16	Media: -28,62 P5%: -111,15 P95%: -11,51	Media: -17,18 P5%: -65,08 P95%: -7,13

Información de reducción de emisiones

La reducción de emisiones se produciría por el desplazamiento de la producción de energía de carbón y diésel, debido a la importación de energía de otros países, en este caso de Perú y Bolivia.

- Toneladas CO2 ahorradas/año (MM): 3,41 (0,64 – 5,47)
- Toneladas CO2 ahorradas Totales (MM): 102,4 (19,3 – 172,1)

	Figura 7-23: Abatimiento de Emisiones medida Interconexión regional  Fuente: Elaboración Propia
Co beneficios	1. En el corto plazo podría existir una mayor competencia en los mercados eléctricos debido a la incorporación de más oferentes en los mercados nacionales, permitiendo ahorros en los costos de operación, mantenimiento y combustibles asociados a la generación eléctrica en la región. 2. Mejor calidad de servicio, producto de una infraestructura de transmisión con respaldo entre países vecinos y aplicación sistemática gradual de criterios uniformes regionales de calidad y seguridad 3. Mejora en los modos de compartir servicios auxiliares, reservas y respaldos, llevando también a mejoras en la calidad del servicio

Barreras a la implementación de la medida de mitigación	Algunas de las barreras más importantes son:
	• Dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país, lo que se traduce en:
	  ○ Desplazamiento de la instalación de capacidad de generación en su propio país
	  ○ Preocupación si surgen eventos de no cumplimiento de las entregas comprometidas
	• Ausencia de instituciones o instancias que permitan:
	  ○ Proponer y adoptar las reglamentaciones comerciales y técnicas necesarias para viabilizar el mercadeo internacional de electricidad y operar los sistemas de interconexión internacional
	  ○ Programar, realizar y supervisar la realización de las transacciones internacionales y efectuar la liquidación comercial de las mismas
	  ○ Coordinar una planificación indicativa de los sistemas interconectados de la región que coadyuve al desarrollo del

	mercado eléctrico regional • Alteración de la calidad visual del paisaje por causa de la gran cantidad de estructuras y cables aéreos. • Alteración de la diversidad biológica por temperatura del suelo en zonas escarpadas de caminos y servidumbres.
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Establecer un marco institucional que permita viabilizar las transacciones internacionales de electricidad en la región.
Interrelación con otros sectores	Comercial, público y residencial (CPR), Minería e Industrias, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	El año 2009 se realizó el estudio "Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú", encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, el cual conto con el apoyo de las autoridades en materias energéticas de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Existen experiencia concretas de interconexiones regionales, como el caso depaíses como Colombia-Ecuador, en donde las reglas para los intercambios de energía eléctrica están contenidas principalmente en las Resoluciones CREG 04 de 2003 y CREG 096 de 2008 y en la Regulación CONELEC 002 de 04 (reformada el 15 de Mayo de 2008 para incorporar la Resolución CONELEC 055 de 2008).
Información Bibliográfica	1. (EE Ltda et al., 2009)

7.3.17Medida 17: Power to gas

<table>
<tr><th>Nombre de Medida/Tecnología</th><th>Power to gas</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>Se analiza de forma cualitativa esta medida, la cual busca poder almacenar el exceso de electricidad que se genera por las ERNC. La cantidad de electricidad generaba por este tipo de fuentes ha ido creciendo en los últimos años, sin embargo la intermitencia de ellas es un tema que aún no se ha resuelto.
La tecnología Power to Gas (P2G) pretende almacenar la energía eléctrica, que se genere en exceso, en forma de combustible-metano en este caso- con el objetivo de utilizarlo en un futuro para producir nuevamente electricidad cuando se requiera.

Las plantas que utilizan la tecnología Power to Gas (P2G), generan hidrogeno a través de la electrólisis del agua utilizando energía eléctrica, el cual luego se combina con CO_2 generando finalmente metano, el cual es almacenable. El foco principal es la utilización de la red existente de gas natural al 2030.

• Año de inicio: 2030
• Año de término: 2050</td></tr>
<tr><td>Tipo</td><td>Privada, inversión privada en este tipo de sistemas de almacenamiento.</td></tr>
<tr><td>Instrumento/Otras Acciones (para públicas)</td><td>Instrumentos de incentivo para proyectos de inversión en estos sistemas:
• Subsidios y fondos</td></tr>
<tr><td>Tipo de instrumento</td><td>Se busca genera un nuevo mercado, y que los privados inviertan en estos sistemas que permiten almacenar la energía adicional que se genera en las ERNC.</td></tr>
<tr><td>Contexto</td><td>Esta medida apoya el desarrollo de ERNC en el país, ya que permite almacenar la energía generada por los parques eólicos y paneles SFV, por lo que se enmarca en un plan nacional de energía.</td></tr>
<tr><td>Financiamiento</td><td>Cómo se financia la medida de mitigación:
<table>
<tr><th>Tipo financiamiento</th><th>Improbable</th><th>Poco probable</th><th>Probable</th><th>Muy Probable</th></tr>
<tr><td>Internacional</td><td></td><td>X</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Gobierno</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
<tr><td>Privado</td><td></td><td></td><td></td><td>X</td></tr>
<tr><td>Compartido</td><td></td><td></td><td>X</td><td></td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Universo</td><td>Universo de aplicación de la medida:
• Multisectorial</td></tr>
<tr><td>Sector</td><td>Sector de Energía</td></tr>
<tr><td>Subsectores</td><td>Generación eléctrica</td></tr>
</table>

Supuestos e Información de costos	• Vida útil: 20 años • Proton Exchange Membrane (PEM): 2.000 – 10.000 €/Kw • Los costos operacionales se asumen como que son un 4% anual respecto al costo de capital. Fuente: (DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013). p.24
Información de reducción de emisiones	La disminución de emisiones se debe a la cantidad de CO_2 que se necesita para producir metano en conjunto con el hidrogeno. Y por el desplazamiento de combustibles fósiles que tienen mayores emisiones que la quema de metano-que produce CO_2 y H_2O- para producir electricidad.
Co beneficios	• Producción local. • Si se utiliza agua para el proceso, este sería un proceso sustentable y sin emisiones. • Ayuda a integrar las ERNC al sistema, al permitir almacenar energía "extra" que se genere. • Se puede utilizar el hidrogeno generado para el sector de transporte.
Barreras a la implementación de la medida de mitigación	• Tecnología poco madura a nivel mundial. • Actualmente en Chile no existe este tipo de tecnología. • Eficiencias bajas, por ejemplo la eficiencia del proceso entero (power to methane to power) tienen una eficiencia de un 30%[55](DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013).
Superación de barreras para implementar medidas de mitigación	• Inversión en el desarrollo de este tipo de tecnología en el país (I+D) • Proyectos pilotos en Chile • Integrar a las industrias y dar a conocer los beneficios de estos sistemas para el almacenamiento de energía especialmente de ERNC.
Interrelación con otros sectores	Comercial, público y residencial (CPR), Minería e Industrias, Agropecuario y Forestal
Estado del Arte Internacional	Este tipo de tecnología está en una fase demostrativa con foco en parque eólicos que se encuentran en lugares remotos. El primer proyecto que se puso en marcha fue el año 2004 en Noruega, Islandia. Otros tipos de proyectos demostrativos en Europa, basado en sistemas híbridos de viento-hidrogeno, se pueden encontrar en UK, Dinamarca, Grecia, y España. Lo que se espera en un futuro respecto a este tipo de sistemas, es la reducción de costos del sistema, el incremento de la eficiencia , el aumento de sistemas electrolíticos y la duración-vida útil- de la celda de combustible (JRC European Commision, Institute for Energy and Transport, & SETIS, 2011). En Alemania dos plantas de demostración (P2G) diseñadas para almacenar el exceso de electricidad generada por ERNC han entrado en operación este año ("Wind Power-to-Gas (P2G) technology," 2013).

[55] A una presión de 200 bar y utilizando CO_2 concentrado

Información Bibliográfica	1. (JRC European Commision et al., 2011) 2. ("Wind Power-to-Gas (P2G) technology," 2013) 3. (D. Wilson, 2012) 4. (DENA German Energy Agency, 2013) 5. (DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013). 6. (Schoenung, 2011b)

8. Escenarios de Mitigación

Cada escenario consta de un conjunto de medidas de los diferentes sectores que son aplicadas con el objetivo de observar el compartimiento en términos de emisiones y costos. Los escenarios fueron construidos a partir de la categorización de las medidas de mitigación según el nivel de esfuerzo que se discutió durante el GCE6.

Cabe destacar que para dicho GCE aún no se contaba con la demanda agregada de los otros sectores, sino que se estaba utilizando la demanda supuesta previa bastante más alta que la demanda final (ver secciónCaracterización de la demanda para medidas y escenarios4.1.1.2). Esta diferencia de demanda, en conjunto con el cambio de algunos supuestos, determinó una baja en las emisiones de la línea base.

Por esta razón fue necesario desarrollar una metodología para la implementación de los escenarios de mitigación, evitando escenarios extremos sin sentido en términos económicos.

8.1 Metodología de Modelación

Para cada escenario de mitigación el equipo consultor recibió un empaquetamiento de medidas en conjunto con otras consideraciones respecto a las medidas de los otros sectores. Para el sector eléctrico estas consideraciones se refieren a algún cambio en las demandas, o la instalación de capacidad de generación en algún otro sector, y cuya operación no fue considerada coma una baja de demanda. En estos casos el sector entregó tanto la capacidad como el factor de planta utilizado.

La metodología es similar a la utilizada para las medidas, primero se realiza una optimización considerando todas las medidas que son ingresadas al modelo como un conjunto de restricciones (o liberación de restricciones). El resultado de dicha optimización es una expansión la cuál es considerada fija en un esquema de Montecarlo. En el esquema de Montecarlo se tienen 4 parámetros de alta incertidumbre y que afectan directamente los resultados:

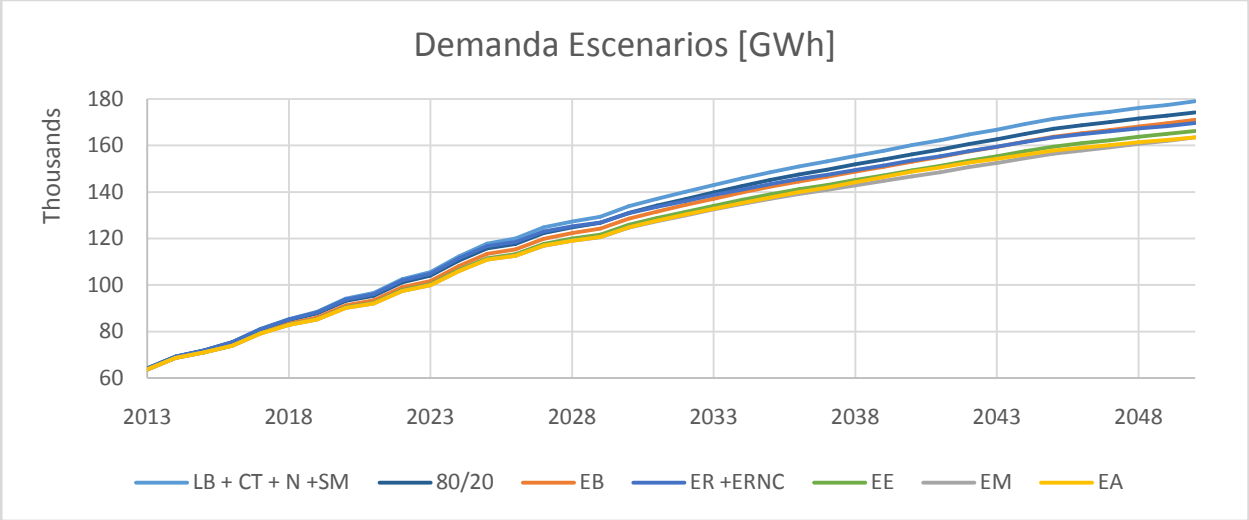
- Demanda anual por sistema
- Ciclo hidrológico
- Factor de planta eólico
- Factor de modulación de combustibles fósiles

8.1.1 Demanda

Los sectores Transporte, CPR e Industria y Minería, entregaron su demanda eléctrica al equipo MAPS el cuál consolido la información entregando al equipo consultor una demanda con el mismo nivel de detalle que la línea base. Esto es a nivel de sistema interconectado con detalle temporal anual. De esta forma, a falta de información mejor se supuso que la curva de carga considerada en la línea base se mantenía para los escenarios.

La Figura 8-1 presenta la demanda agregada[56] del SIC y SING para todo el período. Se observa que la máxima diferencia alcanza los 15.560 GWh/año entre la línea base y el escenario de esfuerzo alto (EA en la figura), es decir, una disminución del 8,7% de la demanda eléctrica. Pese a esto el compartimiento de las curvas es bastante similar, siendo monótonas crecientes en el agregado.

Figura 8-1: Demanda SIC-SING Escenarios de Mitigación

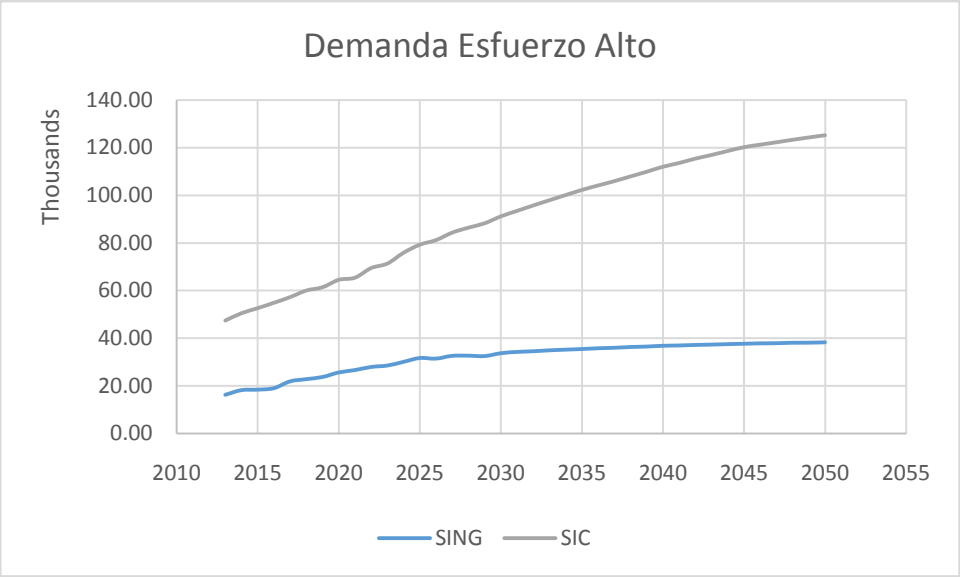


Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

Si se observa el detalla por sistema, se observa que no siempre son crecientes las curvas, esto se puede observar en la Figura 8-2. A modo de ejemplo se ilustro la demanda del escenario de esfuerzo alto, donde en el SING se tienen algunos años consecutivos en que la demanda disminuye. Esto tendrá consecuencias en los resultados de dichos escenarios.

[56] No considera las pérdidas de transmisión y distribución.

Figura 8-2: Demanda por sistema – Escenario Esfuerzo Alto



Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

Debido a los cambios de demanda y la naturaleza aleatoria del esquema de Montecarlo, no fue posible replicar la misma demanda de la línea base en los ensayos en todos los escenarios de mitigación. Para los escenarios en que la demanda no cambió si es válido el ejercicio de comparar ensayo a ensayo la mitigación, sin embargo, para los casos en que la demanda fue distinta, no es válida dicha comparación. A pesar de esto, si consideramos un número suficientemente grande de ensayos (100 en este caso) la comparación a nivel de promedios si es válida.

8.1.2 Supuestos

Los supuestos de modelación utilizados en los diferentes escenarios variaron según las medidas incluidas en cada escenario. En general, la metodología fue forzar las medidas de instalación de capacidad para el período 2013-2024, dejando que el sistema optimice a partir del año 2025. De esta forma una sobre-inversión en el primer período puede ser compensada con una menor inversión en el final del período permitiendo escenarios más coherentes con el funcionamiento normal del mercado eléctrico.

8.2 Fichas Escenarios

Se presentan las fichas de cada escenario de forma de entregar los supuestos de modelación más relevante de cada escenario, así como los resultados e indicadores de mayor relevancia. Esto permite realizar comparaciones con la línea base, así como también entre los escenarios.

8.2.1 Esfuerzo Base

Nombre de Escenario: Esfuerzo Base

Medidas:

- Eólico Mitad
- Mini Hidro Total
- Riego Total
- "Generación EE en RRSS" del sector Residuos

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

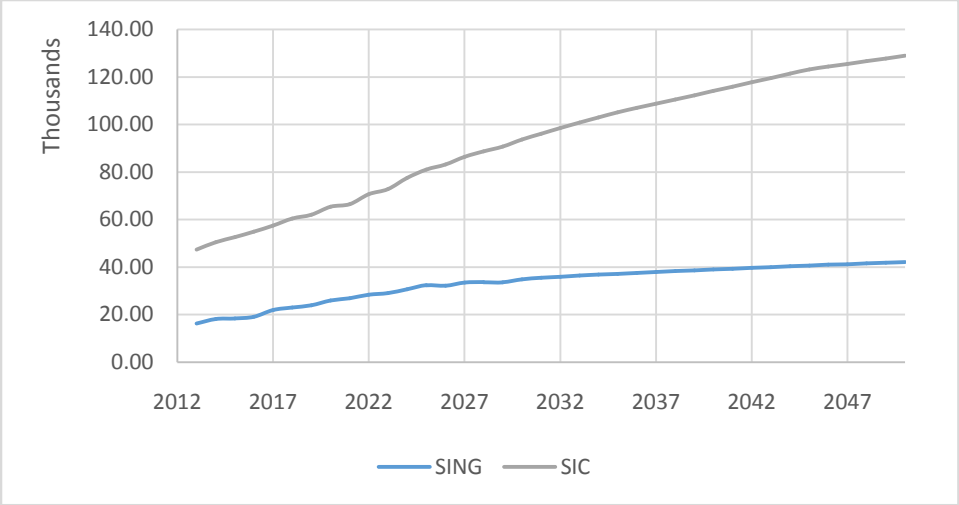
Tabla 8-1: Medidas – Escenario Esfuerzo Base

Nombre de la medida	Comentario
Eólico Mitad	Se fuerza su entrada hasta el 2024, Desde el 2025 se libera para que el sistema optimice.
Mini Hidro Total	Ídem
Riego Total	ídem (se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)

Por su parte, el sector residuos entregó la información necesaria para la modelación la cual es ingresada de forma exógena al modelo, de esta forma tanto las emisiones como los costos de dichas centrales son contabilizadas dentro del sector generación.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base.

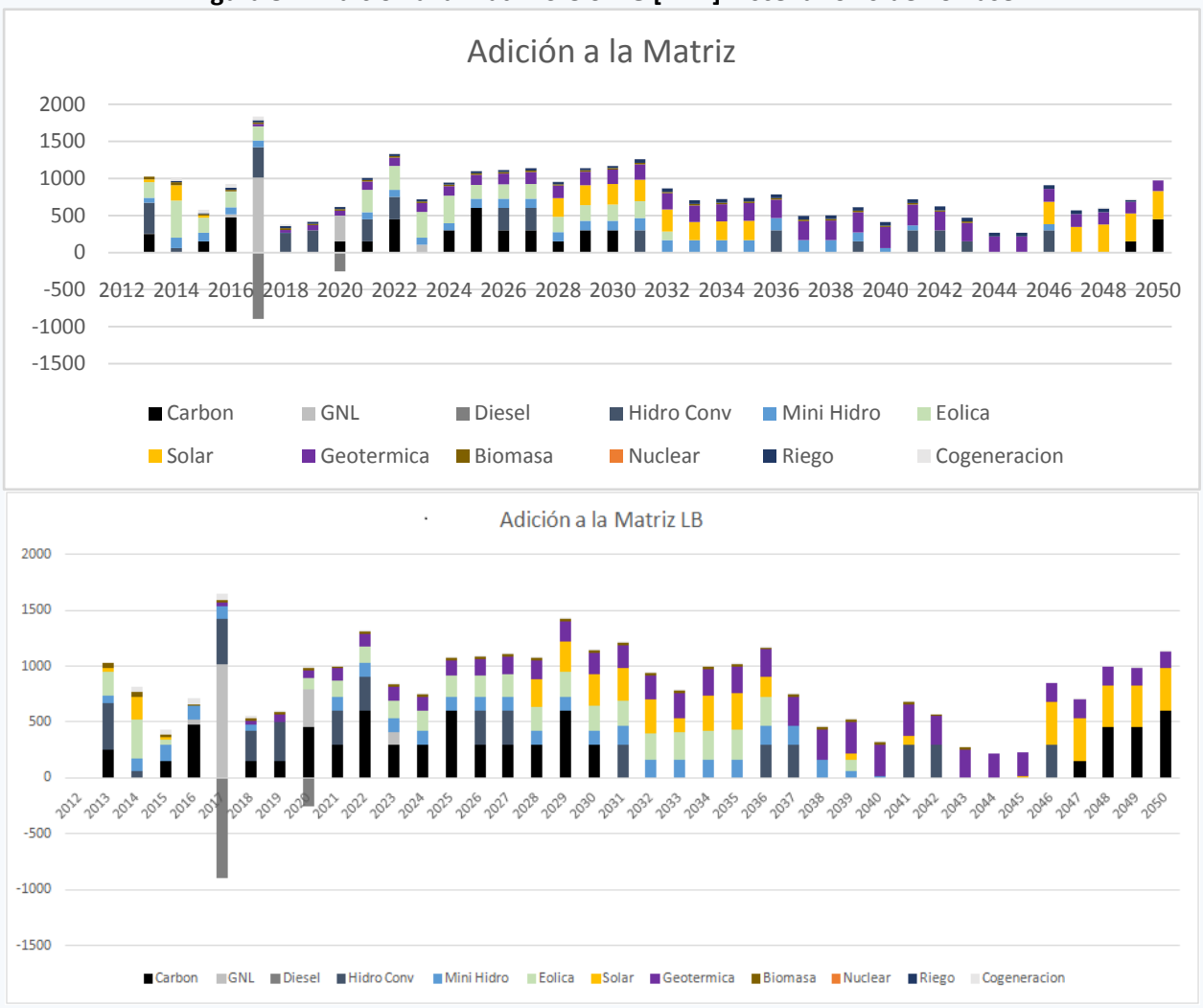
Figura 8-3: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

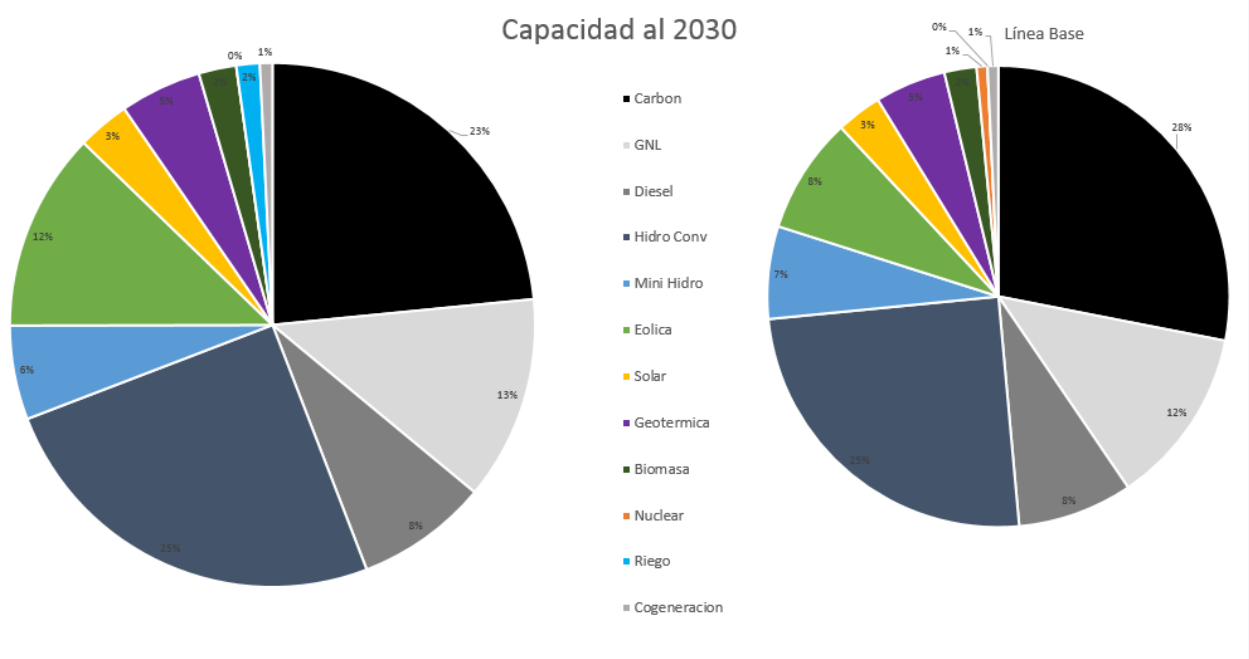
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-4: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Base



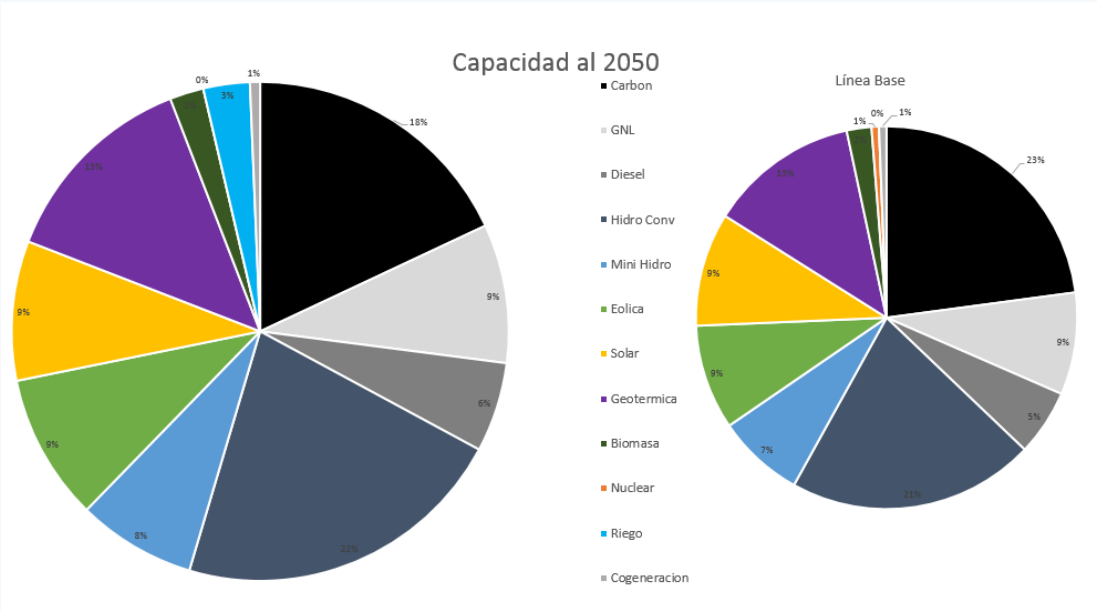
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-5: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-6: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Base



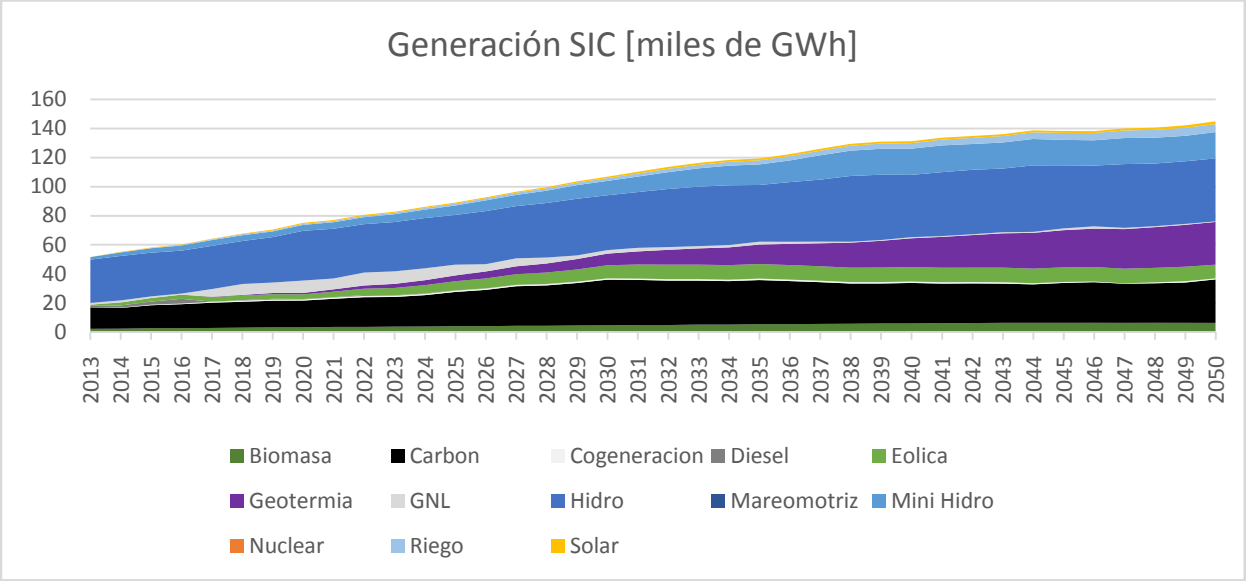
Fuente: Elaboración Propia

Entre la línea base, al año 2030 se instalan 1.650 MW menos de carbón, en su lugar se han instalado sobre 1300 MW extra de capacidad eólica, así como cerca de 500 MW de riego.

Para el año 2050, la mayor disminución pasa por el carbón con 2.700 MW menos y la energía solar que disminuye 440 MW. Esto es compensado en gran parte por los 1.400 MW de riego, en conjunto con 150MW extras eólicos. La disminución de la demanda también aporta a que en conjunto la potencia instalada bajará de 48.000 MW a 46.500 MW.

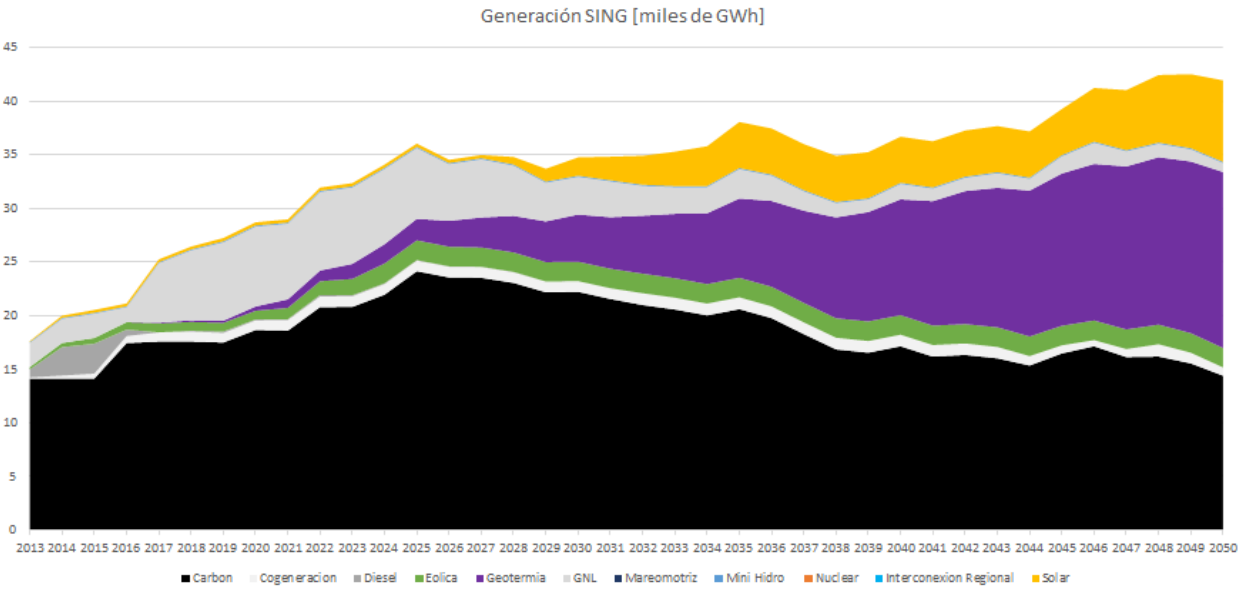
Generación:

Figura 8-7: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-8: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Base

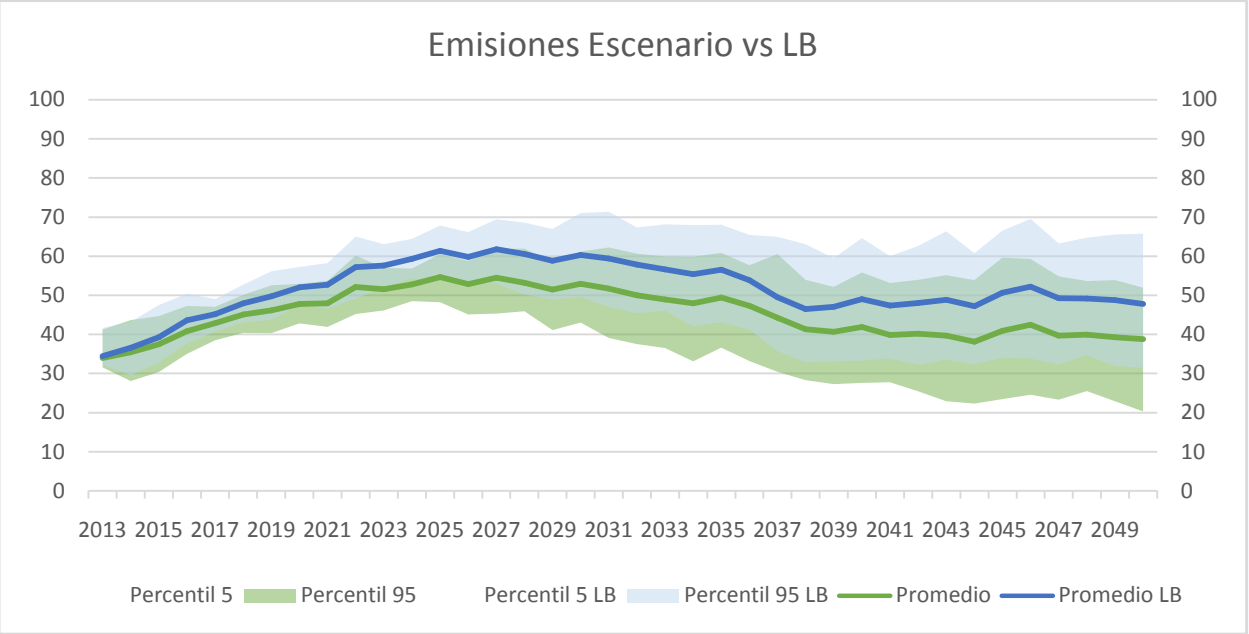


Fuente: Elaboración Propia

En la generación se refleja el efecto de la capacidad, siendo diferente a la línea base durante la primera mitad del período, mientras que hacia el final vuelve a una distribución similar a la Línea Base, aunque sin el ingreso de carbón nuevo hacia el final de la década del 2040.

Emisiones:

Figura 8-9: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia.

El escenario presenta un abatimiento creciente durante los primeros años lo que coincide con el forzamiento de la capacidad hasta el 2024. Luego se mantiene el nivel de abatimiento a un nivel relativamente constante.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-2: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base

	2030	2050
D Emisiones	84,47	243,21
D Costos 10%	-$ 2.382,70	-$ 3.185,49
D Costos 3%	-$ 4.819,08	-$ 9.832,53
D Costos 1 %	-$ 6.019,14	-$ 14.977,47
CA 10%	-$ 28,21	-$ 13,10
CA 3%	-$ 57,05	-$ 40,43
CA 1%	-$ 71,26	-$ 61,58

Fuente: Elaboración Propia

El esfuerzo base tiene un costo de abatimiento negativo, esto implica que disminuir las emisiones viene asociado a un ahorro. Esto se explica por la medida Riego Total, la cual es una liberación de una tecnología que disminuye los costos. Las otras dos medidas por su parte se cumplen (o son muy similares) a la instalación natural que se da en la línea base. Por otra parte, la disminución de la

demanda también aporta a que los costos sean menores.

8.2.2 Esfuerzo Medio

Nombre de Escenario: Esfuerzo Medio

Medidas:

- ERNC 3030
- Mini Hidro Total
- Riego Total
- Eólico Mitad
- Geotermia Total
- Biomasa Total
- CSP Medio
- Almacenamiento Eólico + Solar
- Aysén
- Interconexión Regional
- Carbón Limpio
- "Generación EE en RRSS" del sector Residuos
- "Uso raleos energía" del sector Forestal
- "Impulso de la industria minera a proyectos de generación eléctrica con ERNC en el mercado eléctrico y contabilización de reducciones en la minería" del sector I&M

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

Tabla 8-3: Medidas – Escenario Esfuerzo Medio

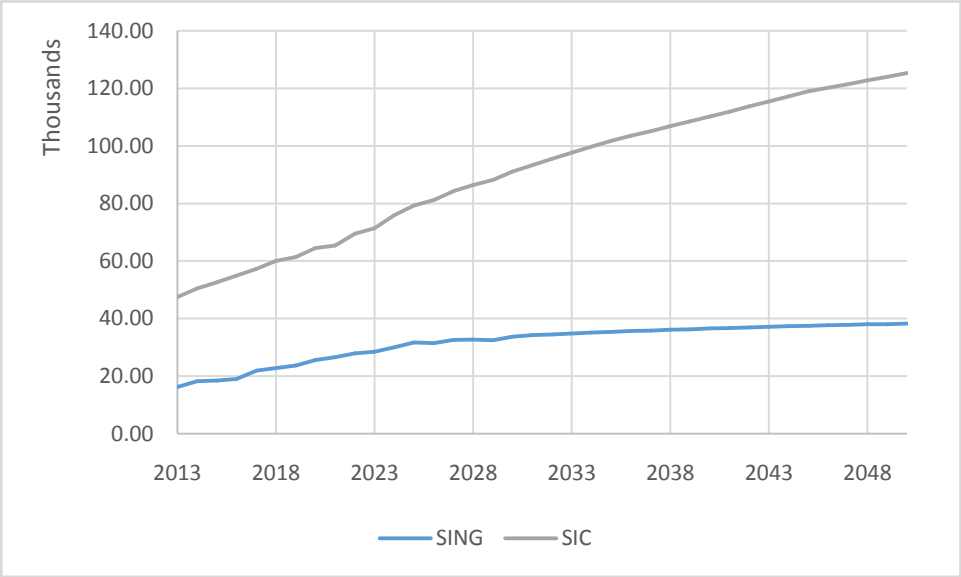
Nombre de la medida	Comentario
ERNC 3030	Se fuerza durante todo el período
Mini Hidro Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Riego Total	Ídem (se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)
Eólico Mitad	Ídem
Geotermia Total	Ídem
Biomasa Total	Se fuerza su instalación según los datos recibidos por los otros sectores.
CSP Medio	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, luego la entrada depende de la optimización
Almacenamiento Eólico + Solar	Ídem
Aysén	Se fuerza la entrada hasta el año

	2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización, luego se permiten entradas de centrales de 300 MW mínimos.
Interconexión Regional	Los años 2020 y 2021 se realizan la Interconexión con Perú y Bolivia. Las emisiones no se cuentan mientras que el costo variable es de 56.5 USD/MWh.
Carbón Limpio	A partir del año 2020, se impide la construcción de centrales a carbón Subcrítico.

Por su parte, los sectores residuos, forestal e I&M entregó la información necesaria para la modelación la cual es ingresada de forma exógena al modelo, de esta forma tanto las emisiones como los costos de dichas centrales son contabilizadas dentro del sector generación.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base.

