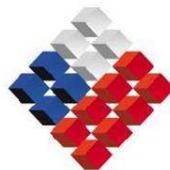




# Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

Informe Final

PREPARADO PARA



GOBIERNO DE CHILE  
COMISIÓN NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

DICIEMBRE 2009

## INDICE GENERAL

<b>INDICE GENERAL</b> .....	<b>i</b>
<b>INDICE ANEXOS (DOCUMENTO ADJUNTO)</b> .....	<b>iv</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	<b>vi</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>EQUIPO DE CONSULTORES</b> .....	<b>xvi</b>
<b>CONTRAPARTE TÉCNICA</b> .....	<b>xvii</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>1</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>17</b>
1.1 Objetivo general .....	17
1.2 Objetivos Específicos .....	17
<b>2 ANÁLISIS DEL SECTOR REGULADO</b> .....	<b>19</b>
2.1 Antecedentes Generales del Sector Eléctrico .....	19
2.1.1 Principales Características.....	19
2.1.2 Estructura actual del sector eléctrico .....	24
2.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno .....	26
2.2.1 Esquema Básico de Comercialización.....	26
2.2.2 Centro de Despacho Económico de Carga .....	27
2.2.3 Potencia Firme .....	29
2.2.4 Clientes Regulados .....	30
2.2.5 Esquema de Licitaciones a Distribuidoras .....	30
2.2.6 Margen Comercial de una Generadora Eléctrica.....	31
2.3 Parque de Generación del SIC y SING .....	33
2.3.1 Capacidad Instalada y Puesta en Servicio .....	33
2.4 Comportamiento Histórico Mercado Eléctrico Chileno .....	37
2.4.1 Generación Histórica .....	37
2.4.2 Precios Combustibles .....	38
2.4.3 Precios Regulados .....	41
2.4.4 Resultado de Licitaciones.....	44

2.5	Análisis Comparado Sector Eléctrico Internacional.....	46
2.5.1	Capacidad Instalada.....	46
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA FUENTE A REGULAR.....</b>	<b>49</b>
3.1	Definición de fuente a regular .....	49
3.1.1	Consideraciones Jurídicas .....	49
3.1.2	Fuente regulada.....	54
3.1.3	Fuente nueva y existente.....	56
3.2	Fuentes excluidas de la normativa.....	58
3.2.1	Central de cogeneración .....	58
3.2.2	Motores de combustión interna .....	59
3.3	Gradualidad de entrada en vigencia de la norma.....	59
3.4	Contaminantes atmosféricos y sus efectos .....	61
3.3.1	Material Particulado (MP).....	62
3.3.2	Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> ).....	63
3.3.3	Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ).....	64
3.3.4	Mercurio (Hg).....	64
3.3.5	Níquel (Ni).....	66
3.3.6	Vanadio (V).....	67
3.5	Objetivos de protección ambiental y resultados esperados de la norma .....	68
3.6	Regulaciones internacionales. ....	68
<b>4</b>	<b>ESCENARIOS DE REGULACIÓN.....</b>	<b>70</b>
4.1	Fundamentos del Diseño Regulatorio.....	70
4.2	Criterios de Diseño de Escenarios .....	71
4.3	Metodología Utilizada .....	72
4.3.1	Situación Actual – Año 2008 .....	74
4.3.2	Tamaño a Regular.....	75
4.4	Situación Futura – Centrales según Plan de Obra .....	94
4.3	Definición de Escenarios.....	101
<b>5</b>	<b>POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL PARQUE EXISTENTE</b>	<b>105</b>
5.1	Reducción de emisiones con la aplicación de la norma .....	105
5.1.1	Línea base proyectada .....	105
5.1.2	Reducción de emisiones .....	106

5.2	Factibilidad técnica y económica de la reducción de emisiones del sector.....	110
5.2.1	Estrategias para reducción de emisiones .....	110
5.2.2	Tecnologías utilizadas por las centrales termoeléctricas.....	112
5.2.3	Nivel de cumplimiento de los escenarios de norma para el parque proyectado al año 2020. ....	114
5.3	Estimación de Costos de Controles de Abatimiento .....	114
5.3.1	Antecedentes Generales.....	114
5.3.2	Procedimiento de selección de tecnología de abatimiento .....	115
5.3.3	Procedimiento de estimación de costos por tipo de abatimiento.....	119
5.3.4	Costos asociados a la medición de emisiones y fiscalización. ....	127
5.3.5	Resultados generales de la estimación de costos.....	130
<b>6</b>	<b>ANÁLISIS DE COSTOS E IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.....</b>	<b>137</b>
6.1	Simulación de la Operación Económica de los Sistemas Eléctricos .....	137
6.1.1	Principales Antecedentes.....	137
6.1.2	Bases Generales.....	138
6.1.3	Plan de Obras de Generación.....	139
6.1.4	Precios de Combustibles.....	143
6.2	Análisis de Costos de Sistemas Eléctricos .....	144
6.2.1	Costos Variables de Centrales Térmicas .....	144
6.2.2	Generación Esperada del Sistema .....	145
6.2.3	Resultados de Costos Marginales Esperados .....	146
6.2.4	Costos de Operación.....	150
6.2.5	Costos de Inversión y Costos Fijos Anuales .....	151
6.2.6	Costos Totales .....	152
<b>7</b>	<b>EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS.....</b>	<b>154</b>
7.1	Potencial de Reducción de Emisiones .....	155
7.2	Estimación de Efectos en Salud .....	160
7.2.1	Método de la Función de Daño .....	160
7.2.2	Modelación de Calidad del Aire.....	161
7.2.3	Área de Modelación.....	162
7.2.4	Información Utilizada.....	164
7.2.5	Resultados de la Modelación de Calidad del Aire.....	166

7.2.6	Número de Casos Evitados.....	170
7.2.7	Valoración de Beneficios.....	170
7.3	Beneficios en Recursos Naturales .....	174
7.3.1	Reducciones en las Concentraciones de SO <sub>2</sub> .....	177
7.3.2	Depositación de Partículas.....	179
7.3.3	Depositación de Mercurio .....	180
7.4	Otros Beneficios .....	181
<b>8</b>	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>	<b>184</b>
8.1	Escenarios Evaluados .....	184
8.1.1	Resumen de Costos.....	184
8.1.2	Resumen de Beneficios .....	185
8.1.3	Resultados de la Evaluación.....	185
8.2	Combinación de Escenarios .....	187
8.2.1	Resumen de Costos de Combinaciones .....	188
8.2.1	Resumen de Beneficios de Combinaciones.....	189
8.2.2	Resultados de la Evaluación de Combinaciones .....	189
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>192</b>

## INDICE ANEXOS (DOCUMENTO ADJUNTO)

<b>INDICE ANEXOS .....</b>	<b>2</b>
<b>ANEXO I: PROCESAMIENTO DE ENCUESTA.....</b>	<b>3</b>
1.1 Información solicitada en encuesta: .....	5
1.2 Información utilizada en la evaluación.....	11
<b>ANEXO II. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE EMISIONES.....</b>	<b>21</b>
2.1 Tecnologías de abatimiento para material particulado .....	21
2.2 Tecnologías de abatimiento para dióxido de azufre .....	22
2.3 Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno .....	23
<b>ANEXO III. TECNOLOGÍAS DE CONTROL UTILIZADAS.....</b>	<b>25</b>
3.1 Centrales termoeléctricas actuales.....	25
3.2 Eficiencia de abatimiento centrales existentes .....	28

---

3.3 Centrales termoeléctricas proyectadas.....	29
<b>ANEXO IV. NORMAS DE EMISIÓN EXTRANJERAS.....</b>	<b>31</b>
<b>ANEXO V. COSTOS DE EQUIPOS DE ABATIMIENTOS POR ESCENARIOS .....</b>	<b>37</b>
<b>ANEXO VI. EQUIPOS DE ABATIMIENTO: ACTUALES Y PROPUESTOS PARA CUMPLIMIENTO DE NORMA POR ESCENARIO.....</b>	<b>68</b>
<b>ANEXO VII. CARACTERIZACIÓN DE CENTRALES SEGÚN TAMAÑO. ....</b>	<b>80</b>

## INDICE DE TABLAS

### Capítulo 2

Tabla 2. 1: Potencia bruta instalada [MW] por sistema eléctrico y tipo (Diciembre 2008).....	19
Tabla 2. 2: Potencia instalada por empresa propietaria SIC 2008 (Fuente: CNE).....	21
Tabla 2. 3: Potencia instalada por empresa propietaria SING 2008 (Fuente: CNE).....	21
Tabla 2. 4: Capacidad Instalada Termoeléctricas SIC. (Fuente: CNE, Diciembre 2008) .....	34
Tabla 2. 5: Capacidad Instalada Termoeléctricas SING. (Fuente: CNE, Diciembre 2008) .....	34
Tabla 2. 6: Importación de Carbón Térmico [Toneladas al año].....	40
Tabla 2. 7: Capacidad Instalada [MW] de Países Seleccionados al 2007. (Fuente: EIA).....	47

### Capítulo 3

Tabla 3. 1: Tiempos de instalación y conexión para sistemas de abatimiento. ....	60
Tabla 3. 2: Cronograma instalación de equipamientos central Bocamina. ....	60
Tabla 3. 3: Tiempos de construcción y puesta en marcha para centrales termoeléctricas.....	61
Tabla 3. 4: Resumen normas extranjeras de emisión de MP, SO <sub>2</sub> , y NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> N).....	69
Tabla 3. 5: Normas extranjeras de emisión de metales (mg/m <sup>3</sup> N).....	69

### Capítulo 4

Tabla 4. 1: Total de Fuentes Año 2008.....	74
Tabla 4. 2: Emisiones total de fuentes al año 2008.....	75
Tabla 4. 3: Emisiones de Centrales Termoeléctricas menores a 50 MWt.....	79
Tabla 4. 4: Potencia Térmica (MWt) Centrales Existentes-Año 2008.....	79
Tabla 4. 5: Emisiones Centrales Termoeléctricas $\geq$ 50 MWt año 2008.....	81
Tabla 4. 6: Sistemas de control de emisiones usados por las fuentes actuales. ....	82
Tabla 4. 7: Número de fuentes con sistemas de control de emisiones. ....	82
Tabla 4. 8: Factores de emisión de metales en unidades de carbón.....	92
Tabla 4. 9: Centrales Termoeléctricas Nuevas consideradas en el Plan de Obras de la CNE de Abril del año 2009. ....	94
Tabla 4. 10: Escenario de Norma 1.....	101
Tabla 4. 11: Escenario de Norma 2.....	102
Tabla 4. 12: Escenario de Norma 3.....	102
Tabla 4. 13: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios MP. ....	102

Tabla 4. 14: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios SO <sub>2</sub> .....	103
Tabla 4. 15: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios NO <sub>x</sub> . ....	103
Tabla 4. 16: Eficiencias de control de metales. ....	104
Tabla 4. 17: Número de fuentes que no cumplen norma según escenario y tecnología de control. 104	

## **Capítulo 5**

Tabla 5. 1: Línea base de emisiones año 2008. ....	105
Tabla 5. 2: Emisiones año 2014.....	107
Tabla 5. 3: Emisiones año 2020.....	107
Tabla 5. 4: Eficiencia de remoción tecnología básica.....	111
Tabla 5. 5: Eficiencia de remoción tecnología de control de emisiones. ....	111
Tabla 5. 6: Nivel de incumplimiento del parque proyectado al 2020. ....	114
Tabla 5. 7: Supuestos del cálculo de costos, filtros de mangas. ....	120
Tabla 5. 8: Supuestos del cálculo de costos, precipitadores electrostáticos. ....	121
Tabla 5. 9: Supuestos del cálculo de costos, quemadores Low NO <sub>x</sub> . ....	122
Tabla 5. 10: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SNCR.....	123
Tabla 5. 11: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SCR.....	124
Tabla 5. 12: Relación de costos de inversión y costos fijos sobre la inversión de desulfurizadores. .....	126
Tabla 5. 13: Relación de costos de ítems de costo variable no combustible para desulfurizadores. 126	
Tabla 5. 14: Centrales que no cuentan con monitoreo continuo de emisiones.....	128
Tabla 5. 15: Costos de inversión sistemas de medición de emisiones. ....	129
Tabla 5. 16: Costos de certificación de sistemas de monitoreo de emisiones. ....	129
Tabla 5. 17: Costos de inversión total para sistemas de medición de emisiones requerida.....	129
Tabla 5. 18: Rangos de Inversión Unitaria para Material Particulado y NO <sub>x</sub> , escenario 3 (US\$/kWe). .....	130
Tabla 5. 19: Rangos de Costos Fijos Unitarios para Material Particulado y NO <sub>x</sub> , escenario 3 (US\$/kWe). ....	130
Tabla 5. 20: Inversión y costos fijos unitarios para para SO <sub>2</sub> , escenario 3 (US\$/kWe). ....	130
Tabla 5. 21: Rangos de CVNC unitarios para Material Particulado y NO <sub>x</sub> , escenario 3 (US\$/MWh- e).....	131
Tabla 5. 22: Rangos de CVNC unitarios para SO <sub>2</sub> , escenario 3 (US\$/MWh-e).....	131

Tabla 5. 23: Inversión total para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	131
Tabla 5. 24: Inversión total para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	132
Tabla 5. 25: Costos Fijos anuales para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	133
Tabla 5. 26: Costos Fijos anuales para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieran reacondicionamiento (Millones de US\$).....	133

## **Capítulo 6**

Tabla 6. 1: Proyección Demanda Energía SIC Abril 2009.....	138
Tabla 6. 2: Centrales Térmicas a Carbón Plan de Obras – Abril 2009. ....	139
Tabla 6. 3: Centrales GNL Plan de Obras – Abril 2009.....	140
Tabla 6. 4: Centrales de pasada Plan de Obras – Abril 2009. ....	141
Tabla 6. 5: Centrales térmicas a carbón – Plan de Obras SING Abril 2009.....	143
Tabla 6. 6: Programa de utilización de GNL – Plan de Obras SING Abril 2009.....	143
Tabla 6. 7: Precios Combustibles CNE Abril 2009. ....	143
Tabla 6. 8: Costos marginales esperados SIC en US\$/MWh. ....	147
Tabla 6. 9: Costos marginales esperados SING en US\$/MWh. ....	148
Tabla 6. 10: Costos Sistemas Eléctricos en Millones de US\$. ....	150
Tabla 6. 11: Valor Actual Costos de Operación Totales (millones US\$).....	151
Tabla 6. 12: Costos de inversión y costos fijos anuales 2020, (millones US\$). ....	151
Tabla 6. 13: Valor Actual Costo Total (millones US\$).....	152
Tabla 6. 14: Flujo de costos totales anuales para aplicación de escenarios de norma en millones de US\$. ....	152

## **Capítulo 7**

Tabla 7. 1: Efectos en salud evaluados. ....	154
Tabla 7. 2: Emisiones Año 2014.....	155
Tabla 7. 3: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2014. ....	155
Tabla 7. 4: Emisiones Año 2020.....	156
Tabla 7. 5: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2020. ....	156
Tabla 7. 6: Proyección de Población.....	164

Tabla 7. 7: Betas utilizados en la estimación de beneficios. ....	164
Tabla 7. 8: Valoración de efectos en salud (US\$). ....	165
Tabla 7. 9: Casos Evitados Escenario 1. ....	171
Tabla 7. 10: Casos Evitados Escenario 2. ....	171
Tabla 7. 11: Casos Evitados Escenario 3. ....	171
Tabla 7. 12: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2014. ....	172
Tabla 7. 13: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2014. ....	172
Tabla 7. 14: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2014. ....	172
Tabla 7. 15: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2020. ....	173
Tabla 7. 16: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2020. ....	173
Tabla 7. 17: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2020. ....	173
Tabla 7. 18: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) ....	177
Tabla 7. 19: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO <sub>2</sub> (µg/m <sup>3</sup> ) ....	178
Tabla 7. 20: Reducción de depositación de PM10 (ton/año).....	179
Tabla 7. 21: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2014. ....	181
Tabla 7. 22: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2020. ....	181

## **Capítulo 8**

Tabla 8. 1: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$. ....	184
Tabla 8. 2: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$. ....	185
Tabla 8. 3: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$. ....	185
Tabla 8. 4: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 20 años). .....	185
Tabla 8. 5: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 11 años). .....	186
Tabla 8. 6: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 30 años). .....	186
Tabla 8. 7: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Perpetuidad)...	186
Tabla 8. 8: Combinación 1. ....	188
Tabla 8. 9: Combinación 2. ....	188
Tabla 8. 10: Combinación 3. ....	188
Tabla 8. 11: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$ (Combinaciones). ....	188

---

Tabla 8. 12: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$ (combinaciones).....	189
Tabla 8. 13: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$ (combinaciones). .....	189
Tabla 8. 14: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 20 años).....	189
Tabla 8. 15: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 11 años).....	190
Tabla 8. 16: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 30 años).....	190
Tabla 8. 17: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Perpetuidad). .....	190

## INDICE DE FIGURAS

### Capítulo 2

Figura 2. 1: Potencia instalada SIC y SING a Diciembre 2008. (Fuente, CNE, Elaboración Propia)	19
Figura 2. 2: Demanda eléctrica de energía y potencia SIC y SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia).	20
Figura 2. 3: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SING (Fuente: CDEC-SING, 2009).	22
Figura 2. 4: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SIC (Fuente: CDEC-SIC, 2009).	23
Figura 2. 5: Estructura básica del sector eléctrico. (Fuente: Elaboración Propia)	24
Figura 2. 6: Esquema General del Mercado Generación Eléctrica. (Fuente: Elaboración Propia)	28
Figura 2. 7: Evolución capacidad instalada SIC a Diciembre 2008.	33
Figura 2. 8: Antigüedad del parque térmico del SIC. (Fuente: CNE, Elaboración propia)	35
Figura 2. 9: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SIC. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)	35
Figura 2. 10: Antigüedad del parque térmico existente del SING. (Fuente: CNE, Elaboración propia)	36
Figura 2. 11: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)	36
Figura 2. 12: Generación histórica SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)	37
Figura 2. 13: Generación histórica SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)	38
Figura 2. 14: Evolución de los precios de combustibles del parque generador (Fuente: CNE, Elaboración Propia).	39
Figura 2. 15: Evolución de la importación al país de carbón térmico bituminoso y subbituminoso. (Fuente: CNE, elaboración propia)	40
Figura 2. 16: Importación total de Carbón por origen año 2008. (Fuente: CNE)	40
Figura 2. 17: Evolución histórica de la producción de carbón nacional 1990-2008. (Fuente: CNE. Elaboración Propia)	41
Figura 2. 18: Evolución precios de nudo SIC.	42

Figura 2. 19: Evolución precios de nudo SING.....	42
Figura 2. 20: Evolución costo marginal real SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia) .....	43
Figura 2. 21: Evolución costo marginal real SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia) ....	43
Figura 2. 22: Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.....	44
Figura 2. 23: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora.....	44
Figura 2. 24: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009. ....	46
Figura 2. 25: Capacidad Instalada por tipo de Generación. ....	47
Figura 2. 26: Evolución capacidad instalada por tipo de generación 1991-2007. ....	48

## **Capítulo 4**

Figura 4. 1: Metodología para la definición de escenarios regulatorios.....	73
Figura 4. 2: Localización Centrales Termoeléctricas.....	74
Figura 4. 3: Emisiones acumuladas de MP-Año2008.....	76
Figura 4. 4: Emisiones acumuladas de SO <sub>2</sub> -Año2008. ....	76
Figura 4. 5: Emisiones acumuladas de NO <sub>x</sub> -Año 2008.....	77
Figura 4. 6: Emisiones acumuladas de Hg-Año 2008.....	77
Figura 4. 7: Emisiones acumuladas de Ni-Año 2008.....	78
Figura 4. 8: Emisiones acumuladas de V-Año 2008.....	78
Figura 4. 9: Concentraciones de MP (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008. ....	83
Figura 4. 10: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a carbón....	3.4-84
Figura 4. 11: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a diesel. ....	3.4-84
Figura 4. 12: Gráfico de Concentraciones de SO <sub>2</sub> v/s Potencia térmica – Unidades a carbón. ...	3.4-85
Figura 4. 13: Gráfico de Concentraciones de SO <sub>2</sub> v/s Potencia térmica – Unidades a diesel.....	3.4-86
Figura 4. 14: Concentraciones de SO <sub>2</sub> (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008 .....	87
Figura 4. 15: Gráfico de Concentraciones de NO <sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a carbón. ..	88
Figura 4. 16: Gráfico de Concentraciones de NO <sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a diesel.....	89
Figura 4. 17: Gráfico de Concentraciones de NO <sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a gas. ....	89
Figura 4. 18: Concentraciones de NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008.....	91
Figura 4. 19: Concentraciones de Hg (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008. ....	92
Figura 4. 20: Concentraciones de Ni (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008. ....	93
Figura 4. 21: Concentraciones de V (mg/m <sup>3</sup> N), Año 2008. ....	93
Figura 4. 22: Concentraciones de MP (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	96
Figura 4. 23: Concentraciones de SO <sub>2</sub> (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	97

Figura 4. 24: Concentraciones de NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	98
Figura 4. 25: Concentraciones de Hg (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	99
Figura 4. 26: Concentraciones de Ni (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	100
Figura 4. 27: Concentraciones de V (mg/m <sup>3</sup> N), Situación Futura. ....	100

## **Capítulo 5**

Figura 5. 1: Línea base de emisiones proyectada para material particulado, anhídrido sulfuroso y óxidos de nitrógeno.....	106
Figura 5. 2: Reducción de emisiones año 2014 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.....	108
Figura 5. 3: Reducción de emisiones año 2020 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.....	108
Figura 5. 4: Reducción de emisiones año 2014 para mercurio, níquel y vanadio.....	109
Figura 5. 5: Reducción de emisiones año 2020 para mercurio, níquel y vanadio.....	109
Figura 5. 6: Tecnologías de abatimiento para material particulado usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011. ....	112
Figura 5. 7: Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011. ....	113
Figura 5. 8: Tecnología de abatimiento para dióxido de azufre usadas por centrales termoeléctricas año 2008 y 2011. ....	113
Figura 5. 9: Proceso de selección de tecnología abatimiento material particulado.....	116
Figura 5. 10: Proceso de selección de tecnología abatimiento de óxidos nitrosos. ....	117
Figura 5. 11: Proceso de selección de tecnología abatimiento de dióxido de azufre.....	118
Figura 5. 12: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para filtro de mangas. ....	120
Figura 5. 13: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para precipitador electrostático.....	121
Figura 5. 14: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SNCR.....	124
Figura 5. 15: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SCR. ....	125
Figura 5. 16: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para desulfurizadores.....	127

Figura 5. 17: Inversión en reacondicionamiento y equipos nuevos de abatimiento, Escenario N°3. .....	132
Figura 5. 18: Inversión en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$). ....	134
Figura 5. 19: Costos fijos anuales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).....	135
Figura 5. 20: Costos variables no combustibles totales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).....	135

## **Capítulo 6**

Figura 6. 1: Evolución real y proyección demanda eléctrica SIC.....	139
Figura 6. 2: Proyección del parque generador SIC 2009 -2020.....	142
Figura 6. 3: Parque Generador SIC 2020. ....	142
Figura 6. 4: Costos variables centrales térmicas año 2012.....	145
Figura 6. 5: Generación Esperada por Tecnología SIC – Escenario Base. ....	146
Figura 6. 6: Comparación Generación por tipo de combustible años 2011 y 2018 – Escenario Base. .....	146
Figura 6. 7: Perfil de costos marginales esperados del SIC por escenario. ....	147
Figura 6. 8: Diferencial Costos Marginales SIC con respecto a Caso Base. ....	148
Figura 6. 9: Perfil de costos marginales esperados del SING por escenario. ....	149
Figura 6. 10: Diferencial Costos Marginales SING con respecto a Caso Base. ....	149
Figura 6. 11: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2014.....	153
Figura 6. 12: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2020.....	153

## **Capítulo 7**

Figura 7. 1: Emisiones de MP (ton/año) según escenario y año evaluado. ....	157
Figura 7. 2: Emisiones de NOx (ton/año) según escenario y año evaluado. ....	157
Figura 7. 3: Emisiones de SO <sub>2</sub> (ton/año) según escenario y año evaluado.....	158
Figura 7. 4: Emisiones de Hg (ton/año) según escenario y año evaluado. ....	158
Figura 7. 5: Emisiones de Ni (ton/año) según escenario y año evaluado.....	159
Figura 7. 6: Emisiones de V (ton/año) según escenario y año evaluado. ....	159
Figura 7. 7: Esquema del sistema CALMET/CALPUFF.....	162
Figura 7. 8: Área de modelación.....	163

---

Figura 7. 9: Estaciones meteorológicas utilizadas en la modelación. ....	165
Figura 7. 10: Diferencia (Caso Base – [MP2.5]) – según Escenario: E1, E2, E3.....	167
Figura 7. 11: Diferencia (Caso Base – [SO <sub>2</sub> ]) – según Escenario: E1, E2, E3. ....	168
Figura 7. 12: Diferencia (Caso Base – [NO <sub>x</sub> ]) – según Escenario: E1, E2, E3.....	169
Figura 7. 13: Usos de Suelo por Zona del país. ....	175
Figura 7. 14: Distribución de superficie por tipos de suelo.....	176
Figura 7. 15: Distribución de superficie por tipos de suelo y zona.....	177
Figura 7. 16: Distribución de cuerpos de agua por Zona del país.....	180

## **Capítulo 8**

Figura 8. 1: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación. ....	187
Figura 8. 2: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación (Combinaciones). ....	191

---

## EQUIPO DE CONSULTORES

- Carlos Barría: Jefe del Estudio (KAS Ingeniería)
- Pedro Sanhuesa: Jefe Evaluación de Beneficios (GEOAIRE)
- Samuel Jerardino: Asesor Experto Mercados Eléctricos (KAS Ingeniería)
- Enzo Sauma: Asesor economista (PUC)
- Marcela Fernandez: Abogado especialista ambiental
- Paulino Gonzalez: Asesor especialista máquinas térmicas
- Evelyn Salazar: Emisiones y Beneficios en Salud (GEOAIRE)
- Mónica Torreblanca: Modelación Calidad del Aire (GEOAIRE)
- María Teresa Palma: Análisis de emisiones y potencial de reducción (KAS Ingeniería)
- Jaime Ordenes: Estimación de costos equipos de abatimiento (KAS Ingeniería)
- María José Rodríguez: Meteorología (GEOAIRE)
- Francisco Aguirre: Sistemas de Información Geográfica (GEOAIRE)
- Rodrigo Marambio: Modelación sistemas eléctricos (KAS Ingeniería)
- Marcelo Mena: Asesor especialista ambiental (UNAB)
- María Pía Bravo: Coordinación (KAS Ambiental)
- Marcela Jerardino: Coordinación (KAS Ambiental)
- Rodolfo Granifo: Recopilación y encuesta termoeléctricas (KAS Ambiental)
- Jaime Ortiz: Asesor ingeniería civil

---

## CONTRAPARTE TÉCNICA

- Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E. Coordinación formulación de la norma de emisión
- Maritza Jadrijevic, CONAMA D.E.
- Priscilla Ulloa, CONAMA D.E.
- Ingrid Henriquez, CONAMA D.E.
- Claudio Bonacic, CONAMA D.E.
- Germán Oyola, CONAMA Bío-Bío
- Sandra Briceño, CONAMA D.E.
- Alberto Gil, CONAMA D.E.
- Carolina Gómez, CNE
- Olga Espinoza, SAG - MINAGRI
- Walter Folch, MINSAL
- Teodoro Saavedra, MINVU
- Angela Soriano, MINVU

## RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional del Medio Ambiente, en adelante CONAMA, ha solicitado al Consorcio Consultor KAS Ingeniería y GEOAIRE, realizar el estudio “Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas”, en orden de satisfacer los requerimientos explicitados en el Reglamento para la dictación de Normas de Calidad y de Emisión (D.S. N° 93/95 del Minsepres, en adelante DS93), para la elaboración de cualquier norma ambiental.

La norma de emisión de termoeléctricas fue definida en el 4° Programa priorizado de Normas del año 1999, en acuerdo del Consejo Directivo de CONAMA, iniciándose su proceso de elaboración el año 2006.

Los contaminantes prioritarios a regular en esta normativa son: Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Mercurio (Hg), Vanadio (V) y Níquel (Ni).

### **I. Fundamentos para elaborar la Norma**

Los siguientes fundamentos han guiado el enfoque regulatorio en el diseño, discusión y elaboración para el estudio de esta norma:

- *El sector de termoeléctricas es uno de los sectores prioritarios a regular por su aporte en las emisiones de material particulado, gases y metales pesados.*
- *Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, por el Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA.*
- *La norma de emisión para termoeléctricas será una contribución para el cumplimiento de la norma de calidad primaria para material particulado fino (MP2.5).*
- *La Política Energética de Chile señala en sus Nuevos Lineamientos “Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad”, 2008, que se debe velar porque las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente y sobre el territorio.*
- *Actualmente existen las tecnologías disponibles de control de emisiones para termoeléctricas, en Chile y en el mundo, para los contaminantes señalados. Más aún se ha demostrado a través de este estudio que son costo-efectivas en el contexto nacional.*
- *Se ha revisado la tendencia y los enfoques de la regulación internacional y se ha tomado contacto con oficinas y agencias internacionales.*

## **II. Fuente emisora a regular**

Se define termoeléctrica como una instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Entendiéndose como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50MWt (megawatt térmico<sup>1</sup>) en función del poder calorífico superior del combustible.

Para distinguir entre fuente nueva y existente, se ha realizado un análisis técnico jurídico del cual se concluye que el hito que mejor refleja la entrada en operación de una termoeléctrica es su puesta en servicio, según el Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del MINECON. De acuerdo a este hito se analizó la situación de los proyectos en construcción y en estudio señalados en el Plan de Obras asociado al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del mes de abril 2009, disponible por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Se descartó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) como un hito sostenible para diferenciar entre fuentes existentes y nuevas, debido a las siguientes razones: jurídicamente ninguna norma de emisión oficial y vigente se ha diseñado considerando la RCA. Un proyecto de central termoeléctrica puede contar con una RCA favorable, y no ser construida o pueden pasar varios años antes que se construya. Cabe considerar además, que si un proyecto de generación no se encuentra en el Plan de Obras de la CNE no significa que no se lleve a cabo, dado que la decisión de iniciar la construcción de cualquier central depende sólo de decisiones privadas. Por otra parte, actualmente se discute sobre la caducidad de la RCA y sobre la cesión de esta entre titulares.