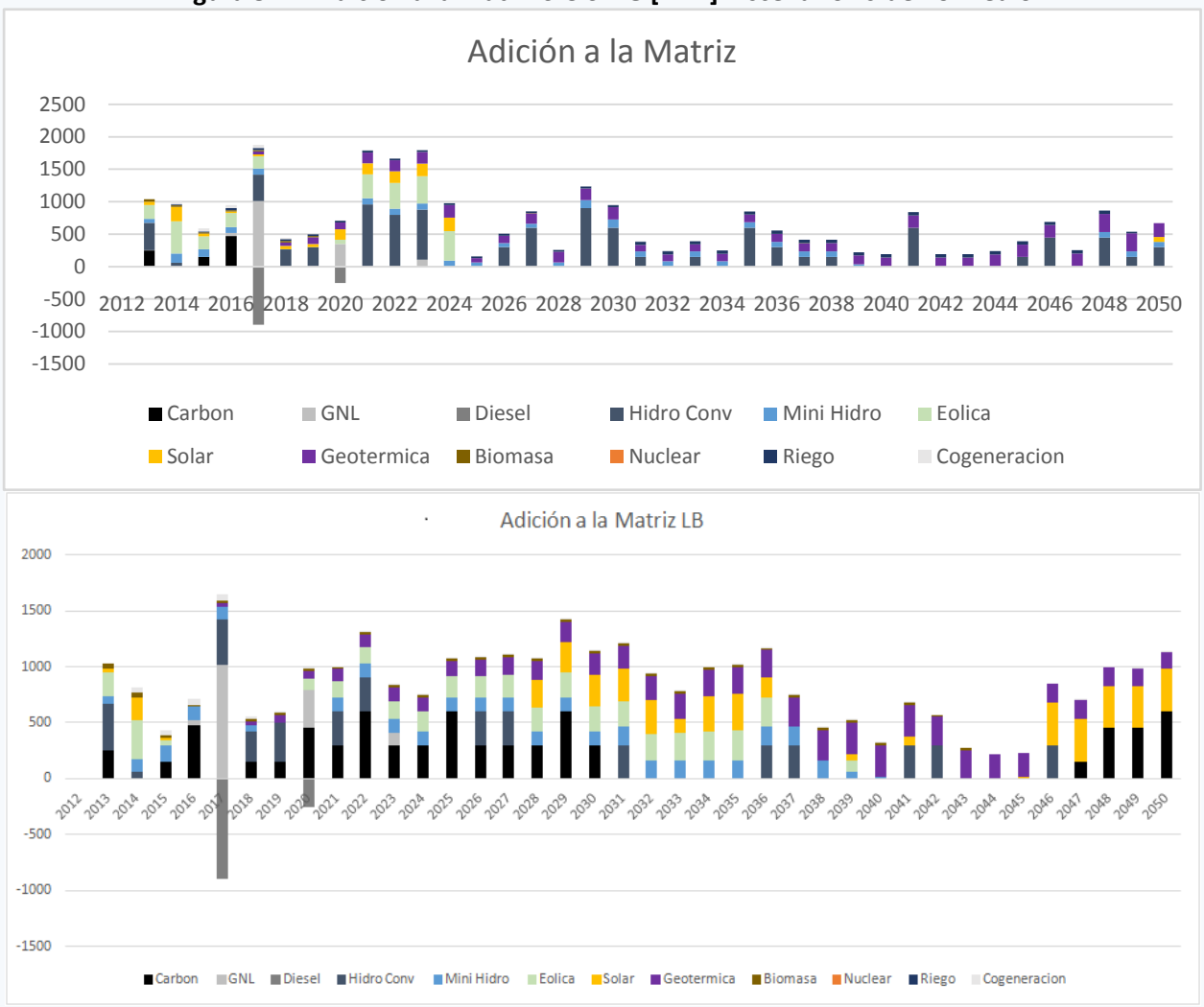
Figura 8-10: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Medio



Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

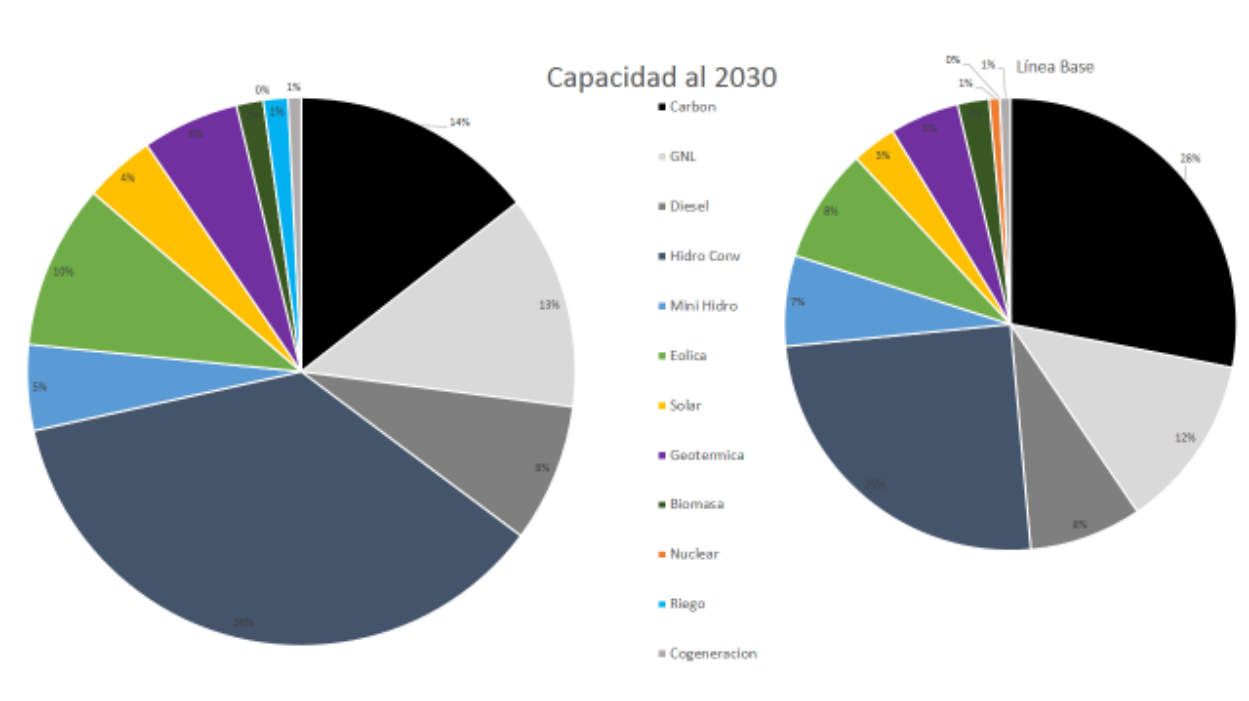
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-11: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Medio



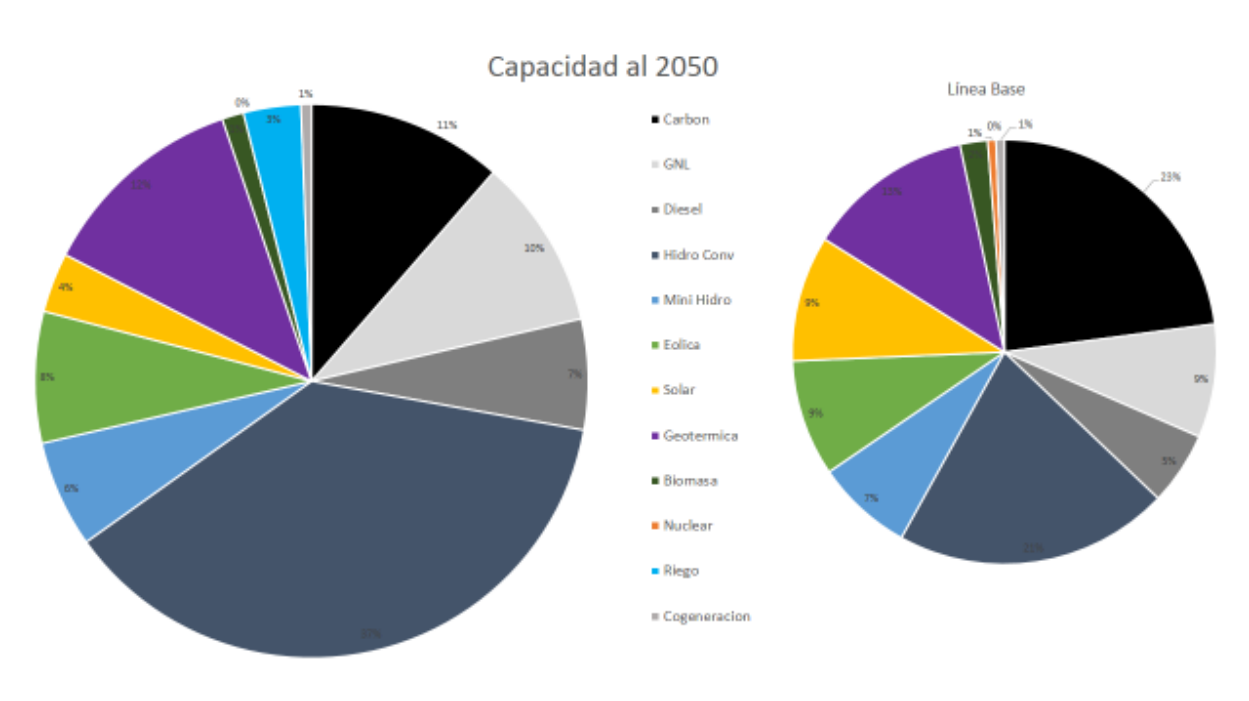
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-12: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Medio



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-13: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Medio



Fuente: Elaboración Propia

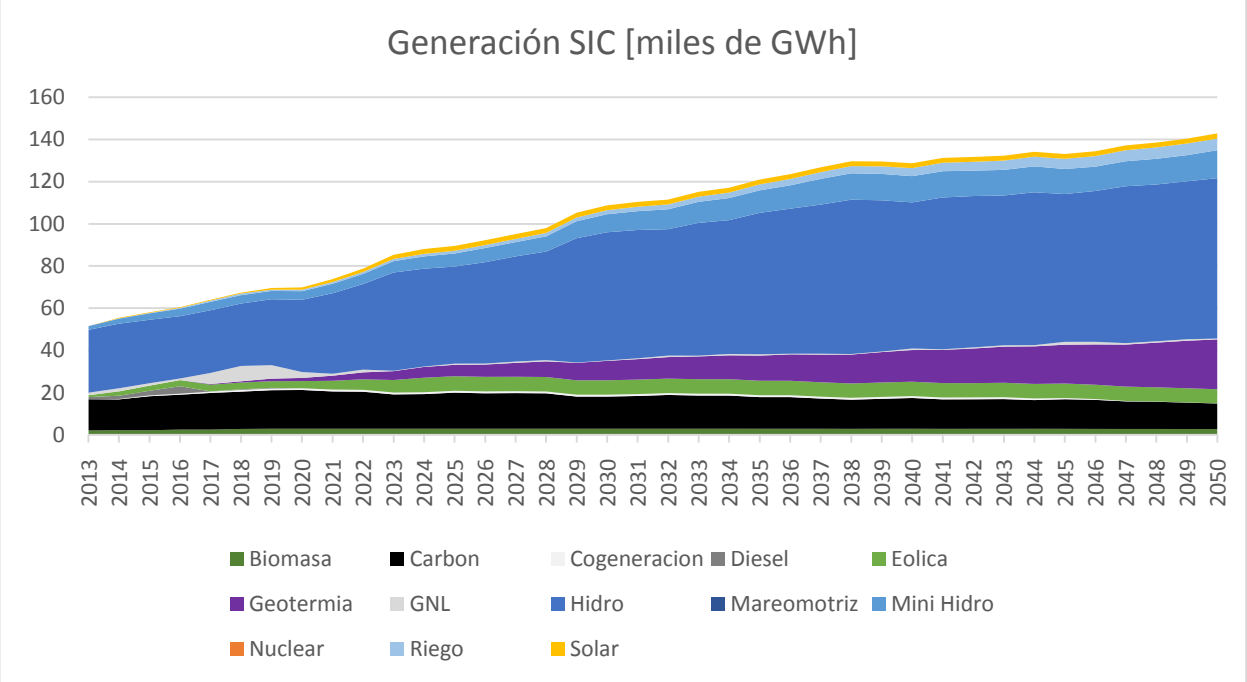
Comparado con la línea base, al año 2030 se desplazaron 4.650MW, 500 MW de Mini Hidro y 230 de biomasa, esto fue desplazado por 3.680 de correspondiente a Aysén, además de aportes de capacidad eólica, solar y geotérmica (470, 315 y 220 MW respectivamente).

Para el año 2050, solo aumenta (comparado con la línea base) la capacidad de Aysén alcanzando los 5.480 MW instalados, a lo que se agrega los 1.400 MW asociados a riego. Por otra parte disminuye la capacidad de carbón en 6.300 MW, solar en 3.000 MW, mientras que eólico, mini hidro y geotérmica también disminuyen alrededor de 1.000 MW cada uno.

La interconexión regional así como la baja de demanda contribuyen a la importante disminución del tamaño del parque generador.

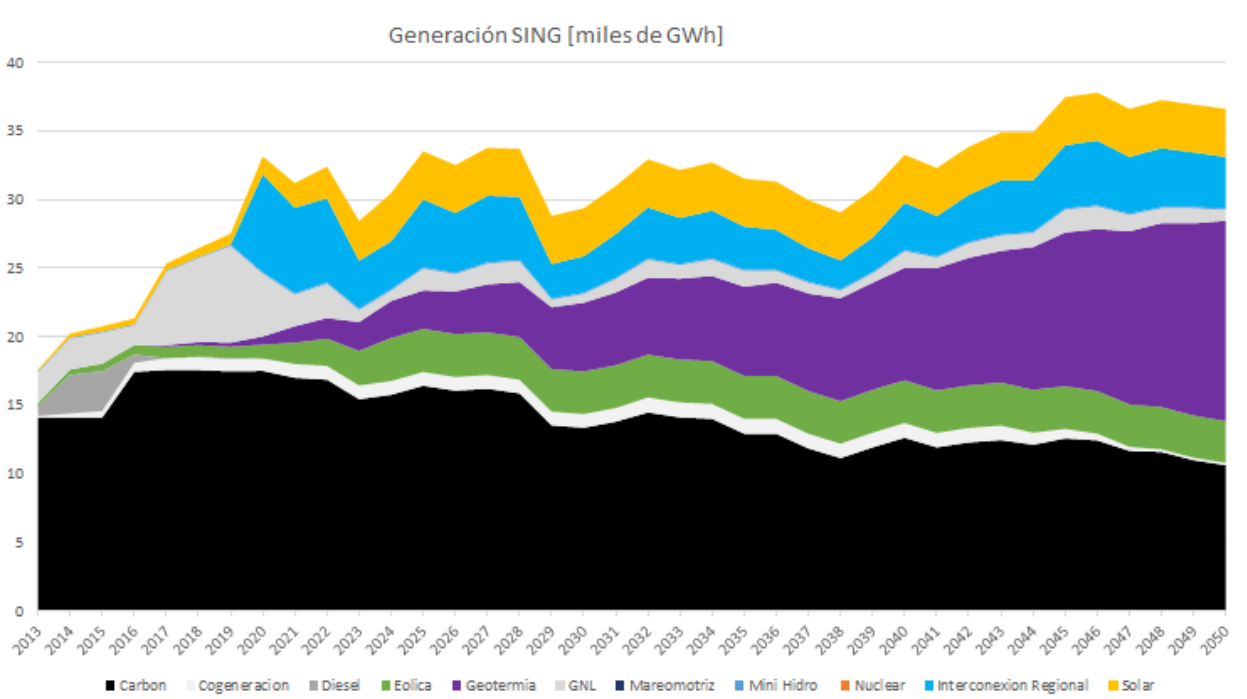
Generación:

Figura 8-14: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Medio



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-15: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Medio

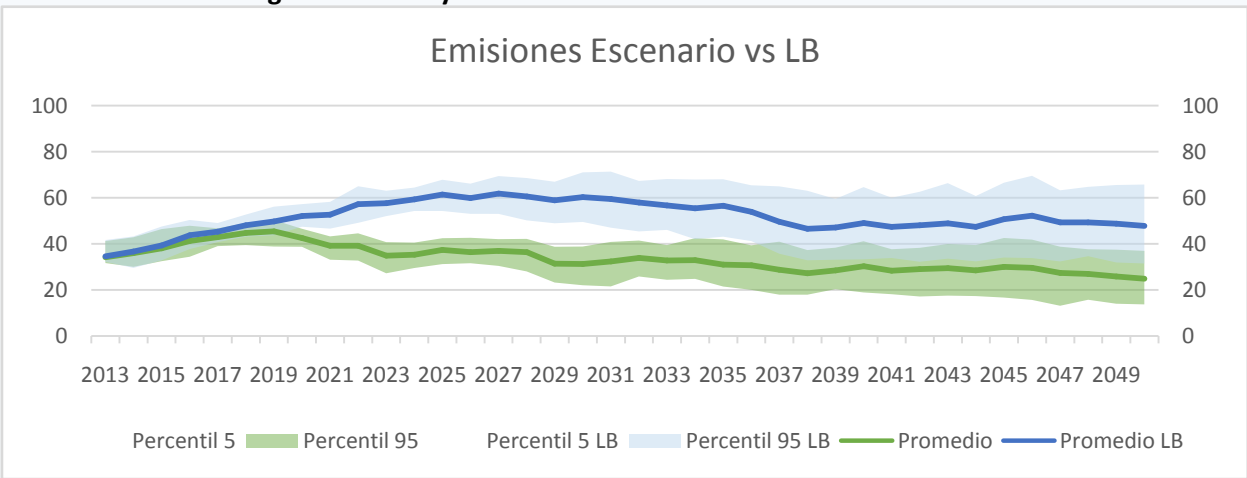


Fuente: Elaboración Propia

Se destaca el fuerte crecimiento de la generación hídrica en el SIC, que provee de energía al SING evitando un crecimiento demasiado pronunciado en este sistema. La interconexión regional impacta fuerte en el SING, desplazando al GNL e incluso al carbón a medida que el precio de este sube, además de proveer al SING de energía a un precio competitivo.

Emisiones:

Figura 8-16: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Medio



Fuente: Elaboración Propia

El escenario presenta un fuerte abatimiento creciente durante los primeros años lo que coincide con el forzamiento de la capacidad hasta el 2024. Hacia finales de 2050 las emisiones anuales son la mitad de las proyectadas en la línea base.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-4: Indicadores- Escenario Esfuerzo Medio

	2030	2050
D Emisiones	256,2	690,4
D Costos 10%	-$ 117,73	-$ 3.371,47
D Costos 3%	-$ 2.780,76	-$ 20.146,78
D Costos 1 %	-$ 4.461,54	-$ 33.868,73
CA 10%	-$ 0,46	-$ 4,88
CA 3%	-$ 10,85	-$ 29,18
CA 1%	-$ 17,41	-$ 49,05

Fuente: Elaboración Propia

El esfuerzo medio tiene un costo de abatimiento negativo, esto implica que disminuir las emisiones viene asociado a un ahorro. Esto se explica por las medidas Aysén, Interconexión regional y Riego Total, medidas que impactan fuertemente al esquema de optimización alcanzando una solución más óptima. Esto se agrega a la disminución de la demanda que es aún menor que en el escenario base. Las otras medidas si bien tienen un costo de abatimiento positivo, no alcanzan a compensar la disminución de los costos, aunque probablemente si se hubiesen forzado por más tiempo se tendría un costo abatimiento mayor.

8.2.3 Esfuerzo Alto

Nombre de Escenario: Esfuerzo Alto

Medidas:

- ERNC 3030
- Mini Hidro Total
- Riego Total
- Eólico Total
- Geotermia Total
- Biomasa Total
- CSP Total
- Solar FV Medio
- Almacenamiento Eólico + Solar
- Aysén
- Interconexión Regional
- Carbón Limpio
- CCS
- Pérdidas
- Nuclear
- "Generación EE en RRSS" del sector Residuos
- "WTE" del sector Residuos
- "Uso raleos energía" del sector Forestal
- "Impulso de la industria minera a proyectos de generación eléctrica con ERNC en el mercado eléctrico y contabilización de reducciones en la minería" del sector I&M

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla:

Tabla 8-5: Medidas – Escenario Esfuerzo Alto

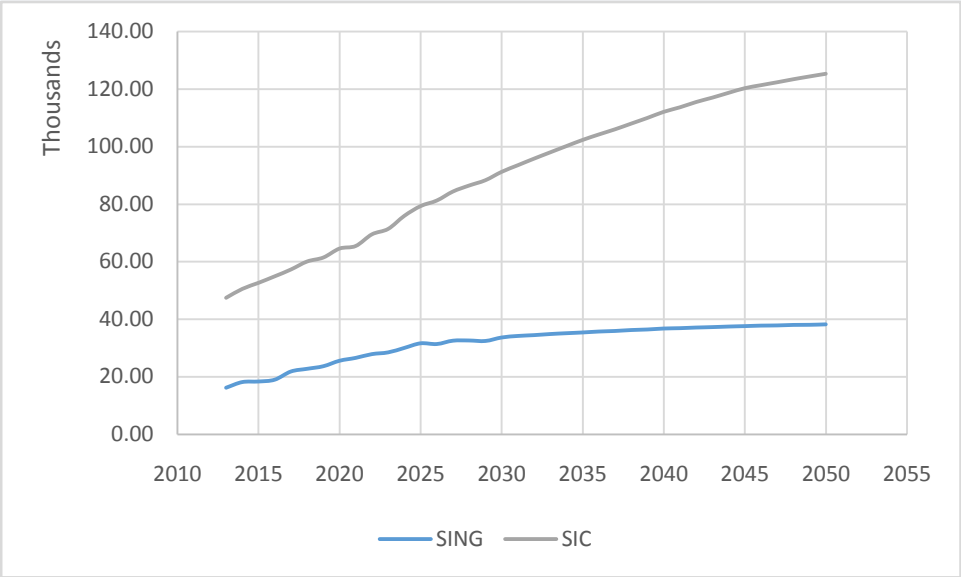
Nombre de la medida	Comentario
ERNC 3030	Se fuerza durante todo el período
Mini Hidro Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Riego Total	Ídem (Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)
Eólico Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización

Geotermia Total	Ídem
Biomasa Total	Se fuerza su instalación según los datos recibidos por los otros sectores
CSP Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Solar FV Medio	Ídem
Almacenamiento Eólico + Solar	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Aysén	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización, luego se permiten entradas de centrales de 300 MW mínimos.
Interconexión Regional	Los años 2020 y 2021 se realizan la Interconexión con Perú y Bolivia. Las emisiones no se cuentan mientras que el costo variables es de 56.5 USD/MWh.
Carbón Limpio	A partir del año 2020, se impide la construcción de centrales a carbón Subcrítico.
CCS	No se instala nada antes del 2024, a partir de dicho año la instalación dependerá de la optimización.
Pérdidas	Se fuerza durante todo el período
Nuclear	Al igual que en la medida CCS no se instala nada antes del 2024, a partir del 2031 la instalación dependerá de la optimización. Se consideran centrales de 200 MW.

Por su parte, los sectores residuos, forestal e I&M entregó la información necesaria para la modelación la cual es ingresada de forma exógena al modelo, de esta forma tanto las emisiones como los costos de dichas centrales son contabilizadas dentro del sector generación.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base.

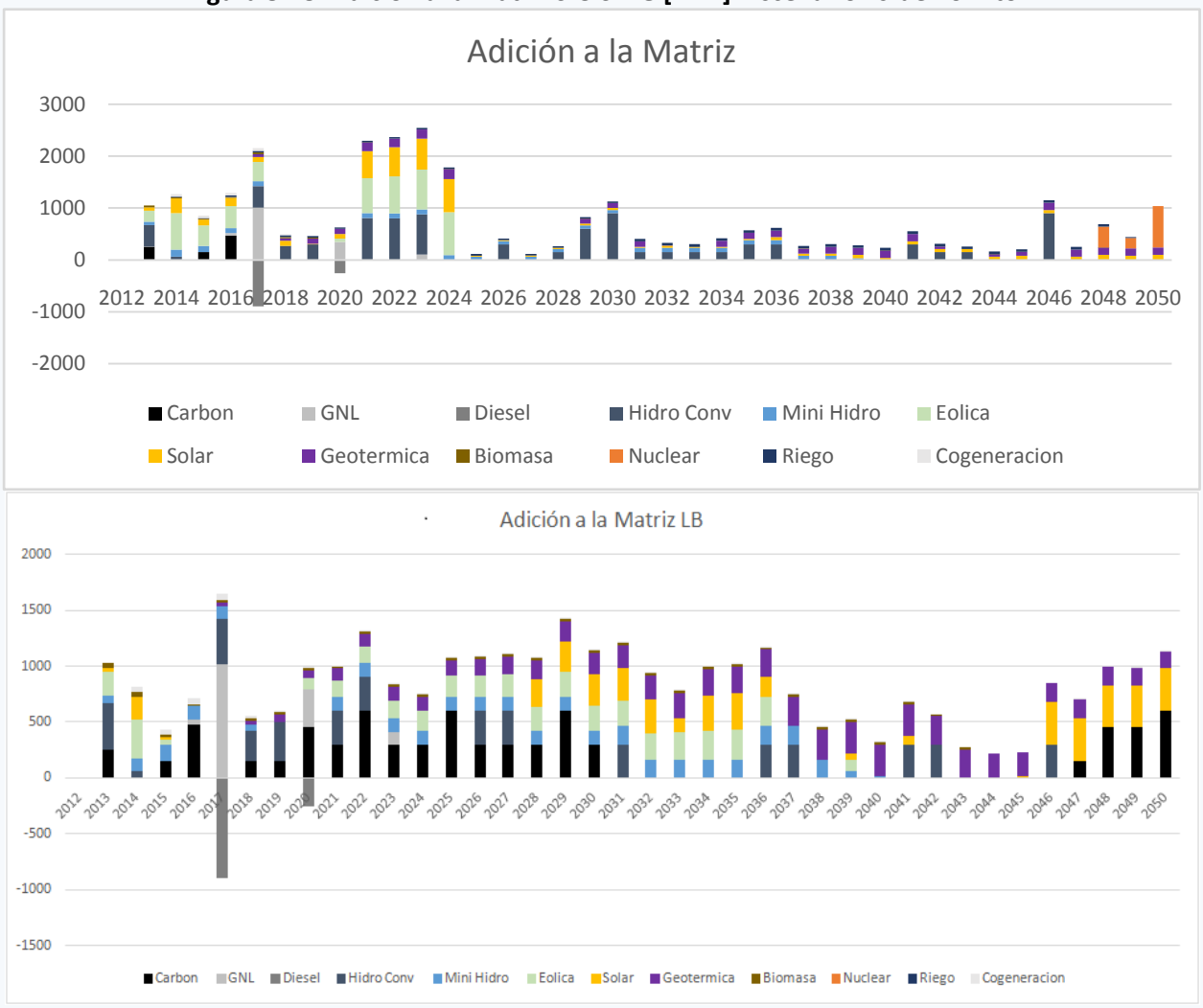
Figura 8-17: Demanda Media por Sistema - Escenario Esfuerzo Alto



(Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS)

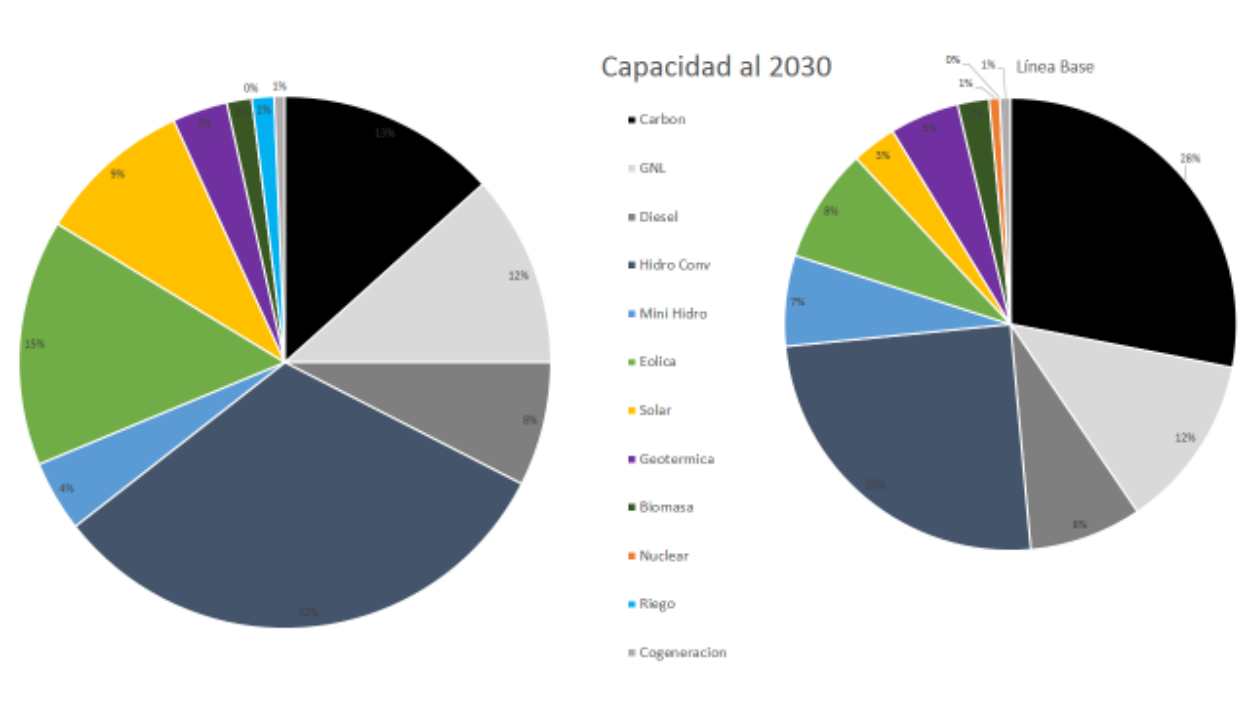
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-18: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Esfuerzo Alto



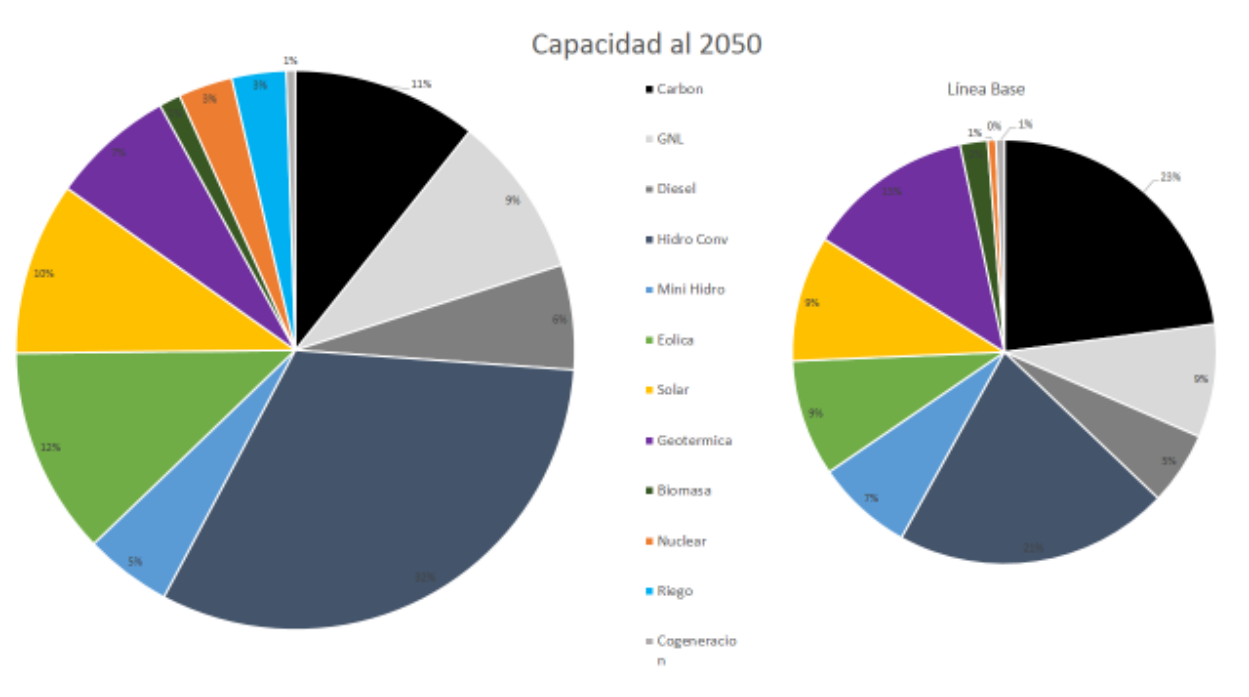
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-19: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Alto



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-20: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Alto



Fuente: Elaboración Propia

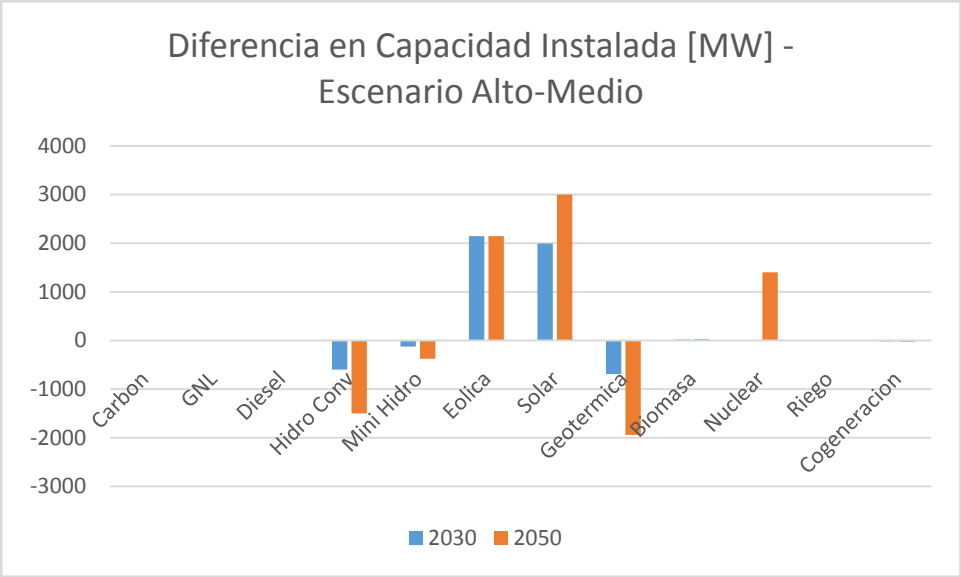
Comparado con la línea base, al año 2030 se desplazaron 4.650MW, 630 MW de Mini Hidro, 460 de Geotermia y 210 de biomasa, esto fue desplazado por 3.080 de correspondiente a Aysén, además de aportes de capacidad eólica, solar y riego (2.600, 2.300 y 480 MW respectivamente).

Para el año 2050, aumenta (comparado con la línea base) la capacidad de Aysén alcanzando los 3.980 MW instalados, a lo que se agrega los 1.400 MW asociados a riego y 1.400 más de capacidad nuclear. El último aporte son 1.000 MW de capacidad eólica. Por otra parte disminuye la capacidad de carbón en 6.300 MW, solar en 2.900 MW, mientras que minihidro disminuye en 1.300 MW y Geotermia en 500 MW.

La interconexión regional así como la baja de demanda contribuyen a la importante disminución del tamaño del parque generador. Cabe destacar que las centrales nucleares no se instalan hasta el año 2048.

Para explicar los resultados siguientes resulta interesante hacer la comparación con la expansión del escenario medio.

Figura 8-21: Diferencia del Parque Generador Escenario Alto-Escenario Medio

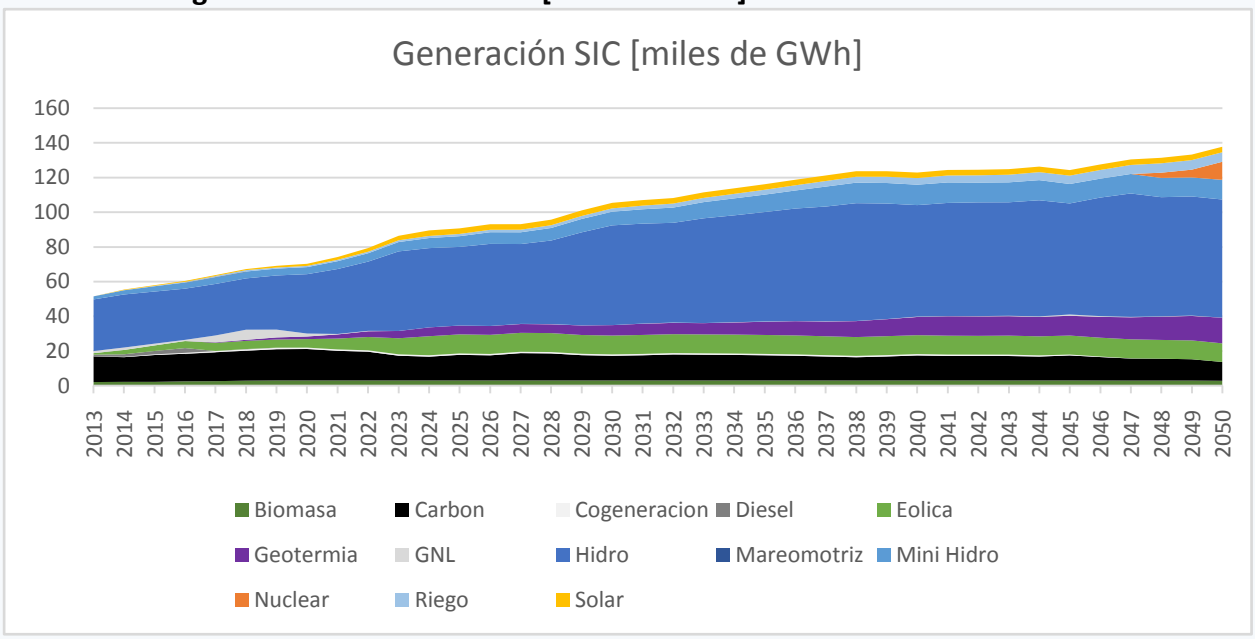


Fuente: Elaboración Propia

Se observa que la sobreinstalación de capacidad eólica y solar desplazo la instalación de energía limpia con mayores factores de planta (hídrica y geotermia). Esto implica que en este escenario no se produce un desplazamiento tan importante como en el escenario medio de la generación de carbón.

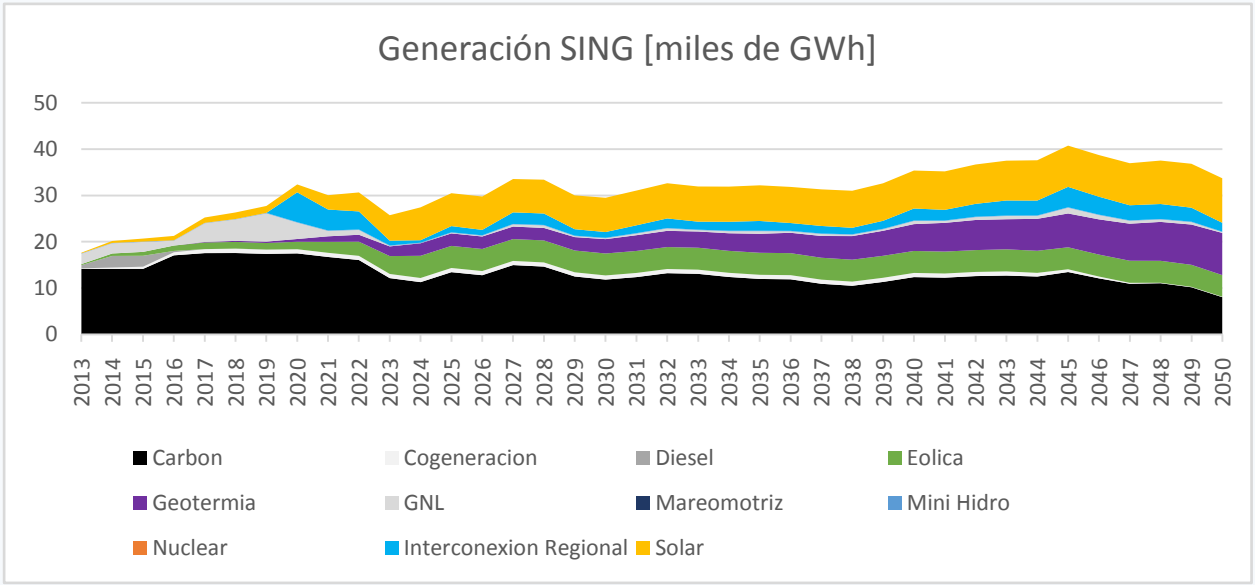
Generación:

Figura 8-22: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Alto



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-23: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Esfuerzo Alto

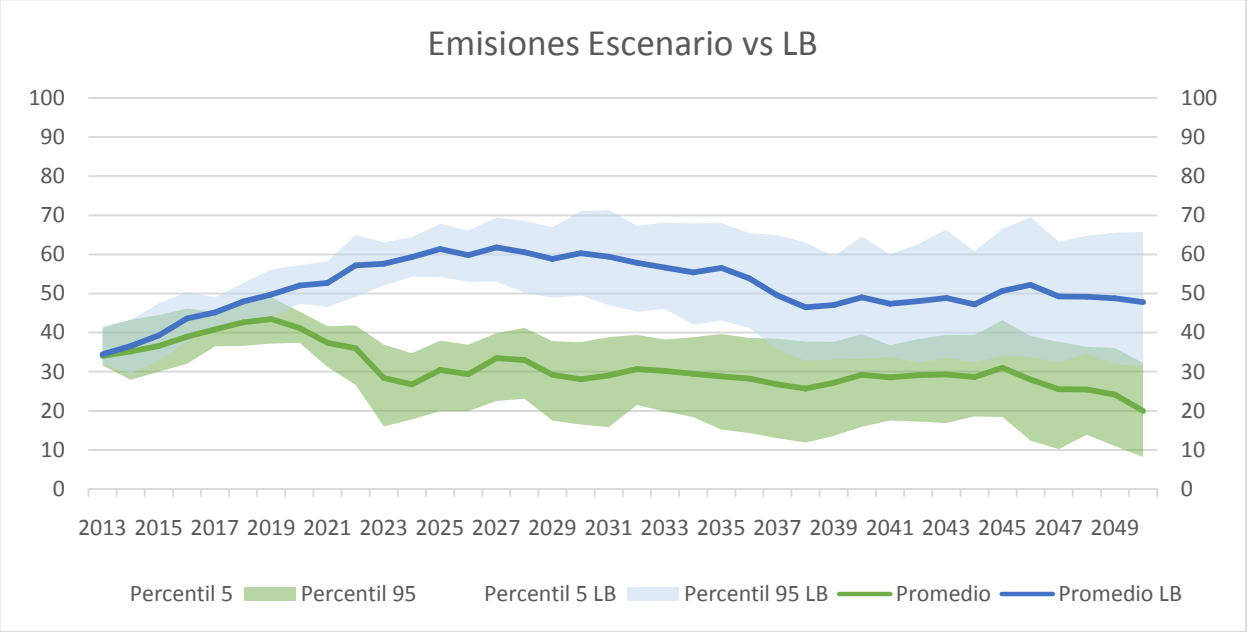


Fuente: Elaboración Propia

Se destaca el fuerte crecimiento de la generación hídrica en el SIC, que provee de energía al SING evitando un crecimiento demasiado pronunciado en este sistema. La interconexión regional impacta fuertemente en el SING, desplazando al GNL e incluso al carbón a medida que el precio de este suba, además de proveer al SING de energía a un precio competitivo.

Emisiones:

Figura 8-24: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Alto



Fuente: Elaboración Propia.

El escenario presenta un fuerte abatimiento creciente durante los primeros años lo que coincide con el forzamiento de la capacidad hasta el 2024. Pese a ser un esfuerzo bastante mayor las emisiones no son tanto mayores en comparación con el escenario medio, esto puesto que la intermitencia de las centrales renovables existentes se traduce en una operación con carbón constante.

En comparación con el escenario esfuerzo medio, el escenario esfuerzo alto alcanza 100 MM Ton CO2e extra a cambio de una disminución en las ganancias de $2.390 MMUSD 2012

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-6: Indicadores- Escenario Esfuerzo Alto

	2030	2050
D Emisiones	313.36	779.21
D Costos 10%	$ 2,456.15	-$ 980.32
D Costos 3%	$ 433.53	-$ 17,502.68
D Costos 1 %	-$ 1,154.40	-$ 31,227.74
CA 10%	$ 7.84	-$ 1.26
CA 3%	$ 1.38	-$ 22.46
CA 1%	-$ 3.68	-$ 40.08

Fuente: Elaboración Propia

Al año 2030 aún se aprecian los efectos de la sobreinversión, ya hacia al año 2050 las opciones de Aysén, Interconexión Regional y Nuclear, en conjunto con la baja en la demanda permite tener costos negativos. Es decir, al año 2050 se consiguen ahorros con este escenario.

8.2.4 Eficiencia Energética

Nombre de Escenario: Eficiencia Energética

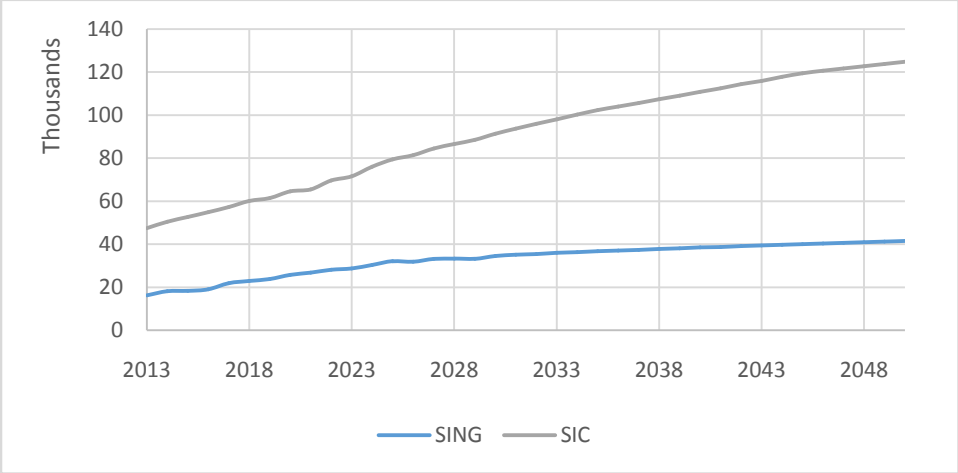
Medidas:

Este escenario no considera medidas específicas del sector generación eléctrica. Sin embargo, se simula la operación del sector considerando la variación de demanda eléctrica de los sectores CPR, I&M y Transporte producto de la implementación de medidas de eficiencia energética.