## **III. Emisiones al aire de las termoeléctricas, efectos sobre la salud y el medio ambiente**

Las emisiones al aire asociadas a la actividad de generación eléctrica térmica se relacionan principalmente con la combustión, el tipo y calidad de los combustibles (carbón, petcoke, diesel, petróleo pesado y gas natural), la tecnología y eficiencia de combustión (caldera, lecho fluidizado, turbina, motor de combustión interna), la tecnología de quemadores (low NO<sub>x</sub>, tangencial, frontal), buenas prácticas de operación y mantención y los sistemas de control de emisiones.

La combustión en termoeléctricas genera partículas, gases y metales pesados. Los contaminantes principales corresponden a Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) y los metales pesados Mercurio (Hg), Vanadio (V) y Níquel (Ni).

Los efectos sobre la salud están documentados ampliamente por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y la Agencia de Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades (ATSDR). También se han documentado pero con una menor cantidad de estudios, los efectos sobre la flora y la fauna.

Actualmente a nivel internacional, los esfuerzos de reducción de emisiones se centran en el mercurio (Hg), dado que es una sustancia tóxica y persistente a escala global, es bioacumulativo como mercurio de metilo, con impactos sobre la salud de la población y la vida silvestre. Entre sus

---

<sup>1</sup> Un megawatt (MW) equivale a un millón de watts. Megawatt térmico (MWt) se refiere a la potencia térmica producida por el combustible, mientras megawatt eléctrico (MWe) se refiere a la potencia eléctrica generada a partir de la potencia térmica. Para transformar desde megawatts térmicos a eléctricos se debe multiplicar por la eficiencia de la tecnología utilizada, la cual varía entre 20% a 50%.

principales efectos peligrosos se indica que puede ser mortal por inhalación y perjudicial por absorción cutánea, puede tener efectos nocivos sobre los sistemas: nervioso, digestivo, respiratorio, inmunológico y renal; provocando temblores, trastornos de la visión y la audición, parálisis, insomnio, inestabilidad emocional, deficiencia del crecimiento durante el desarrollo fetal y problemas de concentración y retraso en el desarrollo durante la infancia. Entre las fuentes principales de emisiones de mercurio en el mundo se encuentran las termoeléctricas.

El níquel y vanadio, también presentan peligrosidad para la salud. El níquel es cancerígeno, provoca efectos adversos en las vías respiratorias, incluyendo el asma, disminución de la función del pulmón, y bronquitis. El vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestinos, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis.

Cabe destacar que todos los estudios científicos indican que las centrales termoeléctricas que utilizan carbón, corresponden a una de las principales fuentes emisoras de mercurio, siendo de suma importancia disminuir sus emisiones debido al tiempo de residencia del mercurio en la troposfera que puede llegar a cientos de años. Al capturar las emisiones al aire de mercurio se reduce indirectamente también otros metales como vanadio y níquel<sup>2</sup>, debido a que el mercurio es más volátil que el níquel y el vanadio (comparándose sus puntos de ebullición: Hg 356,7 °C, V 3.680 °C y Ni: 2.730°C).

En este mismo ámbito, cabe hacer presente que Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, por el Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA.

Dadas las características de los metales pesados, la opción de no regularlos conlleva a asumir el pasivo que se genera y su respectivo costo social.

#### **IV. Descripción del parque actual de termoeléctricas**

Para la elaboración de la norma de emisión se consideró el año 2008 como línea de base, año para el cual se estableció, a partir de los resultados validados de una encuesta aplicada al sector a regular, una estimación de las emisiones de material particulado, dióxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel y vanadio. También se revisó la incorporación o no de equipos de control.

En resumen para el año 2008, la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) fue de un 99% proveniente de termoeléctricas, con una potencia instalada de 3.589 MWe de las cuales un 58% corresponde a térmicas que usan gas natural o diesel, un 34% a carbón o petcoke y un 8% a diesel o fuel Oil N° 6; mientras que la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) fue de un 47,5% proveniente de termoeléctricas, con una potencia instalada de 4.458 MWe, de las cuales aproximadamente un 76% corresponde a gas y/o diesel, un 19% a carbón y un 5% restante comprende licor negro-desechos forestales, entre otros.

---

<sup>2</sup> Organización Global para la Investigación del Transporte y Depositación del mercurio del Programa del Medio Ambiente de Naciones Unidas (PNUMA) "UNEP Global Partnership for Mercury Transport and Fate Research (UNEP-MFTP) initiative.

**Tabla 1: Generación térmica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), 2008.**

Tecnología	Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Carbón – Petcoke	1.206	34%
Turbinas Gas y Motores	Diesel	144	4%
Turbinas Gas y Motores	Fuel Oil No 6	128	4%
Ciclos Combinados/Abiertos	Gas Natural/Diesel	2.112	59%
<b>Potencia Termoeléctrica</b>		<b>3.589</b>	<b>100%</b>

**Tabla 2: Generación térmica en el Sistema Interconectado Central (SIC), 2008.**

Tecnología	Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Licor Negro	42	1%
Turbina Vapor	Carbón	838	19%
Turbina Gas	Diesel	767	17%
Turbina Gas	IFO 180	64	1%
Ciclo Abierto Dual	Gas Natural/Diesel	784	18%
Turbina Vapor	Desechos Forestales	124	3%
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural/Diesel	1.763	40%
Motores y Otros	Derivados del Petróleo	75	2%
<b>Potencia Termoeléctrica</b>		<b>4.458</b>	<b>100%</b>

Cabe destacar que para el parque existente no existen exigencias para reacondicionar las termoeléctricas, por consiguiente mejorar la calidad o la eficiencia de las instalaciones es una decisión privada. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia para las centrales generadoras. En ambos sistemas interconectados, el pago por potencia firme no considera la antigüedad de las generadoras, tampoco se incorporan mecanismos para maximizar la eficiencia de las centrales generadoras en fijaciones tarifarias. La ausencia de exigencias para mejorar la eficiencia o para repotenciar una termoeléctrica permite la existencia de centrales con bajo rendimiento, aumentando con esto la emisión de contaminantes.

Por lo anterior, tanto en el SIC como en el SING, la antigüedad del parque de termoeléctricas comprende algunas centrales con más de 24 años, vida útil considerada por la CNE para sus fijaciones tarifarias (precio de nudo). Por ejemplo, las termoeléctricas con más de 24 años en el SIC representan el 16% equivalente a 722 MWe y en el SING el 10% equivalente a 345 MWe (Figuras N° 1 y 2). Por otra parte, se constató en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) que un plan de cierre de una termoeléctrica a carbón es a los 30 años.



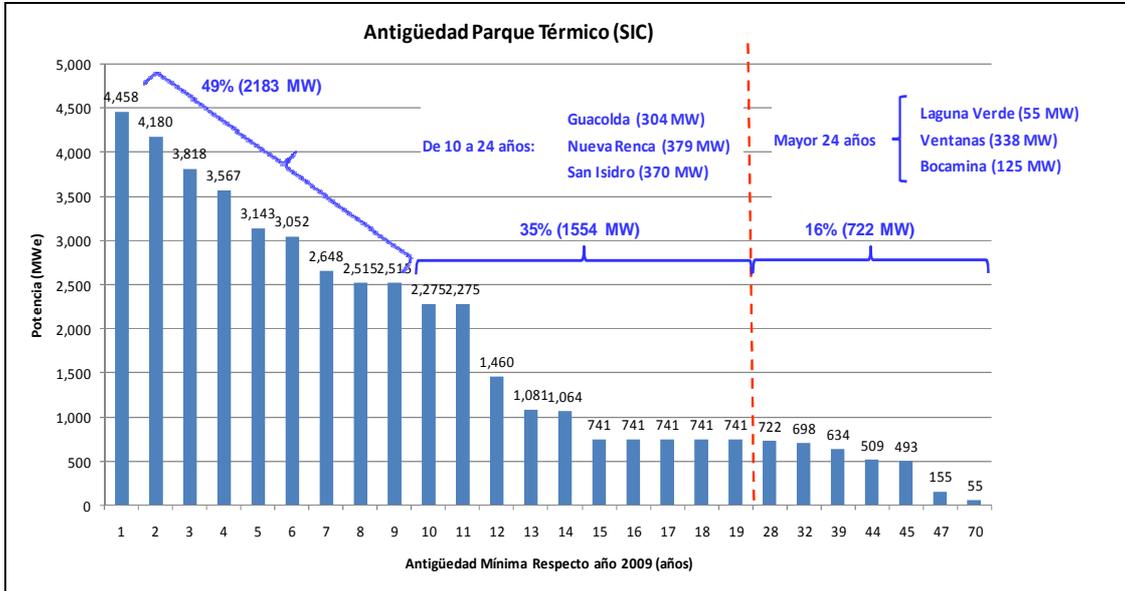


Figura 1: Antigüedad del Parque de Termoeléctricas (SIC)

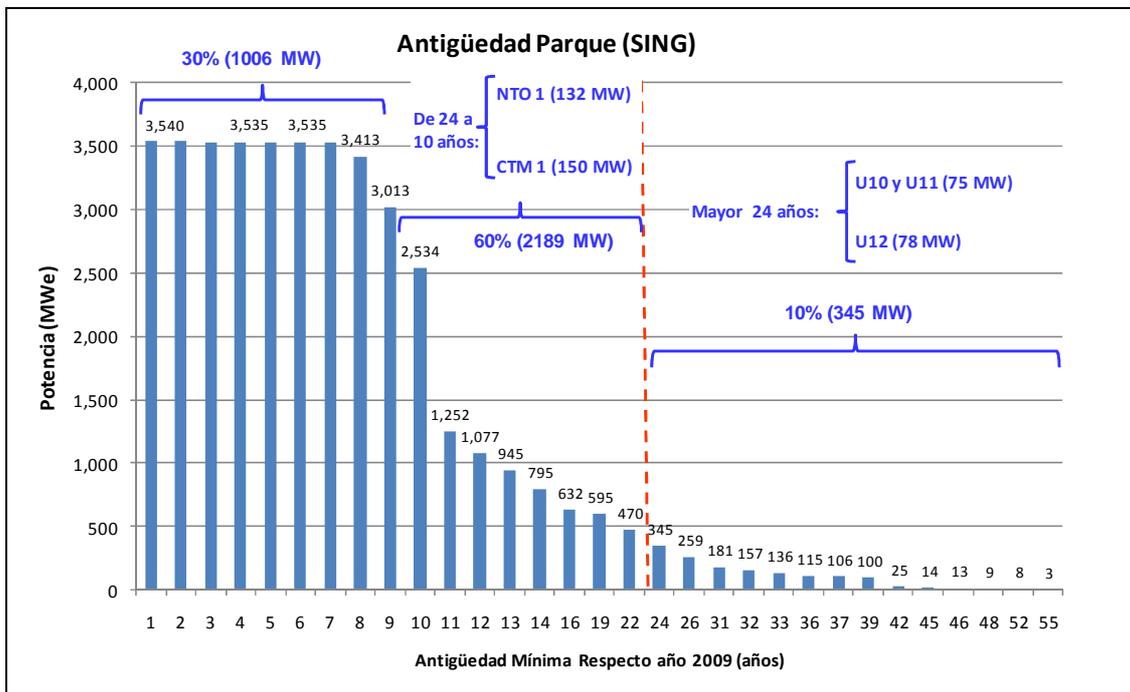


Figura 2: Antigüedad del Parque de Termoeléctricas (SING)

Los principales resultados del procesamiento de la encuesta indican que:

- a) Las tecnologías de control actualmente utilizadas y declaradas por las centrales corresponden para material particulado a precipitadores electrostáticos y filtros de mangas; para óxidos de nitrógeno la inyección de agua y quemadores bajo NOx (Low NOx) y para dióxido de azufre la inyección de caliza en lecho fluidizado y un desulfurizador de agua de mar (en construcción).
- b) Mediante el análisis de la encuesta se estimó el nivel de control de emisiones que posee el parque al año 2008. De esto se extrae que sólo un 27% de las fuentes emisoras (chimeneas) posee algún sistema de control o abatimiento para material particulado, para óxidos de nitrógeno el 47% posee tecnología básica y para dióxido de azufre sólo un 2%.
- c) Del total emitido el año 2008 sólo un 0,08%, 0,04% y un 0,6% para material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), respectivamente, corresponde a termoeléctricas con potencia menor a 50 MWt. Tomando en cuenta este hecho, en conjunto con la Guía del Banco Mundial, y considerando que las unidades inferiores a 50MWt son motores de combustión interna que serán regulados por otra norma, se establece como límite inferior para la implementación de esta norma una potencia de 50 MWt.
- d) Las unidades a carbón, principalmente calderas, registran emisiones de MP que varían entre 12 y 600 mg/m<sup>3</sup>N, para SO<sub>2</sub> varían entre 153 y 3.260 mg/m<sup>3</sup>N y para NOx varían entre 100 y 1.200 mg/m<sup>3</sup>N.
- e) Las unidades que utilizan combustibles líquidos, tiene rangos de emisión entre 1 y 2.377 mg/m<sup>3</sup>N para SO<sub>2</sub>, entre 1 y 3.178 mg/m<sup>3</sup>N para NOx y entre 9 y 160 mg/m<sup>3</sup>N para MP. En el caso del SO<sub>2</sub> la variación se explica por la calidad del combustible, que puede ser diesel o fuel oil y por el uso de un lecho fluidizado.
- f) En el caso de las emisiones utilizando gas natural, se observa una menor variabilidad, con un nivel de emisiones promedio de 43 mg/m<sup>3</sup>N de NOx.

La estimación de emisiones en la línea de base (2008) se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 3: Estimación de Emisiones (Base 2008)**

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15.606
NOx	49.496
SO <sub>2</sub>	108.284
Hg	3,7
Ni	112
V	225

## V. Proyección del parque de Termoeléctricas

Para proyectar el parque de termoeléctricas se utilizó el Plan de Obras informado por la CNE. De acuerdo al Plan de Obras asociado al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del mes de abril 2009 por la Comisión Nacional de Energía (CNE), todos los proyectos termoeléctricos que se encuentran en construcción y que tendrán su puesta en servicio antes del 2012 utilizarán carbón como combustible, representando tanto en el SIC como en el SING aproximadamente 2.211 MWe.

Cabe señalar que la llegada del gas natural licuado (GNL) permitirá que una parte de los ciclos combinados y ciclos abiertos concebidos originalmente para operar con gas natural, y que actualmente utilizan diesel, vuelvan a utilizar gas natural. El único proyecto concebido para utilizar GNL según el Plan de Obras, es la Central Quintero. Por otra parte, todos los proyectos termoeléctricos en estudio del SIC y el SING, programados posteriormente al inicio del 2012 hasta el 2020, comprenden centrales termoeléctricas que usarán carbón<sup>3</sup>.

### Tecnología de control disponible y costo-efectiva

Entre las tecnologías de control disponibles<sup>4</sup> y costo-efectivas, se distinguen las de control preventivo y las de control de emisión primario y secundario. Los controles preventivos y primarios tienen por objeto inhibir la formación de los contaminantes a partir de cambios a nivel operacional, dentro de este tipo se encuentra la utilización de combustibles con azufre menor al 1% (control preventivo) y la utilización de quemadores Low-NOx (control primario). El control de emisión secundario es aquel que integra un equipo auxiliar (post-combustión) que captura o remueve un contaminante. Dentro de este tipo de tecnologías se consideran los filtros de mangas (FM), precipitadores electrostáticos (PE), desulfurizadores (DGC, hay secos, húmedos y con agua de mar) y los desnitrificadores que comprenden sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) y reducción no catalítica selectiva (SNCR).