Supuestos de Modelación:

Se trabajó con una demanda distinta a la línea base

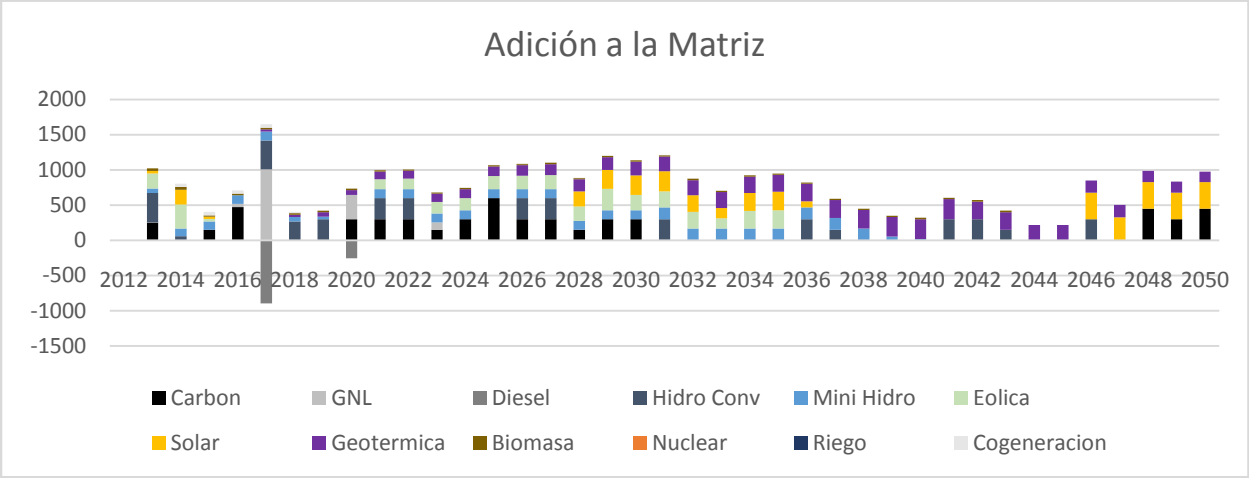
Figura 8-25: Demanda Media por Sistema - Escenario Eficiencia Energética

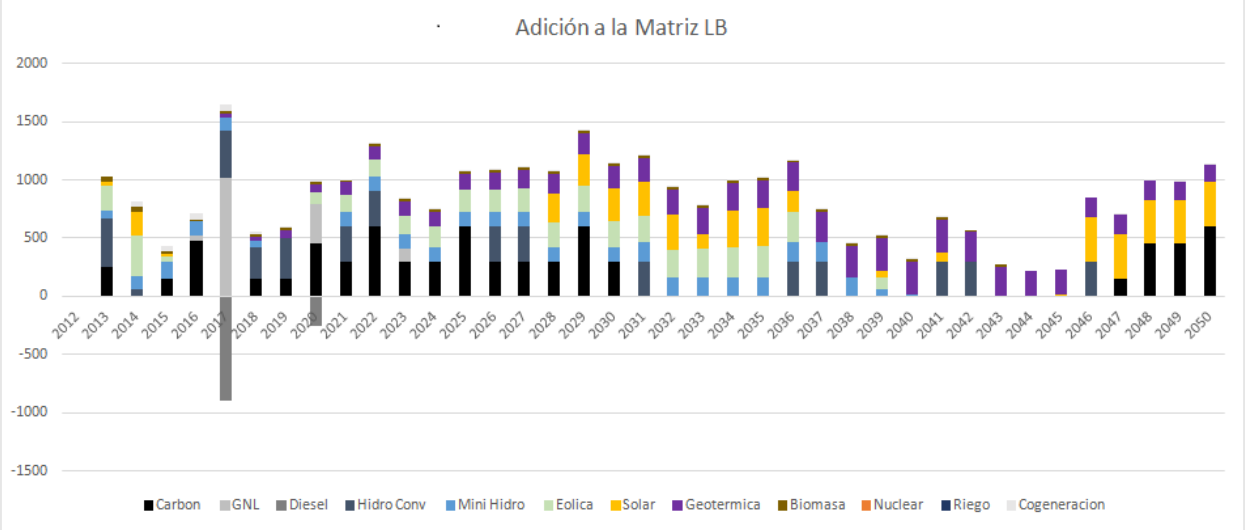


(Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS)

Parque de Generación Optimizado:

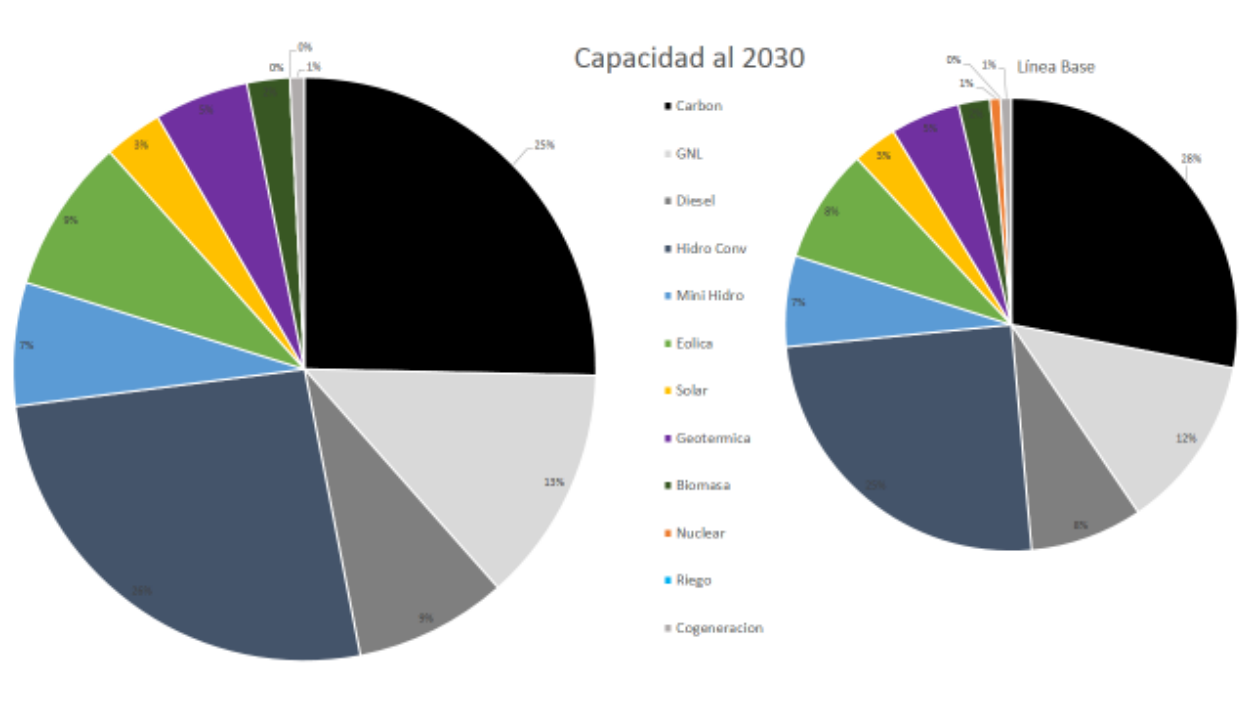
Figura 8-26: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Eficiencia Energética





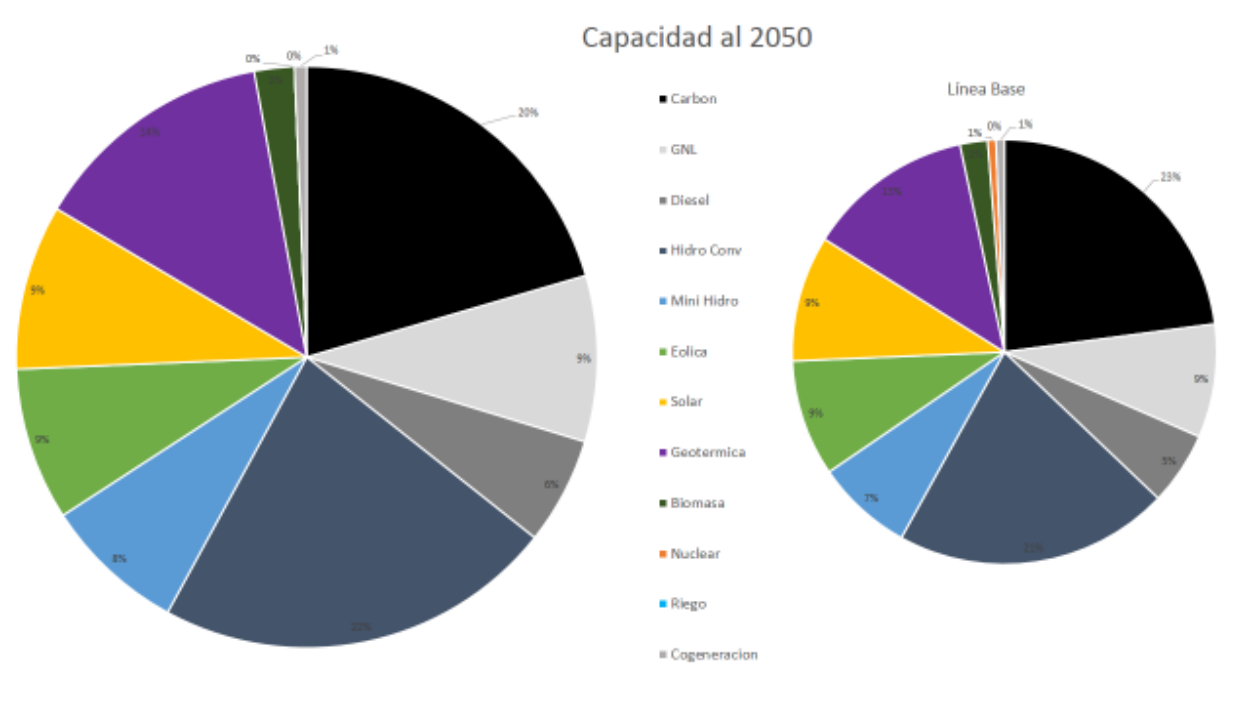
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-27: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Eficiencia Energética



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-28: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Eficiencia Energética



Fuente: Elaboración Propia

Al no haber medidas en este sector, a nivel de capacidad la diferencia es simplemente una demanda menor. Esto se traduce en una menor instalación de capacidad de las centrales con mayor costos nivelados que alcanzan a entrar en la línea base.

Al año 2030 tenemos las siguientes disminuciones:

- 1.350 MW de Carbón
- 50 MW de Hidro Convencional
- 14 de Eólica
- 36 de Solar

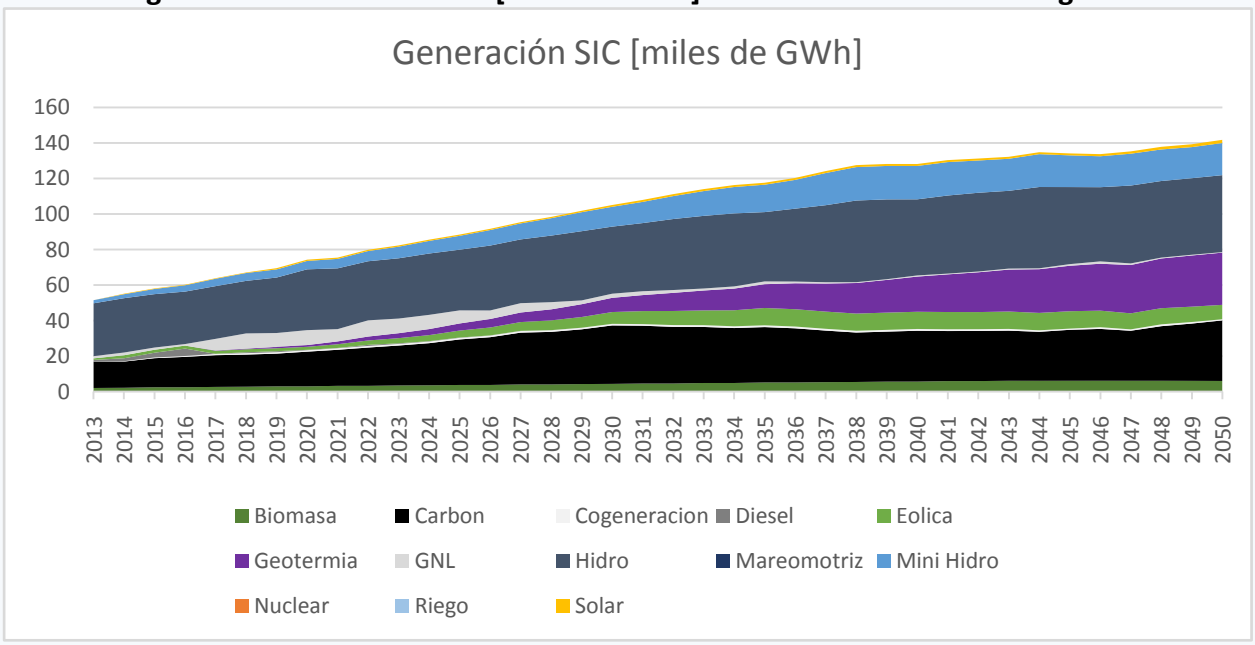
Mientras que para el año 2050 hay disminuciones de:

- 1.800 MW de Carbón
- 50 MW de Hidro Convencional
- 440 MW de Eólica
- 490 MW de Solar

La demanda al año 2050 disminuyó 7,1%, esto se tradujo en un parque de generación con menos MW instalados en un 5,7%

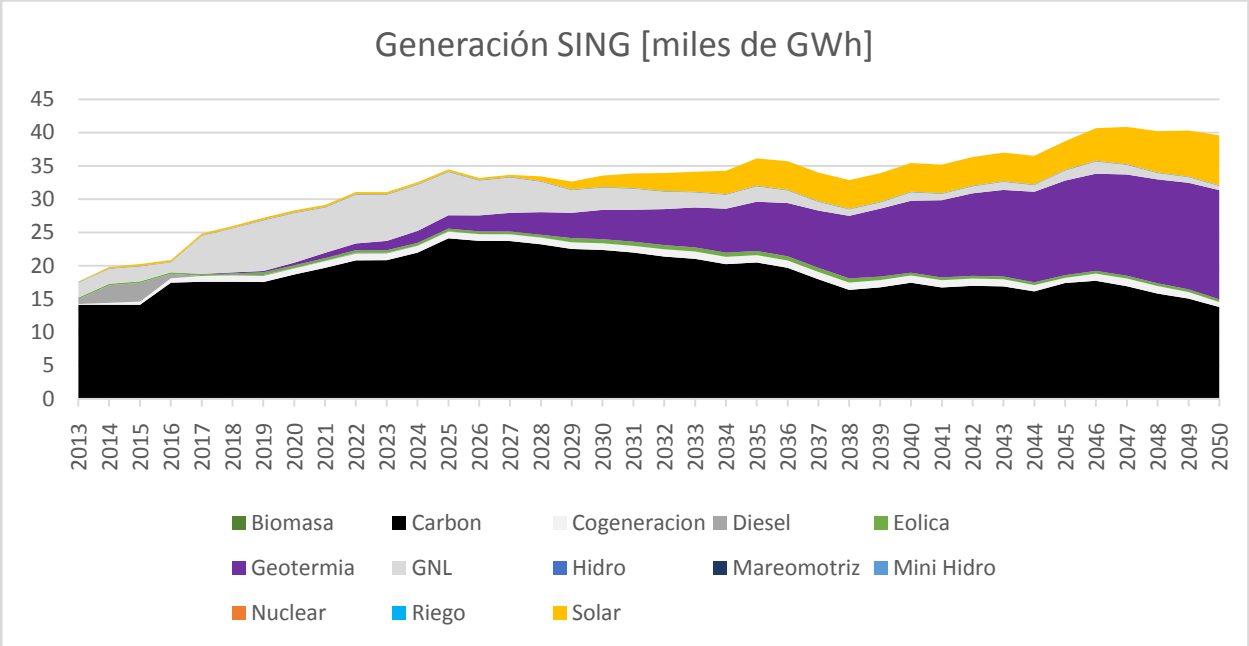
Generación:

Figura 8-29: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Eficiencia Energética



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-30: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Eficiencia Energética

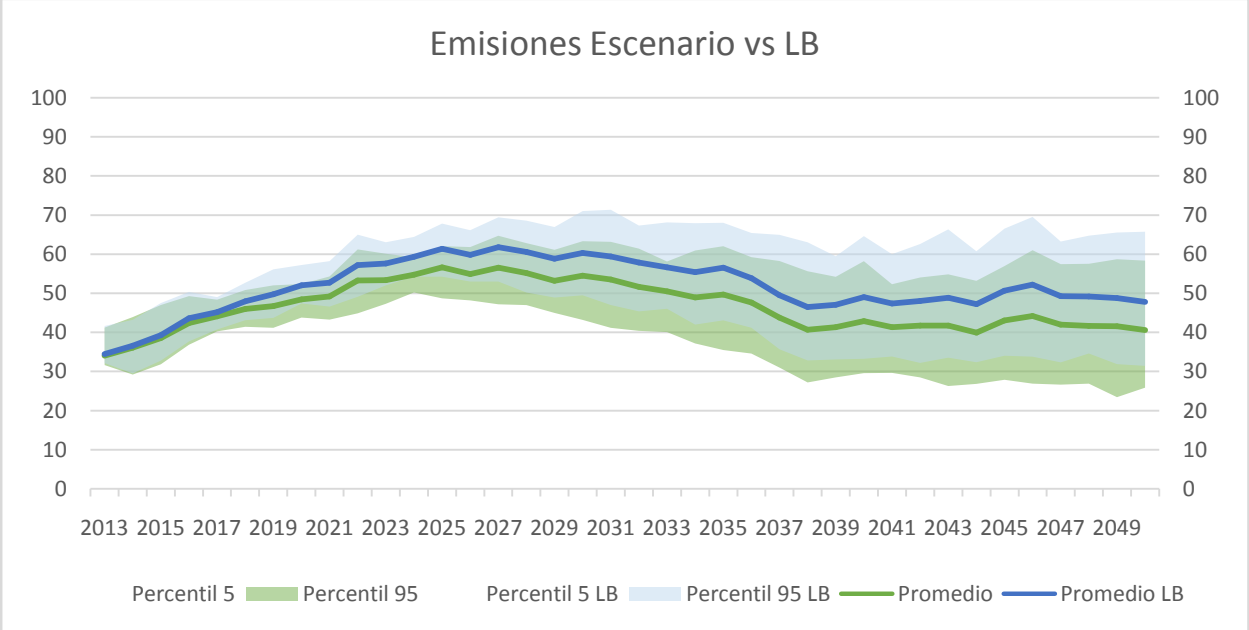


Fuente: Elaboración Propia

La generación es similar a la línea base, aunque la generación de carbón baja desde un 30% a un 26%.

Emisiones:

Figura 8-31: Proyección Emisiones – Escenario Eficiencia Energética



Fuente: Elaboración Propia.

La proyección de emisiones tiene un progresivo desacople de la línea base a medida que se implementan las medidas de eficiencia en los otros sectores. Estas medidas son capturadas por la baja en la demanda y

la consiguiente baja en las emisiones anuales del sistema.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-7: Indicadores- Escenario Eficiencia Energética

	2030	2050
D Emisiones	60,4	193,2
D Costos 10%	-$ 3.097,13	-$ 3.983,46
D Costos 3%	-$ 5.899,61	-$ 11.284,56
D Costos 1 %	-$ 7.269,30	-$ 16.760,22
CA 10%	-$ 51,26	-$ 20,62
CA 3%	-$ 97,65	-$ 58,42
CA 1%	-$ 120,32	-$ 86,76

Fuente: Elaboración Propia

El escenario tiene un costo de abatimiento negativo en el sector generación. Esto se explica puesto que la baja de demanda produce una reducción tanto en los costos como en las emisiones.Sin embargo, el costo que tiene esa baja de demanda no es capturada por el sector, sino que por los otros sectores.

8.2.5 Energías Renovables no Convencionales

Nombre de Escenario: Energías Renovables no Convencionales (ERNC)

Medidas:

- ERNC 3030
- Mini Hidro Total
- Riego Total
- Eólico Total
- Geotermia Total
- Biomasa Total
- CSP Total
- Solar FV Medio
- Almacenamiento Eólico + Solar
- "Generación EE en RRSS" del sector residuos
- "Uso raleos energía" del sector forestal

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

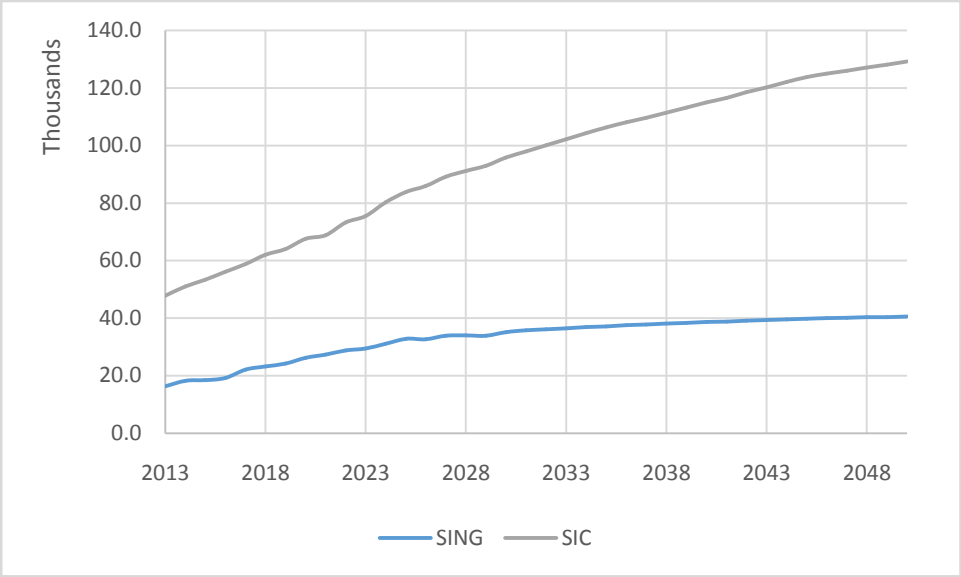
Tabla 8-8: Medidas – Escenario ERNC

Nombre de la medida	Comentario
ERNC 3030	Se fuerza durante todo el período
Mini Hidro Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Riego Total	Ídem (Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)
Eólico Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Geotermia Total	Ídem
Biomasa Total	Se fuerza su instalación según los datos recibidos por los otros sectores
CSP Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Solar FV Medio	Ídem
Almacenamiento Eólico + Solar	Al igual que en la medida no se instala nada antes del 2024, desde el 2025 la instalación dependerá de la optimización.

Por su parte, los sectores residuos y forestal entregaron la información necesaria para la modelación la cual es ingresada de forma exógena al modelo, de esta forma tanto las emisiones como los costos de dichas centrales son contabilizadas dentro del sector generación.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base

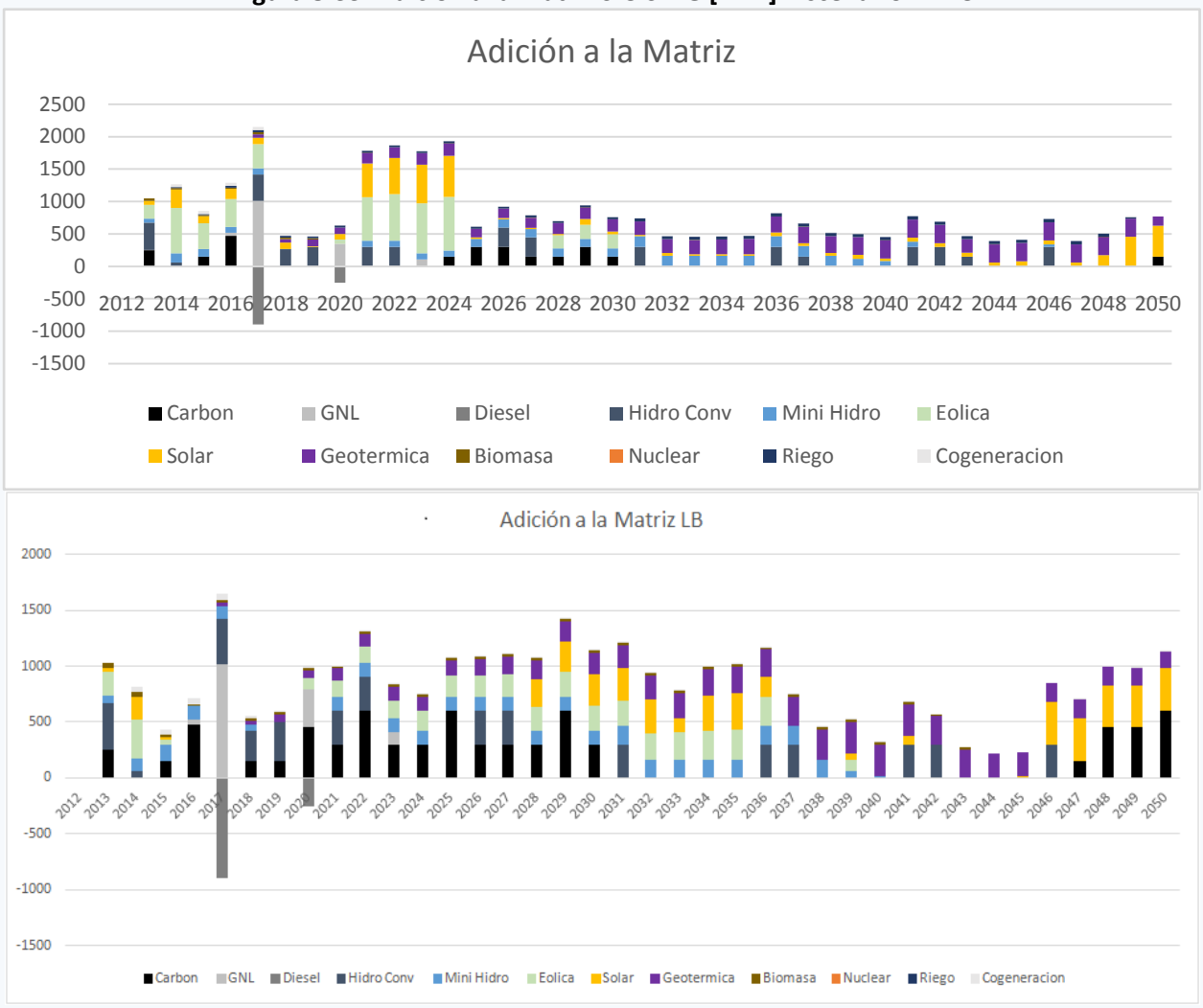
Figura 8-32: Demanda Media por Sistema - Escenario ERNC



Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

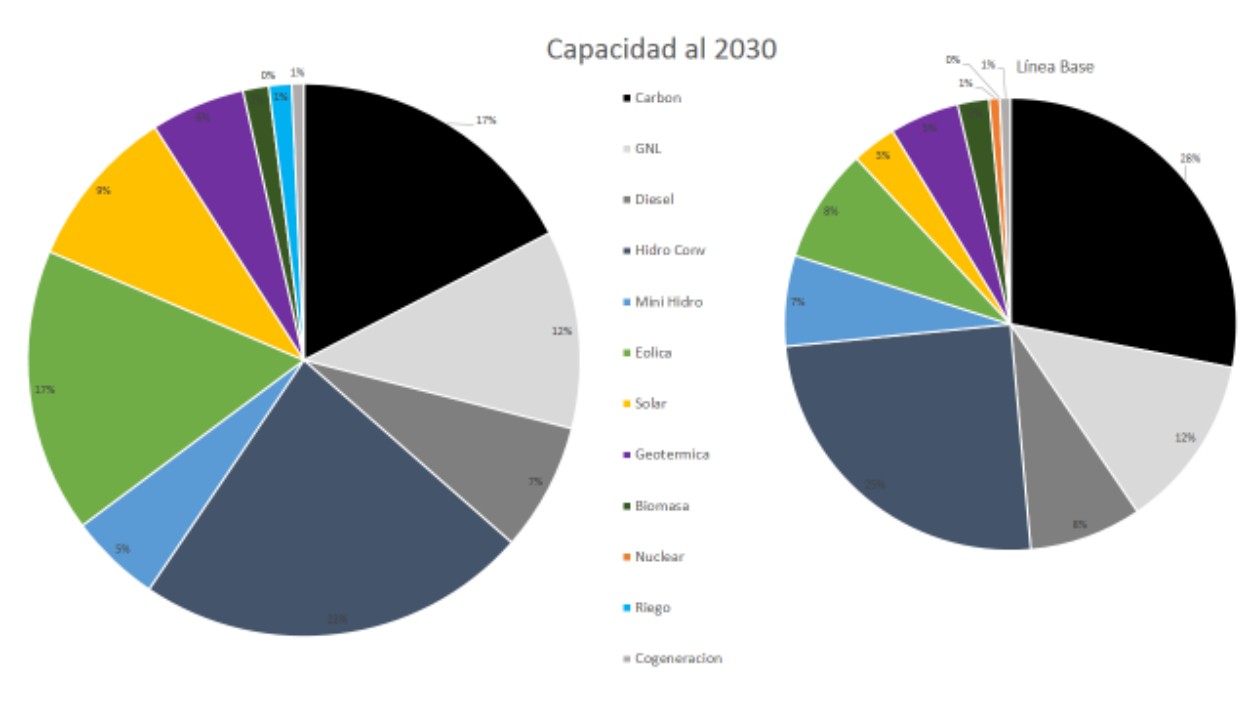
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-33: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario ERNC



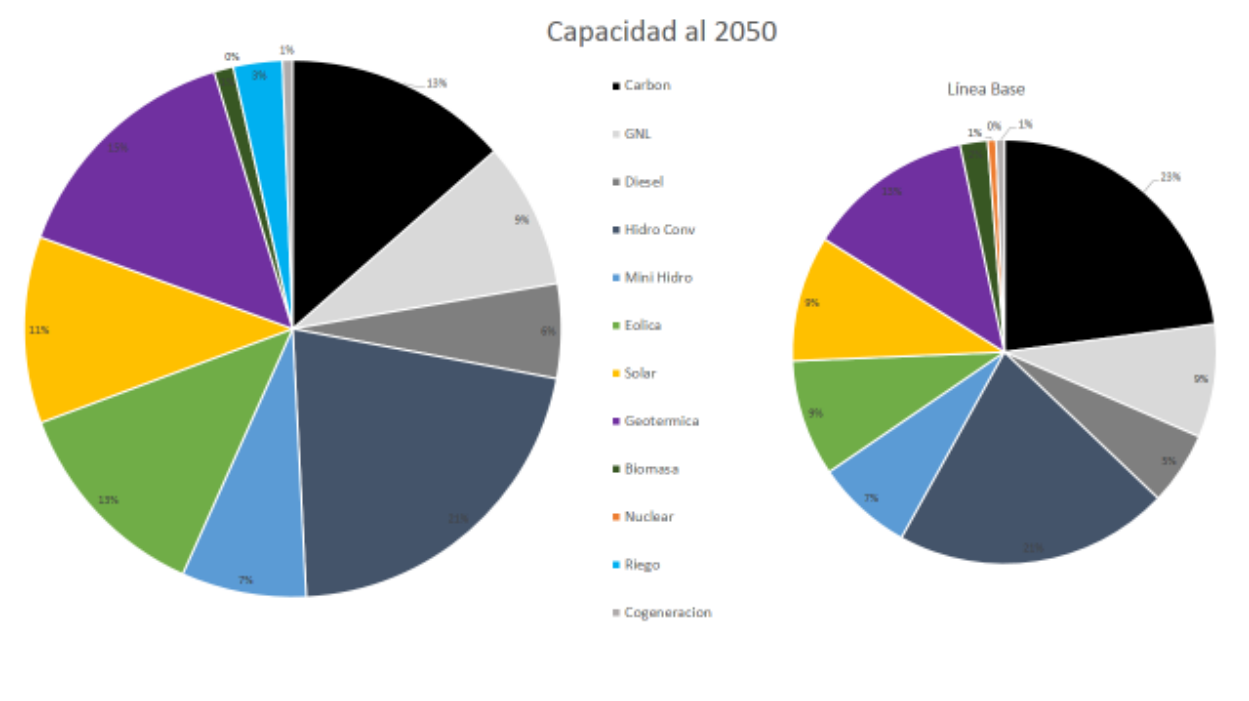
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-34: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario ERNC



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-35: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario ERNC

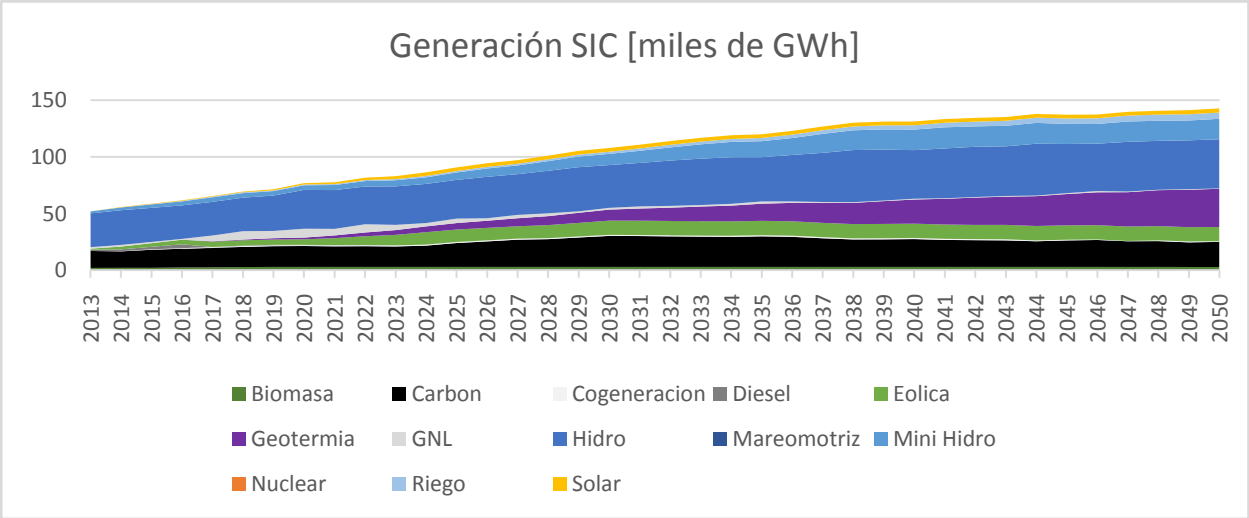


Fuente: Elaboración Propia

En comparación con la línea base, hay una disminución de las centrales a carbón instaladas. Al año 2030 la disminución es de 3.150 MW y 4.650 MW para el año 2050. La capacidad de hidro convencional también presenta una baja de 50 MW. En el sentido contrario todas las energías renovables aumentaron su capacidad en el parque generador para ambos años, siendo las más importantes la eólica, geotermia y solar, con un aumento en la capacidad al año 2050 de 1.700 MW, 860 MW y 700 MW respectivamente. Además de los 1.400 MW de riego que no se consideran en la línea base como disponible.

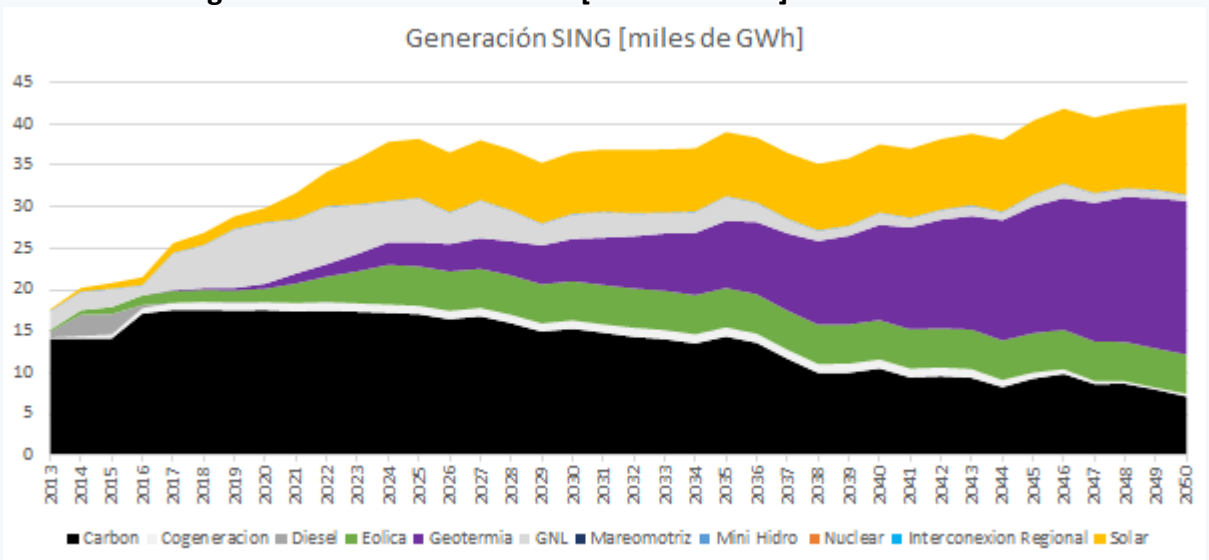
Generación:

Figura 8-36: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario ERNC



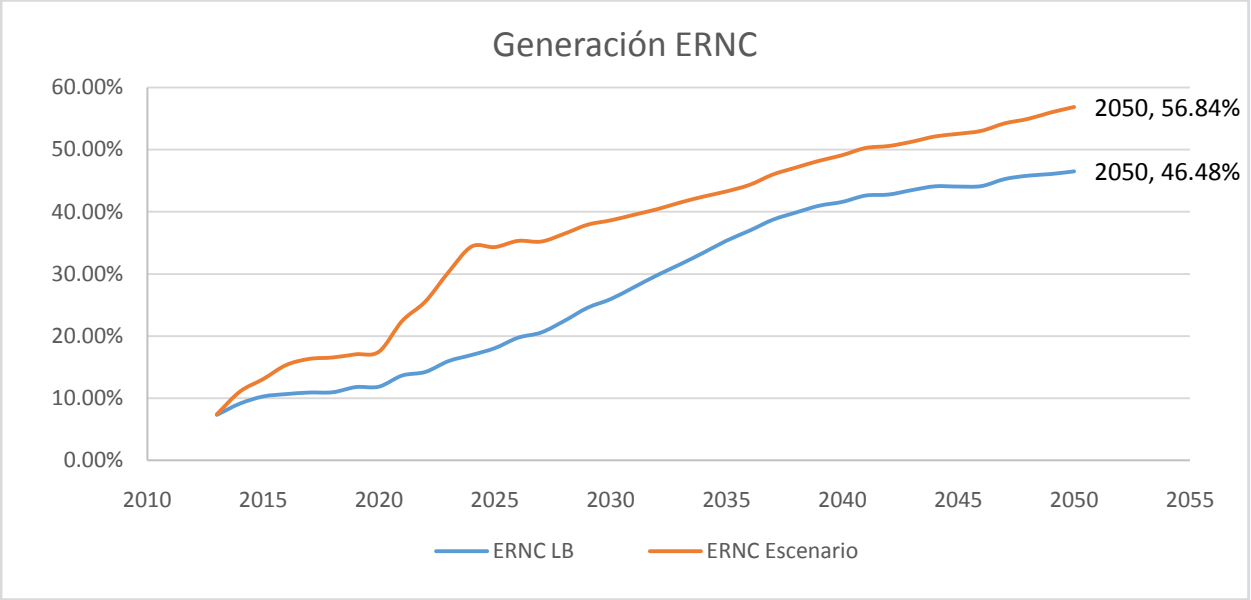
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-37: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario ERNC



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-38: Generación ERNC [%] – Escenario ERNC

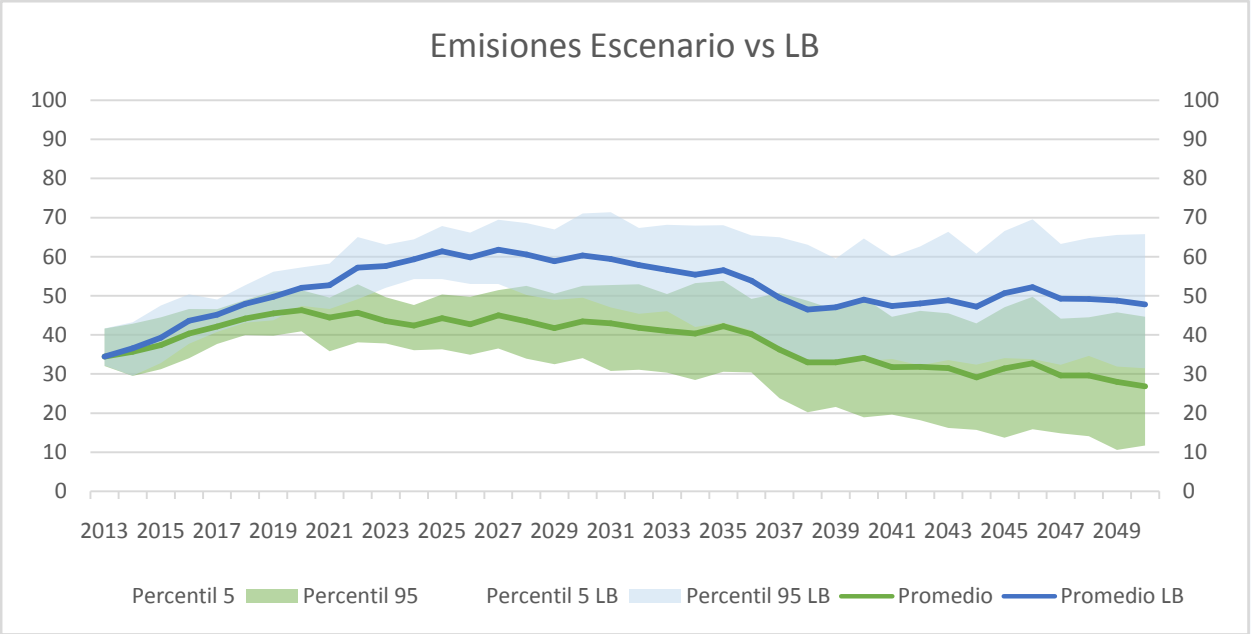


Fuente: Elaboración Propia

La última figura presentada permite observar como desde el año 2013 al año 2024 existe un aumento explosivo de la generación ERNC. Bajo este escenario el año 2024 se alcanza el nivel de generación ERNC que se alcanza el año 2035 (35%) en la línea base. En este sentido nos enfrentamos a un escenario bastante agresivo.

Emisiones:

Figura 8-39: Proyección Emisiones – Escenario ERNC



Fuente: Elaboración Propia.