Las principales tecnologías disponibles para el control de emisiones<sup>5</sup> y su eficiencia de remoción se muestran en las siguientes Tablas. Cabe destacar el co-beneficio que se logra en la reducción de metales al incluir equipos de control para material particulado y gases.

**Tabla 4: Tecnología de control preventiva o básica y eficiencia de remoción**

Contaminante	Tecnología	Eficiencia
SO <sub>2</sub>	Inyección de caliza en lecho fluidizado	80%-90% <sup>(1)</sup>
NO <sub>x</sub>	Quemador Low NOx + Recirculación de gases (QLN-RG)	64% <sup>(2)</sup>
NO <sub>x</sub>	Recirculación de gases (RG)	60% <sup>(3)</sup>
NO <sub>x</sub>	Quemador Low NOx (QLN)	35%-55% <sup>(4)</sup>
NO <sub>x</sub>	Inyección de agua o vapor (IA V)	68% <sup>(5)</sup>
NO <sub>x</sub>	Combustión con bajo exceso de aire	10%-20% <sup>(6)</sup>

(1) Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial

<sup>3</sup> El Plan de obras además incluye un número importante de centrales hidroeléctricas.

<sup>4</sup> Se entenderá como tecnologías disponibles a tecnologías probadas, costo-efectivas y disponibles en el mercado.

<sup>5</sup> Fuente: Elaboración propia en base a información de: Expediente Público, proveedor ALSTOM para el caso de abatimiento de mercurio, de Banco mundial en Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica (2008) para el caso de abatimiento de Material Particulado, dióxido de azufre y óxidos nitrosos.

- (2) Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
- (3) Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
- (4) AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".
- (5) Eficiencia de IA V en turbina a gas. Boletín técnico: ¿Óxidos de nitrógeno (NOx) por qué y cómo se controlan? EPA-456-F-00-002.
- (6) AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

**Tabla 5: Tecnología de control de emisiones y eficiencia de remoción**

Contaminante	Tecnología	Eficiencia
SO <sub>2</sub>	DGC húmeda	< 98% <sup>(1)</sup>
SO <sub>2</sub>	DGC semiseco	<94% <sup>(2)</sup>
SO <sub>2</sub>	DGC agua mar	< 97% <sup>(3)</sup>
NO <sub>x</sub>	SCR	80%-95% <sup>(4)</sup>
NO <sub>x</sub>	SCNR	30%-50% <sup>(5)</sup>
MP	Precipitador electrostático (PE)	<99,8% <sup>(6)</sup>
MP	Filtro de mangas (FM)	<99,9% <sup>(7)</sup>
Hg	PE o FM	70% <sup>(8)</sup>
Hg	DGC+PE o FM	85% <sup>(9)</sup>
Ni	PE o FM	79,1% <sup>(10)</sup>
Ni	DGC+PE o FM	97,2% <sup>(11)</sup>
V	PE o FM	85% <sup>(12)</sup>
V	DGC+PE o FM	90% <sup>(13)</sup>

(1), (2), (4), (5), (11), (13): Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

(3) Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

(6) Manual de costos de control de contaminación del aire de la EPA. 6ta edición, 2002.

(7) AP-42, EPA, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

(8) Air quality control system Hg removal technologies ALSTOM

(9) Fuente: J.M. Pacyna et al. Mercury pollution and human welfare. 2009

(10) AP-42 Documentación técnica.

(12) Davis E. N. and Associates. National Inventory of sources and emissions of Arsenic, Beryllium, Manganese, Mercury and Vanadium. Report for Environmental Protection Agency, 1971.

## **VI. Definición de Escenarios normativos evaluados para regular las termoeléctricas**

Se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas. Los criterios para la definición de los escenarios se basaron en aspectos normativos, técnicos y económicos.

Los criterios normativos establecen las prioridades de los contaminantes a incluir en la norma de emisión. Dado que existen normas de calidad del aire para material particulado, dióxido de azufre, y los óxidos de nitrógeno, entonces se requiere normar las emisiones de estos contaminantes. Además, es necesario normar la emisión de mercurio debido a que está incluido en el Plan Nacional de Gestión de Riesgos del Mercurio. Se considera también que al reducir las emisiones de material particulado, a través de una norma de emisión, se logra en forma indirecta la reducción de metales tales como níquel y vanadio, los que han sido reconocidos por sus efectos nocivos sobre la salud humana y el medioambiente. Asimismo, al controlar los gases (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>), se obtienen co-

beneficios debido a la reducción de material particulado secundario (sulfatos y nitratos), es decir material particulado fino MP2.5.

En el desarrollo de la norma de emisión, se han considerado los criterios establecidos por el Banco Mundial, los cuales se basan en investigaciones científicas, consulta a especialistas, al sector industrial, gubernamental, y a la sociedad. Además, el International Finance Corporation (IFC), entidad dependiente del Banco Mundial, privilegia el uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones, consideran la disponibilidad de tecnologías, la factibilidad técnica de instalación, operación y mantenimiento, el aumento del costo del capital de inversión, del costo de operación y mantenimiento, las tendencias en legislación ambiental de países desarrollados y en vías de desarrollo.

Los criterios técnicos se basan por una parte en la calidad del combustible que utilizan las termoeléctricas. Tal es el caso del contenido de azufre en el combustible líquido y sólido, y en el contenido de cenizas del combustible sólido.

De gran importancia ha sido la definición futura del contenido de azufre en los combustibles líquidos que se comercializarán a partir del año 2010 en Chile y de las calidades de carbón que se utilizan en nuestro país, que en su gran mayoría, provienen de Colombia e Indonesia, los cuales son reconocidos por su buena calidad (contenido de azufre menor a 1%). Además, están los criterios asociados a las tecnologías que utilizan las termoeléctricas (calderas, turbinas) y a los métodos de prevención (buenas prácticas) y los sistemas de control de emisiones. Como criterio básico se considera la prevalencia del uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones, así como la disponibilidad de tecnologías a nivel global y la factibilidad técnica de instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

Los criterios económicos están basados en los costos de los sistemas de abatimiento (control de emisiones), costos de operación, mantención y monitoreo. Asimismo, se consideran los beneficios ambientales en salud, recursos naturales, materiales, entre otros.

En resumen, para el diseño de escenarios se analizó el nivel de emisiones de las termoeléctricas actuales y proyectadas, el nivel de equipamiento de control de emisiones en las termoeléctricas actuales y proyectadas, de las distintas alternativas disponibles para el control de emisiones, se realizaron visitas técnicas a termoeléctricas, se tomó contacto con agencias internacionales, como el IFC del Banco Mundial, NILU, entre otras, y se revisó la normativa internacional, en cuanto a su enfoque y tendencia.

A partir de todo este análisis se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas.

**Tabla 6: Escenarios evaluados para MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>**

Combustible	MP			SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	100	50	30	900	400	200	600	400	200
Líquido	100	50	30	100	30	10	400	200	120
Gas Natural	-	-	-	-	-	-	100	80	50
Otros gases	-	-	-	400	200	100	100	80	50

**Tabla 7: Escenarios evaluados para Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V)**

Combustible	Hg			Ni			V		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	0,2	0,1	0,05	1,0	0,5	0,25	2,0	1,0	0,5

La evaluación de beneficios sociales se desarrolló en dos cortes temporales al periodo de evaluación, años 2014 y 2020.

**Escenarios de reducción de emisiones**

Se estableció la reducción de emisiones para cada escenario regulatorio en comparación a la línea base de emisiones. Las siguientes Tablas muestran las emisiones en un escenario sin norma y con norma al año 2014 y 2020 para cada contaminante.

**Tabla 8: Emisiones al 2014 (ton/año)**

Escenarios	Emisiones ton/año 2014					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
<b>SIN NORMA</b>	17.833	66.086	133.253	5,9	179,7	359,3
<b>E1</b>	7.805	50.223	69.913	5,9	95,5	182,9
<b>E2</b>	4.794	36.632	36.496	5,6	45,7	91,5
<b>E3</b>	2.971	19.692	18.553	4,2	22,9	45,7

**Tabla 9: Emisiones al 2020 (ton/año)**

Escenarios	Emisiones ton/año 2020					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
<b>SIN NORMA</b>	18.264	79.742	142.891	7,8	234,3	468,5
<b>E1</b>	9.171	61.365	87.526	7,8	123,3	246,5
<b>E2</b>	6.042	47.417	48.069	7,5	62,1	124,3
<b>E3</b>	3.901	26.592	24.785	5,6	31,1	62,1

**Tabla 10: % de reducción de cada escenario respecto a escenario sin norma. Año 2014**

Escenarios	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
E1	56,2	24,0	47,5	0,0	46,9	49,1
E2	73,1	44,6	72,6	5,1	74,6	74,5
E3	83,3	70,2	86,1	28,8	87,3	87,3

**Tabla 11: % de reducción de cada escenario respecto a escenario sin norma. Año 2020**

Escenarios	MP	NOx	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
E1	49,8	23,0	38,7	0,0	47,4	47,4
E2	66,9	40,5	66,4	3,8	73,5	73,5
E3	78,6	66,7	82,7	28,2	86,7	86,7

## **VII. Uso de herramientas para la modelación en el sistema eléctrico y en la calidad del aire**

Para reflejar el comportamiento del sistema eléctrico se usó el modelo Ose2000, el cual simula el despacho económico a largo plazo. Se seleccionó este modelo por varias razones, entre las más importantes cabe destacar, que es el mismo modelo que usa la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, el cual simula el despacho hidrotérmico esperado del sistema eléctrico, donde la principal función objetivo es la operación a mínimo costo considerando el costo de las centrales térmicas y la gestión óptima de los recursos embalsados en el caso del SIC. En resumen, el modelo representa para ambos sistemas, la oferta existente y el plan de obras, la proyección de demanda por barra, el sistema de transmisión, la gestión óptima de embalses (en el SIC) y los precios de combustibles. En el caso de las detenciones programadas de todas las centrales, está dado por un programa de mantenimiento eficiente. En el Estudio se utilizó el programa definido por la CNE en la fijación de precios de nudo de Abril 2009.

Para simular la relación emisión-calidad para la línea de base y las reducciones en cada escenario, se seleccionó el modelo CALMET-CALPUFF, el cual ha sido utilizado ampliamente a nivel nacional e internacional para evaluar a este tipo de fuente emisora. El modelo estima contaminantes primarios y secundarios, es aplicable en caso de terreno complejo e interfases de tierra-agua, incorpora la formación de aerosoles secundarios (MP2.5) producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Como entrada al modelo se utiliza la topografía, el uso de suelo, la meteorología tanto de superficie como de altura y las emisiones de cada fuente emisora. Para este estudio destaca la valiosa información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, que sirvió de entrada al modelo y para el análisis posterior de su aplicación, información que fue entregada por el propio sector de termoeléctricas a través de la encuesta que realizó el estudio. Como resultado de salida del modelo, se obtienen las concentraciones de MP10, SO<sub>2</sub>, NOx, MP2.5 y la depositación de MP, SO<sub>2</sub> y Hg.

## **VIII. Análisis Costo Beneficio**

La aplicación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas, traerá consigo una serie de beneficios directos e indirectos (co-beneficios). La evaluación se realiza al comparar la situación base proyectada, con la situación esperada al aplicar la norma de emisión para las termoeléctricas.

Para la evaluación de beneficios de cada escenario se evaluaron monetariamente los efectos de morbilidad y mortalidad, debido a las reducciones logradas en la calidad del aire para MP10, MP2.5, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>.

También se cuantificaron otros beneficios, los que no fueron valorados económicamente debido a que no se dispone de metodologías costo-beneficio, asociados a la depositación de material particulado y óxidos de azufre sobre distintas coberturas vegetales y a la depositación de mercurio

sobre cuerpos de agua. No se cuantificaron otros impactos, tales como: la reducción de la visibilidad, la formación de ozono secundario, el deterioro y ensuciamiento de la infraestructura.

La reducción de emisiones de Mercurio, Níquel y Vanadio es un resultado o co-beneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, lo que implica que el sector de termoeléctricas a regular no incurrirá en costos de inversión y operación para equipos de control específicos, a pesar de que existe tecnología disponible y probada como la de carbón activado para reducir mercurio.

Los beneficios se valoraron hasta el año 2020 debido a que la proyección de centrales térmicas se encuentra hasta esa fecha, sin embargo, los beneficios se reflejarán desde la aplicación de la norma hasta por más de 20 años. Por lo expuesto, se debe considerar en el análisis que los beneficios están subvalorados, considerando que la vida útil de las centrales termoeléctricas y de los equipos de abatimiento que se instalarán es mayor que el período hasta el 2020.

Para la evaluación de los costos se consideró la potencia térmica, el tipo y calidad de combustible, el flujo volumétrico, la concentración de contaminante, la eficiencia de remoción requerida, el reacondicionamiento de equipos en termoeléctricas existentes, los costos de insumos, mano de obra, instalación de equipos, entre otros ítems de costos adaptados al caso chileno, además del análisis de la disponibilidad de espacio físico en centrales existentes

### **Resultados del análisis costo beneficio**

De acuerdo a los resultados obtenidos en costos y beneficios, la siguiente Tabla entrega el VAN (Valor Actual Neto) a enero 2010, de la aplicación de la norma de emisión para cada escenario analizado, utilizando una tasa de 6% anual y un horizonte de evaluación de 20 años.

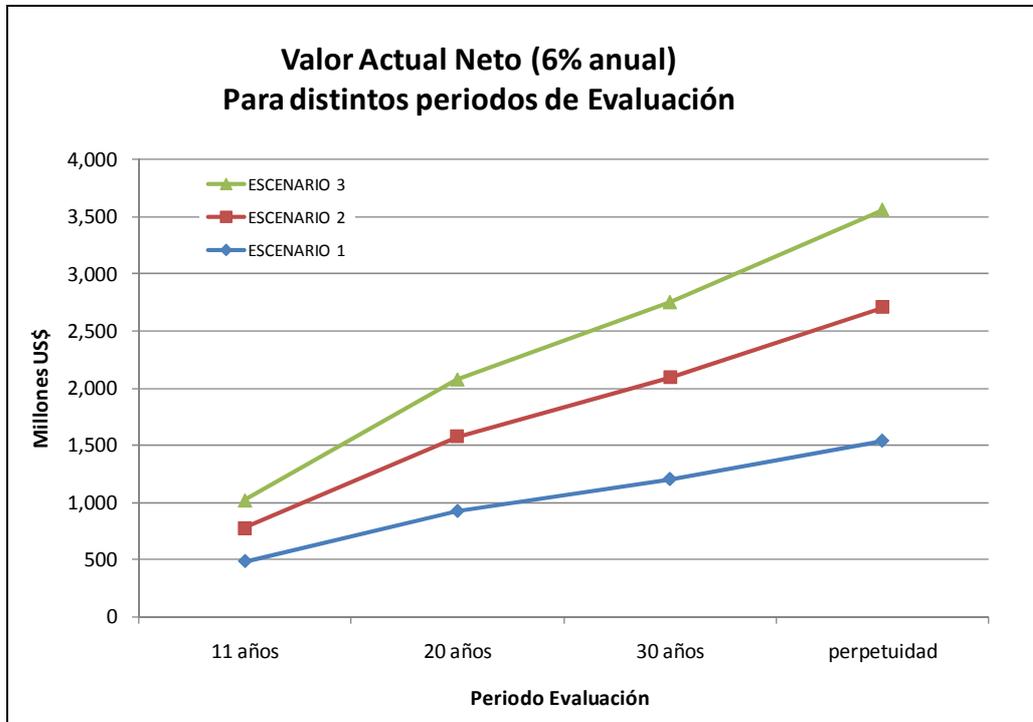
**Tabla 12: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Período 20 años).**

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
<b>Beneficio salud</b>	<b>1.477</b>	<b>2.713</b>	<b>3.816</b>
Costo Inversión y Fijos	429	798	1,035
Costo Sistema Eléctrico	127	335	707
<b>Costo Total</b>	<b>555</b>	<b>1,134</b>	<b>1,741</b>
<b>Valor Actual Neto</b>	<b>922</b>	<b>1.579</b>	<b>2.075</b>

De la Tabla anterior, se observa que en el Escenario 1, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a 922 millones de US\$, por su parte, la aplicación del Escenario 2 entrega un resultado neto de 1.579 millones de US\$ y finalmente, el Escenario 3 obtiene un beneficio neto de 2.075 millones de US\$.