En el escenario se observa una disminución constante de las emisiones anuales a partir del año 2022.

Cabe destacar la alta incertidumbre que existe en el presente escenario producto de la naturaleza incierta de la operación de estas centrales, especialmente de las centrales eólicas que aportan el 9,35% de la generación.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-9: Indicadores- Escenario ERNC

	2030	2050
D Emisiones	175,6	509,3
D Costos 10%	$ 3.680,28	$ 2.044,17
D Costos 3%	$ 3.928,50	-$ 5,427,00
D Costos 1 %	$ 3.632,90	-$ 12.673,35
CA 10%	$ 20,96	$ 4,01
CA 3%	$ 22,37	-$ 10,66
CA 1%	$ 20,69	-$ 24,88

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que la sobre inversión que se realiza con el forzamiento de la capacidad impacta en los costos especialmente al año 2030. Luego al permitir la optimización del parque el sistema compensa la sobre inversión con una baja expansión de la capacidad. Por lo demás, la operación del sistema es menos costosa producto de la disminución de combustibles fósiles, aun así el escenario resulta con un costo de abatimiento positivo cercano a 4 USD/Ton CO2e.

8.2.6 Energías Renovables

Nombre de Escenario: Energías Renovables (ER)

Medidas:

- ERNC 3030
- Mini Hidro Total
- Riego Total
- Eólico Total
- Geotermia Total
- Biomasa Total
- CSP Total
- Solar FV Medio
- Almacenamiento Eólico + Solar
- Aysén
- "Generación EE en RRSS" del sector residuos
- "Uso raleos energía" del sector forestal

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

Tabla 8-10: Medidas – Escenario ER

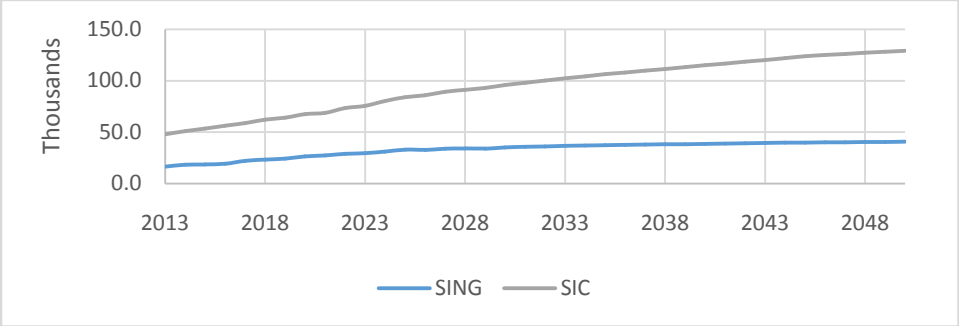
Nombre de la medida	Comentario
ERNC 3030	Se fuerza durante todo el período
Mini Hidro Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Riego Total	Ídem (Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)
Eólico Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Geotermia Total	Ídem
Biomasa Total	Se fuerza su instalación según los datos recibidos por los otros sectores
CSP Total	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Solar FV Medio	Ídem
Almacenamiento Eólico + Solar	Al igual que en la medida no se instala nada antes del 2024, desde el 2025 la

	instalación dependerá de la optimización.
Aysén	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización, luego se permiten entradas de centrales de 300 MW mínimos.

Por su parte, los sectores residuos y forestal entregaron la información necesaria para la modelación. Esta es ingresada de forma exógena al modelo y de esta forma tanto las emisiones como los costos de dichas centrales son contabilizadas dentro del sector generación.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base.

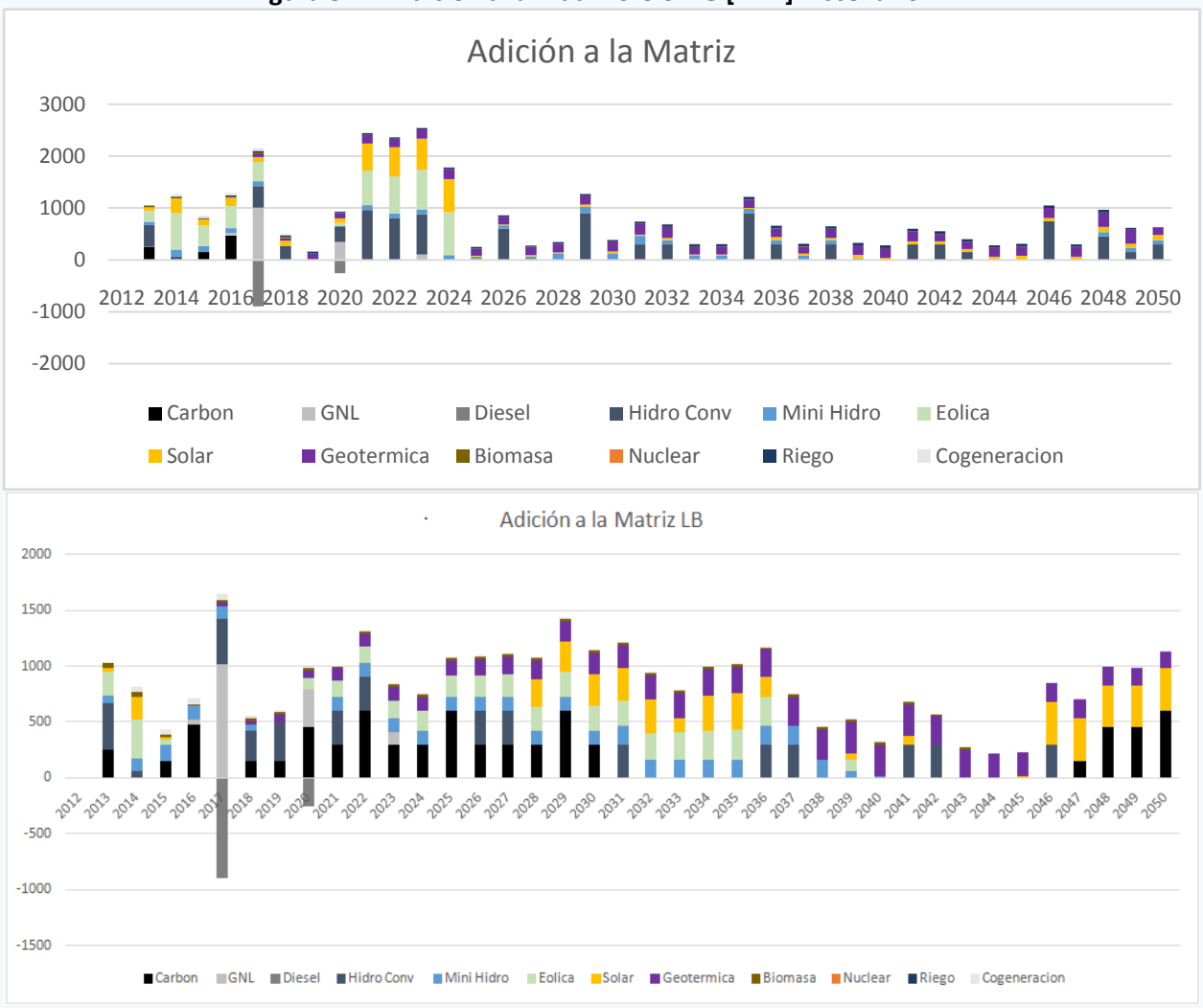
Figura 8-40: Demanda Media por Sistema - Escenario ER



(Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS)

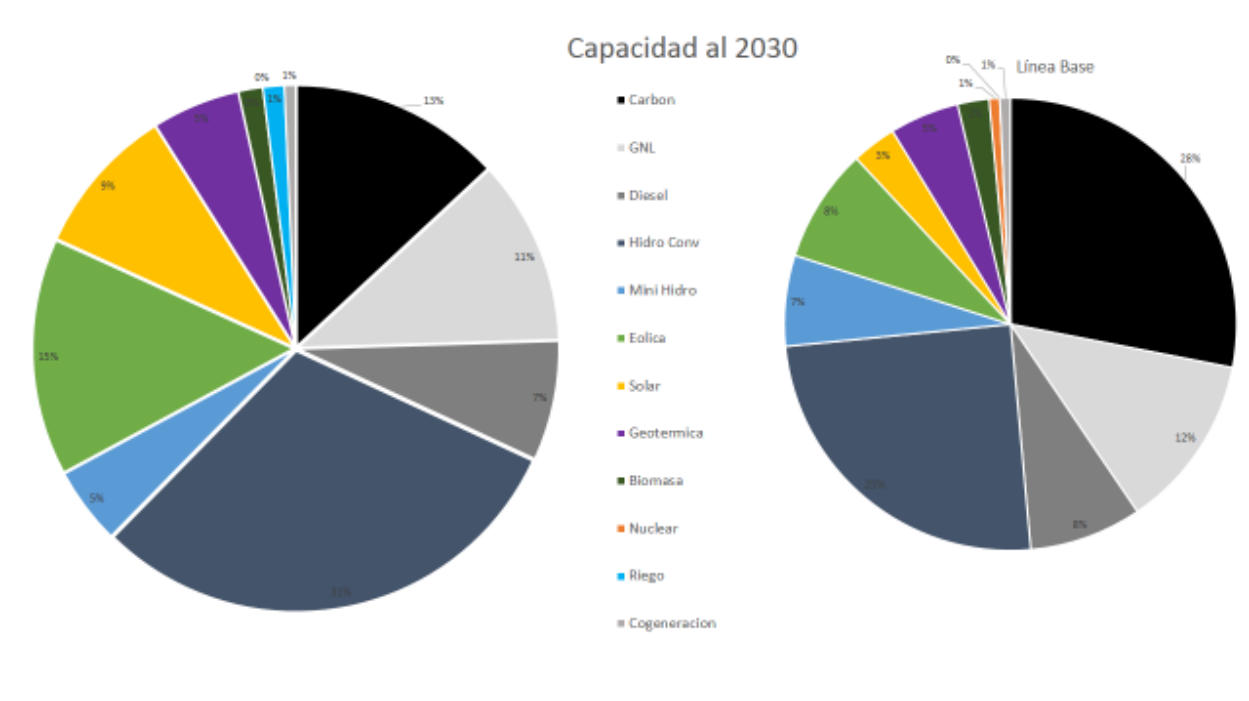
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-41: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario ER



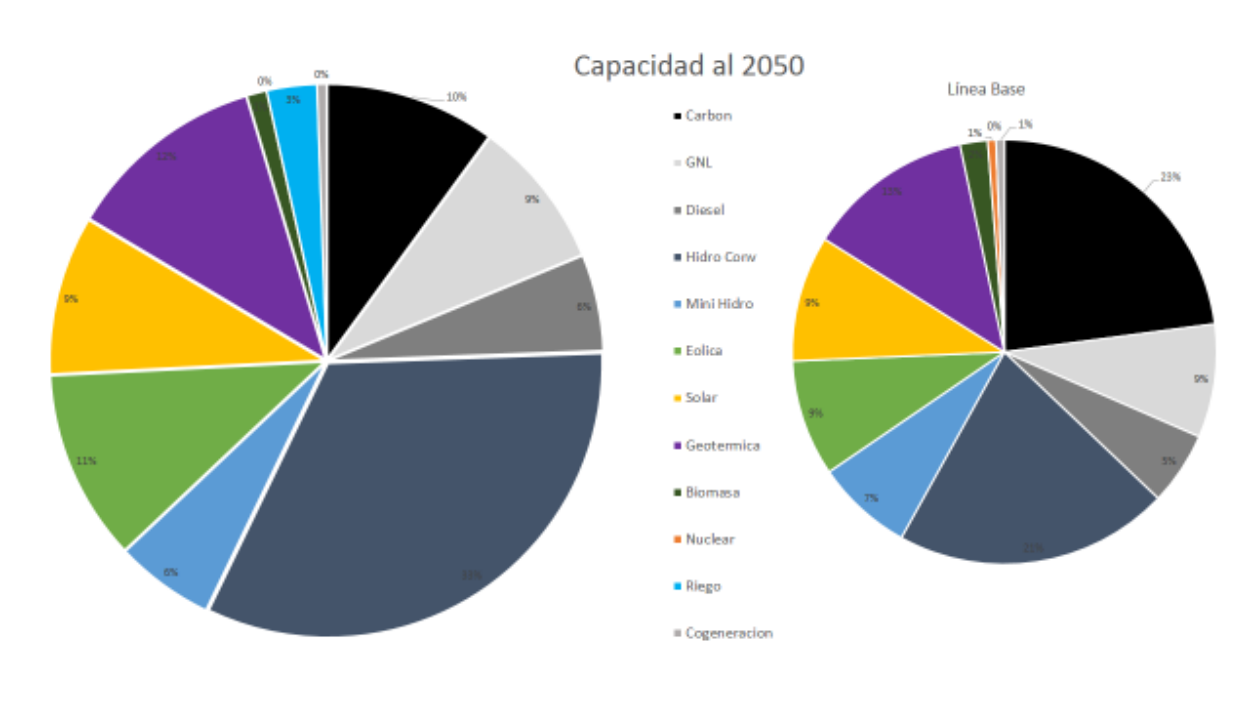
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-42: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario ER



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-43: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario ER

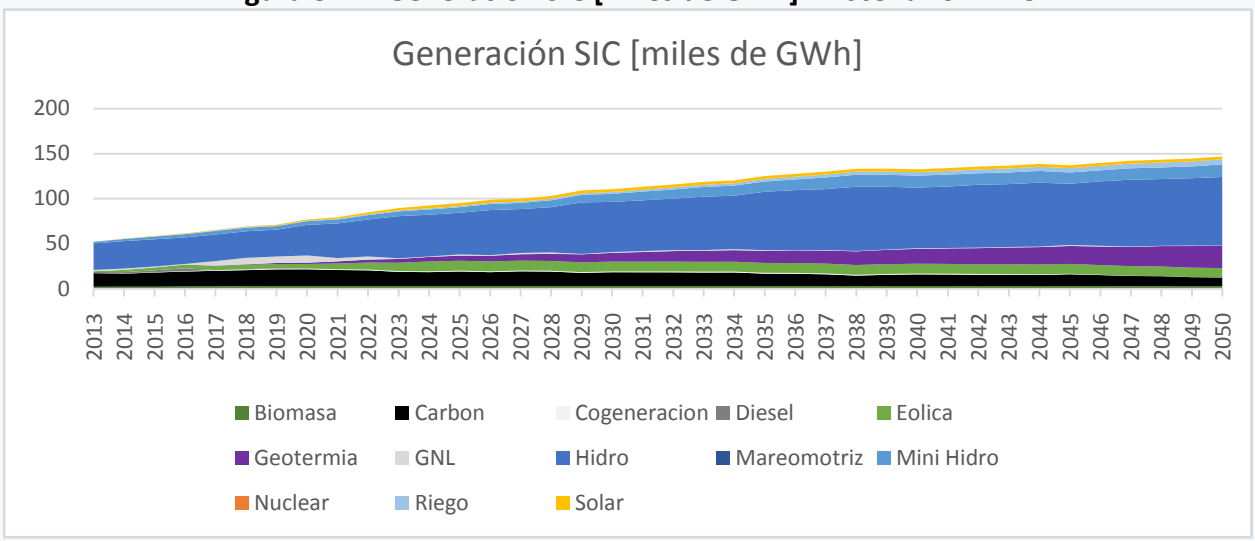


Fuente: Elaboración Propia

El escenario ER cuenta con una expansión muy fuerte en hidro convencional, habiendo 2.780 MW adicionales a la línea base el 2030 y 5.480 MW adicionales al año 2050. Además de eso se observan 2.600 MW al 2030 y 1.000 MW al 2050, también destacan los 1400 MW de riego. Las tecnologías desplazadas fueron principalmente carbón (4.650 MW al 2030 y 6.300 MW al 2050), la mini hidro con 800 MW al 2050 y geotermia con 500 MW al 2050.

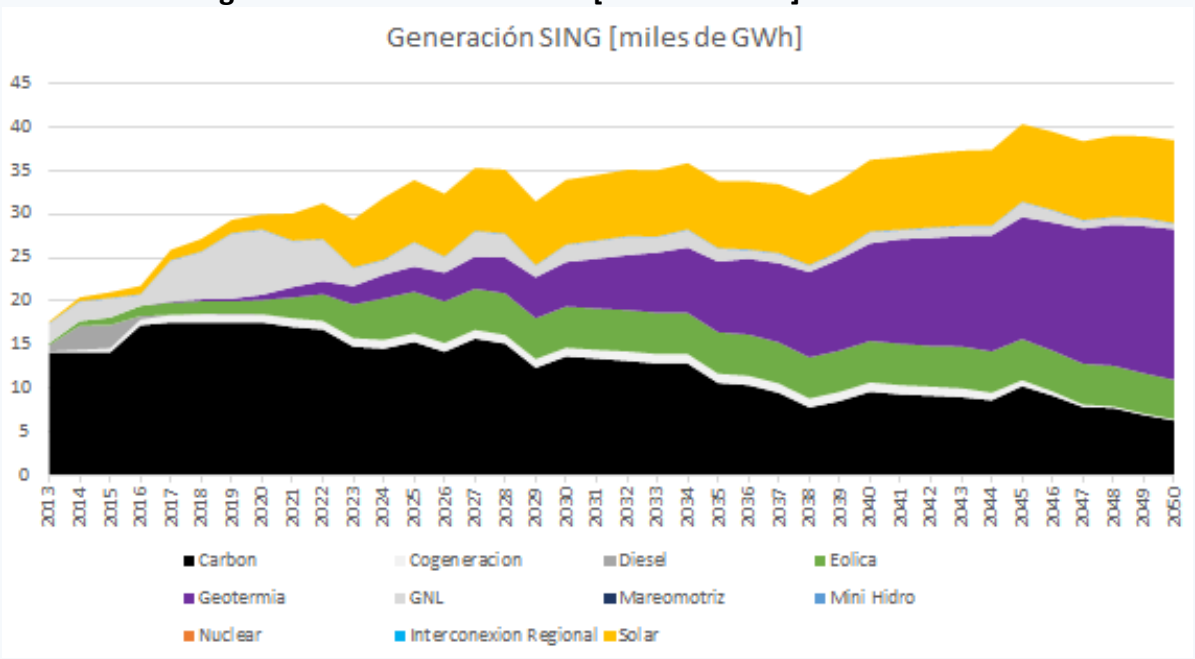
Generación:

Figura 8-44: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario ERNC



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-45: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario ER

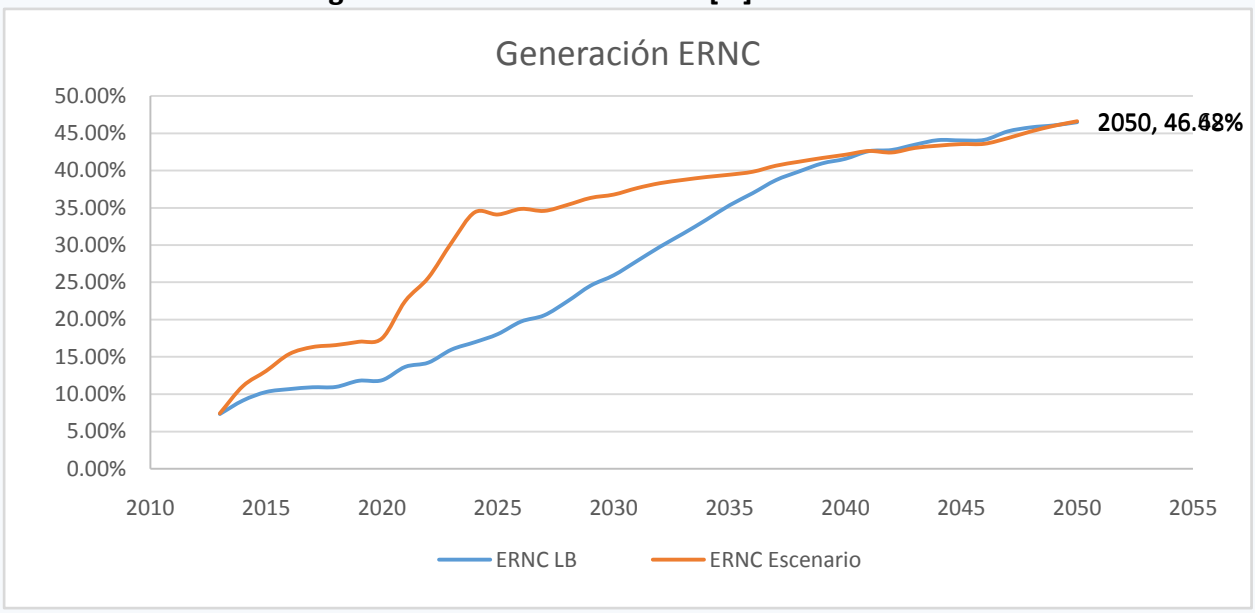


Fuente: Elaboración Propia

Este escenario es agresivo en energías renovables, en el SIC la energía proveniente de Aysén hace que la energía proveniente del agua (convencional, mini y riego) alcance un 65% del total de la generación en el SIC.

Al igual que en el escenario ERNC la entrada forzada de energías renovables hace que al 2024 se alcance el nivel que en la línea base recién se alcanza el año 2035. Sin embargo, en este escenario el impulso a la energía de Aysén desplaza la entrada de energías renovables nuevas en masa, con el resultado de que al final del período se alcanza un nivel parecido al nivel de la línea base. La diferencia claro está, en que el resto es producido en gran parte por centrales de cero emisiones y no por centrales térmicas.

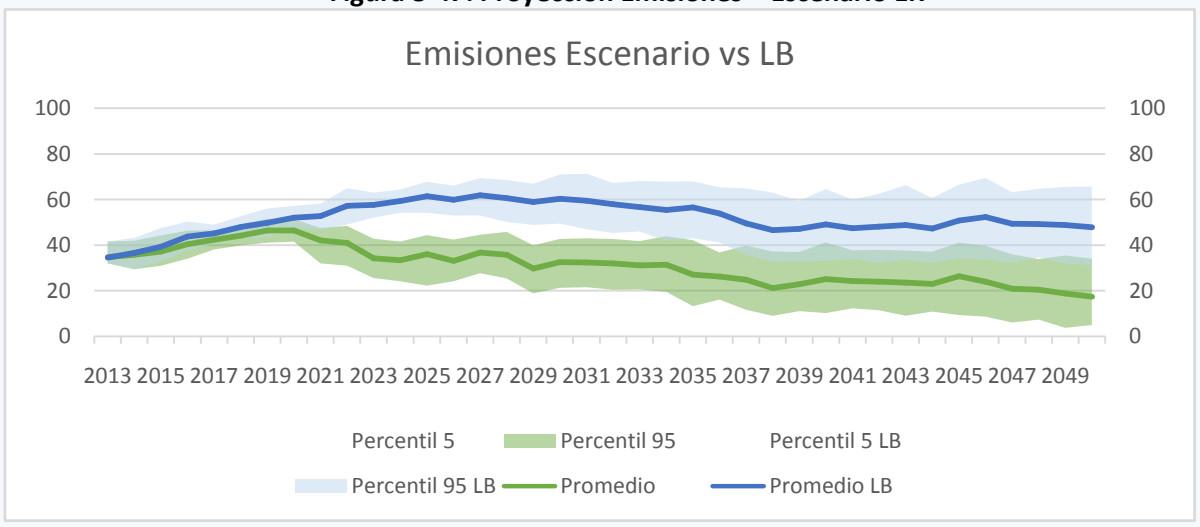
Figura 8-46: Generación ERNC [%] – Escenario ER



Fuente: Elaboración Propia.

Emisiones:

Figura 8-47: Proyección Emisiones – Escenario ER



Fuente: Elaboración Propia.

Se observa un desacople suave hasta el año 2020, a partir de dicho año se produce un abatimiento de emisiones importante. El abatimiento se mantiene oscilando entre las 25 y las 30 MM Ton CO2e/año dependiendo de la entrada de nuevas centrales hídricas.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-11: Indicadores- Escenario ER

	2030	2050
D Emisiones	256,7	782,7
D Costos 10%	$ 4.016,39	$ 1.326,74
D Costos 3%	$ 3.561,05	-$ 11.570,14
D Costos 1 %	$ 2.734,43	-$ 23.312,83
CA 10%	$ 15,64	$ 1,70
CA 3%	$ 13,87	-$ 14,78
CA 1%	$ 10,65	-$ 29,79

Fuente: Elaboración Propia

Este escenario realiza una sobre inversión importante en los primeros años aumentando los costos del sistema considerablemente. La entrada de energía desde Aysén permite reducir los costos del sistema hasta que alcanza un costo abatimiento de 1,70 USD/Ton con una tasa de 10%. Al utilizar tazas sociales encontramos que el escenario incluso tiene valores negativos.

8.2.7 Escenario Nuclear

Nombre de Escenario: Nuclear

Medidas:

- Nuclear Agresivo

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

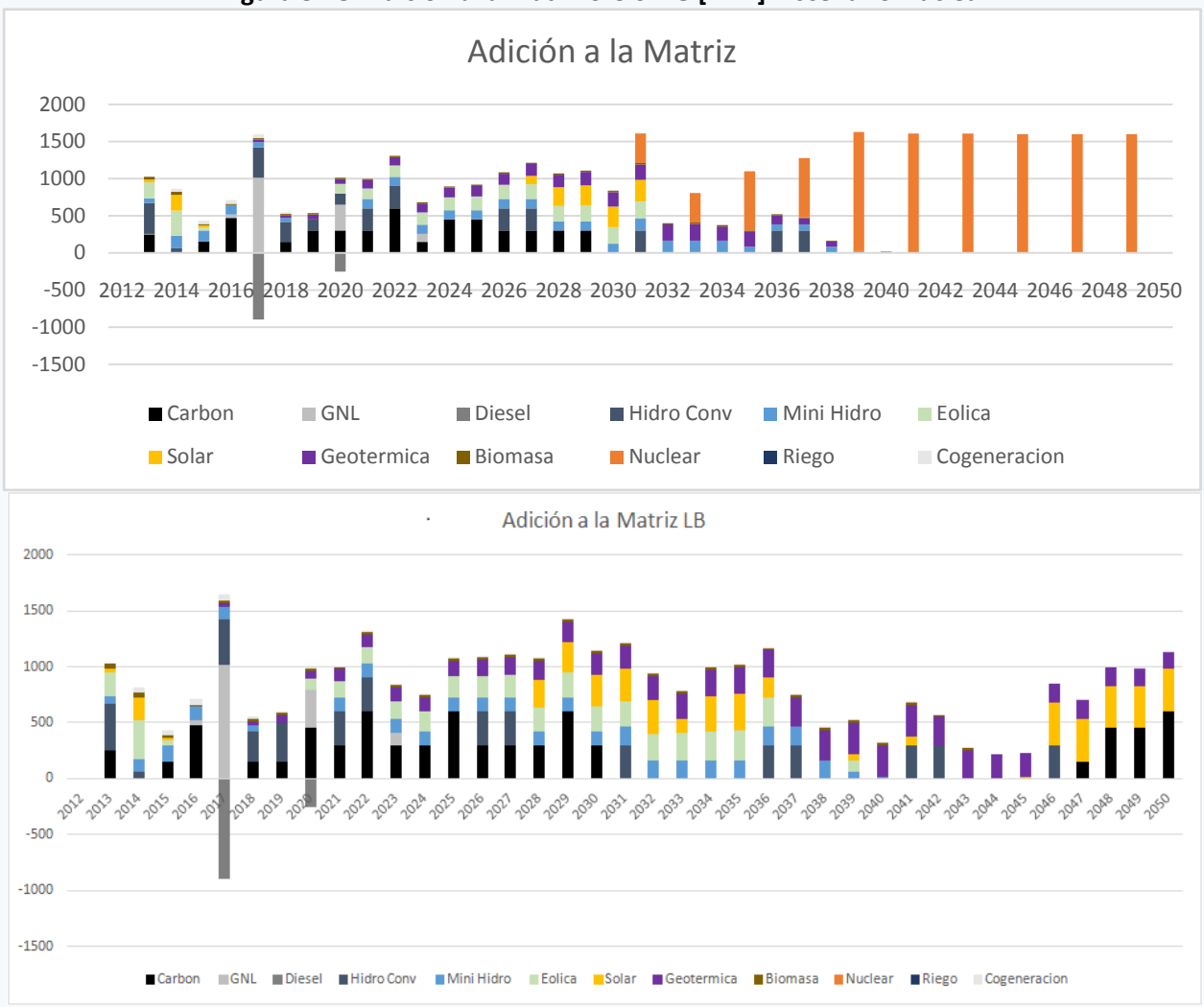
Tabla 8-12: Medidas – Escenario Nuclear

Nombre de la medida	Comentario
Nuclear Agresivo	Se fuerza su entrada hasta el 2050. La primera central entra el 2031, y entran sucesivamente hasta alcanzar los 12.000 MW el 2050.

La demanda utilizada es la misma que en la línea base.

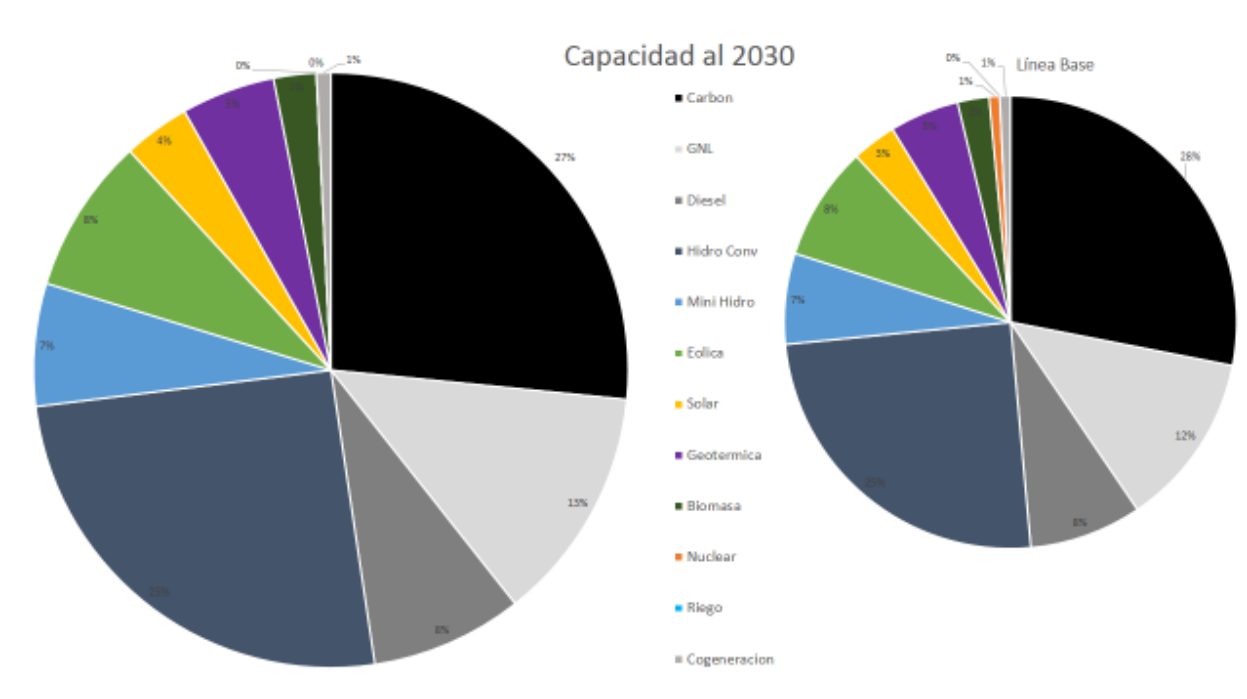
Parque de Generación Optimizado:

Figura 8-48: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Nuclear



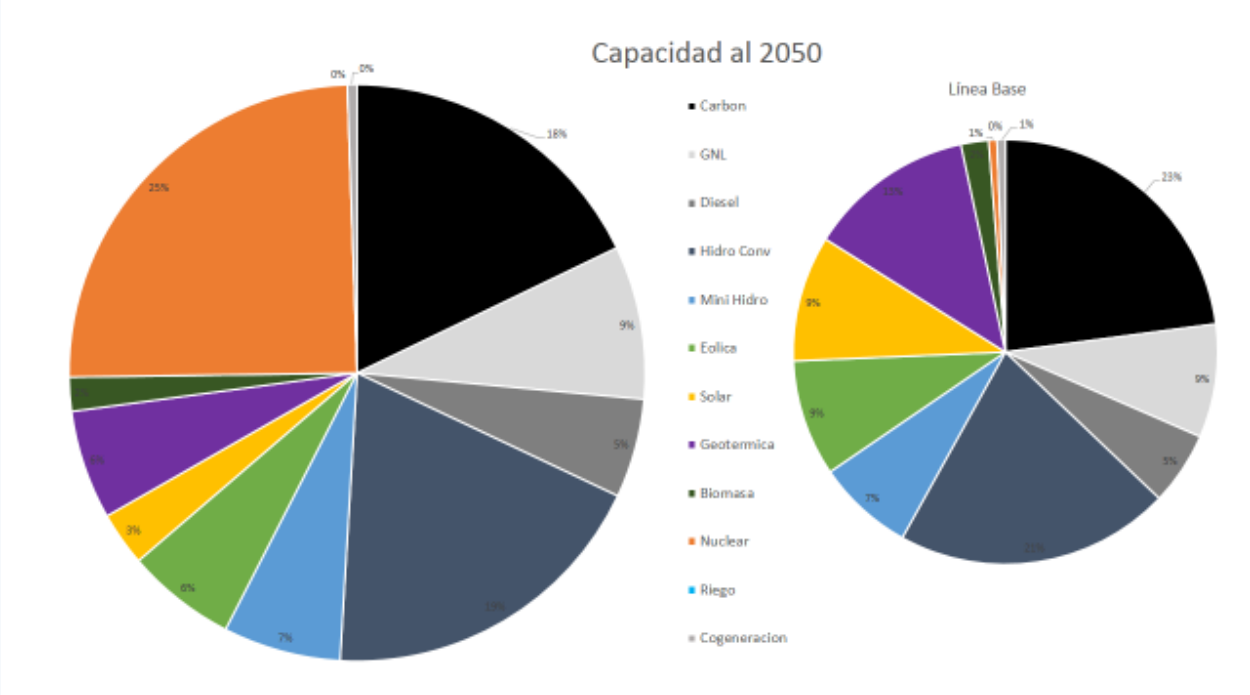
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-49: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-50: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Esfuerzo Base



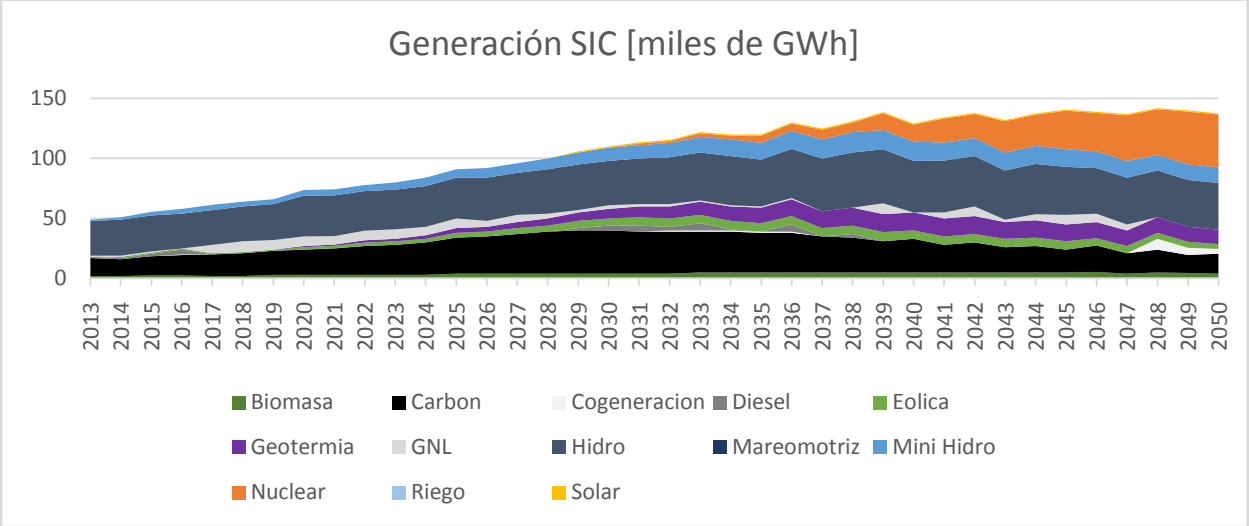
Fuente: Elaboración Propia

En este escenario se observa cómo opera la optimización de la expansión. Pese a que hasta el año 2031 el problema de optimización es el mismo que en la línea base, la solución es distinta, pues sabe que a partir del año 2031 la instalación de potencia firme se da con fuerza. De esta forma al año 2030 se instalan 750 MW menos de carbón y 50 MW menos de Hidro convencional. En cambio se instalan 250 MW adicionales de capacidad solar.

A partir del año 2040 no entra nuevas centrales fuera de la nuclear, llegando a tener un parque generador bastante agresivo. En total se desplazaron 2.400 MW de carbón, 950 MW de hidro convencional, 3.100 de solar, 3.100 de geotermia y 1.300 eólicos.

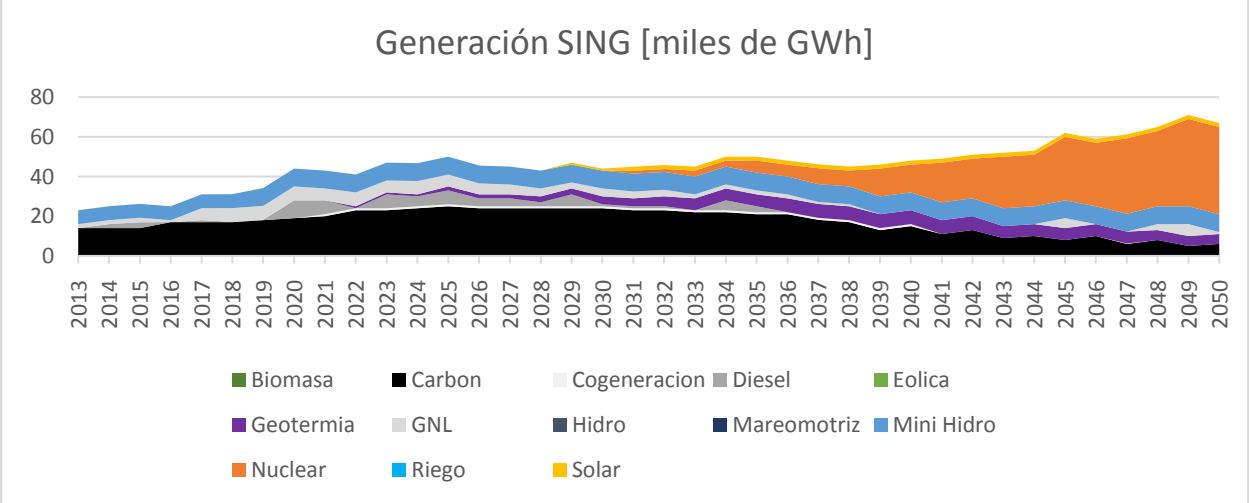
Generación:

Figura 8-51: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Nuclear



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-52: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Nuclear

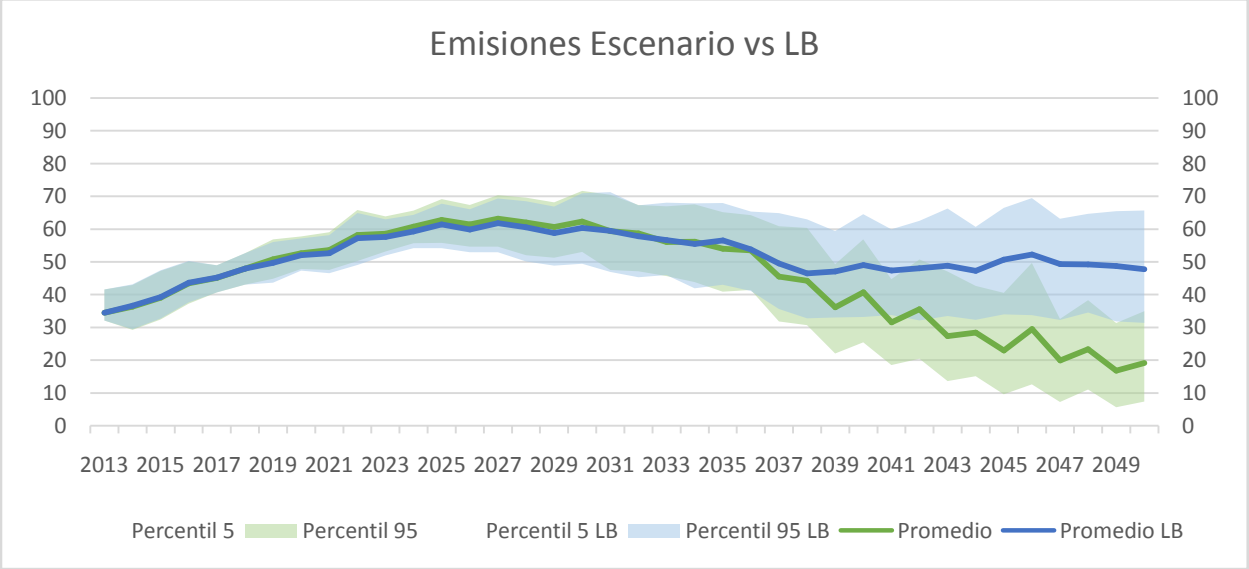


Fuente: Elaboración Propia

En este escenario el flujo de la interconexión se da de norte a sur, producto de la baja hidro convencional instalada, en conjunto con la sobre capacidad nuclear instalada en el SING. Se observa también como la operación con diésel se da en los años previos a la instalación nuclear. Esto pues el sistema prefiere estar estresado y operar con combustibles costosos en lugar de construir centrales que no va a utilizar.

Emisiones:

Figura 8-53: Proyección Emisiones – Escenario Esfuerzo Base



Fuente: Elaboración Propia.

Hasta el 2030 las emisiones van levemente por encima de la línea base producto de la utilización de centrales menos eficientes y costosas, mientras se espera la instalación de centrales nucleares. Recién hacia el 3035 se observa un desacoplamiento importante de la línea base llegando a un nivel de emisiones anual de 20 MM Ton CO2e.

La forma de diente de sierra de la curva tiene que ver con la instalación de centrales nucleares cada dos años los cuales producen la caída, mientras que la subida se explica por el aumento de la demanda, satisfecha por centrales de combustible fósiles.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-13: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base

	2030	2050
D Emisiones	-14,7	247,7
D Costos 10%	-$ 443	$ 302
D Costos 3%	-$ 1.038	$ 2.251
D Costos 1 %	-$ 1.363	$ 3.608
CA 10%	no reduce	$ 1,22
CA 3%	no reduce	$ 9,15
CA 1%	no reduce	$ 14,69

Fuente: Elaboración Propia

Hasta el año 2030 el escenario es responsable de mayores emisiones producto de la optimización dinámica. La menor inversión también se relaciona con menores costos, pues el aumento de los costos de operación no alcanza a compensar la disminución de los costos de inversión.
Ya para el año 2050 tenemos la influencia real de la opción nuclear. Se observa un costo de abatimiento positivo, producido por un sobredimensionamiento de la medida. Si se hubiese optado por una medida más conservadora se podrían haber obtenido costos negativos de abatimiento.