El escenario tres entrega el mayor valor actual neto (VAN), el que asciende a 2.075 millones de US\$ en la evaluación usando un horizonte de 20 años. En esta evaluación el costo de inversión (lo cual es una ponderación de la adquisición de equipos de control, adecuación de equipos existentes e incorporación de tecnología básica) se estimó en 1.035 millones de US\$ y los costos de operación

en 707 millones de US\$. Si se consideran horizontes de tiempo alternativos en la evaluación económica, se observa que se incrementa significativamente el VAN en el tiempo, alcanzando a 3.561 millones de US\$ en el escenario tres al considerar un horizonte suficientemente grande.



**Figura 3: Valor Actual Neto (VAN) para distintos periodos de evaluación**

En resumen, al aplicar el escenario tres se obtendrán las siguientes implicancias:

- Los resultados indican que al año 2020, se generarán reducciones significativas de emisiones de gases, material particulado y metales a la atmósfera. Esto se traduce en reducciones de 14.000 ton/año de MP, 53.000 ton/año de NO<sub>x</sub> y reducciones de 118.000 ton/año de SO<sub>2</sub>.
- Se espera una reducción de 282 muertes por año al contar con la norma de emisión para termoeléctricas. Esto implica un beneficio (o costo evitado) de hasta 672 millones de US\$ al año.
- Se obtendrán beneficios sobre los recursos naturales, pues se evitaría que se depositen aproximadamente 640 ton/año de MP sobre áreas agrícolas, plantaciones, bosques, praderas y renovales en Chile.
- Se estima que se producirá una reducción aproximada de 222 mg/año de Hg depositado en cuerpos de agua, al contar con una norma de emisión para este contaminante.
- Se obtienen co-beneficios (beneficios indirectos) que comprenden la reducción de material particulado secundario (MP2.5) a través de la reducción de las emisiones de sus precursores

(dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno); y la reducción de ozono secundario al reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

- En el caso de equipos de abatimiento para material particulado, no es necesario invertir en nuevos equipos, debido a que las centrales que utilizan combustible sólido ya cuentan con estos equipos (de trece fuente existentes que usan combustibles sólidos, 12 declararon que ya tiene un equipo de control). Por lo tanto, solo se debe utilizar correctamente esos equipos o realizar las mantenciones correspondientes o reacondicionar dichos equipos de control.
- Para equipos de abatimiento de  $\text{SO}_2$ , no aumenta significativamente la inversión, ya que las tecnologías usadas son altamente eficientes (sobre 90% de remoción). Por tal razón, es recomendable que la solución óptima se realice de una vez.
- No se deben incurrir en costos de inversión para tecnología de control para remover metales, pues se asume el beneficio indirecto, logrado a través de la remoción de MP y  $\text{SO}_2$ .
- Con respecto a los efectos que provocaría la aplicación de la norma de emisiones en las tarifas reguladas en cada sistema eléctrico, estos están condicionados a los nuevos procesos de licitación de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, los cuales se deberían iniciar desde el año 2018 en adelante. Es decir, la aplicación de la norma no tiene efecto hasta ese año. En efecto, las tarifas eléctricas reguladas en los próximos 10 a 15 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006 a 2009, además dichos precios están indexados a variables de precios de combustibles (gas natural, petróleo diesel, carbón, etc.) e índices de precios de Estados Unidos (CPI).
- Además, los procesos de licitación llevados a cabo ya incluyen como información de mercado los costos asociados a equipos de abatimiento (inversión, mantención, operación, etc.). Esto se debe a que el precio techo de dichas licitaciones definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) incorporan dichos costos de inversión. La CNE incluye los costos asociados a sistemas de abatimiento, para las centrales futuras consideradas en el Plan de Obras, desde la fijación de precio de Nudo de Octubre del año 2004.
- Es importante señalar que la aplicación de la norma de emisión en cualquiera de los escenarios analizados, no implica riesgo alguno en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.
- Lo anterior se debe a que, la instalación de los equipos de abatimiento se debe realizar de forma que exista una coordinación con los programas de mantenimiento de las centrales termoeléctricas. En este sentido, es rol de cada Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC SING), supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirán instalar los equipos de control dentro del periodo exigido en la norma. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema, cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

## 9. Análisis de la gradualidad para el parque existente

Se ha estimado que aplicar un gradualismo de 3 años para las termoeléctricas existentes sería suficiente, debiendo dar cumplimiento a partir del año 2014. Las termoeléctricas nuevas deben cumplir con los límites desde su puesta en servicio.

Para determinar lo anterior, uno de los principales aspectos analizados ha sido las funciones de cada uno de los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales programan de forma eficiente los mantenimientos anuales y los mantenimientos mayores para cada una de las centrales de los sistemas.

Otro aspecto para determinar la gradualidad en las termoeléctricas existentes, ha sido el análisis de costo efectividad para dar cumplimiento a la norma, que considera tecnologías básicas de control de emisiones y de buenas prácticas de operación y mantención. La implementación de la tecnología de control se realiza en paralelo al funcionamiento de la central, pudiendo ser de más de un equipo de control, aprovechando la detención programada para la conexión del flujo al equipo de control.

Al respecto, se ha concluido que el tiempo para incorporar los equipos de control y considerando eventualidades, desde la orden de compra hasta la puesta en servicio, puede tomar de 18 a 24 meses, esto dependerá de la solución caso a caso.

# 1 INTRODUCCIÓN

Las normas de emisión son instrumentos de gestión ambiental fundamentales en el apoyo a normas de calidad primaria de calidad de aire. El decreto 93 del año 1995 establece un reglamento para fijar tales normas de emisión, y establece que éstas son de carácter preventivo. Para poder fijar las normas es necesario definir los valores norma, además de su área geográfica de aplicación, el objetivo de protección, el tipo de fuente a regular, y finalmente los plazos para el cumplimiento de ésta. Dentro de los antecedentes requeridos para dictar una norma debe incluirse un análisis de factibilidad técnica y económica de su implementación. La norma de emisión de termoeléctricas fue definida como prioritizada en el año 1999, en acuerdo del Consejo Directivo de CONAMA, y en el año 2006 se da inicio al proceso de la dictación de la norma.

La generación termoeléctrica es fuente importante de contaminantes locales y globales. Inevitablemente todos los procesos de combustión tienen emisiones de óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, y monóxido de carbono. Dependiendo de la composición del combustible también se emiten grandes cantidades de dióxido de azufre. Finalmente son fuentes importantes de material particulado. Las emisiones tienen impactos en contaminantes normados en forma primaria, como lo son el material particulado, el NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, y ozono. Adicionalmente las emisiones de NO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> son precursores de los ácidos nítrico y sulfúrico, componentes de la lluvia ácida. El impacto de las emisiones de material particulado primario se considera más bien local. Sin embargo las emisiones de SO<sub>2</sub> se encuentran reguladas en normas de calidad primaria y secundaria. El SO<sub>2</sub> también se transforma en la atmósfera para formar material particulado fino en la forma de sulfato. Los NO<sub>x</sub> emitidos también son precursores del material particulado fino, en la forma de nitratos. Adicionalmente las emisiones localizadas en zonas con regímenes de formación de ozono NO<sub>x</sub> limitadas probablemente resulten en problemas de ozono regional, como ha ocurrido en Estados Unidos y Europa.

El ozono localmente es un potente oxidante asociado a enfermedades respiratorias, pérdida de capacidad respiratoria, y mortalidad. Globalmente el ozono es gas de efecto de invernadero. Finalmente la generación termoeléctrica emite dióxido de carbono, el gas de efecto invernadero antropogénico de mayor contribución al cambio climático.

## 1.1 Objetivo general

El objetivo central de este estudio es realizar un análisis general del impacto económico y social que tendrá la futura regulación de emisiones para termoeléctricas considerando la evaluación de tres escenarios regulatorios.

## 1.2 Objetivos Específicos

- 1) Identificar impactos y efectos de la futura norma sobre sector a regular mediante un análisis del mercado de la generación eléctrica, la composición del parque generador existente y futuro, las tecnología de generación y abatimiento, emisiones base y proyectadas frente a distintos escenarios.
- 2) Fundamentar los contenidos de la norma de acuerdo al reglamento de normas de emisión y calidad, decreto supremo 93 del año 1995.

- 3) Evaluar el impacto de los escenarios en cuanto a la seguridad, y tarifa para clientes regulados y no regulados, indicando rangos de incertidumbre.
- 4) Realizar los costos al privado y al Estado (mediante control y fiscalización) para cumplir la normativa propuesta (en cada uno de los escenarios).
- 5) Evaluar los beneficios sociales, representado como beneficios a la salud, de los escenarios.
- 6) Presentar un análisis de costo beneficio de la normativa de emisión en todos sus escenarios.

El presente estudio mostrará el proceso de selección de escenarios de regulación, la metodología en la estimación del costo de cumplimiento de la norma mediante equipos de abatimiento, el impacto de la normativa en los precios de generación eléctrica, y los beneficios sociales de la implementación de la norma.

## 2 ANÁLISIS DEL SECTOR REGULADO

En este capítulo, se realiza un análisis del sector eléctrico del país, con particular énfasis en los dos principales sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Se realiza una revisión de las principales características del mercado eléctrico chileno, en particular de los mecanismos de funcionamiento del mercado de generación. Se entregan los esquemas básicos de comercialización de los generadores y la relación con las tarifas a clientes finales del sistema eléctrico.

El objetivo del capítulo es entregar los aspectos más relevantes del sector eléctrico que se deben considerar para la comprensión de la actividad emisora, y de los potenciales y posibles efectos que podría tener la norma sobre dicho sector.

### 2.1 Antecedentes Generales del Sector Eléctrico

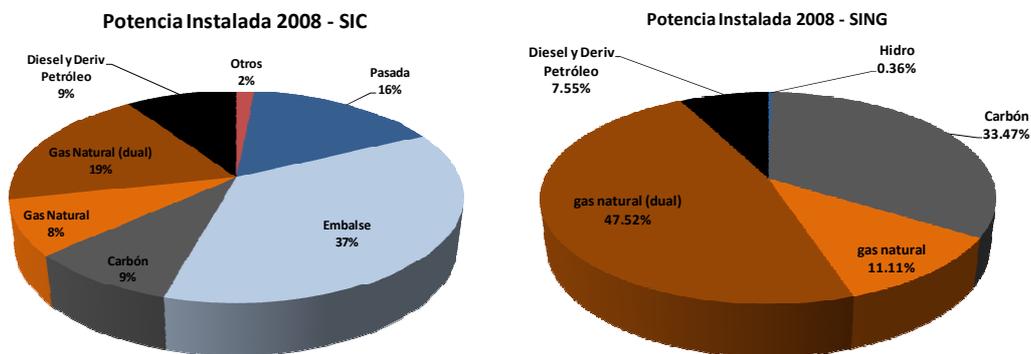
#### 2.1.1 Principales Características

El sector eléctrico chileno está compuesto por dos sistemas eléctricos principales, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuya oferta de generación conjunta cubre el 99,4 % de la demanda de energía eléctrica del país. En el siguiente cuadro se presenta la potencia bruta instalada en cada uno de los sistemas eléctricos del país.

**Tabla 2. 1: Potencia bruta instalada [MW] por sistema eléctrico y tipo (Diciembre 2008).**

Tipo	SIC	SING	Magallanes	Aysén
Termoeléctrica	4,458	3,589	99	28
Hidroeléctrica	4,910	13	-	21
Eólica	18	-	-	2
<b>Total</b>	<b>9,386</b>	<b>3,602</b>	<b>99</b>	<b>50</b>
% Sistema	71.4%	27.4%	0.8%	0.4%

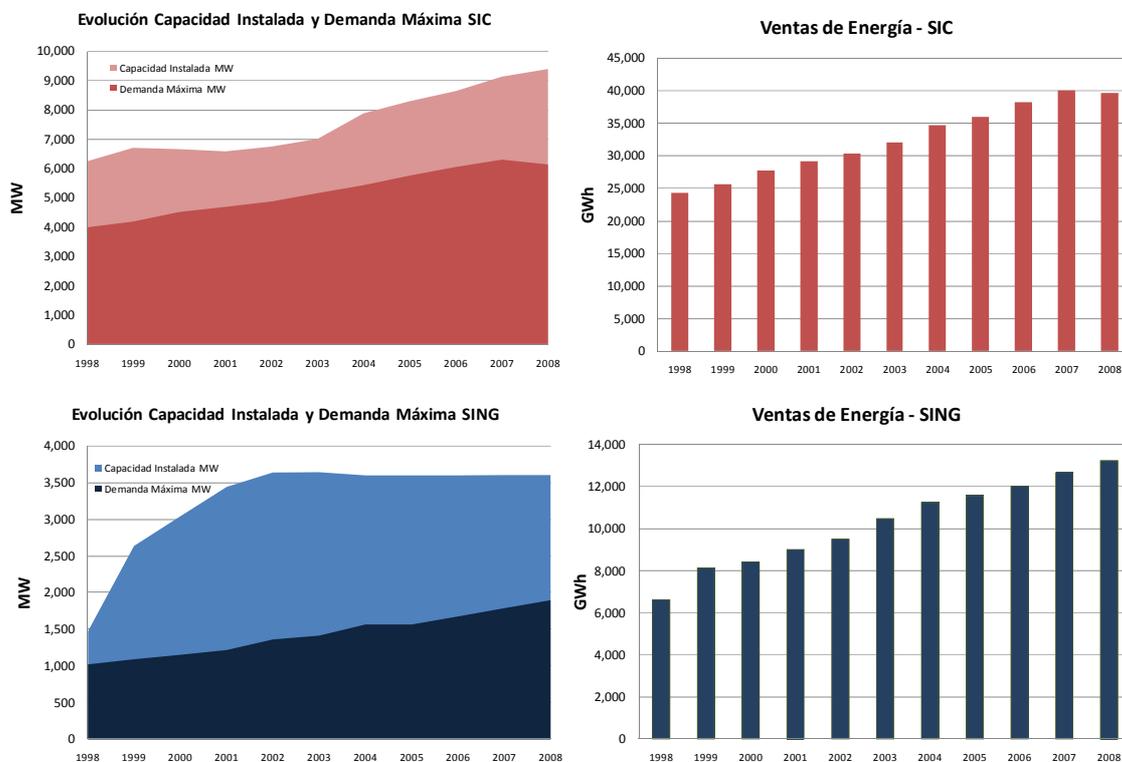
Como se observa en la siguiente figura, el SIC tiene una importante participación en centrales hidroeléctricas (53%), no así el SING, que sólo posee un 0.36% de participación hidroeléctrica, contando con una participación de más de 33% de centrales térmicas a carbón.



**Figura 2. 1: Potencia instalada SIC y SING a Diciembre 2008. (Fuente, CNE, Elaboración Propia)**

La demanda de energía de los sistemas interconectados a tenido un crecimiento sostenido en los últimos 10 años, exhibiéndose por ejemplo, tasas de 7.3% y 7.9% de crecimiento en las ventas de energía entre los años 2003 y 2004. Sin embargo, en el año 2008 hubo un decrecimiento de -1.0% en el SIC, lo cual se puede percibir como un avance en temas de eficiencia energética, pero también como resultado de un estancamiento en el crecimiento económico del país<sup>6</sup>.

Es importante destacar una particularidad para el SING, cuya capacidad instalada duplica la demanda de potencia. Dicha observación puede indicarnos una sobreinstalación del parque generador de dicho sistema eléctrico, lo cual desde el punto de vista operativo no existe, porque algunas unidades de dicho sistema (por ejemplo: ciclos combinados de Gas Atacama) están limitados para generar hasta 300 MW, por un tema de seguridad y limitación de los sistemas de transmisión. De la misma forma, el ciclo combinado Salta<sup>7</sup> de AES Gener instalado en territorio Argentino, hoy en día inyecta al sistema chileno menos de un tercio de su capacidad instalada.



**Figura 2. 2: Demanda eléctrica de energía y potencia SIC y SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia).**

<sup>6</sup> En general, se asocia una correlación entre la demanda eléctrica de los países con el crecimiento económico, por ejemplo con el PIB.

<sup>7</sup> El ciclo combinado Salta fue concebido como una central dedicada exclusivamente para abastecer al SING, sin embargo, debido a los cortes de suministro de gas natural y a limitaciones de transmisión, la planta no genera el total de su capacidad instalada a Chile.

Por otra parte, la potencia instalada por empresa de generación, reconociendo la propiedad de cada una de las filiales en el SIC, se presenta en el siguiente cuadro. De esta forma, se observa que Endesa posee el 45.9% de la capacidad instalada, junto a Colbún alcanzan aproximadamente el 70% de la potencia bruta y si sumamos a AES Gener, resulta que el 86% de la capacidad instalada en el SIC es controlada por tres empresas.

**Tabla 2. 2: Potencia instalada por empresa propietaria SIC 2008 (Fuente: CNE).**

Empresa	[MW]	Participación
AES Gener	1,564	16.67%
Colbún	2,195	23.39%
Endesa	4,307	45.89%
Arauco Generación	169	1.80%
Ibener S.A.	124	1.32%
Petropower S.A	75	0.80%
Pilmaiquén S.A	39	0.42%
Pullinque S.A.	49	0.52%
Otros	864	9.21%
<b>Total</b>	<b>9,386</b>	<b>100%</b>

De la misma forma, en el SING la propiedad se concentra principalmente en Suez Energy, AES Gener y Gas Atacama, quienes poseen el 94% de la capacidad instalada del sistema, esto es incluyendo propiedad de cada una de las filiales.

**Tabla 2. 3: Potencia instalada por empresa propietaria SING 2008 (Fuente: CNE).**

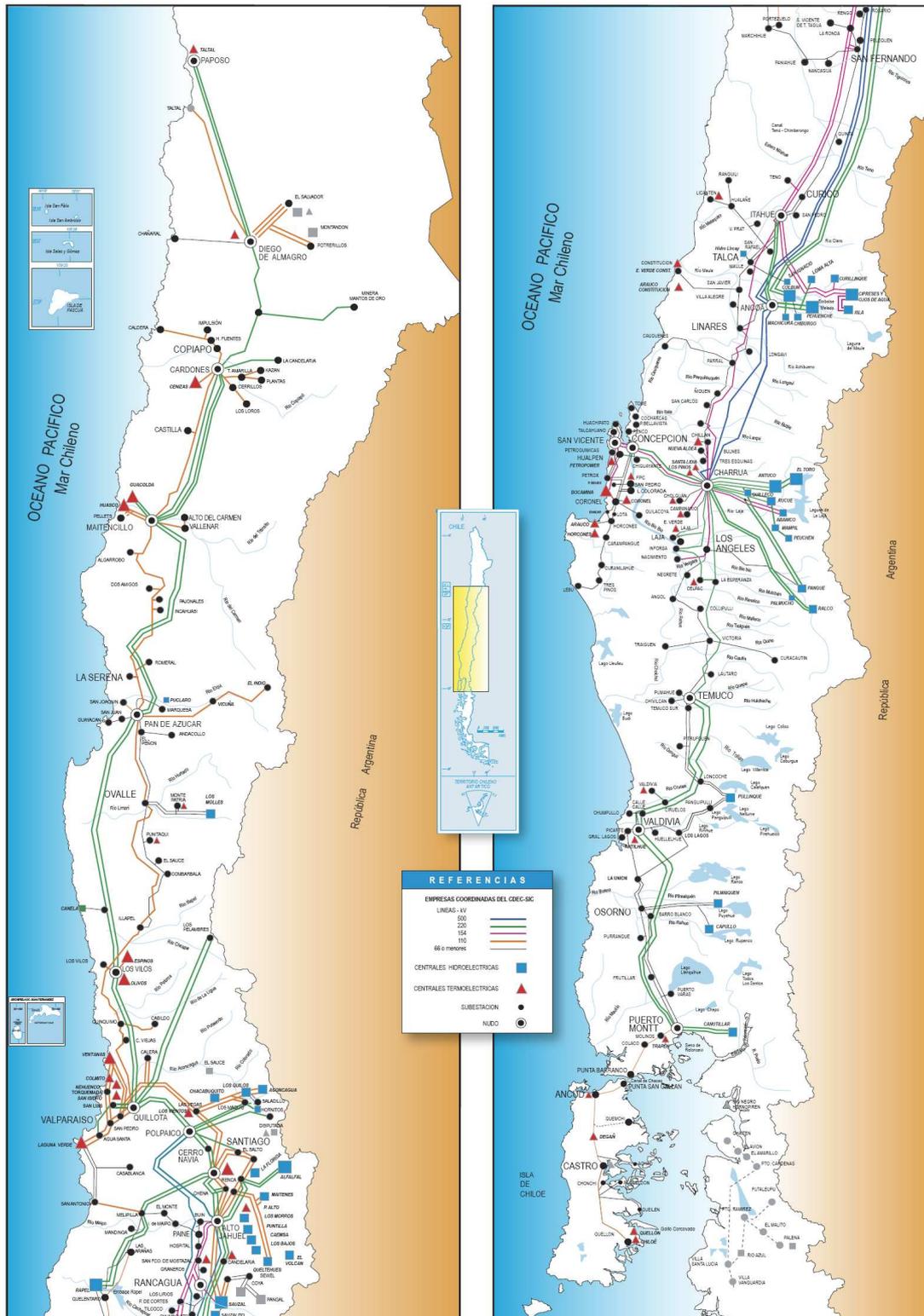
Empresa	[MW]	Participación
Suez Energy	1,682	47%
AES Gener	920	26%
GasAtacama	781	22%
Celta	182	5%
Mantos Blancos	29	1%
Otros	9	0%
<b>Total</b>	<b>3,602</b>	<b>100%</b>

En las siguientes figuras se ilustran los diagramas unilineales simplificados de los principales sistemas de transmisión del SING y SIC. Los sistemas de transmisión del SING se caracterizan por ser en su gran mayoría instalaciones adicionales, es decir, se utilizan para abastecer directamente las demandas en las zonas mineras desde los puntos de generación en la costa. Asimismo, causado que algunas centrales del SING deban operar limitando la potencia máxima que disponen para el despacho del sistema.

Por su parte, los principales sistemas de transmisión del SIC tienen una topología de columna vertebral, la cual principalmente lleva la energía desde las zonas de grandes embalses en la zona sur del país (zonas de Ancoa y Charrúa) hasta la zona centro del país donde ocurre el mayor consumo.



**Figura 2. 3: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SING (Fuente: CDEC-SING, 2009).**



**Figura 2. 4: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SIC (Fuente: CDEC-SIC, 2009).**

### 2.1.2 Estructura actual del sector eléctrico

La estructura del mercado eléctrico chileno cumple las características básicas de los mercados competitivos a nivel mundial. Con un segmento de generación con características de libre competencia en un pool con despacho centralizado donde la mayor parte de las transacciones se realizan vía contratos financieros bilaterales de suministro de largo plazo y un mercado spot residual basado en los costos marginales de operación, donde el balance entre la inyección y el retiro, permite el cálculo y la definición de los pagos entre generadores excedentarios y deficitarios.

La transmisión y distribución eléctrica son segmentos bajo regulación de tarifas, donde se asegura el libre acceso y el pago por uso de las instalaciones de transmisión, y se utiliza un esquema de empresa modelo en el caso de la tarificación de las empresas distribuidoras.

La siguiente figura ilustra la estructura básica del sector eléctrico, destacando la competencia del segmento generación, el cual depende de las instalaciones de transmisión de alto voltaje para evacuar la generación a los centros de consumo, para abastecer a grandes consumos como clientes libres y a las concesionarias de distribución las cuales abastecen a los clientes regulados de cada sistema.

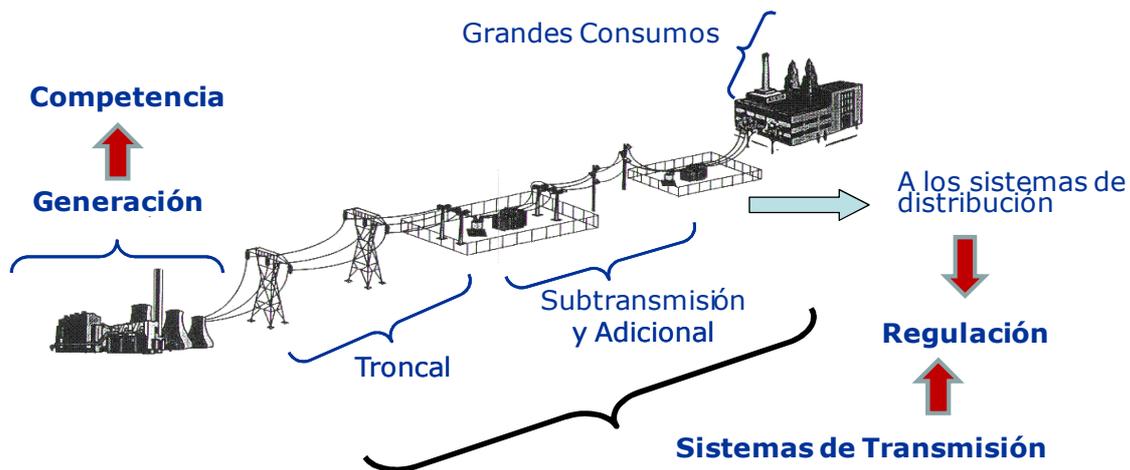


Figura 2. 5: Estructura básica del sector eléctrico. (Fuente: Elaboración Propia)

El sector energético chileno se caracteriza por tener una amplia dependencia externa de combustibles, las importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón equivalen aproximadamente al 70 % de la matriz energética de fuentes primarias, además, la preponderancia de la hidroelectricidad en la matriz energética provocan una importante dependencia de la variabilidad hidrológica, que junto al crecimiento sostenido pero incierto de la demanda eléctrica han generado escenarios de abastecimiento energético con una gran incertidumbre.

El desempeño estructural del mercado eléctrico chileno se ha visto afectado por dos situaciones críticas en los doce últimos años, una severa sequía en los años 1998 y 1999 puso de manifiesto la inestabilidad de un sistema dominado por la generación hidroeléctrica y las debilidades del modelo de coordinación/operación del mercado. La segunda situación crítica comenzó en mayo del año 2004 con la decisión del gobierno de Argentina de reducir arbitrariamente las exportaciones de gas

natural al país, lo que dejó al descubierto la limitada capacidad de alternativas energéticas en el país, el estancamiento de las inversiones en generación eléctrica y la urgente necesidad de modernización del mercado eléctrico.

Antes de las reformas llevadas a cabo en la llamada Ley Corta II<sup>8</sup>, dichas situaciones críticas de abastecimiento eléctrico, no veían reflejado el aumento de los costos de generación en los precios regulados (precios de nudo) que regían los contratos entre concesionarias de distribución y los generadores. Lo anterior sucede, dado que el precio de nudo se fija en una banda entorno a los precios promedio de los contratos libres, los cuales no entregan las señales temporales efectivas de las situaciones coyunturales del mercado.

Es así como la Ley Corta II introdujo un esquema de subastas para la determinación de los precios regulados, obligando a las concesionarias de servicio público de distribución eléctrica a licitar sus requerimientos de energía. Con dichas reformas, disminuye la importancia del precio spot (costo marginal de corto plazo) como señal de expansión en el mercado, aumentando la importancia de las señales de largo plazo que los propios generadores observan, permitiendo así, cubrir la inversión en nueva capacidad con contratos de largo plazo.

Desde el año 2006 se han llevado a cabo tres procesos de licitación, adjudicándose más de 20,000 GWh a las distintas distribuidoras en contratos de 15 años, sin embargo, la rapidez impuesta al diseño y ejecución del mecanismo de licitaciones a generado algunos inconvenientes, como la no adjudicación de una importante cantidad de energía en los procesos realizados, el aumento secuencial del precio base de licitación, lo que junto a una disparidad de los indexadores utilizados han provocado un aumento en los precios adjudicados en niveles sobre el precio medio de largo plazo que refleja el mercado.

Hoy en día se están estudiando y desarrollando diversos proyectos para mejorar el abastecimiento energético del país:

- Los terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la zona centro del SIC (Quintero, Región de Valparaíso) y en el SING (Mejillones, Región de Antofagasta). El primero, con fecha prevista para entrar en operación en Julio del presente año 2009, y el segundo para el primer trimestre del año 2010.
- Existen proyectos en construcción de centrales térmicas a carbón, que inyectarán alrededor de 1,440 MW y 760 MW de capacidad en el SIC y SING respectivamente entre los años 2010 y 2012.
- El aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en la región de Aysén, a través de proyectos que alcanzan aproximadamente 2750 MW (HidroAysén) y otros que pueden alcanzar más de 1500 MW adicionales, que de obtener la aprobación ambiental para su construcción comenzarían a entrar en operación en etapas desde el año 2016.
- El aumento sostenido del interés por invertir en energías renovables no convencionales, en particular, proyectos de generación eólica en la zona norte del SIC (regiones de Atacama y

---

<sup>8</sup> Ley 20.018 del 19 de mayo de 2005.

Coquimbo), cuya puesta en operación ya se está ejecutando, existiendo un potencial eólico de más de 2500 MW sólo en dichas regiones con factores de planta no menores a 25%<sup>9</sup>.

Existen importantes desafíos que enfrenta el sector energético ante la situación futura de abastecimiento, el aumento significativo que han tenido algunos proyectos en su tramitación ambiental, la discusión país que enfrenta las posturas que apoyan el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la región de Aysén y los que se oponen a intervenir dicha zona natural del país. Asimismo, el significativo aumento en la matriz energética de centrales térmicas a carbón que producirían un aumento considerable en los niveles de emisiones de gases efecto invernadero y contaminantes locales (NOx, SOx, PM, etc), lo que se enfrenta a la normativa de emisiones en estudio.

Además, la posibilidad de tener acceso al suministro de gas natural licuado se ha visto enfrentada a los elevados precios con que llega dicho hidrocarburo y las restricciones contractuales que los propietarios de los terminales han sometido para el uso de los agentes que no participan de los proyectos.