8.2.8 80/20

Nombre de Escenario: Esfuerzo Medio

Medidas:

- ERNC 3030
- CSP Medio
- Geotermia Total
- Mini Hidro Total
- Eólico Mitad
- Riego Total
- Aysén
- Interconexión Regional
- Carbón Limpio

Supuestos de Modelación:

La forma de modelación de las medidas se explícita para cada medida en la siguiente tabla

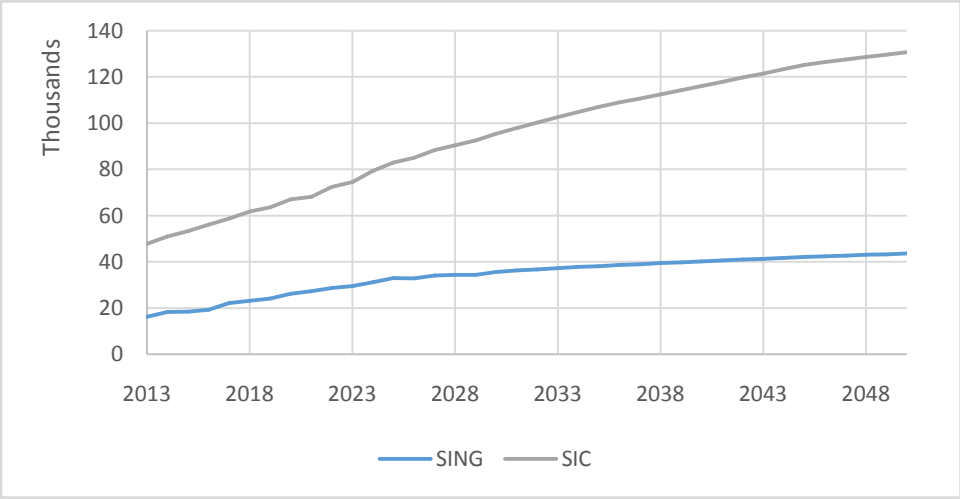
Tabla 8-14: Medidas – Escenario 80/20

Nombre de la medida	Comentario
ERNC 3030	Se fuerza durante todo el período
CSP Medio	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización
Geotermia Total	Ídem
Mini Hidro Total	Ídem
Eólico Mitad	Ídem
Riego Total	Ídem (se libera la restricción de no entrada que existía en la LB)
Aysén	Se fuerza la entrada hasta el año 2024, desde el 2025 la entrada depende de la optimización, luego se permiten entradas de centrales de 300 MW mínimos.
Interconexión Regional	Los años 2020 y 2021 se realizan la Interconexión con Perú y Bolivia. Las emisiones no se cuentan mientras que el costo variables es de 56,5 USD/MWh.
Carbón Limpio	A partir del año 2020, se impide la construcción de centrales a carbón Subcrítico.

Interconexión Regional	Los años 2020 y 2021 se realizan la Interconexión con Perú y Bolivia. Las emisiones no se cuentan mientras que el costo variable es de 56,5 USD/MWh.
Carbón Limpio	A partir del año 2020, se impide la construcción de centrales a carbón Subcrítico.

Por su parte, también se trabajó con una demanda distinta a la línea base.

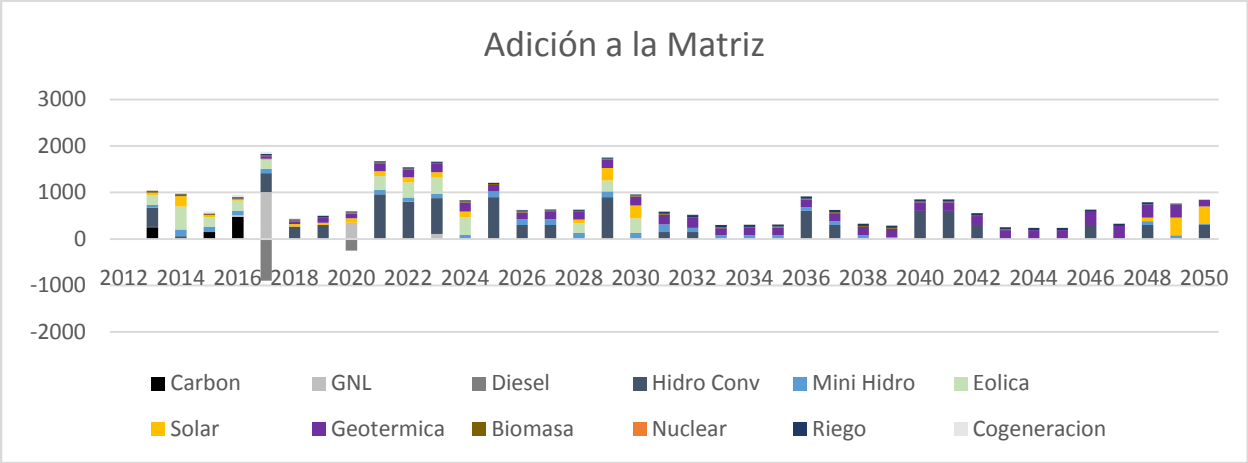
Figura 8-54: Demanda Media por Sistema - Escenario 80/20

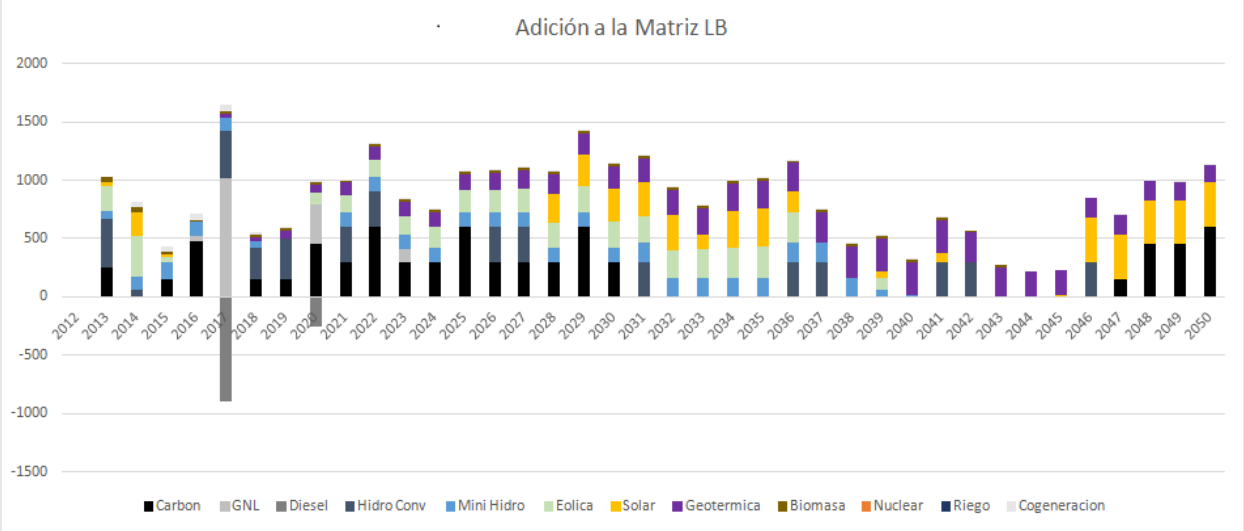


Fuente: Elaboración Propia, en base a datos entregados por MAPS

Parque de Generación Optimizado:

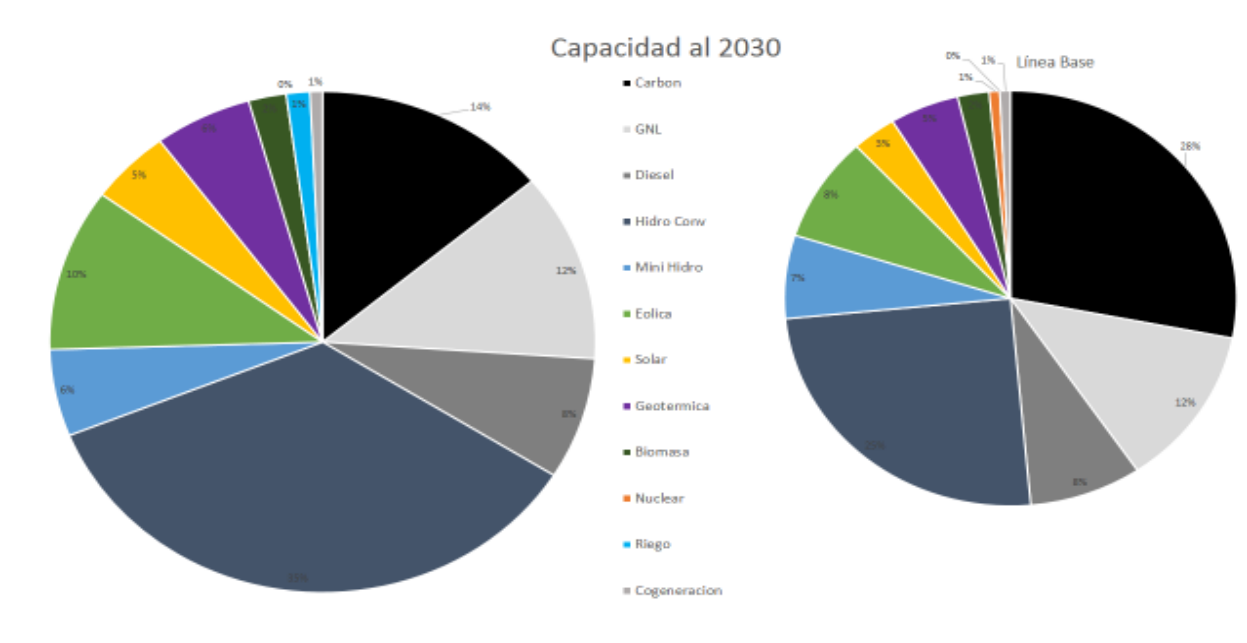
Figura 8-55: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario 80/20





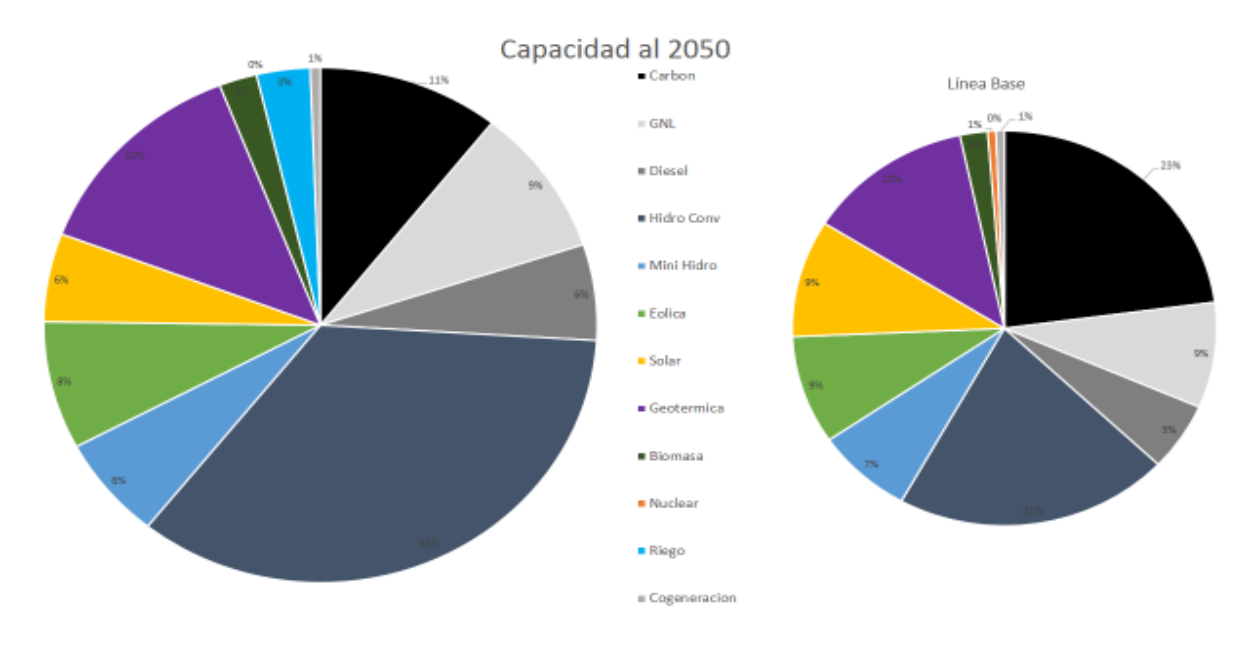
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-56: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario 80/20



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-57: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario 80/20



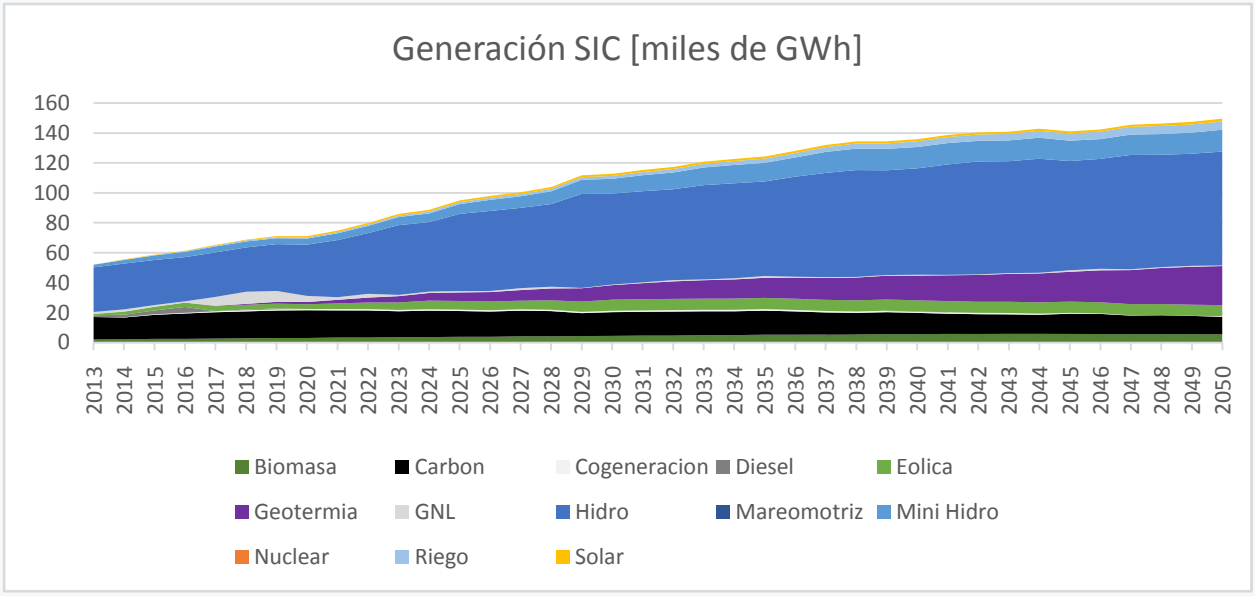
Fuente: Elaboración Propia

Comparando con la línea base, el carbón es fuertemente desplazado 4.650 MW el 2030 y 6.300 MW al año 2050. En cambio entra con fuerza las grandes hidroeléctricas con 3.680 MW el 2030 y 5.480 MW el

2050. En conjunto con los 1.400 MW de riego y la disminución de la demanda se produce una disminución del parque en 3.000 MW, en buena parte corresponden a centrales eólicas (690 MW) y solares (2.150 MW)

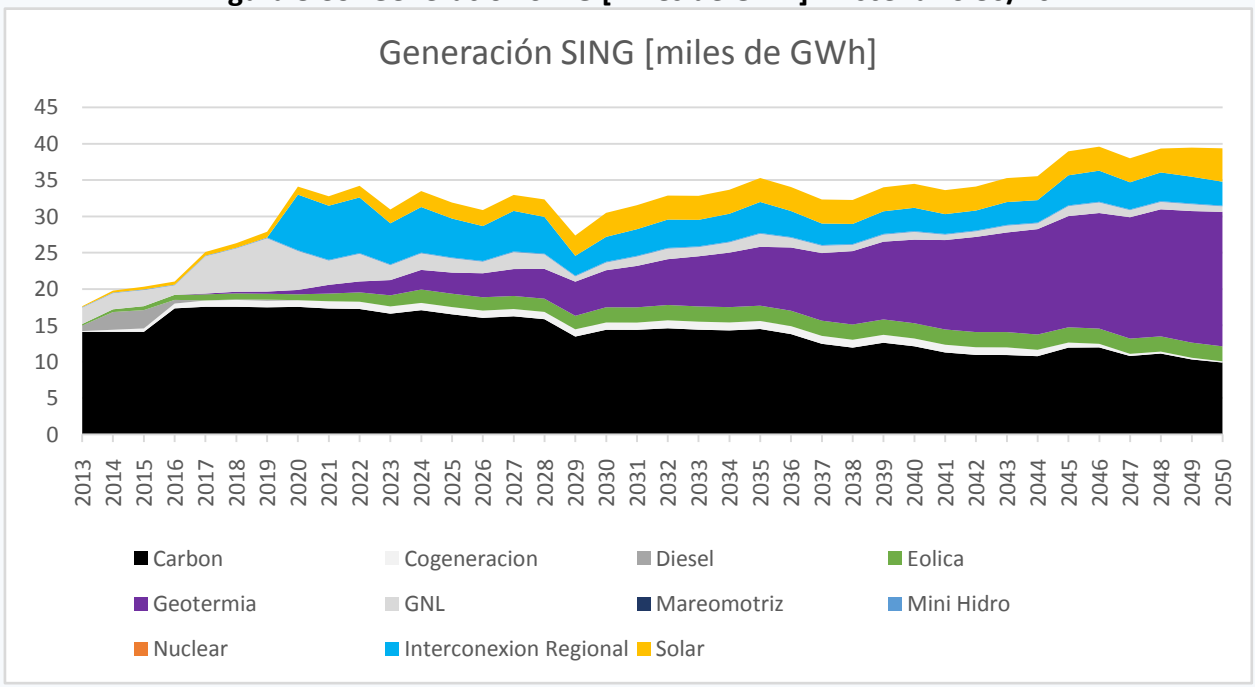
Generación:

Figura 8-58: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario 80/20



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-59: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario 80/20



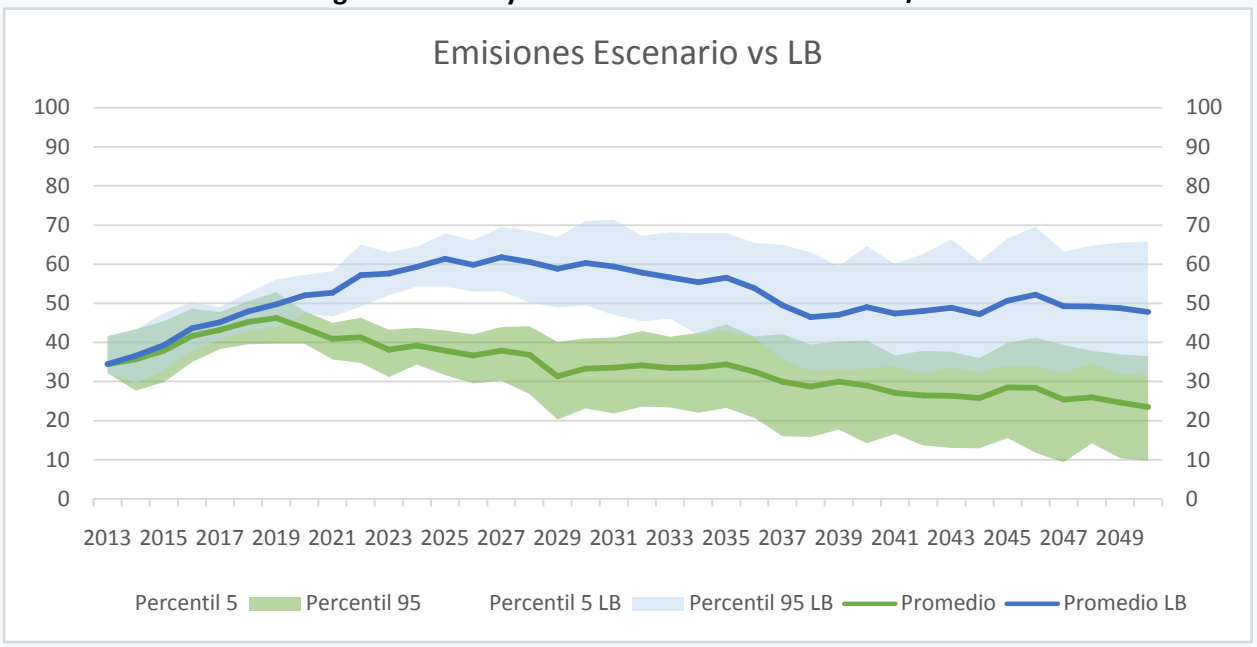
Fuente: Elaboración Propia

Se observa como en el SING la interconexión regional realiza el primer desplazamiento de carbón, a

continuación con la entrada de centrales geotérmicas se produce un desplazamiento más pronunciado. En el SIC se observa la importancia de la energía proveniente desde Aysén.

Emisiones:

Figura 8-60: Proyección Emisiones – Escenario 80/20



Fuente: Elaboración Propia.

A partir del año 2018se produce un fuerte desacople que se estabiliza en una diferencia cercana a los 20 MM Ton CO2e anuales.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-15: Indicadores- Escenario 80/20

	2030	2050
D Emisiones	236,7	676,4
D Costos 10%	$ 33,36	-$ 2.482,25
D Costos 3%	-$ 2.075,65	-$ 15.746,82
D Costos 1 %	-$ 3.426,73	-$ 26.785,05
CA 10%	$ 0,14	-$ 3,67
CA 3%	-$ 8,77	-$ 23,28
CA 1%	-$ 14,48	-$ 39,60

Fuente: Elaboración Propia

En general el escenario es bastante similar al escenario medio, en este escenario producto de las medidas económicamente conveniente (Interconexión regional, Aysén y Riego Total) se tiene un costo de abatimiento negativo.

8.2.9 Carbon Tax

Nombre de Escenario: Carbon Tax

Medidas:

Se considera la aplicación del impuesto al carbono en el sector generación eléctrica. El impuesto considerado es igual a 20 USD/Ton CO2e, el cual se aplica a partir del año 2017.

Supuestos de Modelación:

Se aplica un sobre costo a la generación con combustibles fósiles. Este depende del combustible utilizado, así como de la eficiencia con que opera la central. Para las centrales nuevas los valores son:

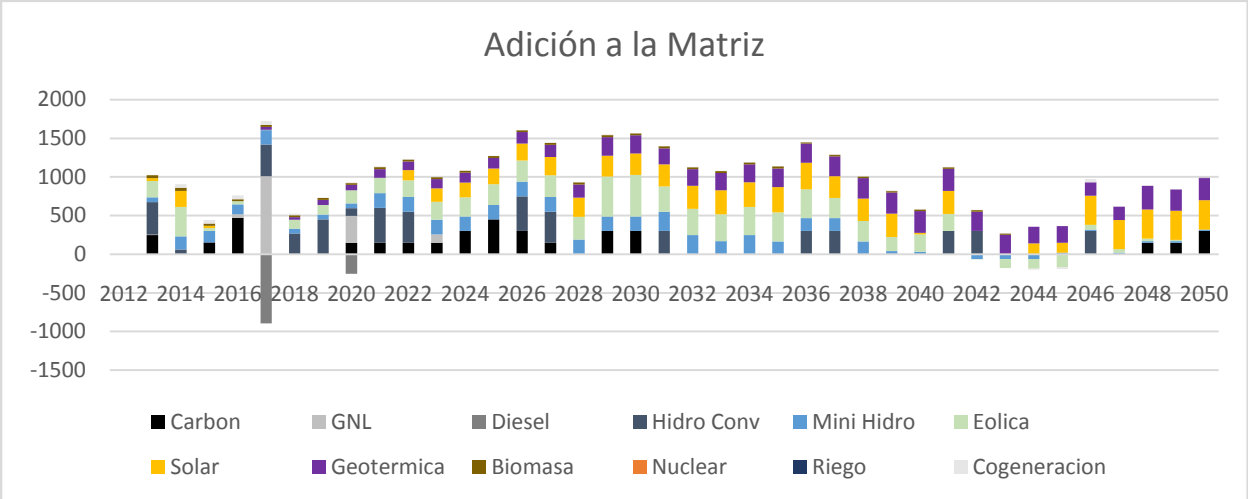
Tabla 8-16: Efecto sobre los costos de operación del Carbon Tax

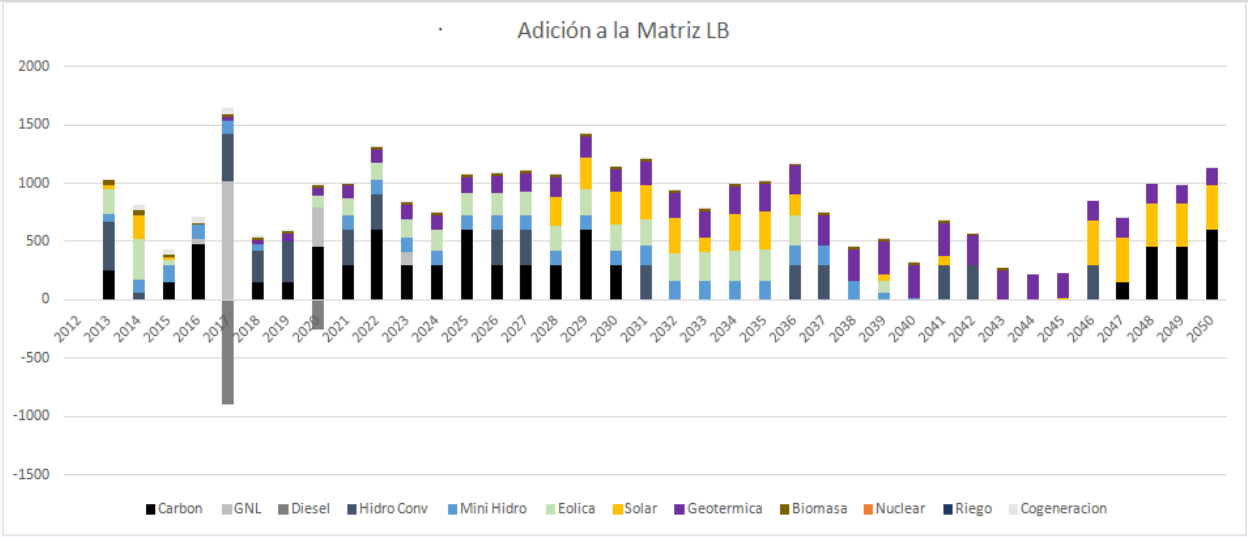
Tecnología	Sobre Costo (USD/MWh)
Carbón Sub Crítico	20,21
Diésel	13,75
GNL	9,56
Carbón SC	16,68
Carbón USC	13,08
Carbón LF	24,70
Carbón CCGI	12,13
Carbón CCS	3,71

La demanda utilizada es la misma que en la línea base.

Parque de Generación Optimizado:

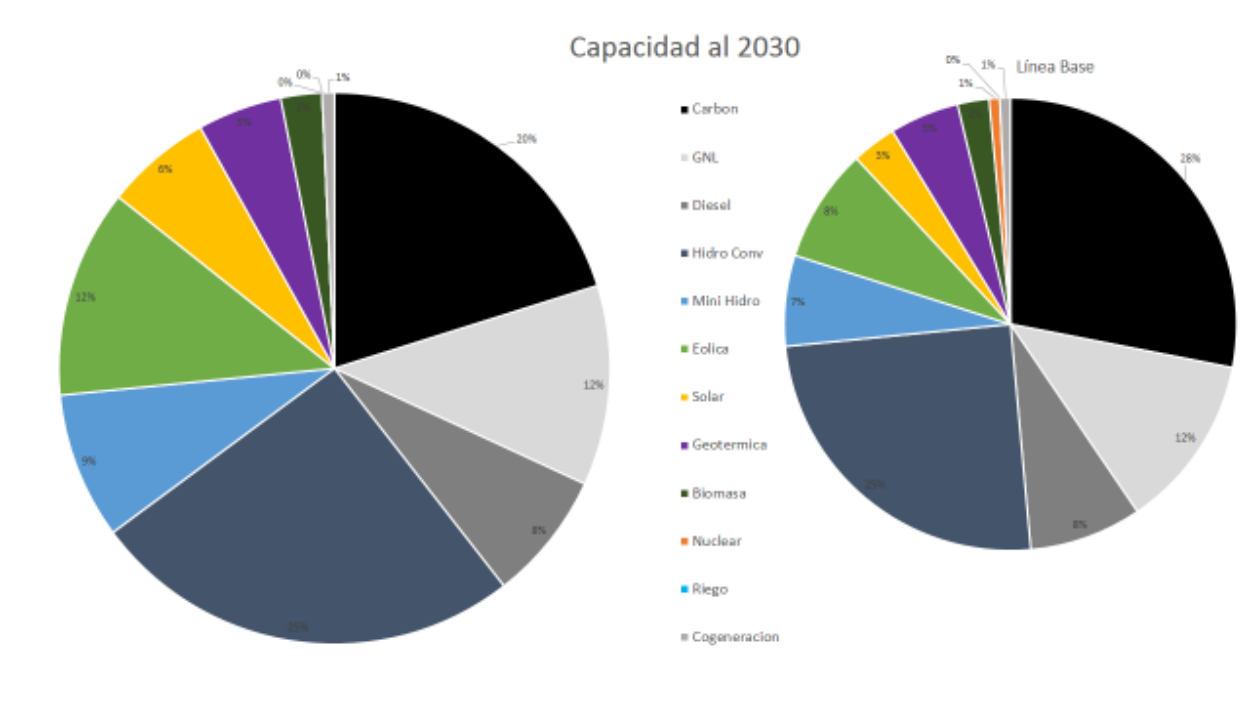
Figura 8-61: Adición a la Matriz SIC-SING [MW]- Escenario Carbon Tax





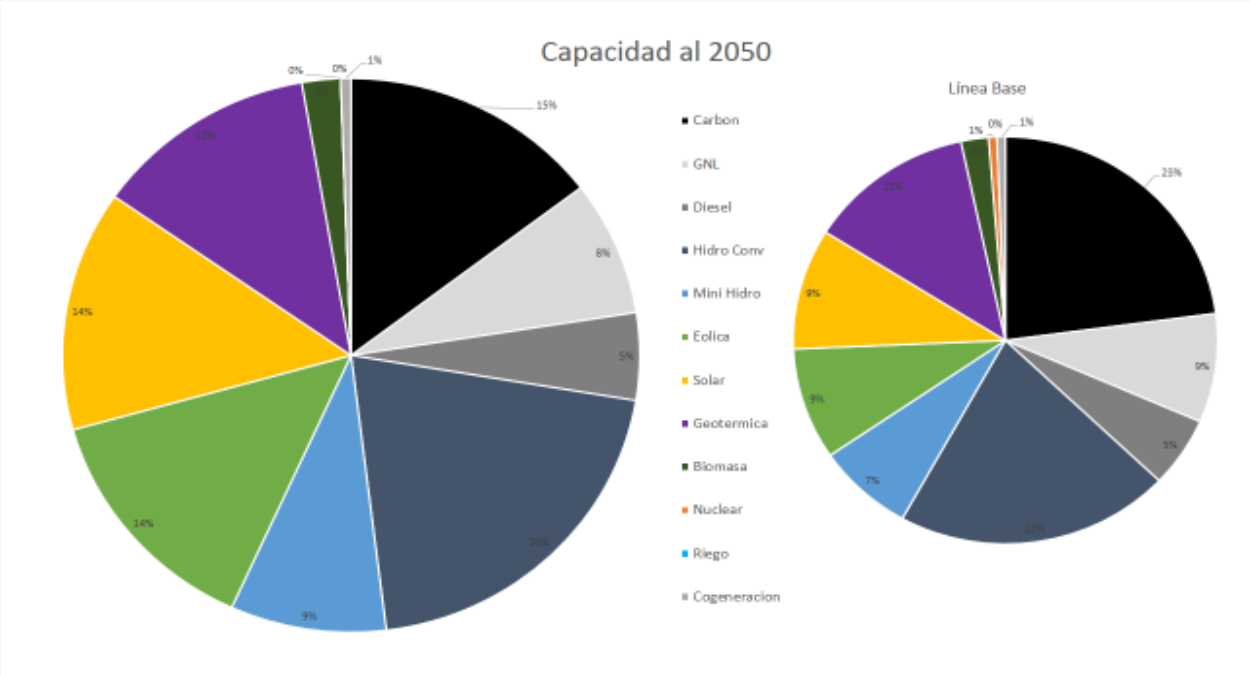
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-62: Distribución de la Matriz al año 2030- Escenario Carbon Tax



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-63: Distribución de la Matriz al año 2050 – Escenario Carbon Tax



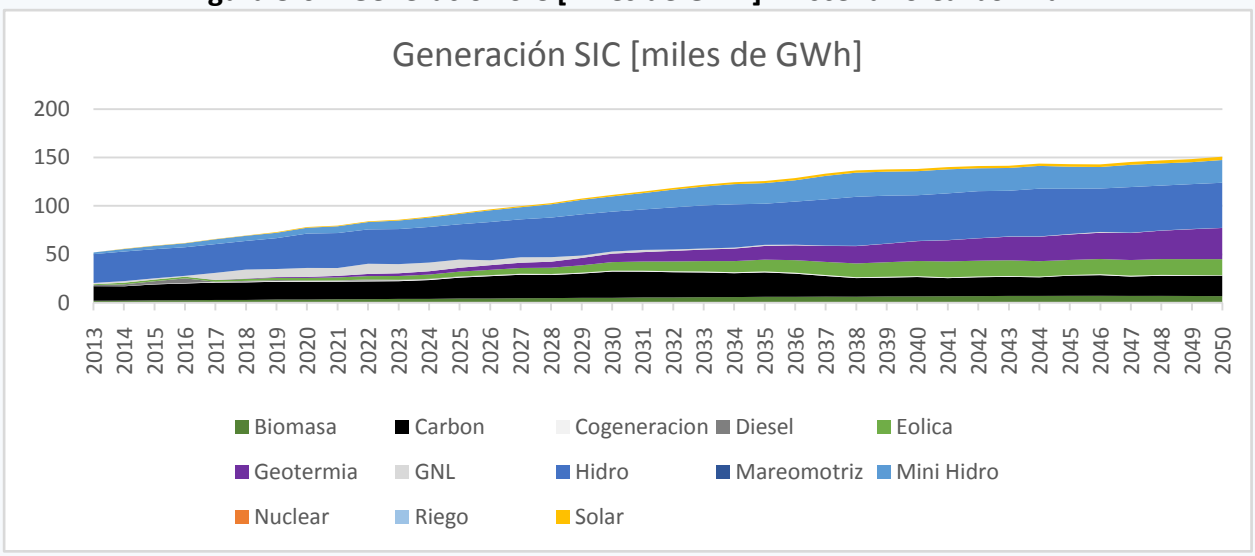
Fuente: Elaboración Propia

El efecto principal es el desplazamiento del carbón por tecnología de cero emisiones. El nivel de

impuesto no alcanza a provocar el reemplazo de GNL por carbón, sino que adelanta la entrada de centrales renovables, haciéndolas competitivas frente al carbón antes que en la línea base.

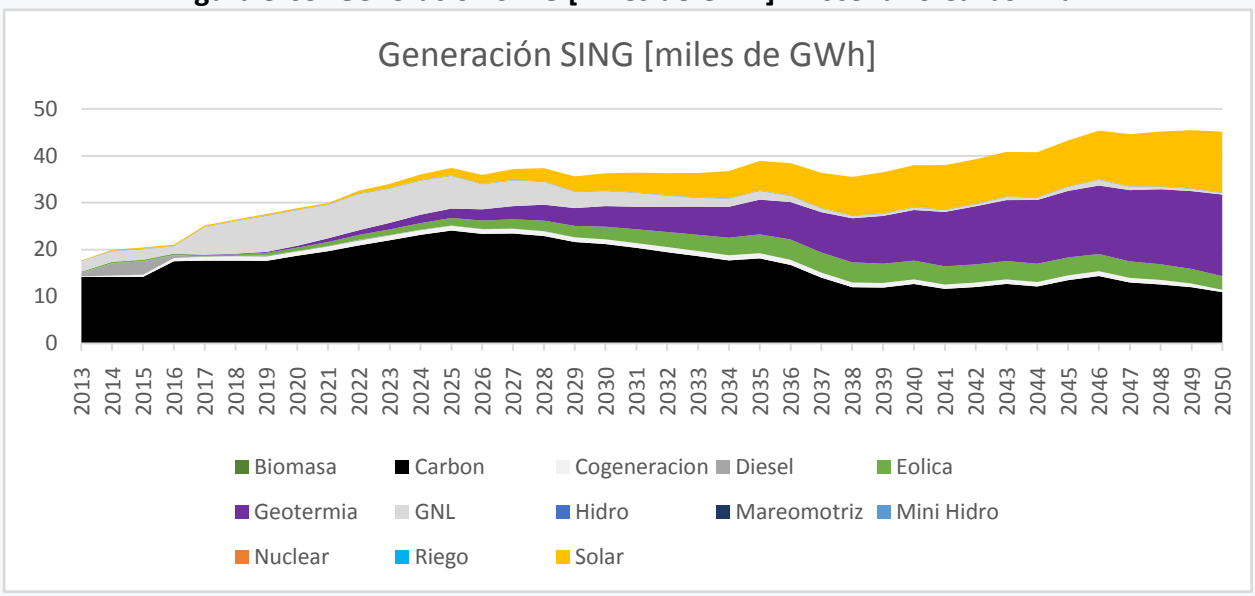
Generación:

Figura 8-64: Generación SIC [miles de GWh] – Escenario Carbon Tax



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8-65: Generación SING [Miles de GWh] – Escenario Carbon Tax

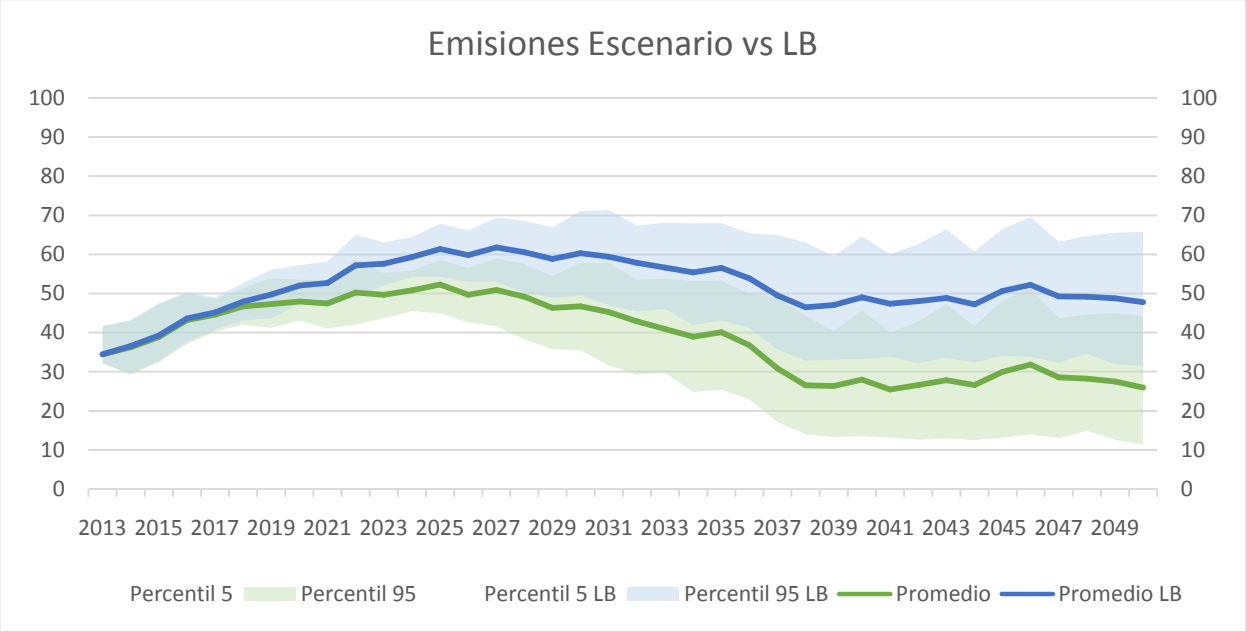


Fuente: Elaboración Propia

Se observa un comportamiento similar a la línea base, aunque con la participación más agresiva de aquellas tecnologías que no emiten. De esta forma al año 2030, el 34% de la energía viene de fuentes renovables no convencionales, mientras que en la línea base era solo un 26%.

Emisiones:

Figura 8-66: Proyección Emisiones – Escenario 80/20



Fuente: Elaboración Propia.

El abatimiento empieza desde el punto en que se comienza a aplicar el impuesto (2017) y continua creciendo hasta estabilizarse en una diferencia de unos 22 MM Ton CO2e/año.

Indicadores Relevantes:

Tabla 8-17: Indicadores- Escenario Esfuerzo Base

	2030	2050
D Emisiones	105,6	491,6
D Costos 10%	$ 1.061	$ 430
D Costos 3%	$ 1.915	-$ 2.519
D Costos 1 %	$ 2.313	-$ 5.804
CA 10%	$ 10,05	$ 0,88
CA 3%	$ 18,16	-$ 5,12
CA 1%	$ 21,93	-$ 11,81

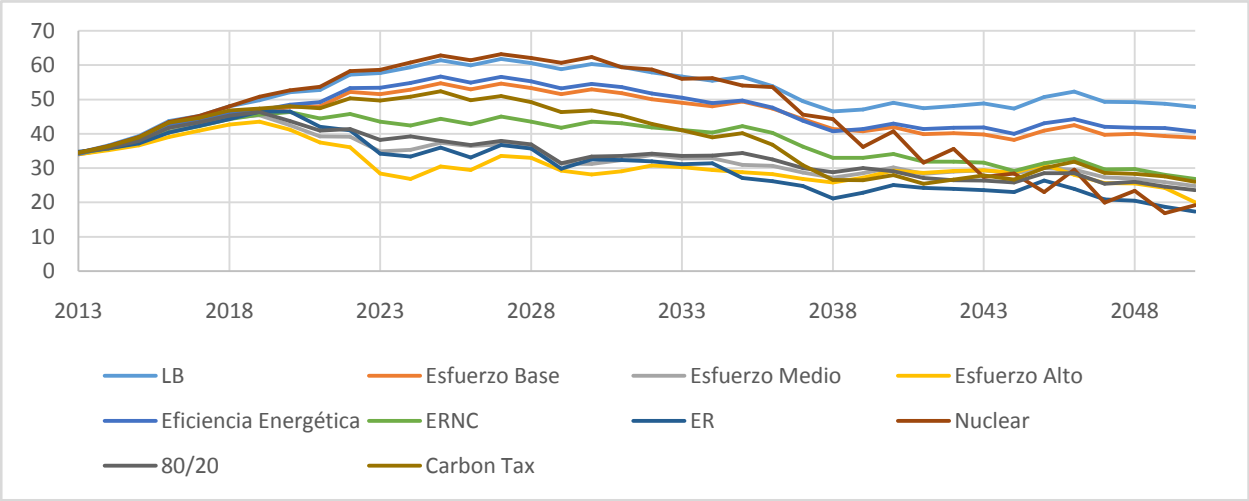
Fuente: Elaboración Propia

Cabe destacar que para el cálculo de los costos se considera que el impuesto es una transferencia y luego se descuentan de los cálculos de costos, de otra forma los costos serían bastante más altos y no se podría realizar una comparación justa con la línea base.