Por otra parte, el aumento del tren de inversiones en generación eléctrica, la particular geografía del país y la localización de los proyectos de centrales en construcción y en estudio, han puesto de manifiesto una debilidad estructural del mercado que dice relación con la capacidad de llegar a tiempo con las inversiones en sistemas de transmisión. Es así, como proyectos en la zona norte del SIC podrían ser expuestos a limitar su inyección debido a las potenciales congestiones<sup>10</sup> de los sistemas de transmisión. Lo anterior se produce debido a la potencial demora en la tramitación que requieren las inversiones en instalaciones del sistema de transmisión troncal.

## **2.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno**

### **2.2.1 Esquema Básico de Comercialización**

La normativa legal en vigencia en Chile no prevé la existencia de una autorización especial para que un proyecto de generación inicie sus operaciones. En particular, no se requiere de una concesión ni de un permiso para la instalación de unidades de generación y de sus respectivas obras anexas. Para la instalación de centrales generadoras, entonces, sólo se debe cumplir con las autorizaciones a que está sujeta cualquier instalación industrial, incluidos los permisos ambientales necesarios.

A partir de 2004, y producto de las disposiciones de la Ley N°19.940, se faculta a la autoridad reguladora para establecer ciertos requisitos técnicos a exhibir por las centrales previo a su interconexión al sistema eléctrico. Sin embargo, tales requisitos, que están contenidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), apuntan más bien a lograr consistencia con el estándar de seguridad y calidad de servicio que la misma norma exige a la operación del sistema eléctrico, por lo que no se constituye en un requisito impuesto por la regulación que entrase el

---

<sup>9</sup> De acuerdo a estudios propios y los resultados del estudio “Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule. Informe Preliminar (actualizado)”, de la Comisión Nacional de Energía, Agosto 2009 ([www.cne.cl](http://www.cne.cl)).

<sup>10</sup> Las congestiones en los sistemas de transmisión se producen debido a las limitaciones de capacidad de transporte en líneas o transformadores, en aquellas condiciones de operación de mayor utilización de dichas instalaciones.

concepto de libre acceso al mercado que ostenta el segmento, y en la medida que no resulte arbitrariamente discriminatorio.

La regulación chilena distingue dos productos básicos a proveer por el segmento de generación eléctrica, a saber, la energía y la potencia de punta. Todo usuario final paga por la energía que consume y también por la potencia que demanda en las horas de máxima exigencia de capacidad del parque generador. Los productores o generadores pueden optar en vender toda su producción al denominado mercado spot o de corto de plazo, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo. El propietario de cualquier unidad de generación, independiente del tamaño de ésta, tiene derecho a vender toda su producción al mercado de corto plazo por el sólo hecho de conectarse al sistema eléctrico. Adicionalmente, si así lo estimare, puede participar de las licitaciones de contratos de suministro de largo plazo con empresas distribuidoras y/o suscribir contratos con grandes clientes industriales conforme a condiciones acordadas bilateralmente.

El total de la energía y potencia producidas son forzosamente vendidas en el punto de inyección en el mercado spot. El generador tiene la opción de suscribir contratos de suministro de mediano a largo plazo que pueden ser de magnitud menor, igual o mayor a la magnitud de su propia producción. En caso que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y potencia comprometidas, en el punto de retiro que corresponda, en el mismo mercado spot en que antes vendió su producción, para enseguida venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

La regulación chilena establece en el mercado spot un sistema de precios marginalista. Así, toda la energía producida es vendida al costo marginal de corto plazo, es decir, al costo variable en el cual se incurre al abastecer una unidad de demanda adicional de energía cuando el sistema se encuentra en un punto óptimo de operación. Este sistema de precios garantiza que los costos variables de todas las unidades sean cubiertos, dejando un ingreso neto a las unidades que operan con costos variables inferiores al costo variable de la unidad marginal que marca el precio, denominado ingreso inframarginal. El ingreso por venta de energía a costo marginal, es complementado con un ingreso por capacidad, remunerado a todas las unidades de acuerdo a su respectiva potencia firme instalada y/o disponible. Este ingreso remunera la potencia firme al precio de la potencia de punta, constituyendo un ingreso fijo anual.

El precio de la potencia de punta se determina como la anualidad del costo de inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, por unidad de potencia instalada, de la unidad despachada normalmente para abastecer la demanda en las horas de demanda máxima. A este costo se denomina también costo marginal de la potencia en tanto refleja el costo de instalación y fijo de operación a incurrir para abastecer un incremento unitario en la demanda máxima de potencia en un sistema óptimamente operado y óptimamente instalado.

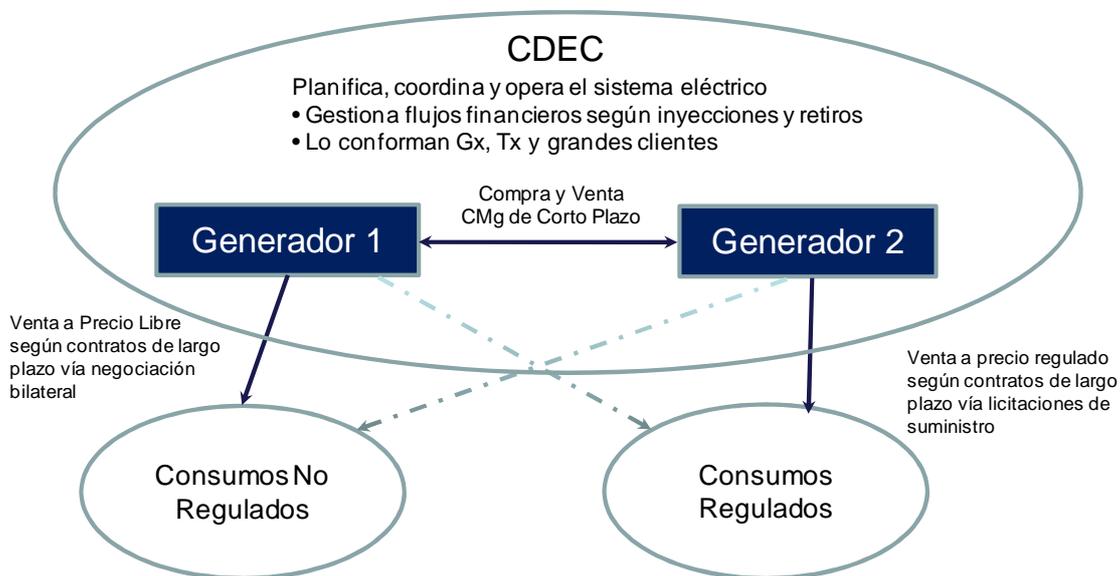
### **2.2.2 Centro de Despacho Económico de Carga**

En Chile, la operación de corto plazo de las unidades conectadas al sistema es planificada y decidida centralizadamente por una entidad denominada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para cada sistema interconectado. El CDEC, conformado por representantes de los generadores, transmisores y grandes clientes, decide y coordina la operación de las unidades de generación, independientemente de la propiedad de éstas y de las características de los respectivos contratos, teniendo como único objetivo minimizar los costos globales de la operación, teniendo

como restricción el cumplimiento de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio. La existencia del CDEC garantiza entonces que el despacho de las unidades corresponderá a una operación óptima de corto plazo, cuestión que no sólo asegura la eficiencia en costos, sino que es la base del sistema de precios implementado.

La figura a continuación ilustra el esquema general de la comercialización de energía gestionada por cada CDEC, donde se establecen transferencias entre generadores en el mercado spot y contratos financieros de largo plazo entre los generadores y clientes libres o concesionarias de distribución.

Además, es el CDEC la entidad encargada de gestionar los flujos financieros producto de los contratos y las transferencias comerciales del mercado producto de la operación física de los generadores.



**Figura 2. 6: Esquema General del Mercado Generación Eléctrica. (Fuente: Elaboración Propia)**

La regulación chilena asume que todos los contratos de suministro entre las empresas de generación y sus clientes son contratos financieros. Lo anterior significa que el suministro comprometido se realiza con independencia de la producción de las unidades de generación del agente comercializador titular del contrato. Esto significa que si las unidades de generación del comercializador no están produciendo, sea esto por fallas o por instrucción del despacho económico efectuado por el CDEC, o simplemente están produciendo una cantidad de energía menor a la que demanda el contrato en un momento determinado, el comercializador debe cumplir su compromiso comercial de entrega comprando el faltante en el mercado spot y al precio de corto plazo – costo marginal - que esté vigente. En caso contrario, si por instrucción del despacho, las unidades de generación de un comercializador cualquiera están produciendo una cantidad que resulta superior a la demanda contratada, el excedente se vende automáticamente al mercado spot y al precio spot, o costo marginal vigente.

Esta desvinculación entre la producción de un agente cualquiera, y los respectivos volúmenes comercializados en contratos, da lugar a transacciones *spot* entre generadores, pues en términos agregados, la producción total en cada instante debe cubrir exactamente la comercialización total contratada, esto es, toda la demanda.

Si bien los productores pueden elegir operar sólo en el mercado *spot*, esto es, sin suscribir contratos con clientes grandes o con distribuidoras, lo usual hoy en día es que los proyectos se materialicen en el marco de contratos que den estabilidad a los ingresos consolidados. Esta práctica es además la que exige el sistema financiero al momento de otorgar créditos a los inversionistas.

### 2.2.3 Potencia Firme

Si bien los fundamentos generales del sistema de precios suponen la existencia de un precio marginalista de potencia a remunerar por unidad de potencia instalada de generación – cuya aplicación da lugar a un ingreso fijo anual independiente de su despacho – en Chile el pago se efectúa por unidad de *potencia firme* instalada. El concepto de potencia firme se distingue del de potencia instalada en tanto el primero remunera la potencia que una unidad puede aportar en horas de demanda máxima con elevada seguridad o probabilidad. En tanto fenómeno probabilístico o estadístico, la potencia firme de una unidad de generación es sistemáticamente menor que su capacidad instalada o nominal. Una unidad que presenta un historial de fallas o indisponibilidades, de cualquier naturaleza, muy elevado, tendrá una potencia firme muy inferior a su capacidad instalada si se le compara con otra unidad que no presenta fallas y/o que puede asegurar un aporte de potencia elevado en cualquier momento.

La potencia firme de una unidad depende entonces de su tecnología de producción, entre otros, si depende o no de recursos primarios cuya disponibilidad es incierta o aleatoria, como es por ejemplo, el recurso hidroeléctrico, y de su comportamiento en términos de fallas.

Adicionalmente, y establecidas las potencias firmes de todas las unidades de generación, la potencia firme de cada unidad debe ajustarse proporcionalmente de modo que la suma de ellas se iguale a la demanda máxima de potencia del sistema, en tanto esta última es la potencia que ha remunerado el segmento consumidor y al precio de la potencia. Es decir, si el parque de generación está muy sobreinstalado, más allá de un margen de seguridad preestablecido y contenido en el precio, la potencia a remunerar a cada unidad es penalizada dejando el exceso sin remunerar. De este modo se otorga una señal para que no exista sobreinstalación y se premia a las unidades de mejor desempeño en términos de aportar una potencia segura.

Por último, el pago de la potencia firme a las unidades de generación es efectuado por los agentes que tienen contratos, pagando a los productores por cada unidad de potencia que han retirado del sistema en horas de demanda máxima para servir a sus contratos. Si un agente ha comprometido en contratos más potencia que la suma de las potencias firmes de sus unidades, aparece como comprador neto de potencia en el sistema. Lo contrario ocurrirá si su potencia firme es superior a la potencia contratada. Como en el agregado toda la potencia firme disponible se iguala a la demanda máxima de potencia, se producen transacciones horizontales de potencia entre agentes de igual modo que en el caso de la energía.

En el año 2006 se publicó el Decreto Supremo D.S. N°62, que modifica la metodología de cálculo de Potencia Firme, denominándola Potencia de Suficiencia, el cual se encuentra sin efecto a la espera de un reglamento oficial para su cálculo y otro asociado a los servicios complementarios.

Este nuevo cálculo se basa en general en la metodología ya existente por lo que se esperan resultados cualitativamente similares. Las diferencias que se plantean tratan sobre el tratamiento de las centrales térmicas que pueden operar con más de un tipo de combustible, y para las centrales hidroeléctricas, en la forma en que se considera la energía aportada por caudales y embalsada para el cálculo de su potencia firme.

Conforme a todo lo señalado, el margen comercial de un generador en el mercado eléctrico chileno, debe reconocer los ingresos por ventas de energía y potencia en contratos, las compras o ventas netas de energía y potencia en el mercado *spot* dadas por la diferencia entre lo comprometido y lo producido, y los costos de transmisión que debe remunerar.

#### **2.2.4 Clientes Regulados**

Desde los inicios de la aplicación de la regulación eléctrica en Chile, se entendió que los consumidores finales de tamaño reducido no poseían capacidad de negociación para pactar libremente sus precios de suministro, por lo que se estableció un sistema de precios regulado para los consumidores de menos de 2000 kW de capacidad conectada de consumo (el cual es opcional para aquellos clientes entre 500 y 2000 kW de capacidad conectada de consumo), que incluye a clientes residenciales, comerciales, junto con la pequeña y mediana industria, usualmente abastecidos por empresas distribuidoras, y un esquema de libertad de precios para el segmento de consumidores con una capacidad de consumo igual o superior a la señalada, que incluye a los grandes clientes industriales y mineros. Bajo este esquema, existen contratos a precios libres, suscritos directamente entre los generadores y los grandes clientes, y contratos adjudicados a generadores a través de licitaciones de suministro llevados a cabo por las empresas distribuidoras para el abastecimiento de los clientes regulados abastecidos por estas últimas.

El procedimiento legal de determinación de los precios regulados, de fijación semestral, dispuso originalmente que los precios a fijar no podían presentar una diferencia de más de 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior<sup>11</sup>. Estos precios se denominan precios de nudo, existiendo un precio de nudo de la energía y un precio de nudo de la potencia de punta.

Este esquema de precios regulados en el segmento de clientes pequeños operó durante más de veinte años, siendo substituido en el año 2005 mediante la reforma legal introducida por la Ley N° 20.018 de mayo de ese año. Esta norma legal dispone que los precios aplicables a los clientes regulados, casi en su totalidad abastecidos por empresas distribuidoras, sean los que resulten de licitaciones abiertas y competitivas convocadas por dichas empresas, y adjudicadas por precio.

#### **2.2.5 Esquema de Licitaciones a Distribuidoras**

El esquema de licitaciones de suministro a concesionarias de distribución eléctrica se funda en la Ley 20.018 y en la Resolución Exenta N° 704 de la CNE, que fijan los plazos, requisitos y condiciones para las subastas de energía eléctrica, las que deben ser desarrolladas por las empresas

---

<sup>11</sup> Este porcentaje fue posteriormente reducido a un 5% según las disposiciones de la Ley N°19.940 de 2004. Una modificación adicional, realizada en la Ley N° 20.013 de 2005, introdujo un factor de aceleración de dicho porcentaje, en la medida que la desviación de precios entre el precio de nudo teórico y el precio medio libre fuere muy grande. Así, en el caso que dicha diferencia alcance el +- 80 o más %, la banda de precios en la que debe encontrarse el precio de nudo aumenta a +- 30%.

señaladas. De esta forma, las concesionarias están obligadas a licitar toda la energía de los clientes bajo regulación de tarifas.