El escenario aparece con un costo negativo para tasas de descuento menores, esto pues la operación del sistema se abarata y alcanza a compensar los sobre costos de inversión que se hacen antes. Este efecto no alcanza a observarse al año 2030, donde aún no se compensan los costos, pero sí se hace al año 2050.

8.3 Resumen Escenarios

Figura 8-67: Emisiones por Escenario



Fuente: Elaboración Propia

Los escenarios de mitigación son bastante similares a durante los primeros 5 años de la proyección. A partir de dicho los escenarios que fuerzan renovables no convencionales se desacoplan fuertemente sobre todo a partir del año 2020.

Los escenarios que además incluyen la medida Aysén se mantienen en laparte baja de la envolventedel nivel inicial de emisiones en la medida que se acerca el año 2040.

El escenario de esfuerzo alto es la excepción puesto que la sobre inversión inicial resulta en el desplazamiento de capacidad hídrica tradicional. Debido a la variabilidad de la capacidad instalada, no alcanzan a desplazar la operación de carbón.

Los escenarios que alcanzan el menor nivel de emisiones corresponden al nuclear y el escenario ER. La naturaleza de ambos es distinta, mientras el ER logra baja emisiones por su agresividad en la instalación de centrales ERNC además de centrales en Aysén, nuclear se basa solamente en la entrada forzada de centrales. Esta diferencia de metodología resulta en que ER comienza un abatimiento mucho antes y lo hace de forma progresiva. Por su parte, el escenario nuclear comienza su reducción más tarde, pero lo hace con un nivel de agresividad mayor.

Tabla 8-18: Indicadores al año 2030

Indicador	Esfuerzo Base	Esfuerzo Medio	Esfuerzo Alto	Eficiencia Energética	ERNC	ER	Nuclear	80/20	Carbon Tax
D Emisiones [MM TON CO2e]	84.5	256.2	313.4	60.4	175.6	256.7	-14.7	236.7	105.6
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 2,382.7	-$ 117.7	$ 2,456.1	-$ 3,097.1	$ 3,680.3	$ 4,016.4	-$ 442.7	$ 33.4	$ 1,060.6
D Costos 3% [MMUSD 2012]	-$ 4,819.1	-$ 2,780.8	$ 433.5	-$ 5,899.6	$ 3,928.5	$ 3,561.0	-$ 1,038.5	-$ 2,075.7	$ 1,914.9
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 6,019.1	-$ 4,461.5	-$ 1,154.4	-$ 7,269.3	$ 3,632.9	$ 2,734.4	-$ 1,363.1	-$ 3,426.7	$ 2,312.8
CA 10% [USD/Ton]	-$ 28.2	-$ 0.5	$ 7.8	-$ 51.3	$ 21.0	$ 15.6	no reduce	$ 0.1	$ 10.1
CA 3% [USD/Ton]	-$ 57.1	-$ 10.9	$ 1.4	-$ 97.6	$ 22.4	$ 13.9	no reduce	-$ 8.8	$ 18.2
CA 1% [USD/Ton]	-$ 71.3	-$ 17.4	-$ 3.7	-$ 120.3	$ 20.7	$ 10.7	no reduce	-$ 14.5	$ 21.9

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 8-19: Indicadores al año 2050

Indicador	Esfuerzo Base	Esfuerzo Medio	Esfuerzo Alto	Eficiencia Energética	ERNC	ER	Nuclear	80/20	Carbon Tax
D Emisiones [MM TON CO2e]	243.2	690.4	779.2	193.2	509.3	782.7	247.7	676.4	491.6
D Costos 10% [MMUSD 2012]	-$ 3,185.5	-$ 3,371.5	-$ 980.3	-$ 3,983.5	$ 2,044.2	$ 1,326.7	$ 301.6	-$ 2,482.3	$ 430.1
D Costos 3% [MMUSD 2012]	-$ 9,832.5	-$ 20,146.8	-$ 17,502.7	-$ 11,284.6	-$ 5,427.0	-$ 11,570.1	$ 2,250.8	-$ 15,746.8	-$ 2,519.3
D Costos 1 % [MMUSD 2012]	-$ 14,977.5	-$ 33,868.7	-$ 31,227.7	-$ 16,760.2	-$ 12,673.4	-$ 23,312.8	$ 3,608.5	-$ 26,785.1	-$ 5,803.9
CA 10% [USD/Ton]	-$ 13.1	-$ 4.9	-$ 1.3	-$ 20.6	$ 4.0	$ 1.7	$ 1.2	-$ 3.7	$ 0.9
CA 3% [USD/Ton]	-$ 40.4	-$ 29.2	-$ 22.5	-$ 58.4	-$ 10.7	-$ 14.8	$ 9.2	-$ 23.3	-$ 5.1
CA 1% [USD/Ton]	-$ 61.6	-$ 49.1	-$ 40.1	-$ 86.8	-$ 24.9	-$ 29.8	$ 14.7	-$ 39.6	-$ 11.8

Fuente: Elaboración Propia

9. Bibliografía

Antmann, P. (2009). *Reducing Technical and Non - Technical Losses in the Power Sector* (pp. 1–35).

Asociación Chilena de Energías Renovables (Acera). (2013). *Las ERNC y su potencial contribución en generación* (pp. 1–34).

Avril, S., Mansilla, C., Busson, M., & Lemaire, T. (2012). Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, *51*, 244–258. doi:10.1016/j.enpol.2012.07.050

Ayoub, N., & Yuji, N. (2012). Governmental intervention approaches to promote renewable energies—Special emphasis on Japanese feed-in tariff. *Energy Policy*, *43*, 191–201. doi:10.1016/j.enpol.2011.12.056

Banco Central de Chile. (2013). Precios. Retrieved from http://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx

Barría, C. (2013). Energía geotérmica en Chile. *2012*. Retrieved from http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo_opinion.php?id=31595

Barroso, L. (2009). Licitaciones de Energía Renovable en Brasil.

Benavente, J. ., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio. *Cuadernos de Economía*, *42*, 31–61.

Besa, J., Bielefeldt, G., Grifferos, P., & Oses, N. (2012). *Mecanismos para incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile* (p. 6).

Bezerra, B., Mocarquer, S., Barroso, L., & Rudnick, H. (2012). Expansion Pressure: Energy Challenges in Brazil and Chile. *IEEE Power & Energy Magazine*, *10*(3), 48–58.

Borregaard, N., Dufey, A., Martínez, V., Medina, J. I., Molina, J., & Rudnick, H. (2009). *Matriz Energética 2010-2030 "Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile" Escenarios Eléctricos y*.

Bustos, C., Fernández, I., Lorca, P., Sepúlveda, A., & Watts, D. (2012). Alternativas para el desarrollo de generación distribuida e incentivos económicos para instalaciones fotovoltaicas en Chile. *Ingenieria UC Propone*.

Caballlero, R. (2011). Congreso Bienal Internacional CIGRE 2011: Oportunidades y desafíos en la presente década Redes Inteligentes en Chilectra.

CADE. (2011a). *Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE)* (p. 180).

CADE. (2011b). *CADE: Anexo 4* (pp. 1–31).

Castillo, A. (2011). Barreras para la implementación de generación distribuida: dos representantes de países desarrollados vs. un representante de país en desarrollo. *Tecnura*, *15*, 62–75.

CDEC-SIC. (2013). 2003-2012 Estadísticas de Operación.

CDEC-SING. (2013a). Balance Anual de ERNC. Retrieved from http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_inf_y_est.sp_transf_emps_ernc?p_id_informe=6&p_id_sub_inf=3&p_id_sub_inf_ini=0&p_id=5037

CDEC-SING. (2013b). Información Técnica - Centrales SING. Retrieved from http://cdec2.cdecsing.cl/portal/page?_pageid=33,44050&_dad=portal&_schema=PORTAL

Centro de energía FCFM. (2012). *Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC*.

Centro de Energías Renovables (CER). (2013a). Fotovoltáica (PV). Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013b). Energía Biomasa. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_biomasa.pdf

Centro de Energías Renovables (CER). (2013c). Energía Eólica. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_eolica.pdf

Centro de Energías Renovables (CER). (2013d). Energía Hidroeléctrica. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013e). Mini hidráulica. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/mini-hidraulica/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013f). Concentración Solar de Potencia (CSP). Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/solar/concentracion-solar-de-potencia-csp/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013g). Geotérmica. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/geotermica/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013h). Mareomotriz. Retrieved from http://cer.gob.cl/tecnologias/marina/mareomotriz/

Centro de Energías Renovables (CER). (2013i). *Reporte CER: Estado de proyectos ERNC en Chile*.

Centro de Energías Renovables (CER). (2013j). Estatus ERNC – Operación. Retrieved from http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2013/08/Estatus-General-Operaci&#65533;n.pdf

Chilectra. (2011). *Informe de Sostenibilidad 2011* (pp. 1–142).

Cifuentes, L. ., Borchers, N., & Friz, J. (2010). *Estudio Regional sobre Economía del Cambio Climático en Sudamérica (ERECC-SA) - Informe Nacional de Chile* (pp. 1–55).

Comisión Chilena de Energía Nuclear. (2013). Comisión Chilena de Energía Nuclear: Objetivos y funciones legales. Retrieved from http://www.cchen.cl/

Comision Nacional de Energía. (2013). *Fijación de precios de nudo abril de 2013 sistema interconectado central (SIC)* (pp. 1–106).

Comisión Nacional de Energía. (2013). *Fijación de precios de nudo abril de 2013 sistema interconectado del norte grande (SING)* (pp. 1–48). Santiago.

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2012). *Análisis técnico y económico de una interconexión SING - SIC informe final*.

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2013a). Electricidad / Infraestructura. Capacidad instalada de generación. Retrieved from http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2013b). Electricidad / Infraestructura. Retrieved from http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2013c). Hidrocarburos / Precios. Retrieved from http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos

CORFO. (2013). Concurso Planta de Concentración Solar de Potencia (CSP). Retrieved from http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-planta-de-concentracion-solar-de-potencia-csp

Correa, L. R. (2012). *Generación de energía hidroeléctrica en canales de regadío*. Universidad de Chile.

David, J., & Herzog, H. (2000). *The cost of carbon capture*.

DENA German Energy Agency. (2013). Power to Gas Strategy Platform. *2013*. Retrieved from http://www.dena.de/en/projects/renewables/power-to-gas-strategy-platform.html

Department of Energy & Climate Change. (2010). *DECC – Department of Energy and Climate Change Consultation on the Implementation of the EU Third Internal Energy Package* (pp. 1–82).

Department of Energy & Climate Change. (2013). 2050 Pathways. *January 2013*. Retrieved from https://www.gov.uk/2050-pathways-analysis

Díaz, F. (2009). *Análisis Técnico Económico de Cogeneración para la Empresa Minera*. Universidad de Chile.

DNV KEMA Energy & Sustainability. (2013). *Final Report: Systems Analyses Power to Gas* (pp. 1–70).

Dragu, C., Soens, J., & Belmans, R. (2003). *Small-Scale Renewable Energy in The Next Century Market Hydro Plants - State of The Art and Applications* (p. 7). Leuven.

Ecofysvalgesta S.A. (2009). *Estudio de Energías Renovables No Convencionales* (p. 230).

Edenhofer, O., Pichs, R., & Sokona, Y. (2012). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. *Choice Reviews Online* (Vol. 49, pp. 1–1088). New York: Cambridge University Press. doi:10.5860/CHOICE.49-6309

EE Ltda, S.A.C, C., & Ingeniería, K. (2009). *Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre bolivia, chile, colombia, ecuador y perú-Anexo C* (pp. 1–82).

El Mercurio. (2013). China lanza la mayor estación de almacenamiento de energía para baterías. *2011*.

Electricidad Interamericana. (2013a). Eléctricas instalan medidores inteligentes que permitirán reducir cobros por reposición. *2013*. Retrieved from http://www.revistaei.cl/noticias/imprimir_noticia_neo.php?id=37086

Electricidad Interamericana. (2013b). Sistemas de almacenamientos: Buscando la fórmula para integrar a las ERNC.

Ellena, S. (2013). *Cambio Climático: Efectos en la generación hidroeléctrica en el mercado chileno*. PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.

Finkenrath, M. (2011). Cost and Performance of Crabon Dioxide Capture from Power Generation.

Fouquet, D., & Johansson, T. B. (2008). European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy*, *36*(11), 4079–4092. doi:10.1016/j.enpol.2008.06.023

Fundación Chile, Empresas Eléctricas AG Fundación AVINA, Fundación Futuro Latinoamericano, & Universidad Alberto Hurtado. (2013). *Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica* (p. 112).

Galetovic, A., & Hernández, C. (2012). *El costo diferencial de las alternativas de generación en el SIC* (p. 90).

Garcia, R. (2011). *Generacion Distribuida y Regionalización en Chile* (p. 5).

Giordano, V., Gangale, F., Fulli, G., & Sánchez, M. (2011). *Smart Grid project in Europe: Lessons learned and current developments* (p. 118).

Global Wind Energy Council (GWEC). (2012). *Global wind report: Annual market update 2012* (p. 72).

Global Wind Energy Council (GWEC), & Greenpeace. (2012). *Global Wind Energy: Outlook 2012* (pp. 1–52).

Gobierno de Chile. (2012). Proyecto de interconexión SIC-SING. Retrieved from http://www.gob.cl/infografias/2012/08/31/proyecto-de-interconexion-sic-sing.htm

Goldstein, B., G. Hiriart, Bertani, R., Bromley, C., Gutiérrez-Negrín, L., Huenges, E., … Zui, V. (2011). Chapter 4 Geothermal Energy. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (pp. 1–36). Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Greenlab UC. (2011). *Estudio: Co-Beneficios de la Mitigación de GEI* (p. 220).

Hogue, M., & Eccles, D. (2012). *A review of the costs of nuclear power generation* (p. 64).

IEA Energy Technology Essentials. (2007). *Biomass for Power Generation and CHP* (p. 4). Retrieved from www.iea.org/Textbase/techno/essentials.htm

IHS Emerging energy research. (2010). *Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010–2025* (p. 11).

Inga, E. (2012). Redes de Comunicación en Smart Grid. *Ingenius*, *7*, 36–55.

Ingenieria Eléctrica-Dictuc. (2011). *Análisis de la Estructura de Costos del GNL Regasificado* (pp. 1–192).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2008). *ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES* (p. 650).

International Energy Agency (EIA). (2009). *Cogeneration and District Energy* (p. 60). Paris.

International Energy Agency (IEA). (2010a). Renewable Energy Essentials: Geothermal.

International Energy Agency (IEA). (2010b). *Technology Roadmap Concentrating Solar Power* (p. 52). Paris.

International Energy Agency (IEA). (2012). *Energy Technology Perspectives 2012* (p. 690).

International Energy Agency (IEA). (2013). Combined Heat and Power. *2010*. Retrieved from http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e04-chp-gs-gct_adfinal.pdf

International Hydropower Association. (2010). *2010 International Hydropower Association Activity Report* (p. 36).

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012a). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series- Concentrating Solar Power* (p. 48).

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012b). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series- Hydropower* (Vol. 1, p. 44).

Jose Ignacio, D. (2012). *Metodología de evaluación económica para sistema fotovoltaico sobre techo industrial*.

JRC European Commision, Institute for Energy and Transport, & SETIS. (2011). *2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan* (pp. 1–178). doi:10.2790/37519

Kaplan, S. (2008). *CRS Report for Cogress Power Plants: Characteristics and Costs* (pp. 1–108).

Ley 20.571. (2013). *2012*.

Ley 20257. (2013). Retrieved from http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212

Lichtner, S., Bridle, R., & Pack, L. (2010). *Electric Power Industry Needs for Grid-Scale Storage Applications* (pp. 1–40).

Loris, N. D. (2012). The Assault on Coal and American Consumers. *Backgrounder*, (2709), 1–12.

Marchessi, C., Aratto, C., & Rudnick, H. (2013). Energía Nuclear en Chile. *2010*. Retrieved from http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/nuclear/nuclear_archivos/Page463.htm

Masenergía. (2011). *Diagnóstico y Perspectiva para la Operación de los Terminales de GNL en Chile* (pp. 1–72).

Massachusetts Institute of Technology. (2007). *The Future of Coal* (pp. 1–192).

Masson, G., Latour, M., Rekinge, M., Theologitis, I.-T., & Papoutsi, M. (2013). *GLOBAL MARKET OUTLOOK For Photovoltaics 2013-2017* (p. 60). Brussels.

Medina, C., & Seccia, P. (2013). Fuentes de generación alternativas. *2011*. Retrieved from http://web.ing.puc.cl/power/alumno03/alternativa.htm#_Costos_de_la_tecnologia_eolica

Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage* (p. 443). Geneva (Switzerland).

Ministerio de Energía. (2011). Potencial Energías Renovables en Chile.

Ministerio de Energía. (2013a). Balances Energéticos: 2010. Retrieved from http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Balances_Energ.html

Ministerio de Energía. (2013b). Energía Eólica. Retrieved from http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/eolica.html

Ministerio de Hacienda. (2012). *Informe de Finanzas Públicas: Proyecto de Ley de Presupuestos del Sector Público para el año* (pp. 1–208).

Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2006). *Generación Eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo* (p. 10). Santiago de Chile.

Navarro, C. (2011). *Presente y futuro de las centrales eléctricas de ciclo combinado* (pp. 1–28).

Nigris, M. de, & Bernardetti, F. (2013). REDES INTELIGENTES DE ENERGÍA (Smart Grids) EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE: VIABILIDAD Y DESAFIOS. Santiago.

Northwest Energy Efiiciency Alliance (NEEA). (2008). *Distribution Efficiency Initiative Project: Final Report* (p. 145).

Nuclear Energy Agency (NEA). (2005). *Projected Costs of Generating* (pp. 1–233).

O`Ryan, R., Díaz, M., & Clerc, J. (2009). *Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación Energy Consumption , Greenhouse Gas Emissions and Mitigation Options for Chile , 2007-2030*.

Pacificorp. (2013). *2013 Integrated Resource Plan: Volume II* (p. 374).

Paish, O. (2002). *Small hydro power: technology and current status* (p. 20). Hampshire.

Palma, R., Jiménez, G., & Alarcón, I. (2009). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno* (pp. 1–146). Santiago de Chile.

Petrie, E., Willis, L., & Takahashi, M. (2003). *Distributed Generation in Developing Countries*. *Cogeneration and onsite power production* (Vol. 2, pp. 4–12). Retrieved from http://209-20-84-91.slicehost.net/assets/2010/5/7/dev_country_DG.pdf

PEW CENTER Global Climate Change. (2011). *Cogeneration/ Combined Heat and Power (CHP)* (p. 15).

Poch Ambiental para CNE. (2009). *Proyección de la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía años 2000-2025*.

Pramar Ambiental. (2007). *Estudio de impacto ambiental Proyecto central hidroelectroca Rio Cuervo* (p. 31).

Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile. (2013). *Escenario línea base de emisiones GEI del sector generacion eléctrica y transporte de electricidad* (p. 356).

PROYECT Teach 4 CDM. (n.d.). La Cogeneración en Chile.

Purkey, D. R., Joyce, B., Vicuna, S., Hanemann, M. W., Dale, L. L., Yates, D., & Dracup, J. a. (2007). Robust analysis of future climate change impacts on water for agriculture and other sectors: a case study in the Sacramento Valley. *Climatic Change*, *87*(S1), 109–122. doi:10.1007/s10584-007-9375-8

Ramila, P., & Rudnick, H. (2010). Smart metering in Santiago de Chile. *Metering International*, (1), 48–51.

REN21. (2013). *Renewables 2013 Global Status Report* (p. 178).

Renee, M. (2013). China puts fizz bid to reduce carbon emissions. *2009*.

Ricci, O. (2011). *The cost-effectivness of policy instruments for developing bioenergies with CCS*.

Rudnick, H. (2010). Energía Eólica: La Generación Eólica- Capítulo 4. In *Energías Renovasbles No Convencionales: Energía Sustentable para Chile* (pp. 83–99).

Rudnick, H., Giangrandi, L., & Vial, C. (2013). La Cogeneración en Chile. *2009*. Retrieved from http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/cogener/paginas/enchile.html

Sauma, E. E. (2012). *Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile*.

Schoenung, S. (2011a). *Energy Storage Systems Cost Update A Study for the DOE Energy Storage Systems Program* (pp. 1–30).

Schoenung, S. (2011b). *Benefit / Cost Analysis of Large- Scale Hydrogen Storage for Renewable Utility Applications*.

SENER. (2010). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2050*.

Shale Gas España. (2013). Shale Gas España: Plataforma española sobre la explotación y desarrollo del shale gas.

Superintendecia de Electricidad y Combustibles. (2013). Resoluciones Sector Electricidad.

Tegen, S., Lantz, E., Hand, M., Maples, B., Smith, A., & Schwabe, P. (2013). *2011 Cost of Wind Energy Review 2011 Cost of Wind Energy Review* (p. 50).

Ter-Gazarian, A. (2011). *Energy Storage for Power System* (2nd ed.).

U.S Department of Energy. (2013a). Advanced cables and conductors.

U.S Department of Energy. (2013b). DOE International Energy Storage Database (beta). Retrieved from http://www.energystorageexchange.org/projects

U.S Energy Information Administration (EIA). (2013a). *Annual Energy Outlook 2013: with Projections to 2040*.

U.S Energy Information Administration (EIA). (2013b). Petroleum Product Prices. Retrieved from http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/

Universidad de Chile, & Universidad Técnica Federico Santa María. (2008). *Aporte potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025* (p. 22).

Valdés, M., & Gutiérrez, G. (2012). *Evolucion sistemas fotovoltaicos Chile.*Pontificia Universidad Católica de Chile.

VGB Power Tech. (2004). *CO2 Capture and Storage: VGB Report on the State of the Art* (p. 112).

Viñuela, V., & Núñez, I. (2013). Evolución de Costos ERNC. *2012*. Retrieved from http://web.ing.puc.cl/~power/alumno12/costosernc/C._Hidro.html

Wilson, D. (2012). *Power to Gas: Technology & Business Model Progress*.

Wilson, T. (2010). *Measurement and Verification of Distribution Voltage Optimization Results for the IEEE Power & Energy Society* (p. 9).

Wind Power-to-Gas (P2G) technology. (2013). *2013*. Retrieved from http://energystoragejournal.com/wind-instrument-power-to-gas-technology/

World Coal Association. (2013). Improving Efficiencies. Retrieved from http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies

World Nuclear Association. (2013). The Economics of Nuclear Power. *2013*. Retrieved from http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/#.Uh-zQRvryH5

Yamamoto, Y. (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, *86*(9), 2678–2685. doi:10.1016/j.solener.2012.06.001

Yates, D., Purkey, D., Sieber, J., Huber-Lee, A., & Galbraith, H. (2005a). WEAP21 – A Demand-, Priority-, and Preference-Driven Water Planning Model Part 2: Aiding Freshwater Ecosystem Service Evaluation. *Water International*, *30*(4), 501–512.

Yates, D., Purkey, D., Sieber, J., Huber-Lee, A., & Galbraith, H. (2005b). WEAP21 – A Demand- , Priority- , and Preference-Driven Water Planning Model Part 1 : Model Characteristics. *Water International*, *30*(4), 487–500.

10. Anexos

I. Centrales existentes en el sistema

Figura 10-1: Centrales de combustibles convencionales existentes en el SIC

Nombre de la central	Año ingreso	Región	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Combustible	Eficiencia	Categoría	Comentario	Costo Combustible USD/MWh	Factor de Planta
Bocamina	1970	VIII	130	122.2	Carbón	32.35%	Carbón eficiente		37.8	86.50%
Nueva Ventanas	2010	V	272	249	Carbón	32.35%	Carbón eficiente		39.50	98.77%
Petropower	1998	VIII	75	54.2	Carbón	27.31%	Carbón eficiente	Opera con carbón. 448.445 MWh[57]	40.00	102.61%
Planta Curicó	2009	VII	2	2	Carbón	9.43%	Carbón eficiente	PMGD	50.00	0.00%
Ventanas 1	1964	V	120	113.4	Carbón	29.62%	Carbón eficiente		45.50	67.98%
Ventanas 2	1977	V	220	208.6	Carbón	30.96%	Carbón eficiente		43.60	77.85%
Bocamina II	2012	VIII	350	322.5	Carbón	35.12%	Carbón muy eficiente		34.50	83.47%
Guacolda	1995-U1; 1996-U2; 2009-U3; 2010-U4	III	608	561.9	Carbón	34.14%	Carbón muy eficiente		34.43	103.52%
Santa María	2012	VIII	347.3	342	Carbón	34.92%	Carbón muy eficiente		38.40	85.78%

[57] Operación durante el año 2013, hasta (e incluyendo) noviembre. Esto se mantiene para cada uno de los comentarios en que se haga referencia a una cantidad de energía. Esto se hace en que el combustible no coincida en todas las fuentes consultadas.

Antilhue TG	2005	XIV	102.5	102.5	Diésel	34.30%	Diésel eficiente		246.00	16.01%
Biomar	2009	X	2.4	2.4	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.01%
CalleCalle	2011	XIV	13	13	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	8.61%
Cañete	2007	VIII	5.6	5.6	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	10.79%
Cardones	2009	III	153	153	Diésel	33.00%	Diésel eficiente		181.00	0.00%
Cenizas	2009	III	14.5	13.9	Diésel	34.30%	Diésel eficiente		166.00	26.66%
Chufken	2007	IX	3	3	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Chuyaca	2008-2009-2011	X	15	10.5	Diésel	35.60%	Diésel eficiente		266.00	2.97%
Colihues	2010	VI	22	22	Diésel	35.90%	Diésel eficiente		162.00	23.39%
Collipulli	2007	IX	3.8	3.8	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Concón	2007	V	2.3	2.3	Diésel	33.10%	Diésel eficiente	PMG	246.00	3.49%
Contulmo	2012	VIII	0.8	0.8	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.32%
Coronel	2005	VIII	47.2	46.7	Diésel	33.40%	Diésel eficiente		241.00	13.43%
Curacautín	2007	IX	3	3	Diésel	35.80%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	6.65%
Danisco	2011	X	0.8	0.8	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.01%
Degañ	2007	X	36	36	Diésel	36.10%	Diésel eficiente		298.00	6.36%
Eagon	2009	IX	2.4	2.4	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.56%
El Peñón	2009	IV	81	81	Diésel	36.00%	Diésel eficiente		240.00	20.10%

El Totoral	2008	V	3	3	Diésel	33.80%	Diésel eficiente	PMG	243.00	7.59%
JCE	2011	VIII	0.8	0.8	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	6.17%
Las Vegas	2007	V	2.1	2.1	Diésel	33.10%	Diésel eficiente	PMG	240.00	6.70%
Lebu	2012	VIII	3.6	3.6	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	7.31%
Linares Norte	2009	VII	0.5	0.4	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMG	236.00	31.82%
Los Espinos	2009	V	124	124	Diésel	35.70%	Diésel eficiente		245.00	1.84%
Los Sauces	2007	IX	1.6	1.6	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	8.70%
Los Sauces II	2011	IX	1.6	1.6	Diésel	32.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	8.70%
Lousiana Pacific	2009	IX	2.9	2.9	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.20%
Lousiana Pacific II	2011	IX	3.2	3.2	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
MultiExport I	2009	X	0.8	0.8	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.08%
MultiExport II	2009	X	1.6	1.6	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.08%
Olivos	2008	IV	115.2	115.2	Diésel	35.00%	Diésel eficiente		248.00	0.79%
Placilla	2008	V	3	3	Diésel	33.80%	Diésel eficiente	PMG	240.00	5.44%
Polincay	2011	XIV	2.4	2.4	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Quellón	2006	X	5	5	Diésel	33.20%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Quellón II	2008	X	8	6	Diésel	33.20%	Diésel eficiente		240.00	21.30%
Quintay	2008	V	3	3	Diésel	33.80%	Diésel eficiente	PMG	241.00	10.85%
Salmofood I	2009	X	1.6	1.6	Diésel	34.30%	Diéseleficient	PMGD	240.00	0.00%

							e			
Salmofood II	2009	X	1.6	1.6	Diésel	35.90%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
San Gregorio	2009	VII	0.5	0.4	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMG	236.00	0.00%
Skretting	2008	X	2.7	2.7	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.04%
Skretting Osorno	2011	X	3	3	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.02%
Southern Bulbs	2011	XIV	0.8	0.8	Diésel	36.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Teno	2009	VII	59	59	Diésel	36.00%	Diésel eficiente		243.00	14.82%
Termopacífico	2009	III	81.2	81.2	Diésel	35.10%	Diésel eficiente		250.00	2.11%
Trapén	2009	X	81	81	Diésel	36.00%	Diésel eficiente		240.00	4.38%
Trongol-Curanilahue	2012	VIII	2.4	2.4	Diésel	34.40%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.00%
Watt	2009	X	0.8	0.8	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.04%
Watt II	2009	X	1.6	1.6	Diésel	35.70%	Diésel eficiente	PMGD	240.00	0.04%
Yungay	2007 U1-U2; 2008-U3; 2010-U4	VIII	205	203.8	Diésel	31.30%	Diésel eficiente		276.00	1.28%
Candelaria	2005	VI	253.9	253.9	Diésel	29.30%	Diésel med eficiente		330.00	15.20%
Casablanca 1	2007	V	1.6	1.6	Diésel	30.20%	Diésel med eficiente	PMGD	330.00	1.12%
Casablanca 2	2007	V	0.9	0.9	Diésel	30.20%	Diésel med eficiente	PMGD	330.00	1.12%
Chiloé	2008	X	9	9	Diésel	28.00%	Diésel med eficiente	PMG	316.00	1.54%
Constitución 1	2007	VII	9	9	Diésel	28.00%	Diésel med eficiente	PMG	300.00	2.57%

Curauma	2007	V	2.5	2.5	Diésel	30.20%	Diésel med eficiente	PMGD	330.00	5.53%
Emelda	2010	III	69.3	69.3	Diésel	27.00%	Diésel med eficiente		361.00	0.15%
Laguna Verde TG	2004	V	18.8	18	Diésel	29.90%	Diésel med eficiente		286.00	0.11%
Lonquimay	2011	IX	1.6	1.6	Diésel	29.50%	Diésel med eficiente	PMGD	330.00	0.15%
Los Vientos	2007	V	132	132	Diésel	29.60%	Diésel med eficiente		288.00	11.94%
Maule	2007	VII	6	6	Diésel	28.00%	Diésel med eficiente	PMG	324.00	0.82%
Monte Patria	2007	IV	9	9	Diésel	28.00%	Diésel med eficiente	PMGD	300.00	0.00%
Nehuenco 9B	2002	V	108	108	Diésel	29.20%	Diésel med eficiente	Opera con Diésel. 23.661 MWh	300.00	3.86%
Nueva Aldea II	2006	VIII	10	10	Diésel	27.20%	Diésel med eficiente		300.00	0.00%
Punitaqui	2007	IV	9	9	Diésel	28.00%	Diésel med eficiente	PMGD	330.00	0.00%
Santa Lidia	2009	VIII	139	137.6	Diésel	29.90%	Diésel med eficiente		330.00	1.36%
Taltal 1	2000	II	123.4	121.5	Diésel	30.40%	Diésel med eficiente	Opera con Diésel 34.485 MWh	189.50	8.87%
Taltal 2	2000	II	121.5	123.4	Diésel	30.40%	Diésel med eficiente	Opera con Diésel. 5.134 MWh	189.50	6.61%
Tirúa	2011	IX	0.8	0.8	Diésel	29.50%	Diésel med eficiente	PMGD	189.50	0.52%
CBB-Centro	2010	VII	13.6	13.6	Diésel	41.10%	Diésel muy eficiente		151.30	34.38%
Los Pinos	2009	VIII	104.2	104.2	Diésel	41.40%	Diésel muy eficiente		202.00	8.11%

Punta Colorada IFO	2010	IV	17	17	Diésel	41.30%	Diésel muy eficiente		169.50	32.62%
Tomaval	2011	V	1	1	Diésel	39.20%	Diésel muy eficiente	PMGD	202.00	0.00%
Colmito	2008	V	58	58	Diésel	26.50%	Diésel no ef		260.00	9.88%
Diego de Almagro	1981	III	23.8	23	Diésel	23.40%	Diésel no ef		354.00	0.66%
El Salvador	2010	III	23.8	23.8	Diésel	23.40%	Diésel no ef		349.00	0.19%
Esperanza	2007	VI	22.2	22.2	Diésel	21.90%	Diésel no ef		408.00	0.30%
Horcones TG	2004	VIII	24.3	24.3	Diésel	22.50%	Diésel no ef		380.00	0.26%
Huasco TG	1977 U1-U2; 1979-U3	III	58	58	Diésel	22.70%	Diésel no ef		363.00	0.01%
Laguna Verde	1939 U1; 1949 U2	V	47	45.1	Diésel	19.20%	Diésel no ef		446.00	0.00%
Renca	1962	XIII	100	92	Diésel	21.60%	Diésel no ef		396.00	0.00%
San Francisco de Mostazal	2002	VI	25.7	25.7	Diésel	25.50%	Diésel no ef		275.00	0.59%
San Lorenzo de Diego de Almagro	2009	III	54.5	54.5	Diésel	23.10%	Diésel no ef		375.00	0.04%
Nehuenco I	1998	V	368.4	310	GNL	46.70%	GNL eficiente	Opera con GNL. 1.527.554 MWh	75.36	61.58%
Nueva Renca	1997	XIII	379	342	GNL	45.60%	GNL eficiente	Opera con GNL. 577.859 MWh	77.10	23.20%
San Isidro I	1998	V	379	367.6	GNL	45.40%	GNL eficiente	Opera con GNL. 2.308.012 MWh	58.50	80.43%
Quintero	2009	V	257	257	GNL	32.70%	GNL med eficiente		70.00	8.18%
Tapihue	2009	VII	6.4	6.4	GNL	32.50%	GNL med	PMGD	81.40	2.37%

							eficiente	Opera con GN. 1.218 MWh		
Nehuenco II	2003	V	398.3	391	GNL	50.80%	GNL muy eficiente	Opera con GNL. 1.309.778 MWh	69.20	46.39%
San Isidro II	2007-2008	V	399	396.6	GNL	50.20%	GNL muy eficiente	Opera con GNL. 2.743.724 MWh	52.70	86.65%
Newén	2009	VIII	14.5	14.3	GNL	27.90%	GNL no eficiente	Opera con GN. 15.720 MWH	81.40	13.71%

Fuente: CNE (consultada en Diciembre 2013), Capacidad Instalada de Generación y Generación Bruta SIC-SING, Informe Precio Nudo Octubre 2013.

Figura 10-2: Centrales hidroeléctricas del SIC

Nombre de la central	Año ingreso	Región	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Combustible	Comentario	Categoría
Pangue	1996	VIII	467	465.8	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Biobio
Ralco	2004	VIII	690	689	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Biobio
Rapel	1968	VI	378	376.6	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Cachapoal
Colbún	1985	VII	474	472.8	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Colbun-Machicura
Machicura	1985	VII	95	94.8	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Colbun-Machicura
El Toro	1973	VIII	450	448.7	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Laja
Cipreses	1955	VII	106	105.8	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Maule

Pehuenche	1991	VII	570	568.3	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Maule
Canutillar	1990	X	172	171.6	Hidráulica Embalse		Hidro Embalse Sur
Abanico	1948 U1-U2-U3-U4; 1959 U5-U6	VIII	136	135.6	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Biobio
Mampil	2000	VIII	55	54.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Biobio
Palmucho	2007	VIII	32	32	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Biobio
Peuchén	2000	VIII	85	84.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Biobio
Rucúe	1998	VIII	178.4	178.1	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Biobio
Coya	2008	VI	11	11	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Cachapoal
La Confluencia	2011	VI	163.2	162.8	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Cachapoal
La Higuera	2011	VI	160	154.6	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Cachapoal
Sauzal	1948	VI	76.8	76.5	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Cachapoal
Allipén	2012	IX	2.7	2.6	Hidráulica Pasada	PMGD	Hidro Pasada Laja
Antuco	1981	VIII	320	319.2	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Laja
Quilleco	2007	VIII	70.8	70.7	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Laja
Curillinque	1993	VII	92	91.8	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Maule
Isla	1963-U1; 1964-U2	VII	70	69.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Maule

Loma Alta	1997	VII	40	39.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Maule
San Ignacio	1996	VII	37	36.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Maule
Alfalfal	1991	XIII	178	177.6	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Blanco	1993	V	53	52.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Chacabuquito	2002	V	25.7	25.6	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Chacayes	2011	VI	112	111.7	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Florida	1909 Florida I; 1993 Florida II; 1999 Florida III	XIII	28.5	28.3	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Hornitos	2008	V	61	60.8	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Juncal	1994	V	29.2	29.1	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Juncalito	2010	V	1.5	1.5	Hidráulica Pasada	PMGD	Hidro Pasada Norte
Maitenes	1923 U1-U2-U3; 1989 U4-U5	XIII	31	30.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Puntilla	1997	XIII	22.1	22.1	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Queltehues	1928	XIII	49	48.9	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Norte
Pilmaiquén	1944 U1-U2-U3;	XIV	40.8	40.7	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Sur

	1945-U4; 1959-U5						
Pullinque	1962	XIV	51.4	51.2	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Sur
Rucatayo	2012	XIV	55	54.8	Hidráulica Pasada		Hidro Pasada Sur
El Diuto	2011	VIII	3.3	3.3	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Biobio
Mallarauco	2011	VI	3.4	3.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Cachapoal
Sauzalito	1959	VI	12	11.9	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Cachapoal
Chiburgo	2007	VII	19.4	19.2	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Maule
Lircay	2009	VII	19	19	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Maule
Mariposas	2011	VII	6.3	6.3	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Maule
Ojos de Agua	2008	VII	9	9	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Maule
Purísima	2012	VII	0.5	0.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Maule
San Clemente	2010	VII	5.9	5.9	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Maule
Caemsa	1962 U1-U2; 1985-U3	XIII	3.4	3.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Carena	1943	XIII	8.5	8.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
El Rincón	2006	XIII	0.3	0.3	Hidráulica Pasada	PMG	Mini Hidro Norte
El Tártaro	2010	V	0.1	0.1	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Eyzaguirre	2003	XIII	1.9	1.9	Hidráulica	PMGD	Mini Hidro Norte

					Pasada		
Guayacán	2011	XIII	12	11.8	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Norte
La Paloma	2010	IV	4.9	4.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Los Bajos	1944	XIII	5.1	5.1	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Los Molles	1952	IV	18	18	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Norte
Los Morros	1930 U1-U2-U3; 1994 U4-U5	XIII	3.1	3.1	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Los Quilos	1943 U1-U2; 1989-U3	V	39.9	39.8	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Norte
Puclaro	2008	IV	6	5.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Sauce Andes	1909	V	1.4	1.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Norte
Volcán	1944	XIII	13	13	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Norte
Callao	2012	X	3.3	3.3	Hidráulica Pasada	PMG	Mini Hidro Sur
Capullo	1995	X	12	11.8	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Sur
Dongo	2010	X	6	6	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Donguil	2011	IX	0.3	0.2	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Doña Hilda	2010	XIV	0.4	0.4	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
El Canelo	2012	IX	6.1	6	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur

El Manzano	2008	IX	4.9	4.8	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
La Arena	2011	X	3	3	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Licán	2011	XIV	18	18	Hidráulica Pasada		Mini Hidro Sur
Los Corrales	2010	XIV	0.8	0.8	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Muchi	2011	XIV	1	1	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Nalcas	2012	X	6.8	6.8	Hidráulica Pasada	PMG	Mini Hidro Sur
Pehui	2009	XIV	1.1	1.1	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Reca	2011	XIV	1.7	1.7	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Trueno	2010	IX	5.6	5.6	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur
Trufultruful	2009	IX	0.8	0.8	Hidráulica Pasada	PMGD	Mini Hidro Sur

Fuente: Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Abril 2013 y CDEC-SIC, Capacidad Instalada de Generación de CNE, consultada en diciembre 2013

Figura 10-3: Centrales ERNC del SIC

Nombre de la central	Año ingreso	Región	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Combustible	Comentario	Categoría	Factor de Planta
Loma Los Colorados	2010	V	1.8	1.8	Biomasa	PMG	Biomasa	55.46%
Loma Los Colorados II	2011	V	14.7	14.7	Biomasa	PMG	Biomasa	84.85%
Arauco	2012	VIII	24	24	Biomasa		Biomasa	58.38%

Nueva Aldea III	2008	VIII	37	37	Biomasa		Biomasa	67.47%
Energia Pacifico	2010	VIII	15.6	14.3	Biomasa		Biomasa	62.00%
Santa Fé	2012	VIII	60.7	60.7	Biomasa		Biomasa	92.76%
Lautaro	2012	IX	26	26	Biomasa		Biomasa	86.16%
Laja CMPC	2010	VIII	25	25	Biomasa		Biomasa	42.52%
Laja	1995 - 2007	VIII	10.2	7	Biomasa		Biomasa	75.07%
HBS	2011	VIII	2.2	2.2	Biomasa	PMGD Conectada a la barra El Avellano 23 kV	Biomasa	0.00%
Masisa	2011	VIII	11.1	11.1	Biomasa		Biomasa	58.47%
Escuadrón	2008 U1 ; 2009 U2	VIII	14.2	12.5	Biomasa		Biomasa	81.96%
Nueva Aldea I	2005	VIII	19	19	Biomasa		Biomasa	50.43%
Viñales	2013	VIII	22	22	Biomasa		Biomasa	100.94%
Licanten	2004	VII	4	6	Biomasa		Biomasa	83.44%
Valdivia	2004	XIV	61	61	Biomasa		Biomasa	53.04%
Celco	1996	VII	8	8	Biomasa		Biomasa	43.19%
Cholguán	2003	VIII	13	13	Biomasa		Biomasa	67.63%
Punta Colorada	2011	IV	20	20	Eólica		Eólica	
Canela	2007	IV	18.2	18.2	Eólica		Eólica	

Canela II	2009	IV	60	60	Eólica		Eólica	
Lebu	2009	VIII	3.6	3.6	Eólica	PMGD Conectado a la barra de Lebu 66KV	Eólica	
Monte Redondo	2010	IV	48	48	Eólica		Eólica	
Totoral	2010	IV	46	46	Eólica		Eólica	
Tambo Real	2012	IV	1.1	1.1	Solar FV	PMGD Conectado a Vicuña	Solar FV	

Fuente: Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Abril 2013, CDEC-SIC, Capacidad Instalada de Generación de la CNE, Consultado en diciembre del 2013, Generación Bruta SIC-SING CNE, consultado en diciembre 2013.

Figura 10-4: Centrales con combustibles fósiles existentes en el SING

Identificador	Nombre de la central	Año ingreso	Región	POTENCIA BRUTA (MW)	POTENCIA NETA (MW)	COMBUSTIBLE	Eficiencia	Categoría	Observaciones	Costo Combustible USD/MWh	fp
U14	La Huayca	1987	II	136.4	127.7	Carbón	27.26%	Carbon eficiente		35.8	80.00 %
CTTAR	Termoeléctrica Tarapacá	1999	I	158	148.5	Carbón	27.56%	Carbon eficiente		36.34	71.39 %
CTM1	Termoeléctrica Mejillones	1995	II	165.9	154.9	Carbón	28.26%	Carbon eficiente		33.84	83.76 %
U15	Termoeléctrica Mejillones	1990	II	132.4	124.1	Carbón	28.30%	Carbon eficiente		34.5	88.55 %
ANGAMOS I	Termoeléctrica Angamos	2011	II	272.4	244	Carbón	29.34%	Carbon muy eficiente		39.4	81.24 %
ANGAMOS II	Termoeléctrica Angamos	2011	II	272.6	244	Carbón	29.34%	Carbon muy eficiente		39.4	84.21 %
CTM2	Termoeléctrica Angamos	1998	II	175	164	Carbón	29.59%	Carbon muy eficiente		31.3	83.71 %
NTO1	Termoeléctrica Norgener	1995	II	136.3	127.4	Carbón	30.67%	Carbon muy		31.2	96.39 %

								eficiente			
CTA	Termoeléctrica Andina	2011	II	168.8	152.6	Carbón	30.95%	Carbon muy eficiente		32.4	88.12 %
NTO2	Termoeléctrica Andina	1997	II	141	131.9	Carbón	30.96%	Carbon muy eficiente		30.9	89.95 %
CTH	Termoeléctrica Hornitos	2011	II	170.1	153.9	Carbón	31.82%	Carbon muy eficiente		35.5	89.85 %
U12	La Huayca	1983	II	85.3	79.6	Carbón	24.04%	Carbon no eficiente		40.56	64.08 %
U13	La Huayca	1985	II	85.5	79.8	Carbón	25.15%	Carbon no eficiente		38.77	68.75 %
M1AR	Diésel Zofri	1953	XV	3	2.9	Diésel	30.79%	Diésel eficiente		271.3	10.91 %
MIIQ	Diésel Zofri	1963	I	2.9	2.8	Diésel	30.80%	Diésel eficiente		268.7	7.36%
M2AR	Diésel Zofri	1964	XV	2.9	2.8	Diésel	30.88%	Diésel eficiente		270.7	9.79%
GMAR	Diésel Arica	1973	XV	8.4	8.4	Diésel	31.50%	Diésel eficiente		265.4	13.68 %
MAIQ	Diésel Iquique	1972	I	5.9	5.6	Diésel	30.72%	Diésel eficiente		197	0.00%
U10	Central	1970	II	37.5	36	Diésel	28.81%	Diésel no eficiente		201.1	6.80%
U11	Central	1970	II	37.5	36	Diésel	28.81%	Diésel no eficiente		201.1	4.20%
TG3	Diésel Tamaya	1993	II	37.5	37.2	Diésel	27.46%	Diésel no eficiente	Según datos de Gx opera con Diésel	95.3	4.67%
TG1	Termoeléctrica Tocopilla	1975	II	24.7	24.6	Diésel	23.61%	Diésel no		354.4	1.37%

								eficiente			
TG2	Termoeléctrica Tocopilla	1975	II	24.9	24.8	Diésel	23.61%	Diésel no eficiente		354.5	1.09%
TGTAR	Termoeléctrica Tocopilla	1998	I	23.8	23.7	Diésel	23.63%	Diésel no eficiente		344	3.16%
DEUTZ	Termoeléctrica Tocopilla	1996	II	2	2	Diésel	23.92%	Diésel no eficiente		348.4	1.18%
TGIQ	Termoeléctrica Tocopilla	1978	I	23.8	23.6	Diésel	24.39%	Diésel no eficiente		344.4	3.70%
CUMMINS	Diésel Enaex	1996	II	0.7	0.7	Diésel	26.31%	Diésel no eficiente		316.7	2.29%
ZOFRI_1	Diésel Zofri	2007	I	0.9	0.9	Diésel	27.50%	Diésel no eficiente		310.32	10.61 %
ZOFRI_2	Diésel Zofri	2007	I	5.2	5.2	Diésel	27.50%	Diésel no eficiente		310.32	10.61 %
SUIQ	Diésel Zofri	1957	I	4.2	4.1	Diésel	28.49%	Diésel no eficiente		289.5	6.32%
INACAL	Diésel Inacal	2009	II	6.8	6.6	Diésel	35.44%	Diésel muy eficiente		150.7	37.41 %
TAMAYA	Diésel Tamaya	2009	II	103.7	100	Diésel	36.43%	Diésel muy eficiente		154.8	28.96 %
CC1d	Atacama	1999	II	395.9	325.6	Diésel	37.00%	Diésel muy eficiente	Según datos opera con Diésel	194	23.23 %
CC2d	Atacama	1999	II	384.7	325.6	Diésel	37.00%	Diésel muy eficiente	Según datos opera con Diésel	194	8.90%

ZOFRI_3	Estandartes	2009	I	4.8	4.8	Diésel	35.04%	Diésel muy eficiente		233.3	10.61 %
MIMB	Diésel Mantos Blancos	1995	II	28.6	27.9	Diésel	33.34%	Diésel muy eficiente		168.3	9.49%
MSIQ	Diésel Mantos Blancos	1985	I	6.2	5.9	Diésel	34.68%	Diésel muy eficiente		173.7	0.00%
U16GNL	Diésel Tamaya	2001	II	400	343	GNL	40.21%	GNL eficiente	Según datos opera con GNL	51.5	47.24 %
CTM3	Diésel Tamaya	2000	II	250.8	243.2	GNL	27.41%	GNL no eficiente	Según datos opera con GNL	54.7	7.94%

Fuente: Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Abril 2013 y CDEC-SING

Figura 10-5: Centrales ERNC del SING

Identificador	Nombre de la central	Año ingreso	Comuna	Región	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Combustible	Categoría	fp
CAVA	Cavancha	1995	Iquique	I	2.8	2.6	Hidráulica Pasada	Mini Hidro SING	74.57 %
CHAP	Chapiquiña	1967	Putre	XV	10.2	10.1	Hidráulica Pasada	Mini Hidro SING	49.46 %
MHAH	Mini Hidro Alto Hospicio	2010	Alto Hospicio	I	1.1	1.1	Hidráulica Pasada	Mini Hidro SING	56.70 %
MHT2	Mini Hidro El Toro Nº2	2010	Alto Hospicio	I	1.1	1.1	Hidráulica Pasada	Mini Hidro SING	57.21 %
NORACID	Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones	2012	Mejillones	II	17.5	17.5	Cogeneración	Cogeneración Existente	80.05 %

Fuente: Informe de fijación del precio de nudo de la CNE, Abril 2013 y CDEC-SING

II. Proyección del Precio internacional del petróleo crudo

A continuación se presentan las proyecciones internacionales del petróleo las cuales fueron comprometidas por el equipo para dar apoyo en la generación de los factores de modulación.

Figura 10-6: Proyección Precio Petróleo

	Proyecciones Petróleo Crudo WTI (Año Base 2011 US$/barril)		
Año	AEO-2013 Referencia	AEO-2013 Precio Alto	AEO-2013 Precio Bajo
2011	94,9	94,9	94,9
2012	92,5	92,5	92,5
2013	87,8	87,8	87,8
2014	88,3	114,0	76,0
2015	88,2	126,0	71,0
2016	91,3	137,0	68,0
2017	96,1	142,7	66,0
2018	98,7	146,3	66,3
2019	101,3	149,9	66,6
2020	103,6	153,3	66,9
2021	105,8	156,6	67,2
2022	108,1	160,0	67,5
2023	110,5	163,5	67,8
2024	112,9	167,0	68,1
2025	115,4	170,6	68,4
2026	117,9	174,3	68,7
2027	120,4	178,1	69,0
2028	123,1	181,9	69,3
2029	125,7	185,9	69,6
2030	128,5	189,9	69,9
2031	131,3	194,0	70,2
2032	134,1	198,2	70,5
2033	137,0	202,5	70,8
2034	140,2	206,9	71,1
2035	143,4	211,3	71,4
2036	146,7	215,9	71,7
2037	150,1	220,6	72,0
2038	153,5	225,3	72,3
2039	157,1	230,2	72,6
2040	160,7	235,2	72,9
2041	164,4	240,2	73,2
2042	168,2	245,4	73,5
2043	172,0	250,7	73,8
2044	176,0	256,1	74,1
2045	180,0	261,7	74,4
2046	184,2	267,3	74,7
2047	188,4	273,1	75,0
2048	192,7	279,0	75,3
2049	197,2	285,0	75,7
2050	201,7	291,1	76,0

Fuente: Anual Energy Outlook 2013, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/

III. Proyección del Precio internacional y Precio Paridad del carbón

A continuación se presentan las proyecciones internacionales del carbón las cuales fueron comprometidas por el equipo para dar apoyo en la generación de los factores de modulación.

Figura 10-7: Proyección Precio Internacional del Carbón

	Proyecciones Carbón (Año Base 2011 US$/Ton)			Precio Paridad Carbón (US$/Ton)		
Año	AEO-2013 Referencia	AEO-2013 Precio Alto	AEO-2013 Precio Bajo	AEO-2013 Referencia	AEO-2013 Precio Alto	AEO-2013 Precio Bajo
2012	68,2	68,3	68,3	91,8	91,8	91,8
2013	69,0	68,8	68,1	92,5	92,4	91,7
2014	68,4	71,3	66,2	92,0	94,9	89,8
2015	70,1	73,1	66,7	93,7	96,7	90,3
2016	70,7	75,8	66,1	94,4	99,4	89,7
2017	71,0	77,4	65,2	94,6	101,0	88,8
2018	71,5	79,1	64,6	95,1	102,8	88,2
2019	71,9	81,1	64,0	95,5	104,8	87,5
2020	72,4	83,0	63,2	96,1	106,7	86,8
2021	72,7	85,4	62,4	96,3	109,1	85,9
2022	73,3	87,6	61,8	97,0	111,3	85,3
2023	73,9	89,9	61,2	97,5	113,6	84,8
2024	74,5	92,0	60,8	98,1	115,8	84,3
2025	75,0	94,5	60,1	98,6	118,2	83,7
2026	75,7	97,2	59,6	99,3	121,0	83,1
2027	76,2	99,7	59,0	99,9	123,4	82,5
2028	76,8	102,4	58,3	100,4	126,2	81,8
2029	77,4	105,5	57,9	101,1	129,3	81,4
2030	78,2	109,0	57,5	101,9	132,8	81,0
2031	78,9	111,7	57,0	102,6	135,6	80,5
2032	79,6	114,5	56,4	103,2	138,4	80,0
2033	80,2	117,5	56,0	103,9	141,4	79,5
2034	80,9	120,7	55,6	104,5	144,6	79,1
2035	81,8	124,6	55,4	105,5	148,5	78,9
2036	82,6	128,3	54,9	106,3	152,2	78,4
2037	83,3	132,2	54,5	107,0	156,2	78,0
2038	84,1	136,5	54,1	107,8	160,5	77,6
2039	84,9	140,5	53,6	108,6	164,5	77,1
2040	85,6	145,1	53,1	109,3	169,1	76,6
2041	86,4	149,8	52,6	110,1	173,8	76,1
2042	87,2	154,6	52,1	110,9	178,7	75,6
2043	87,9	159,7	51,6	111,6	183,8	75,1
2044	88,7	164,9	51,2	112,4	189,0	74,6
2045	89,5	170,2	50,7	113,2	194,4	74,2
2046	90,3	175,8	50,2	114,0	200,0	73,7
2047	91,1	181,5	49,7	114,8	205,7	73,2
2048	91,9	187,4	49,3	115,6	211,7	72,8
2049	92,7	193,5	48,8	116,4	217,8	72,3
2050	93,5	199,8	48,4	117,2	224,1	71,8

Fuente: Anual Energy Outlook 2013, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/

IV. Proyección del Internacional del precio del GNL

A continuación se presentan las proyecciones internacionales del GNL las cuales fueron comprometidas por el equipo para dar apoyo en la generación de los factores de modulación.

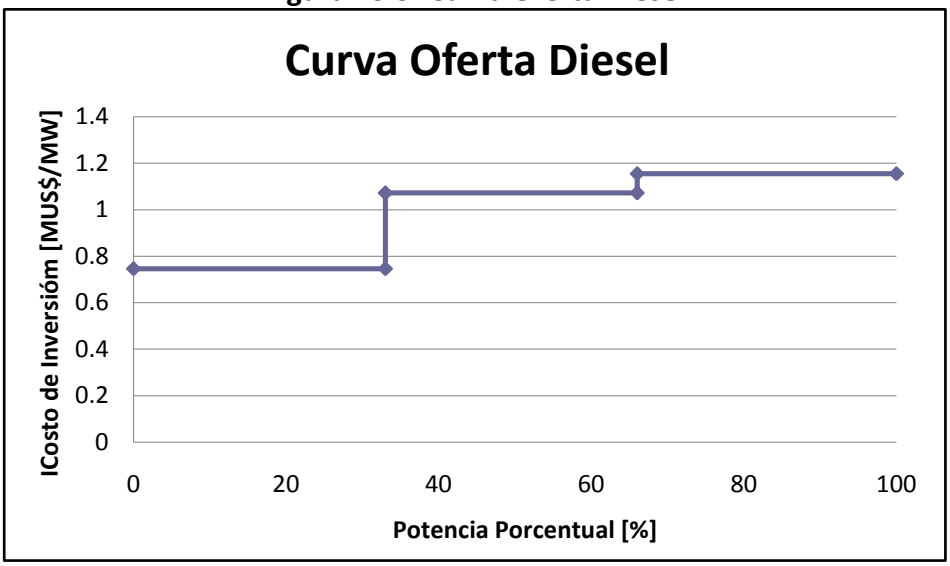
Figura 10-8: Proyección Internacional GNL

	Proyecciones GNL Henry Hub (Año Base 2011 US$/MMBtu)		
Año	AEO-2013 Referencia	AEO-2013 Precio Alto	AEO-2013 Precio Bajo
2012	2,6	2,6	2,6
2013	3,3	3,3	3,3
2014	3,1	3,2	3,1
2015	3,1	3,2	3,2
2016	3,6	3,6	3,6
2017	3,7	3,8	3,7
2018	4,0	4,0	3,9
2019	4,0	4,2	4,0
2020	4,1	4,3	4,1
2021	4,3	4,5	4,2
2022	4,5	4,7	4,2
2023	4,7	4,9	4,3
2024	4,8	5,0	4,4
2025	4,9	5,2	4,5
2026	5,0	5,3	4,6
2027	5,1	5,4	4,7
2028	5,2	5,7	4,9
2029	5,3	5,9	5,0
2030	5,4	6,0	5,2
2031	5,5	6,2	5,2
2032	5,6	6,5	5,3
2033	5,8	6,9	5,5
2034	6,0	7,2	5,7
2035	6,3	7,6	6,0
2036	6,7	7,9	6,2
2037	7,0	8,1	6,4
2038	7,4	8,5	6,6
2039	7,6	8,8	6,8
2040	7,8	9,0	7,1
2041	8,1	9,1	7,3
2042	8,3	9,3	7,5
2043	8,6	9,4	7,7
2044	8,9	9,6	8,0
2045	9,1	9,7	8,2
2046	9,4	9,9	8,5
2047	9,7	10,0	8,8
2048	10,0	10,2	9,0
2049	10,4	10,3	9,3
2050	10,7	10,5	9,6

Fuente: Anual Energy Outlook 2013, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/

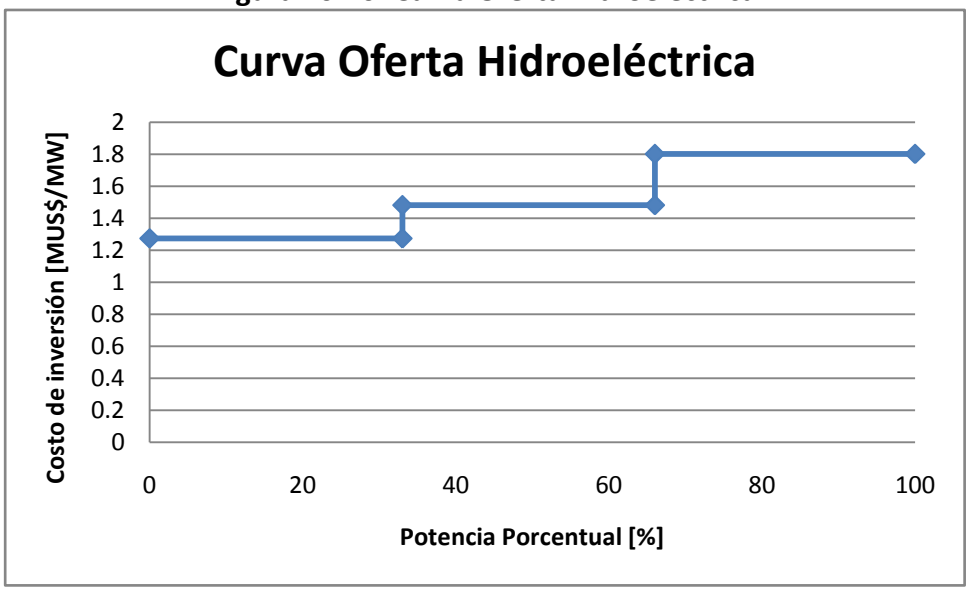
V. Curvas de Oferta de las Distintas Tecnologías

Figura 10-9: Curva Oferta Diésel



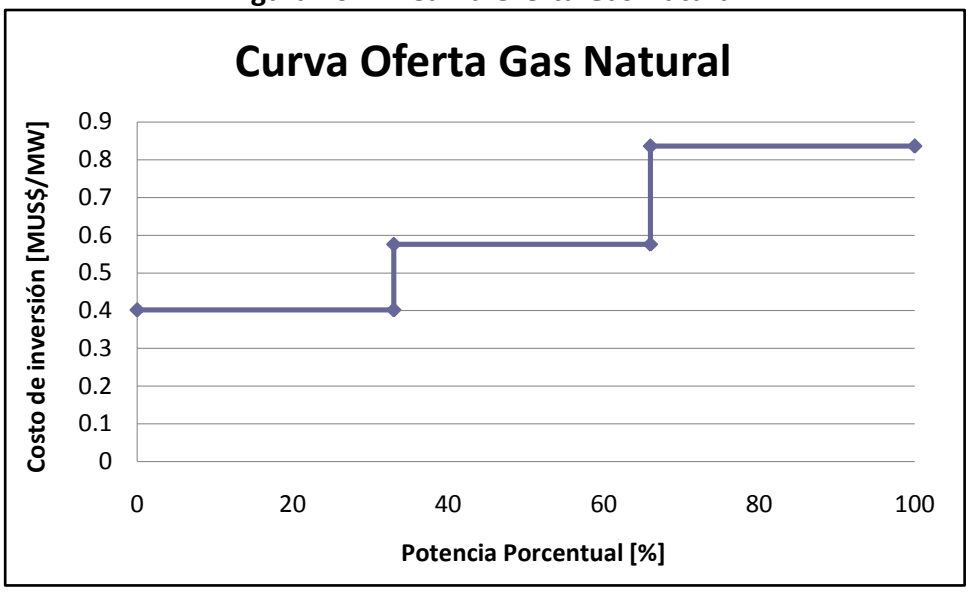
Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-10: Curva Oferta Hidroeléctrica



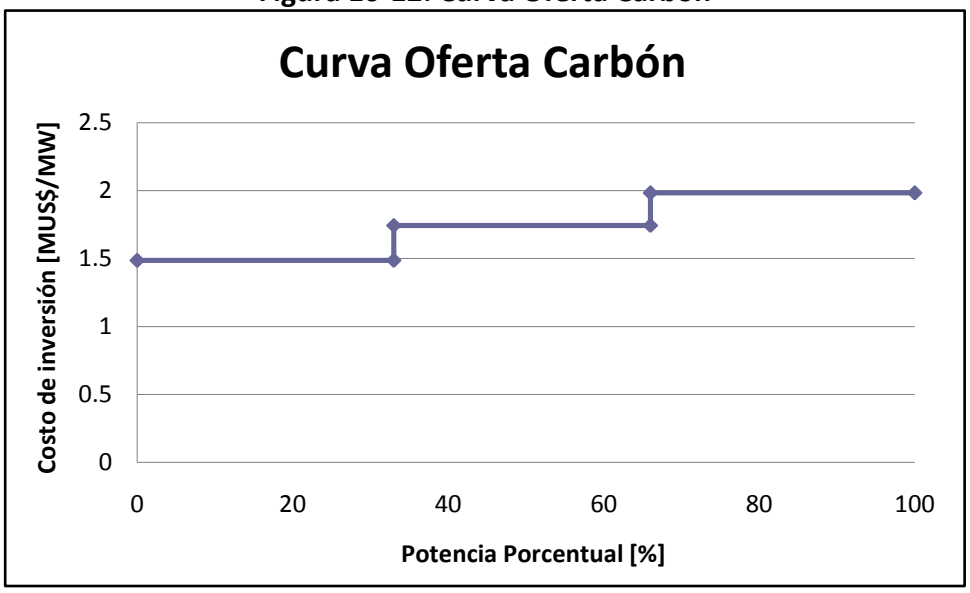
Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-11: Curva Oferta Gas Natural



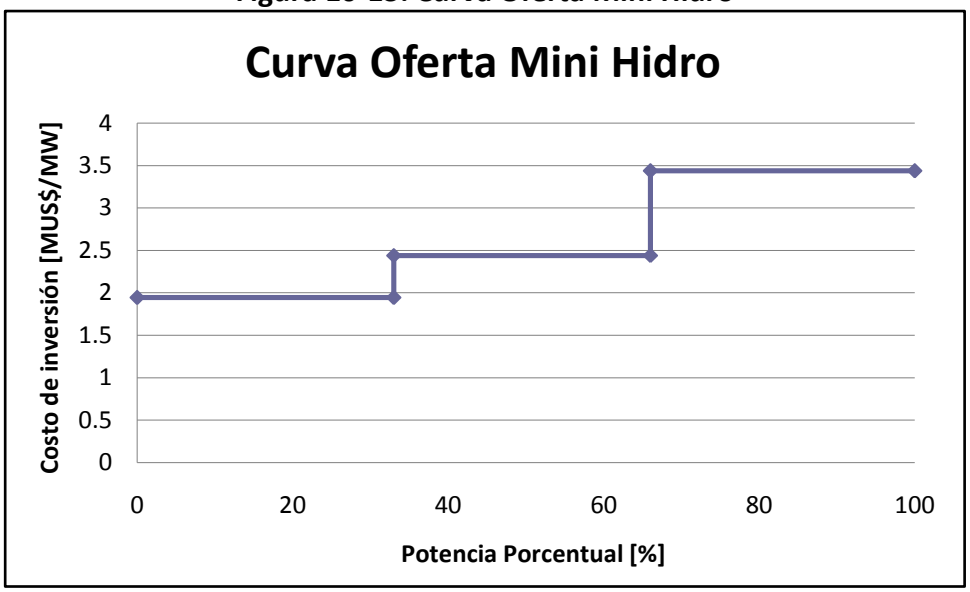
Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-12: Curva Oferta Carbón



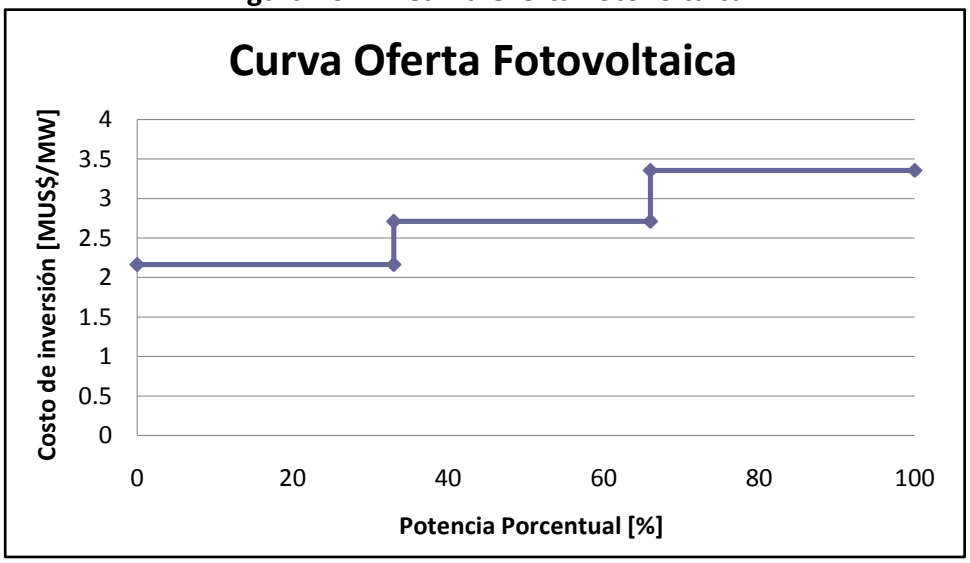
Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-13: Curva Oferta Mini Hidro



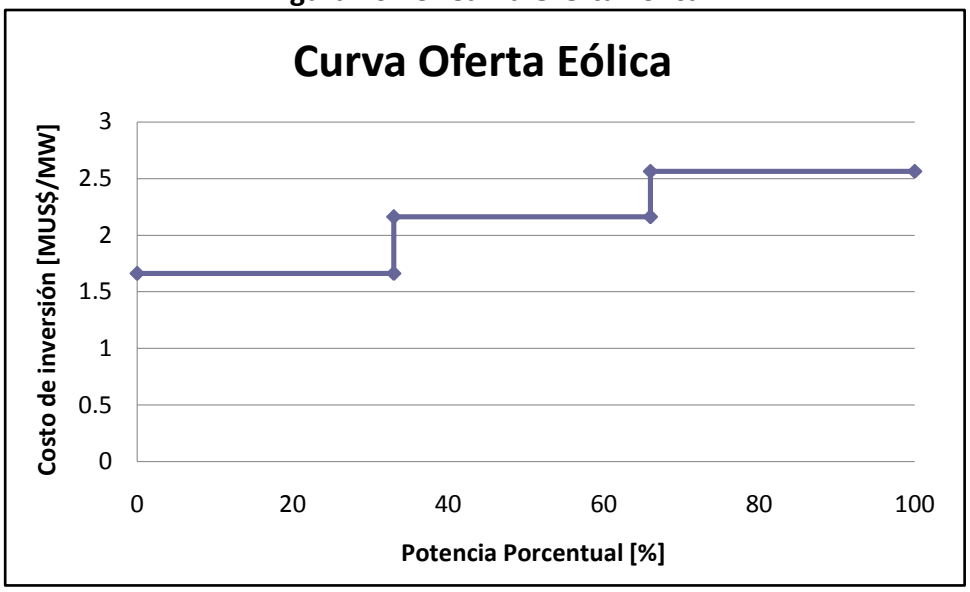
Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-14: Curva Oferta Fotovoltaica



Fuente: Elaboración Propia

Figura 10-15: Curva Oferta Eólica



Fuente: Elaboración Propia

VI. Centrales de Co-generación

Figura 10-16: Central de Cogeneración

Planta	Empresa	Región	Potencia MWe	Calor Cogenerado MWt [1]
Cogeneración Papeles Norske Skog	Norske Skog Bio bio	VIII	7	42
Planta Santa Fe	CMPC Celulosa	VIII	112,5	675
Planta Pacífico	CMPC Celulosa	IX	78	468
Energía Verde Planta Constitución	Energía Verde SA	VII	9,7	58,2
Energía Verde Planta Laja	Energía Verde SA	VIII	10,2	61,2
Planta Laja	CMPC Celulosa	VIII	31,6	189,6
Planta Nueva Aldea I	Grupo ARAUCO	VIII	29	174
Planta Nueva Aldea III	Grupo ARAUCO	VIII	140	840
Planta Valdivia	Grupo ARAUCO	X	63,6	381,6
Proyecto de Cogeneración CHP	Forestal Russfin Ltda.	XII	1,2	7,2
Cogeneración de Energía de Forestal y Papelera Concepción S.A.	Forestal y Papelera Concepción S.A.	VIII	12,5	75
Planta Cholguan	Grupo ARAUCO	VIII	29	174
Planta Arauco	Grupo ARAUCO	IX	96	576
Licanten		VII	29	174
Planta de Cogeneración CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	VIII	40	240
Total			**689,3**	**4.135,8**

Fuente: Universidad de Chile, 2010

Figura 10-17: Centrales de Cogeneración

Planta	Empresa	Región	Potencia MWe	Calor Cogenerado MWt [1]
IANSA Los Ángeles	IANSA	VIII	2,8	16,8
IANSA Linares	IANSA	VII	4,5	27
IANSA Ñuble	IANSA	VIII	8	48
IANSA Rapaco	IANSA	X	3,4	20,4
IANSA Curicó	IANSA	VII	7,2	43,2
Quebrada Blanca	Minera Quebrada Blanca	I	40	37,0
Planta Cogeneración NESTLE SAVORY	Nestlé	RM	1,1	6,6
Complejo Energético Petropower	PETROPOWER Energía Ltda.	VIII	66,5	399
Chilquinta	Tecnored	V	6,4	-
Cogeneración WATTS Planta San Bernardo	WATTS	RM	2,9	11,6
División Chiquicamata	CODELCO	II	18	108
Con Cón	ENAP	V	7,8	46,8
Bío-Bío	Papel BIO-BIO	VIII	4,5	27
Planta Animales	IANSA	IX	1,9	11,4
Total			**175,0**	802,8

Fuente:Universidad de Chile, 2010

VII. Capacidad adicional inyectada a la matriz 2012-2050

Tabla 10-1: Capacidad adicional del SIC (medida en MW) que se inyecta al sistema para los años 2012-2050

Adición a la matriz	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carbón	0	249	0	152	0	0	150	150	150	150
GNL	0	0	0	0	44,6	360	0	0	346,9	0
Diésel	0	0	0	0	0	-244,9	0	0	-253,9	0
Hidro Conv	0	417,9	60	0	0	408	267	350	0	300
Mini Hidro	0	62,7	117,5	148	126	118,9	64	0	0	126
Eólica	0	123	300	0	0	0	0	0	97,5	141
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0	24	24	48	48	72
Biomasa	0	37,7	41,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Cogeneración	0	0	22,1	23,2	24,2	25,4	10,2	1,1	1	1,1

Adición a la matriz	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Carbón	300	300	150	300	300	300	300	300	300	0
GNL	0	106,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	300	0	0	0	300	300	0	0	0	300
Mini Hidro	126	126	126	126	126	126	126	126	126	166
Eólica	151,1	161,9	173,6	186,1	192,5	199,3	206,3	213,5	220,9	228,7
Solar	0	0	0	0	0	0	50,4	54	55,9	57,9
Geotérmica	72	77,2	82,6	88,8	95	101,8	109,2	117	125,2	134,4
Biomasa	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Cogeneración	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2

Adición a la matriz	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	0	0	0	0	300	300	0	0	0	300
Mini Hidro	166	166	166	166	166	166	166	56	16	0
Eólica	236,7	245	253,6	262,4	262,5	0	0	105,8	0	0
Solar	59,9	0,1	64,2	66,4	0	0	0	0	0	0
Geotérmica	139,2	144	149	154,2	159,6	165,2	171	176,8	183,2	183,2
Biomasa	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Cogeneración	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3

Adición a la matriz	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Carbón	0	0	0	0	0	150	450	450	600
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	300	0	0	0	300	0	0	0	0
Mini Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	76,1	76,2	76,2	76,2	76,2
Geotérmica	159,2	159,2	135	135,2	111,2	111,2	106	100,4	94,6
Biomasa	19,5	19,5	0	0	0	0	6,5	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	8,2	1,4	1,4	1,4

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10-2: Capacidad adicional del SING (medida en MW) que se inyecta al sistema para los años 2012-2050

Adición a la matriz	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carbón	0	0	0	0	472	0	0	0	300	150
GNL	0	0	0	0	0	651,2	0	0	0	0
Diésel	0	6,7	0	0	0	-651,2	0	0	0	0
Hidro Conv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	90	40	40	0	0	0	0	0	0
Solar	0	36,5	58	30	0	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0	10	10	20	20	40
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	22,1	23,2	24,2	25,4	10,2	1,1	1	1,1

Adición a la matriz	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Carbón	300	0	150	300	0	0	0	300	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	8,6	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	199,7	214,1	221,5	229,3
Geotérmica	40	42,8	46	49,2	52,8	56,6	60,6	65	69,8	74,6
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2

Adición a la matriz	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolica	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0
Solar	237,3	125,3	254,2	263,1	171,8	0	0	60,3	0	74,7
Geotermica	77,2	80	82,8	85,8	88,6	91,8	95	98,2	101,8	101,8
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneracion	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3

Adición a la matriz	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Conv	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mini Hidro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	16,6	302	301,9	302	301,9	301,9
Geotérmica	91,8	91,8	81,6	81,8	61,8	61,8	58,8	55,8	52,6
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	0	0	0	0	0	8,2	1,4	1,4	1,4

Fuente: Elaboración propia

VIII. Proyección de los Precios de los Combustibles

Con la finalidad de proyectar las emisiones de GEI, se requiere estimar previamente los precios de los combustibles. En particular el sector generación eléctrica requiere proyecciones de los combustibles Diésel, carbón y gas natural. Para estimar dichos precios se aplicará la metodología de factor de modulación, el cual consiste en multiplicar el valor base del costo de combustible para cada central por un índice construido en base a los precios de referencia del petróleo, carbón y gas natural, de modo de proyectar el costo de combustible de las centrales

Apoyo del Equipo Consultor en la Proyección de los Precios

El equipo consultor comprometió su apoyo en la proyección de los precios de combustibles, el siguiente apartado incluye las conclusiones de su trabajo.

Proyección precio del petróleo crudo y productos derivados

Proyección internacional del precio del petróleo crudo

Para construir escenarios del precio del petróleo crudo se utiliza la proyección de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos de abril de 2013. La EIA proporciona tres escenarios de precio (referencia, alto y bajo). La tabla N°1 presenta el detalle de cada uno de estos escenarios. En anexo se pueden encontrar valores utilizados.

Tabla 10-3: Proyección del precio internacional de WTI o proxy

	Fuente	Proyección
AEO-2013 Precio Referencia	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Petroleum Product Prices • Precio de referencia: West Texas Intermediate Spot Price (WTI)	• Proyección del precio para escenario de precio referencia. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Alto	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Petroleum Product Prices • Precio de referencia: West Texas Intermediate Spot Price (WTI)	• Proyección del precio para escenario de precio alto. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del

		precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Bajo	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Petroleum Product Prices • Precio de referencia: West Texas Intermediate Spot Price (WTI)	• Proyección del precio para escenario de precio bajo. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.

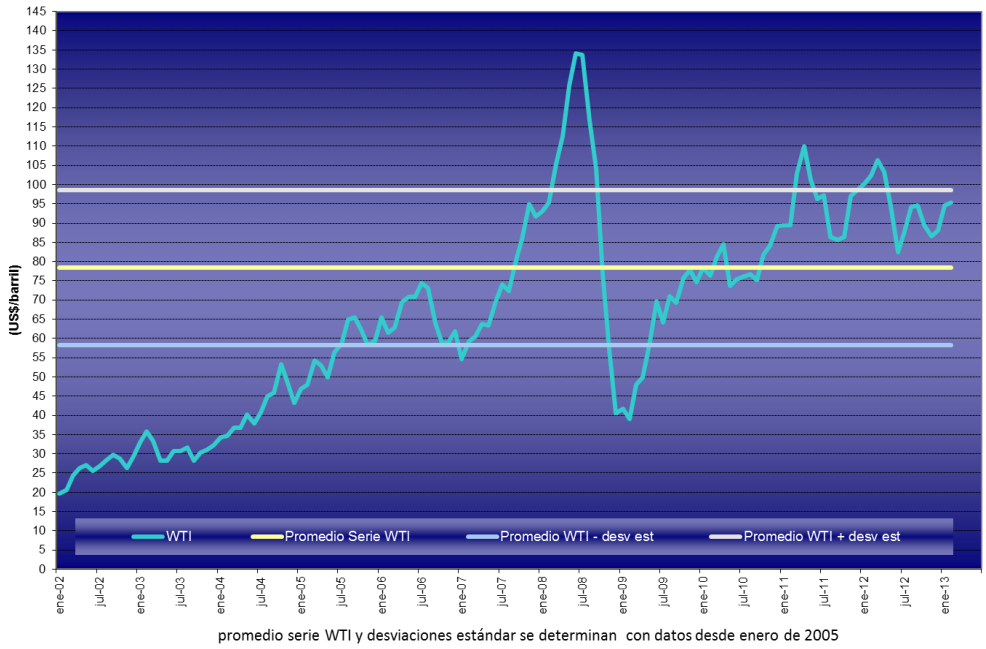
Fuente: Elaboración Propia

Factores de modulación precio petróleo crudo

Es aplicada la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía en los informes de Precio Nudo para calcular los factores de modulación del precio del petróleo crudo. Los factores de modulación corresponden al crecimiento con respecto a un año base. Estos factores son utilizados para indexar el crecimiento del precio de los productos derivados del petróleo crudo, tales como gasolina, Diésel, etc.

El precio marcador del petróleo crudo correspondiente al West Texas Intermediate (WTI) ha experimentado un alza sostenida desde el año 2009 tal como se puede apreciar en la Figura 10-18.

Figura 10-18: Evolución del Precio WTI (Fuente: CNE)



Fuente: (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2013c)

A continuación se describe la metodología de cálculo para el precio de los combustibles derivados del petróleo para centrales eléctricas, sector transporte e industrias. Se adjunta planilla Excel con memoria de cálculo.

Metodología de proyección del precio del Diésel e IFO centrales eléctricas

1. Se consideran precio de combustibles de centrales del SING y SIC, que fueron utilizados en informe de Precio Nudo de Octubre 2012.
2. Los precios crecen anualmente de acuerdo al factor de modulación:
   P_t = $fmod_t$ x precio informe precio nudo

   Donde, P_t y $fmod_t$ es el precio y factor modulación del año t, respectivamente.

Metodología proyección precio del Diésel y gasolina sector transporte

- Se considera precio promedio en estaciones de servicio del año 2012 en CLP$/litro, por región[58].
- Se resta impuesto a los combustibles considerando valor de UTM a diciembre de 2012:

[58] Fuente: Datos extraídos de página web de CNE.

P_{2012} – I x UTM_{2012} /1000

Donde I es la el impuesto de combustible en UTM y P_{2012} es el precio a diciembre a 2012.

- Se calcula el precio en US$/litro considerando precio del dólar a 2012: (P_{2012} – I x UTM_{2012}/1000)/$Dolar_{2012}$
- Se proyecta precio en US$/litro considerando factores de modulación proyectados: P_t=(P_{2012} – I x UTM_{2012}/1000)/$Dolar_{2012}$ x $fmod_t$

  Donde Pt es el precio proyectado a año
- Calculo precio en CLP$/litro considerando proyección del impuesto a los combustibles: P_t=(P_{2012} – I UTM_{2012}/1000)/$Dolar_{2012}$ x $fmod_t$ x $Dólar_t$ + I x UTM_{2012}/1000

Observaciones:

- No se considera modificaciones posteriores al año 2012 que incorporan devoluciones de parte del impuesto al sector transportista de carga.
- Notar que proyección depende del valor del precio del dólar.

Metodología proyección precio distribución del Diésel y gasolinas sector industrial

1. Se considera precio promedio en estaciones de servicio del año 2012 en CLP$/litro, por región[59].
2. Se resta impuesto a los combustibles considerando valor de UTM a diciembre de 2012: P_{2012} – I x UTM_{2012} /1000

   Donde I es la el impuesto de combustible en UTM y P_{2012} es el precio a diciembre a 2012.
3. Se calcula el precio en US$/litro considerando precio del dólar a 2012: (P_{2012} – I x UTM_{2012}/1000)/$Dolar_{2012}$
4. Se proyecta precio en US$/litro considerando factores de modulación proyectados: P_t=(P_{2012} – I x UTM_{2012}/1000)/$Dolar_{2012}$ x $fmod_t$

   Donde Pt es el precio proyectado a año

Observaciones:

[59] Fuente: Datos extraídos de página web de CNE.

- Notar que en este caso no se considera el impuesto a los combustibles.
- Notar que proyección depende del valor del precio del dólar.

Proyección precio del GNL

Para construir escenarios del precio del GNL se utiliza la proyección de la agencia EIA, que proporciona tres escenarios de precio (referencia, alto y bajo). La tabla N°2 presenta el detalle de cada uno de estos escenarios. En anexo se pueden encontrar valores utilizados.

Tabla 10-4: Proyección del Precio Internacional de GNL o Proxy

	Fuente	Proyección
AEO-2013 Precio Referencia	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Natural Gas Prices • Precio de referencia: Henry Hub Spot Price.	• Proyección del precio para escenario de precio referencia. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Alto	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Natural Gas Prices • Precio de referencia: Henry Hub Spot Price.	• Proyección del precio para escenario de precio alto. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Bajo	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Natural Gas Prices • Precio de referencia: Henry Hub Spot Price.	• Proyección del precio para escenario de precio bajo. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.

Fuente: Elaboración Propia

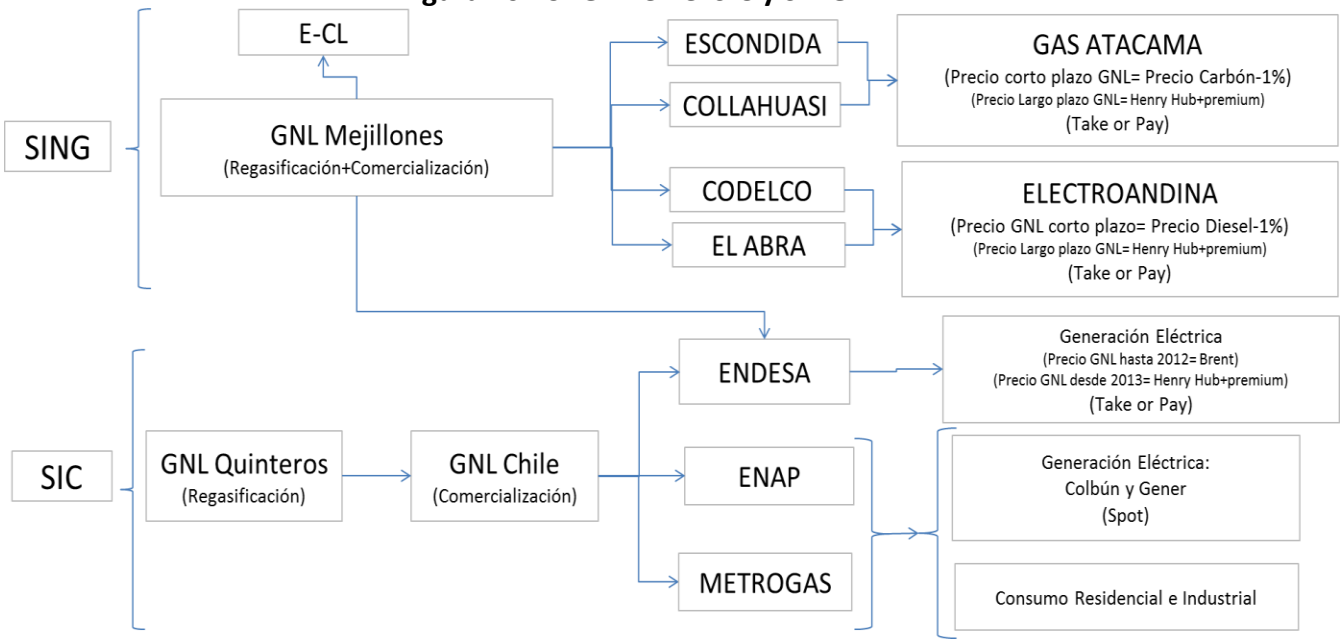
Factores de modulación GNL

Es aplicada la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía en los informes de Precio Nudo para calcular los factores de modulación del precio del GNL. Los factores de modulación corresponden al crecimiento con respecto a un año base. Estos factores son utilizados para indexar el crecimiento del precio del GNL de las centrales térmicas del SING y SIC que operan con dicho combustible.

Al observar el informe de precio nudo de octubre de 2012, se aprecian diferencias entre los precios de GNL declarados por las centrales que utilizan este tipo de combustible. Analizaremosestas diferencias en el SING y SIC.

En el SING, GNL Mejillones es la empresa que regasifica y comercializa el gas natural (propiedad: 63% de Gdf-Suez y 37% de Codelco). Los principales clientes de GNL Mejillones son cuatro mineras que compran gas natural, quienes a su vez tienen contratos de maquila de corto plazo con empresas generadoras de electricidad. Tal como se puede apreciar en la siguiente figura, en el SING las diferencias de precio están ligadas principalmente al precio de referencia contractual entre las mineras y las empresas generadoras. En el caso de Gas Atacama el precio de referencia es precio de carbón menos 1% y en el caso de Electroandina el precio de referencia es precio de Diésel menos 1%. Debe tenerse en consideración que el precio podría fijarse en cero en aquellos casos en que exista superávit de GNL. En otras palabras el precio declarado por la empresa generadora al CDEC-SING podría variar entre cero y Diésel menos 1%. En el caso de E-CL el precio declarado podría variar entre cero y Diésel menos 1% o Diésel menos 10%. En el largo plazo se espera que los contratos consideren un precio de referencia Henry Hub.

Figura 10-19: GNL en el SIC y SING



Fuente: Elaboración Propia

En el SIC, GNL Quinteros y GNL Chile se encargan de la regasificación y comercialización, respectivamente. Endesa, quien es propietaria y cliente, tienecontrato a largo plazo (20 años a contar del 2011) con un Take or Pay de suministro de gas con GNL Chile y su precio de referencia corresponde al precio del petróleo Brent. A contar del año 2012 el contrato tiene la opción de establecer como precio de referencia el valor del Henry Hub de Estados Unidos y actualmente se encuentra en proceso de negociación.Endesa adicionalmente realiza compras spot a GNL Mejillones. En el caso de Gener y Colbún, éstas compran GNL en el mercado spot a las empresas Metrogas y ENAP, respectivamente.

Precios de Largo Plazo

Para Chile el mercado relevante de GNL es Estados Unidos, de la misma forma como sucede con los productos derivados del petróleo cuya paridad de importación está referenciada al Golfo de México. En el caso del GNL, de acuerdo a los análisis de especialistas en la materia (Ingenieria Eléctrica-Dictuc, 2011; Masenergía, 2011) Estados Unidos presenta importantes reservas lo que le permitirán exportar excedentes transformándolo en un mercado referente para Chile. Junto con ello el DOE (Departament of Energy) de Estados Unidos, plantea que el precio del gas natural mantendrá su desacople respecto del petróleo.

Todo esto es importante de considerar al momento de proyectar los precios de GNL en Chile. Siendo Estados Unidos el mercado relevante, nuestra recomendación es utilizar como precio de referencia el marcador Henry Hub.

A continuación se describe la metodología de cálculo. Se adjunta planilla Excel con memoria de cálculo.

Metodología de proyección del precio del GNL centrales eléctricas

1. Se considera precio de GNL de centrales del SING y SIC, que fueron utilizados en informe de Precio Nudo de Octubre 2012.
2. Los precios crecen anualmente de acuerdo al factor de modulación:
   P_t = $fmod_t$ x (precio informe precio nudo-CRT)+ CRT

   Donde, P_t y $fmod_t$ es el precio y factor modulación del año t, respectivamente.

   CRT: corresponde al costode regasificación (2,0 US$/MBTU) y transporte (1,5US$/MBtu), estimado en 3,5 US$/MMBtu de acuerdo a lo indicado por la CNE en su informe de precio nudo de octubre de 2012.

Proyección precio carbón

Para construir escenarios del precio del Carbón se utiliza la proyección de la agencia EIA proporciona tres escenarios de precio (referencia, alto y bajo). La tabla N°3 presenta el detalle de cada uno de estos escenarios. En anexo se pueden encontrar valores utilizados.

Tabla 10-5: Proyección del Precio Internacional de Carbón o Proxy

	Fuente	Proyección
AEO-2013 Precio Referencia	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Coal Prices • Precio de referencia: Industrial.	• Proyección del precio para escenario de precio referencia. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Alto	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Coal Prices • Precio de referencia: Industrial.	• Proyección del precio para escenario de precio alto. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.
AEO-2013 Precio Bajo	• Publicación:U.S Energy Information Administration (EIA), 2013. Annual Energy Outlook 2013 • Tabla 12: U.S Energy Information Administration (EIA), 2013b. Coal Prices • Precio de referencia: Industrial.	• Proyección del precio para escenario de precio bajo. Los datos aparecen publicados en moneda real (año base 2011). • La proyección llega hasta el año 2040. • Para proyectar en el horizonte 2041-2050 se utiliza tasa de crecimiento del precio real entre los años 2039- 2040.

Fuente: Elaboración Propia

Factores de modulación Carbón

Es aplicada la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía en los informes de Precio Nudo para calcular los factores de modulación del precio del Carbón. Los factores de modulación corresponden al crecimiento con respecto a un año base. El factor de modulación se determina en base al precio paridad del carbón (ver memoria de cálculo en archivo excel). Estos factores son utilizados para indexar el crecimiento del precio del carbón de las centrales térmicas del SING y SIC que operan con dicho combustible.

A continuación se describe la metodología de cálculo. Se adjunta planilla Excel con memoria de cálculo.

Metodología de proyección del precio del Carbón centrales eléctricas

1. Se considera precio de carbón de centrales del SING y SIC, que fueron utilizados en informe de Precio Nudo de Octubre 2012.
2. Los precios crecen anualmente de acuerdo al factor de modulación:
   $P_t = fmod_t$ x (precio informe precio nudo)

   Donde, P_t y $fmod_t$ es el precio y factor modulación del año t, respectivamente.

Otros

Proyección UTM

Se toma como referencia el valor de la UTM a diciembre 2012(Banco Central de Chile, 2013). Dado que se está proyectando en términos reales (año base 2012) no se aplica inflación para los años siguientes al 2012, asumiendo con ello que el valor de la UTM se fija en términos del año base 2012.

Impuesto específico

El impuesto específico se proyecta de acuerdo a la proyección del valor de la UTM.

Tabla 10-6: Impuesto Específico a los Combustibles

Producto	Impuesto específico (UTM/m3)	Impuesto específico (UTM/litro)
Gasolina (UTM/m3)	6	0.006
Diésel (UTM/m3)	1.5	0.0015

Fuente: Elaboración Propia en base a Ley 18502

Proyección precio del dólar

Se utiliza la proyección del precio del dólar entregada por el Ministerio de Hacienda (2012). Para el año 2012 se utiliza el precio del dólar de cierre de diciembre de 2012.

IX. Proyección Final Factores de Modulación Combustible MAPS

El equipo MAPS entregó series de factores de modulación las cuales fueron finalmente utilizadas por el equipo en la modelación y optimización.

Proyección del precio del Diésel y petróleo combustible (o *fuel oil*)

Los pasos de la metodología son los siguientes (La explicación es análoga para el petróleo combustible o *fuel oil*):

a. La proyección del WTI en moneda nominal (US$/barril) se obtiene de referencias internacionales.
b. Se estima usando un modelo econométrico la relación entre los precios de paridad del Diésel histórico a nivel nacional (en US$/$m^3$) con los precios WTI históricos (US$/barril).
c. Se proyecta el precio de paridad nominal del Diésel a nivel nacional a partir de la estimación con WTI y la proyección de éste.
d. Los precios en dólares nominales (US$/m3) se transforman a valores reales considerando una tasa de inflación anual del 2%.
e. A partir de la proyección de precio paridad del Diésel se obtiene el factor de modulación o crecimiento (ver Anexo VIII). Este factor de modulación se aplicará a los precios actuales declarados por las centrales.
f. El factor de modulación se aplica a los precios declarados por las centrales.

P_t = factor modulación$_t$ x precio declarado centrales

Proyección del precio del GNL

a. La proyección del *Henry Hub* en moneda nominal (US$/MMBTU) se obtiene de referencias internacionales (ver en Anexo III las proyecciones del *Henry Hub* consideradas. Se consideran las proyecciones para 3 escenarios que aparecen publicados: escenario referencia, precio alto y precio bajo).
b. Los precios en dólares nominales (US$/MMBTU) se transforman a valores reales considerando una tasa de inflación anual del 2%.
c. A partir de la proyección del Henry Hub en moneda real se obtiene el factor de modulación o crecimiento (ver Anexo VIII). Este factor de modulación se aplicará a los precios actuales declarados por las centrales.

d. Los precios crecen anualmente de acuerdo al factor de modulación:
   P_t = $fmod_t$ x precio declarado centrales

   Donde, P_t y $fmod_t$ es el precio y factor modulación del año t, respectivamente.

Observaciones:

- Los datos históricos muestran que las centrales declaran distintos precios de combustibles dependiendo del tipo de contrato que tengan con el suministrador. Al aplicar los factores de modulación se debe hacer la diferenciación entre centrales. Por ejemplo, para las centrales que se abastecen desde GNL Quintero, Endesa tiene un contrato de suministro directo con British Gas. Mientras que Colbún y Gener han suscrito contrato con METROGAS o ENAP para poder acceder de manera indirecta al suministro desde GNL Quintero.
- La proyección no considera potenciales escenarios de importación de *shale gas.* Será tarea de los consultores analizar estos potenciales escenarios y sus implicancias sobre los precios a usuarios finales.

Proyección del precio del carbón

a. La proyección del carbón en moneda nominal (US$/ton) se obtiene de referencias internacionales. El precio de referencia que generalmente se ha utilizado para este tipo de proyecciones es el precio del carbón australiano, sin embargo, no fue posible contar con la proyección de ese precio de referencia. Por lo anterior, se utilizó como la proyección del precio del carbón que aparece en el AEO-2013 (corresponde al mismo criterio utilizado en el Informe de Precio de Nudo de abril 2013).
b. Los precios en dólares nominales (US$/MMBTU) se transforman a valores reales considerando una tasa de inflación anual del 2%.
c. A partir de la proyección del carbón en moneda real se obtiene el factor de modulación o crecimiento (ver Anexo VIII). Este factor de modulación se aplicará a los precios actuales declarados por las centrales.
d. Los precios crecen anualmente de acuerdo al factor de modulación:
   P_t = $fmod_t$ x precio declarado centrales

Factores de Modulación Combustibles

Figura 10-20: Factor de Modulación Diésel

Año	Factor modulación (0/1) Referencia	Factor modulación (0/1) Precio Alto	Factor modulación (0/1) Precio Bajo
2013	1	1	1
2014	0.97	1.24	0.84
2015	0.97	1.4	0.78
2016	1.02	1.56	0.76
2017	1.09	1.67	0.74
2018	1.15	1.74	0.76
2019	1.2	1.81	0.77
2020	1.25	1.88	0.79
2021	1.3	1.96	0.81
2022	1.36	2.03	0.83
2023	1.42	2.12	0.85
2024	1.48	2.2	0.87
2025	1.54	2.29	0.9
2026	1.61	2.39	0.92
2027	1.68	2.49	0.94
2028	1.75	2.6	0.97
2029	1.82	2.71	0.99
2030	1.9	2.83	1.02
2031	1.98	2.95	1.04
2032	2.07	3.08	1.07
2033	2.16	3.21	1.1
2034	2.25	3.34	1.12
2035	2.35	3.48	1.15
2036	2.45	3.62	1.18
2037	2.56	3.77	1.21
2038	2.67	3.93	1.24
2039	2.79	4.09	1.27
2040	2.91	4.25	1.3
2041	3.04	4.43	1.33
2042	3.17	4.6	1.37
2043	3.31	4.79	1.4
2044	3.45	4.99	1.44

2045	3.6	5.19	1.47
2046	3.75	5.4	1.51
2047	3.92	5.62	1.55
2048	4.09	5.85	1.58
2049	4.26	6.08	1.62
2050	4.45	6.33	1.66

Fuente: MAPS Chile, 2013

Figura 10-21: Factor de Modulación Carbón

Año	Factor modulación (0/1) Referencia	Factor modulación (0/1) Precio Alto	Factor modulación (0/1) Precio Bajo
2013	1	1	1
2014	1.008	1.044	0.999
2015	1.003	1.051	0.991
2016	1.03	1.091	1.009
2017	1.029	1.082	0.998
2018	1.024	1.079	0.988
2019	1.016	1.074	0.98
2020	1.025	1.081	0.987
2021	1.032	1.084	0.993
2022	1.051	1.1	1.004
2023	1.064	1.106	1.017
2024	1.073	1.118	1.025
2025	1.083	1.132	1.035
2026	1.096	1.145	1.044
2027	1.107	1.156	1.053
2028	1.115	1.166	1.063
2029	1.129	1.182	1.073
2030	1.142	1.198	1.085
2031	1.153	1.211	1.096
2032	1.161	1.225	1.105
2033	1.171	1.242	1.116
2034	1.182	1.255	1.127
2035	1.196	1.269	1.14
2036	1.21	1.284	1.151
2037	1.22	1.292	1.16
2038	1.231	1.301	1.169

2039	1.244	1.313	1.179
2040	1.252	1.324	1.188
2041	1.261	1.336	1.197
2042	1.27	1.347	1.206
2043	1.279	1.359	1.215
2044	1.288	1.371	1.224
2045	1.297	1.383	1.233
2046	1.306	1.394	1.242
2047	1.315	1.406	1.252
2048	1.324	1.419	1.261
2049	1.333	1.431	1.271
2050	1.342	1.443	1.28

Fuente: MAPS Chile, 2013

Figura 10-22: Factor de Modulación GNL

Año	Factor modulación (0/1) Referencia	Factor modulación (0/1) Precio Alto	Factor modulación (0/1) Precio Bajo
2013	1	1	1
2014	1.04	1.07	1.05
2015	1.02	1.02	1.02
2016	1	1	1
2017	1.01	1.03	1.02
2018	1.08	1.09	1.05
2019	1.1	1.13	1.08
2020	1.12	1.16	1.1
2021	1.15	1.19	1.13
2022	1.21	1.24	1.15
2023	1.26	1.29	1.16
2024	1.28	1.32	1.2
2025	1.3	1.36	1.22
2026	1.34	1.39	1.25
2027	1.36	1.42	1.27
2028	1.39	1.48	1.31
2029	1.41	1.53	1.36
2030	1.43	1.57	1.39
2031	1.47	1.62	1.41
2032	1.49	1.69	1.43

2033	1.53	1.78	1.48
2034	1.59	1.87	1.54
2035	1.67	1.94	1.61
2036	1.76	2.03	1.66
2037	1.85	2.08	1.73
2038	1.94	2.18	1.78
2039	1.98	2.24	1.83
2040	2.04	2.27	1.89
2041	2.1	2.3	1.95
2042	2.16	2.33	2.01
2043	2.22	2.35	2.07
2044	2.29	2.38	2.13
2045	2.35	2.41	2.2
2046	2.42	2.44	2.27
2047	2.49	2.47	2.33
2048	2.56	2.5	2.41
2049	2.64	2.53	2.48
2050	2.72	2.57	2.56

Fuente: MAPS Chile, 2013

X. Otros resultados

A continuación se presentan otros resultados e indicadores relevantes, que permiten caracterizar las soluciones.

Costos Medio de Desarrollo

A continuación se presentan los costos nivelados para las primeras 30 tecnologías, las expansiones se realizaron principalmente en base a estas tecnologías. Para los cálculos de las energías con disponibilidad variable se usaron disponibilidades promedias típicas.

Tabla 10-7: Costos Nivelados Tecnologías entrantes

	Costos Nivelados [USD 2012/MWh]			
Tecnología	**2013**	**2020**	**2030**	**2040**
Hidro Convencional Nuevo SIC barato	43.97	46.9	50	48.05
Biomasa CD nuevo SIC	50.44	49.81	49.93	48.89
Hidro Convencional Nuevo SIC medio	47.03	50.17	53.56	51.48
Mini Hidro nuevo SIC barato	53.21	53.46	52.38	50.34
Riego	53.21	53.46	52.38	50.34
Cogeneración Nuevo SING	51.3	52.9	57.25	55.96
Cogeneración Nuevo SIC	51.3	52.9	57.25	55.96
Biomasa CCGI nuevo SIC barato	54.45	56.23	59.05	57.35
Biomasa CoCombustión nuevo SIC barato	55.54	57.37	64.88	63.77
Geotérmica nuevo SIC barato	67.66	67.91	66.6	64.01
Geotérmica nuevo SING barato	67.66	67.91	66.6	64.01
Nuclear Nuevo SING	77.33	71.85	63.12	60.87
Mini Hidro nuevo SIC medio	69.98	70.23	68.89	66.21
Nuclear Nuevo SIC	77.63	72.47	64.65	62.39
Gran Hidro Aysén	71.63	72.06	70.47	67.73
Eólica nuevo SIC barato	83.44	75.71	64.75	62.23
Geotérmica nuevo SING medio	75.37	75.62	74.19	71.31
Geotérmica nuevo SIC medio	75.37	75.62	74.19	71.31
Carbón USC Nuevo SING	74.49	76.54	80.84	79.09
Carbón USC Nuevo SIC	74.49	76.54	80.84	79.09
Biomasa CHP nuevo SIC barato	82.63	80.22	77.71	75.58
Hidro Convencional Nuevo SIC caro	73.28	78.32	84.17	80.89
Carbón CCGI SIC	78.29	79.83	83.12	81.18
Carbón CCGI SING	78.29	79.83	83.12	81.18

Carbón nuevo SIC barato	75.2	78.74	86.59	85.23
Carbón nuevo SING barato	75.2	80.48	86.59	85.23
Carbón SC Nuevo SIC	81.16	83.83	89.83	88.11
Carbón SC Nuevo SING	81.16	83.83	89.83	88.11
Mini Hidro nuevo SIC caro	88.85	89.1	87.46	84.06
Eólica nuevo SIC medio	102.87	93.19	79.55	76.45

Fuente: Elaboración Propia

Área intervenida

Tabla 10-8: Factor de área intervenida

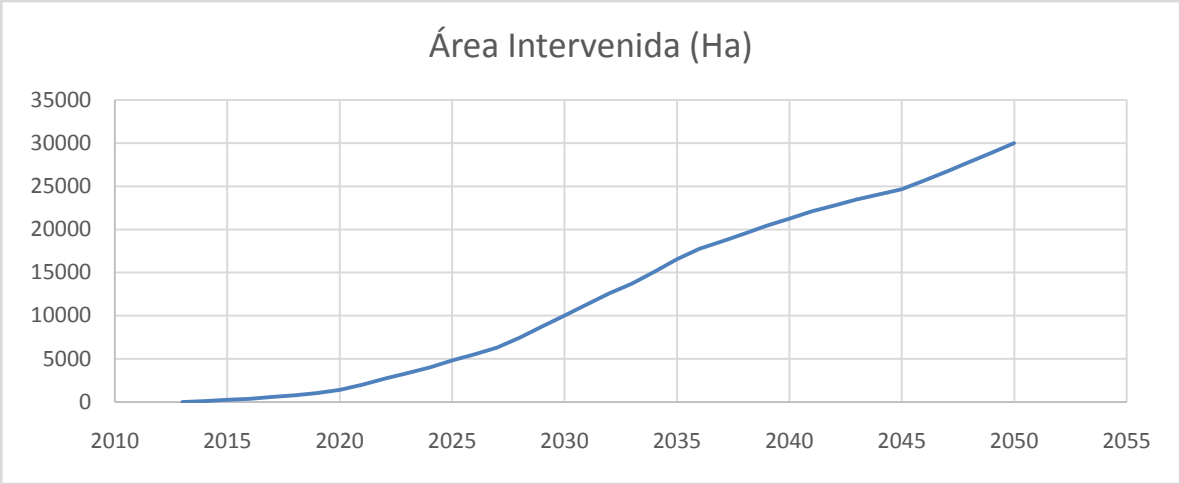
Tecnología Genérica	Área Intervenida [Ha/MW]
Biomasa	0,1
Carbón	0,3
Diésel	0,01
GNL	0,01
Eólica	0,6
Geotérmica	2,7
Mini Hidro	1
Mareomotriz	0,7
Nuclear	0,1
CSP	0,5
FV	1,4
Cogeneración	0,01
Hidro Convencional	3,5

Fuente: Escenarios Energéticos, 2013

Para el factor de las centrales hidro convencional se realizó un promedio ponderado entre las centrales de embalse y las centrales de pasada ponderando con la capacidad instalada del año 2013. En la Tabla 10-8 se puede observar que las centrales geotérmicas y solares FV poseen unos factores de área intervenida altos en comparación a las otras tecnologías.

Para el año 2050 se tiene que el área intervenida corresponderá a 1.557.576 Ha. En la Figura 10-23 se puede observar la proyección del área intervenida para las nuevas centrales que ingresan al sistema. Se tiene un crecimiento explosivo luego del año 2025, dado principalmente por la entrada de centrales solares FV y geotérmicas, las cuales poseen factores de área más altos que el resto de las tecnologías.

Figura 10-23: Proyección del área intervenida para las centrales nuevas[60]



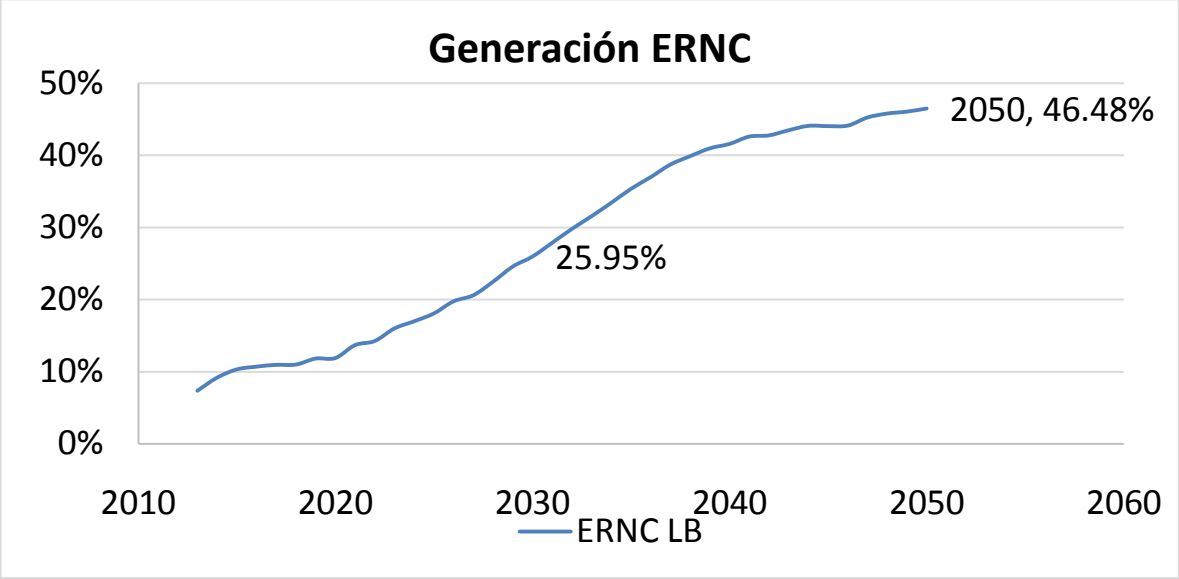
Fuente: Elaboración propia

ERNC esperada

En la Figura 10-24 se puede apreciar la generación de ERNC en relación al total generado en el sistema. Se tiene que esta presenta un crecimiento constante a lo largo de los años hasta 2043, donde presenta un estancamiento en la generación. Esto se debe a que en los últimos años se acaban la capacidad instalable de bajo costo de las ERNC, por lo que en su reemplazo ingresan centrales a carbón. Esto provoca una caída en la generación de las renovables.

[60] Estas centrales no consideran las centrales en construcción ni las construidas.

Figura 10-24: Porcentaje de Generación ERNC Esperada

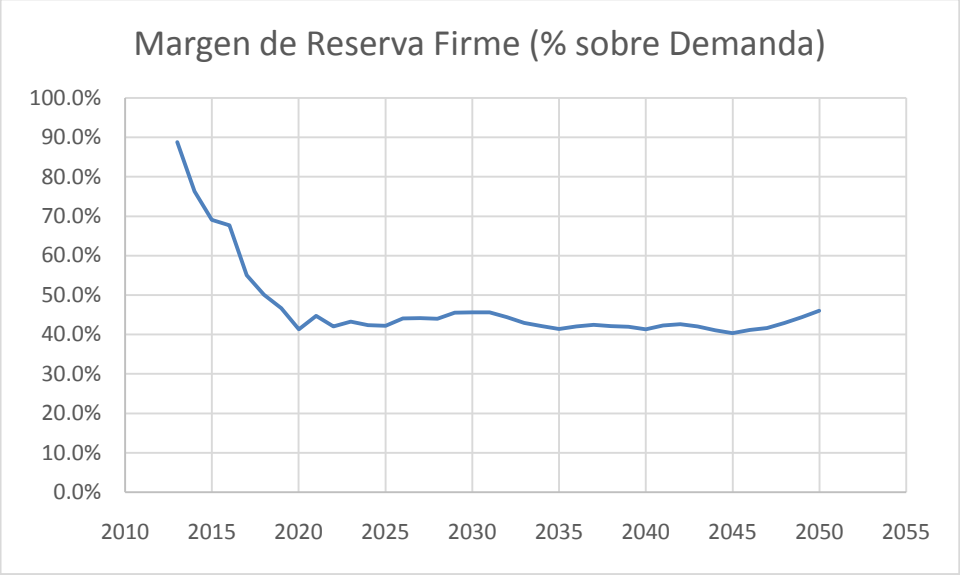


Fuente: Elaboración propia

Margen de reserva

Para el 2030, se obtuvo un margen de reserva firme de 45,6%, mientras que para el 2050 se tuvo un valor de 46,0%. Considerando que en el estudio de Escenarios Energéticos se tenía un margen de reserva firme entre 43-48% para el año 2030, se puede afirmar que se está dentro de los márgenes esperados.

Figura 10-25: Margen de Reserva Firme



Fuente: Elaboración propia

Evaluación financiamiento de GNL

Para la evaluación del financiamiento de un terminal de GNL se consideró una tasa de descuento del 10% y una tarifa de regasificación del 3 [USD/MMBTU]. Siendo así, el VAN que se obtuvo corresponde a 191.159 [MUSD] y una TIR del 22%. Los datos utilizados corresponden a los de laTabla 10-9.

Tabla 10-9: Datos evaluación para terminales nuevos de GNL

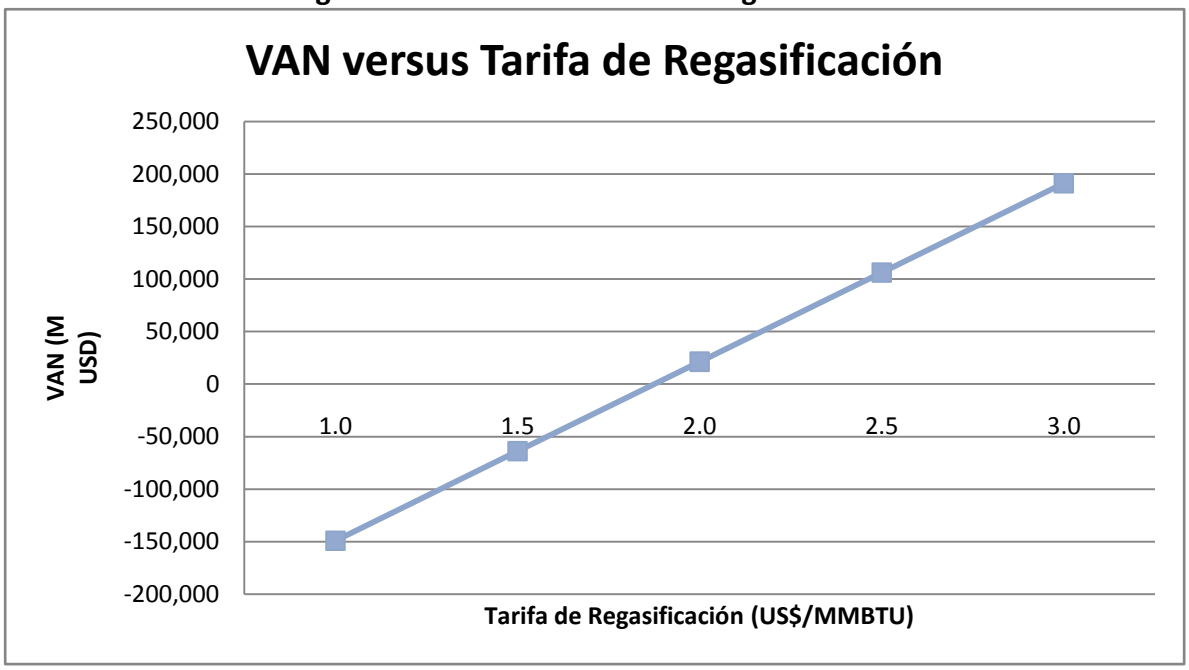
Capacidad (MW)	**1.508**
Inversión (MUS/MW)	334
Tarifa Regasificación(USD/MMBTU)	3
Costo Operación (US/MMBTU)	0,10
Depreciación	35
Tasa de descuento	10%

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 10-26se puede observar cuanto es el VAN en relación a la tarifa de regasificación del terminal. En este caso se puede observar que el VAN del proyecto es 0 en el momento en que la tarifa corresponde a 1,9 [USD/MMBTU]. Al mismo tiempo, en la Figura 10-27se tiene la relación entre la TIR y la tarifa de regasificación. Se puede apreciar que si la tasa de regasificación es 1,0 [USD/MMBTU], la tasa es un poco menos a 0%. Para que la TIR sea de 10%

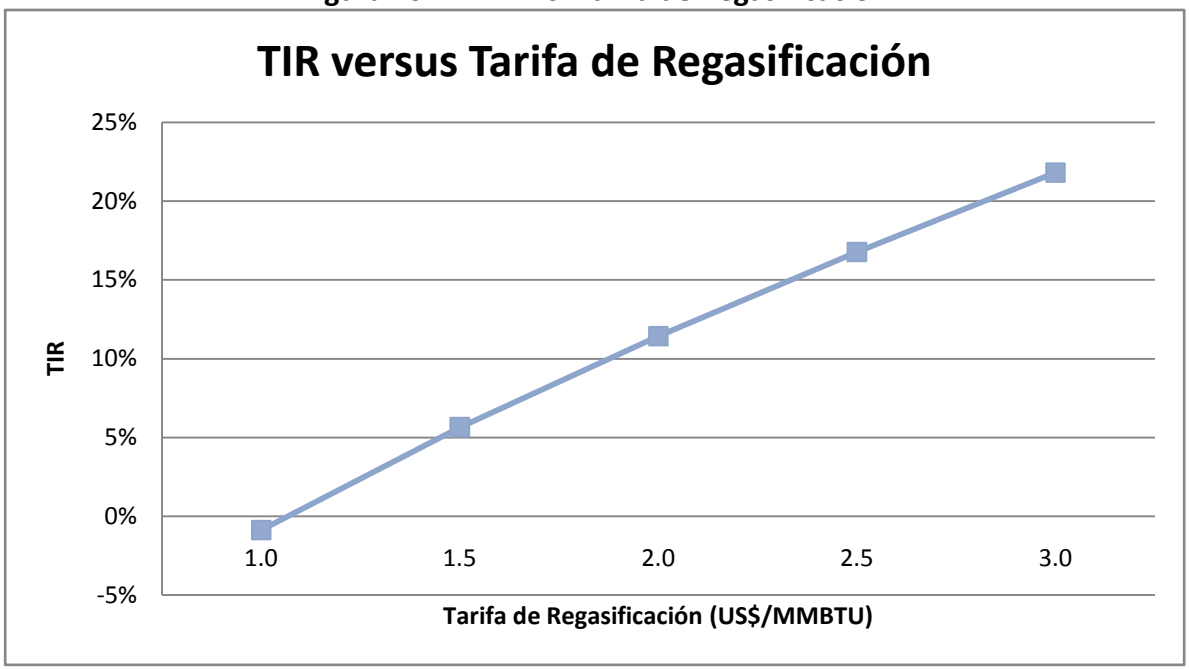
se tiene que dar una tarifa de 1,9 [USD/MMBTU]. Entonces con un valor de 1,9 [USD/MMBTU] se tiene que los proyectos de regasificación son rentables.

Figura 10-26: VAN vs. Tarifa de Regasificación



Fuente: Elaboración propia

Figura 10-27: TIR vs. Tarifa de Regasificación



Fuente: Elaboración propia

Evaluación ecónomica de las centrales nuevas

La evaluación ecónomica se hará por tipología para el período completo. Cabe destacar que el modelo optimiza en su conjunto y no por cada central, en este sentido puede tomar la decisión ecónomica mala para una central pero correcta para el sistema en su conjunto. Los resultados se presentan a continuación.

Tabla 10-10: Indicadores económicos por tipología

	VAN (10%)	TIR
Carbón Nuevo SING barato	$ 107,20	27%
Geotérmica Nueva SING barato	$ 358,75	22%
Geotérmica Nueva SING medio	$ 303,96	19%
Eolia Nuevo SING barato	$ 46,92	18%
FV Nuevo SING barato	$ 130,23	19%
Carbón USC Nuevo SING	$ 275,62	26%
Carbón CCGI SING	$ 358,36	25%
Cogeneración Nuevo SING	$ 347,62	141%
Carbón Nuevo SIC barato	-$ 138,11	n/a
Eólica Nuevo SIC barato	$ 83,29	11%

Biomasa CD Nuevo SIC	$ 118,81	54%
Biomasa Co-Combustión Nuevo SIC	$ 79,65	47%
Biomasa CCGI Nuevo SIC	$ 98,28	22%
Biomasa CHP Nuevo SIC	-$ 0,05	n/a
Geotérmica Nueva SIC barato	$ 479,43	19%
FV Nuevo SIC barato	$ 9,53	13%
Geotérmica Nuevo SIC medio	$ 283,39	14%
Mini Hidro Nuevo SIC barato	$ 769,04	32%
Mini Hidro Nuevo SIC medio	$ 372,99	16%
Hidro Conv Nuevo SIC barato	$ 561,67	29%
Hidro Conv Nuevo SIC medio	$ 523,72	26%
Hidro Conv Nuevo SIC caro	$ 15,43	13%
Carbón USC Nuevo SIC	$ 58,93	11%
Carbón CCGI SIC	$ 7,48	11%
Cogeneración Nuevo SIC	$ 259,17	98%

Fuente: Elaboración propia

Costos variables de las centrales[61]

Tabla 10-11: Costos Variables de Operación [USD2012/MWh]

	2012	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Transmision SING a SIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmision SIC a SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interconexion Regional	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5
Solar FV Existente SIC	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Solar con Alm SIC	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Eolico con Alm Nuevo SIC	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Riego Nuevo SIC	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Carbon CCS SIC	56,6	56,6	56,7	57,9	60,9	64	66,9	69,8	72,2	74,5
Cogeneracion Nuevo SIC	20	20	20,4	22,3	25,7	28,2	32,7	39,8	45,6	52,7
Nuclear Nuevo SIC	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Carbon CCGI SIC	29,8	29,8	29,9	30,4	31,9	33,5	34,9	36,3	37,5	38,6
Carbon LF SIC	56,6	56,6	56,8	57,9	61	64,1	66,9	69,9	72,2	74,6
Carbon USC Nuevo SIC	31,9	31,9	32	32,6	34,2	35,9	37,4	38,9	40,2	41,4
Carbon SC Nuevo SIC	39,5	39,5	39,6	40,4	42,4	44,5	46,5	48,4	50	51,6
Gran Hidro Aysen	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mareomotriz Nuevo SIC	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Hidro Conv Nuevo SIC caro	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Hidro Conv Nuevo SIC medio	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Hidro Conv Nuevo SIC barato	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Mini Hidro Nuevo SIC caro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

[61] Los valores presentados en esta tabla son para ejemplificar la variación en los costos variables. Los años que no están presentes también poseen variaciones, según el factor de modelación presentado en el Anexo IX.

Mini Hidro Nuevo SIC medio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mini Hidro Nuevo SIC barato	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CSP Nuevo SIC	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Geotermica Nuevo SIC caro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Geotermica Nuevo SIC medio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
FV Nuevo SIC caro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
FV Nuevo SIC medio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
FV Nuevo SIC barato	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Geotermica Nueva SIC barato	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Biomasa CCGI Nuevo SIC	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Biomasa CHP Nuevo SIC	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
Biomasa CoCombustion Nuevo SIC	32,2	32,2	32,3	32,9	34,5	36,2	37,7	39,3	40,6	41,8
Biomasa CD Nuevo SIC	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1
Eolica Nuevo SIC caro	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Eolica Nuevo SIC medio	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Eolica Nuevo SIC barato	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
GNL Nuevo SIC caro	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
GNL Nuevo SIC medio	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
GNL Nuevo SIC barato	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
Diésel Nuevo SIC caro	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Diésel Nuevo SIC medio	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Diésel Nuevo SIC barato	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Carbon Nuevo SIC caro	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Carbon Nuevo SIC medio	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Carbon Nuevo SIC barato	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Eolico con Alm Nuevo SING	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Solar con Alm Nuevo SING	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Carbón CCS Nuevo SING	56,6	56,6	56,7	57,9	60,9	64	66,9	69,8	72,2	74,5
Cogeneración Nuevo SING	20	20	20,4	22,3	25,7	28,2	32,7	39,8	45,6	52,7

Nuclear Nuevo SING	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Carbon CCGI SING	29,8	29,8	29,9	30,4	31,9	33,5	34,9	36,3	37,5	38,6
Carbon LF SING	56,6	56,6	56,8	57,9	61	64,1	66,9	69,9	72,2	74,6
Carbon USC Nuevo SING	31,9	31,9	32	32,6	34,2	35,9	37,4	38,9	40,2	41,4
Carbon SC Nuevo SING	39,5	39,5	39,6	40,4	42,4	44,5	46,5	48,4	50	51,6
CSP Nuevo SING	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
FV Nuevo SING caro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
FV Nuevo SING medio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
FV Nuevo SING barato	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Eolica Nuevo SING caro	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Eolica Nuevo SING medio	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Eolia Nuevo SING barato	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Geotermica Nueva SING caro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Geotermica Nueva SING medio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Geotermica Nueva SING barato	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
GNL Nuevo SING caro	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
GNL Nuevo SING medio	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
GNL Nuevo SING barato	63	63	64,2	70,2	81	88,8	103,2	125,4	144	166,2
Diésel Nuevo SING caro	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Diésel Nuevo SING medio	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Diésel Nuevo SING barato	249	249	242,1	306,5	373,2	456	559,5	688,3	847	1042,5
Carbon Nuevo SING caro	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Carbon Nuevo SING medio	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Carbon Nuevo SING barato	44	44	44,1	45	47,3	49,7	51,8	54,1	55,9	57,7
Hidro Embalse Sur	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Hidro Embalse Biobio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Hidro Embalse Laja	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Hidro Embalse Colbun Machicura	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Hidro Embalse Maule	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Hidro Embalse Cachapoal	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Hidro Pasada Sur	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidro Pasada Biobio	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidro Pasada Laja	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidro Pasada Maule	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidro Pasada Cachapoal	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hidro Pasada Norte	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Mini Hidro Sur	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mini Hidro Biobio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mini Hidro Maule	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mini Hidro Cachapoal	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mini Hidro Norte	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Biomasa Existente SIC	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Eolica Existente SIC	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Diésel Existente SIC muyef	202,5	202,5	197,3	246,1	296,7	359,6	438,1	535,8	656,2	804,5
Diésel Existente SIC ef	212	212	206,3	259,5	314,6	383	468,5	574,9	706	867,5
Diésel Existente SIC midef	256	256	248,8	316	385,6	472	580	714,4	880	1084
Diésel Existente SIC noef	344	344	334,1	426,5	522,2	641	789,5	974,3	1202	1482,5
GNL Existente SIC muyef	63,8	63,8	65	71,1	82	89,9	104,5	127	145,9	168,4
GNL Existente SIC ef	66,3	66,3	67,6	73,9	85,3	93,5	108,7	132,1	151,8	175,2
GNL Existente SIC midef	191,6	191,6	195,4	214,2	248,2	272,7	318	387,7	446,2	516
GNL Existente SIC noef	192,5	192,5	196,3	215,2	249,3	274	319,5	389,6	448,3	518,4
Carbon Existente SIC ef	39	39	39,1	39,9	41,9	44	45,9	47,8	49,4	51
Carbon Existente SIC noef	45	45	45,1	46	48,4	50,8	53	55,3	57,2	59
Calor Existente SING	19	19	19,4	21,3	24,7	27,2	31,7	38,8	44,6	51,7
Solar Existente SING	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Eolica Existente SING	11,8	11,8	11,8	12,3	13,1	13,7	14,9	16,6	18	19,7
Mini Hidro Existente SING	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
GNL Existente SING muyefyec	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
GNL Existente SING muyef	54,5	54,5	55,5	60,7	70	76,6	89	108,1	124	143,1
GNL Existente SING noef	63,8	63,8	65	71,1	82	89,9	104,5	127	145,9	168,4

Diésel Existente SING muyef	194,7	194,7	189	241,9	296,6	364,5	449,4	555,1	685,3	845,7
Diésel Existente SING ef	278,2	278,2	270,7	340,8	413,3	503,4	616	756,1	928,7	1141,4
Diésel Existente SING noef	302,8	302,8	294,2	374,8	458,2	561,8	691,3	852,5	1051,1	1295,7
Carbon Existente SING muyef	39,1	39,1	39,2	40	42	44,1	46	47,9	49,5	51,1
Carbon Existente SING ef	39,1	39,1	39,2	40	42	44,1	46	47,9	49,5	51,1
Carbon Existente SING noef	43,7	43,7	43,8	44,7	47	49,3	51,5	53,7	55,5	57,3

Fuente: Elaboración propia