El diseño de las licitaciones buscó fomentar la competencia a través de un mecanismo de subastas abiertas, cuya adjudicación se rige por el menor precio, dejando a las distribuidoras la responsabilidad de llevar cabo los procesos. De esta forma, las distribuidoras tienen la opción de coordinarse en vía de realizar procesos conjuntos, con una vigencia máxima de contratación de 15 años.

Las principales reglas del mecanismo de licitaciones incluyen un formato de sobre cerrado, contratos de energía para suministro base y variable, junto con la opción de dividir bloques de demanda con el fin de aceptar ofertas parciales. Además, los precios base son indexados según fórmulas establecidas de antemano por el generador participante.

Por otra parte, se estableció un precio techo, el que no debe ser superior al precio nudo vigente, incrementado en 20%, lo que permite flexibilizar el precio y así lograr ser atractivo para los inversionistas interesados. Un punto importante del mecanismo, es la posibilidad de convocar a una nueva licitación si esta es declarada desierta en primera instancia, con un incremento de hasta 15% en el precio tope.

### 2.2.6 Margen Comercial de una Generadora Eléctrica

El margen comercial ( $MC$ ) de una generadora eléctrica es la diferencia final entre ingresos y costos resultados de la operación comercial en el mercado eléctrico. Considera los ingresos por las ventas de energía ( $IEne$ ) y potencia ( $IPot$ ), los costos de operación ( $CO$ ), costos fijos ( $CF$ ), los pagos por uso del sistema de transmisión ( $PT$ ) y los pagos por los retiros efectuados en el mercado spot ( $PR$ ):

$$MC_t = (IEne_t + IPot_t) - (CO_t + CF_t + PT_t + PR_t)$$

Los ingresos por energía dependen del volumen de energía y de los precios de los contratos suscritos con clientes libres y adjudicados en las licitaciones a distribuidoras, además del resultado de las transferencias y valorizaciones de energía en el mercado spot, siempre y cuando, sea el caso de una generadora de carácter excedentario<sup>12</sup>. Así, la siguiente expresión resume el cálculo de los ingresos por energía:

$$IEne_t = E_t^c \cdot P_t^c + \sum_{\tau=1}^H (E_{\tau,t}^e \cdot P_{\tau,t}^s)$$

Con  $t$  el periodo temporal de operación de la central ( $t = 1, \dots, T$ ),  $\tau$  el tiempo en horas de operación durante el periodo  $t$  de la central ( $\tau = 1, \dots, H$ ), donde:

- $T$  [años]: Periodo de operación de la central.
- $H$  [horas]: Total de horas de operación en el periodo  $t$ .

---

<sup>12</sup> Aquella generadora cuya inyección al sistema eléctrico es mayor a los retiros al sistema en algún periodo de tiempo determinado.

- $E_t^c$  [GWh]: Energía contratada en  $t$ .
- $E_{\tau,t}^e$  [GWh]: Energía vendida por excedentes en el mercado spot en el tiempo  $\tau$  en  $t$ .
- $P_t^c$  [US\$/MWh]: Precio del contrato de largo plazo de energía en  $t$ .
- $P_{\tau,t}^s$  [US\$/MWh]: Precio spot de energía correspondiente al costo marginal en el tiempo  $\tau$  en  $t$  en la barra de inyección de la central asociada.

Los ingresos por potencia están asociados a la potencia firme y el factor de suficiencia calculado para la central en cuestión, así el ingreso está dado, en particular para un año  $t$  como:

$$IPot_t = Pot \cdot P_t^{pot} \cdot fs \cdot 12$$

Donde:

- Pot [MW]: potencia máxima de la central.
- $P_t^{pot}$  [US\$/kW/mes]: precio medio de la potencia mensual en el año  $t$ .
- $fs$  [pu]: factor de suficiencia de la central.

Los costos en que incurre una central eléctrica dependen de la tecnología de generación y la capacidad de abastecimiento de los combustibles asociados. Los costos variables involucran el gasto por operar la central eléctrica y se define con la siguiente expresión:

$$CO_t = E_t^g \cdot (CVC_t + CVNC_t)$$

Con:

- $E_t^g$  [GWh]: Energía total generada en el periodo  $t$ .
- $CVC_t = P_t^{comb} \cdot \eta$  [US\$/MWh]: Costo variable combustible de la central en el periodo  $t$ .
- $P_t^{comb}$  [US\$/MBtu<sub>pci</sub> o US\$/Ton]: Precio del combustible utilizado en la operación en  $t$ .
- $\eta$  [MBtu<sub>pci</sub>/MWh Ton/MWh]: Consumo específico de operación de la central generadora.
- $CVNC_t$  [US\$/MWh]: Costo variable no combustible de la central en  $t$ .

Los pagos por los retiros realizados en el mercado spot dependen de las transferencias físicas de energía efectuadas en los CDECs, para cada uno de los generadores integrantes. En el caso de ser un generador deficitario, es decir, cuya energía contratada excede la generación real, el balance de transferencias resultará con un costo para dichas generadoras.

$$PR_t = \sum_{\tau=1}^H (E_{\tau,t}^d \cdot P_{\tau,t}^s)$$

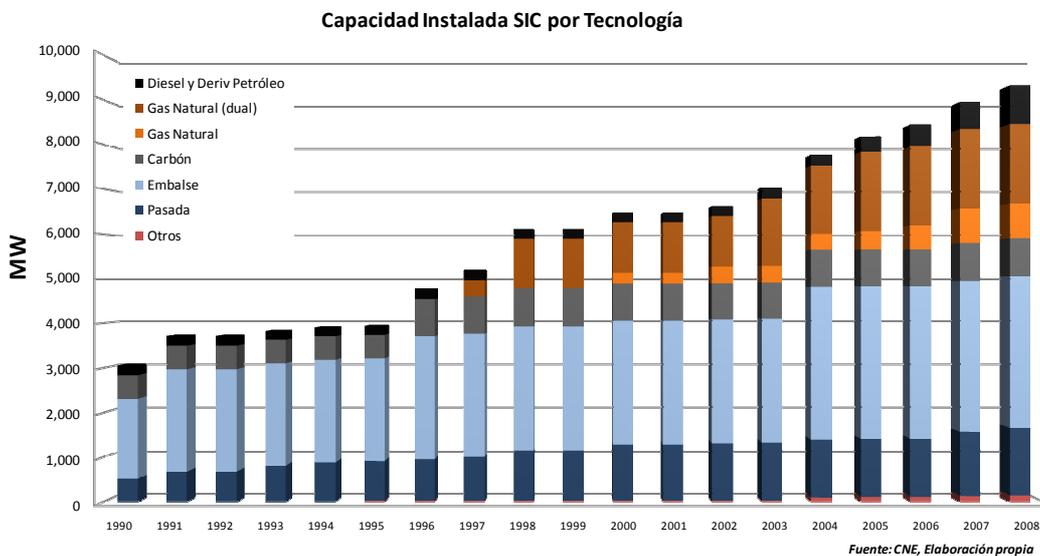
- $E_{\tau,t}^d$  [GWh]: Energía retirada por déficit en el mercado spot en el tiempo  $\tau$  en el año  $t$ .

Los costos fijos involucran el costo de operación y mantenimiento de las centrales, y los pagos por uso del sistema de transmisión, se refiere al pago generado por utilizar las instalaciones de las empresas propietarias de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión en el caso que las centrales inyecten su energía en dichos sistemas.

## 2.3 Parque de Generación del SIC y SING

### 2.3.1 Capacidad Instalada y Puesta en Servicio

Del total de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC), la generación hidroeléctrica tiene el 52 % de la participación y las centrales térmicas el 48 %. En la siguiente figura se ilustra la evolución de la capacidad instalada del SIC desde el año 1990 a diciembre del año 2008. Se observa el aumento de la participación de centrales en base a gas natural en los últimos 10 años, el nulo crecimiento de las centrales térmicas a carbón, la entrada en operación de la última central de embalse al sistema Ralco (640 MW) en el 2004 y el aumento en la instalación de turbinas Gas Diesel en los últimos tres años.



**Figura 2. 7: Evolución capacidad instalada SIC a Diciembre 2008.**

En los siguientes cuadros se indican la potencia bruta instalada y la participación por tipo de tecnologías para el SIC y SING respectivamente.

**Tabla 2. 4: Capacidad Instalada Termoeléctricas SIC. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)**

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MWe]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Licor Negro	42	1%
Turbina Vapor	Carbón	838	19%
Turbina Gas	Diesel	767	17%
Turbina Gas	IFO 180	64	1%
Ciclo Abierto Dual	Gas Natural/Diesel	784	18%
Turbina Vapor	Desechos Forestales	124	3%
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural/Diesel	1763	40%
Motores y Otros	Derivados del Petróleo	75	2%
<b>Potencia Termoeléctrica</b>		<b>4458</b>	<b>100%</b>

**Tabla 2. 5: Capacidad Instalada Termoeléctricas SING. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)**

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MWe]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Carbón - Petcoke	1206	34%
Turbinas Gas y Motores	Diesel	144	4%
Turbinas Gas y Motores	Fuel Oil N° 6	128	4%
Ciclos Combinados/Abiertos	Gas Natural/Diesel	2112	59%
<b>Potencia Termoeléctrica</b>		<b>3589</b>	<b>100%</b>

De acuerdo a las fechas de puesta en servicio de las centrales térmicas del SIC y SING, se construyeron las siguientes figuras las cuales muestran la antigüedad del parque existente para el SIC y SING, además del cronograma de puesta en servicio de la capacidad instalada en cada sistema eléctrico.

A pesar de la antigüedad de varias de las plantas generadoras en ambos sistemas eléctricos, no existe en la actualidad normativa alguna, desde el punto de vista eléctrico, ambiental o de regulación del mercado eléctrico, que exija el repotenciamiento o renovación de las centrales que componen el parque generador. Por este motivo, la decisión de invertir en mejorar cualquier equipo, calidad o eficiencia de las instalaciones de las centrales generadoras, pasa sólo por una evaluación económica privada, o una recomendación propia de las entidades asociadas a la empresa en cuestión.

Por otra parte, el mecanismo de pago por capacidad que rige en el mercado eléctrico chileno, el llamado pago por potencia firme (o pago por suficiencia), no considera la antigüedad de las máquinas para la asignación de dichos ingresos. Asimismo, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio no establece requisitos de vida útil o antigüedad para las centrales que inyectan a los sistemas interconectados. Cabe señalar que la autoridad regulatoria del mercado eléctrico chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE), no utiliza funciones que maximicen la eficiencia de las centrales existentes, en la modelación de los costos esperados de los sistemas eléctricos con los cuales fija la tarifa de precio de nudo a cliente regulado. Sin embargo, si definen una vida útil de 24 años para el análisis de las centrales nuevas recomendadas en cada sistema.

Por lo tanto, la elección de tecnologías, el repotenciamiento o mejoras en las instalaciones de generación son parte de las estrategias de explotación e inversión propios de las empresas propietarias de las centrales generadoras.

### Antigüedad Parque Térmico (SIC)

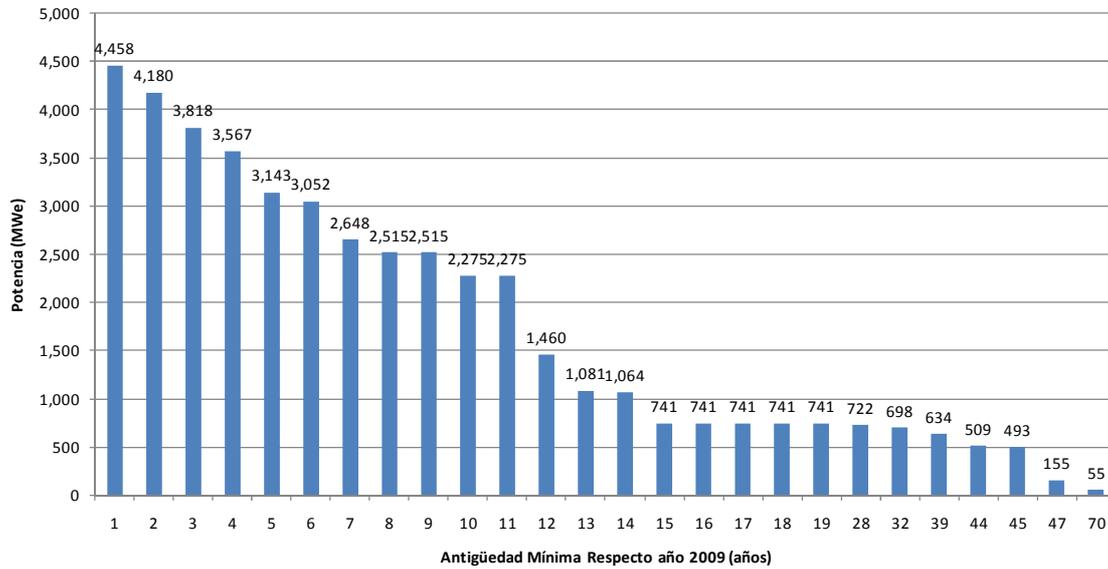


Figura 2. 8: Antigüedad del parque térmico del SIC. (Fuente: CNE, Elaboración propia)

### Evolución de la Capacidad Instalada en Chile (SIC)

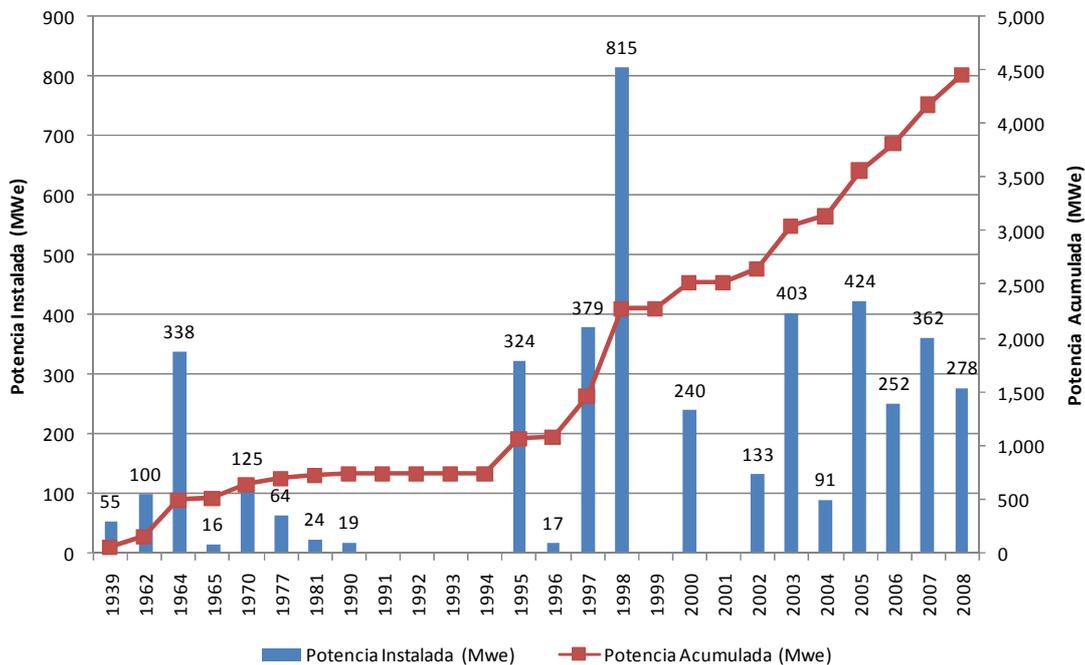


Figura 2. 9: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SIC. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)

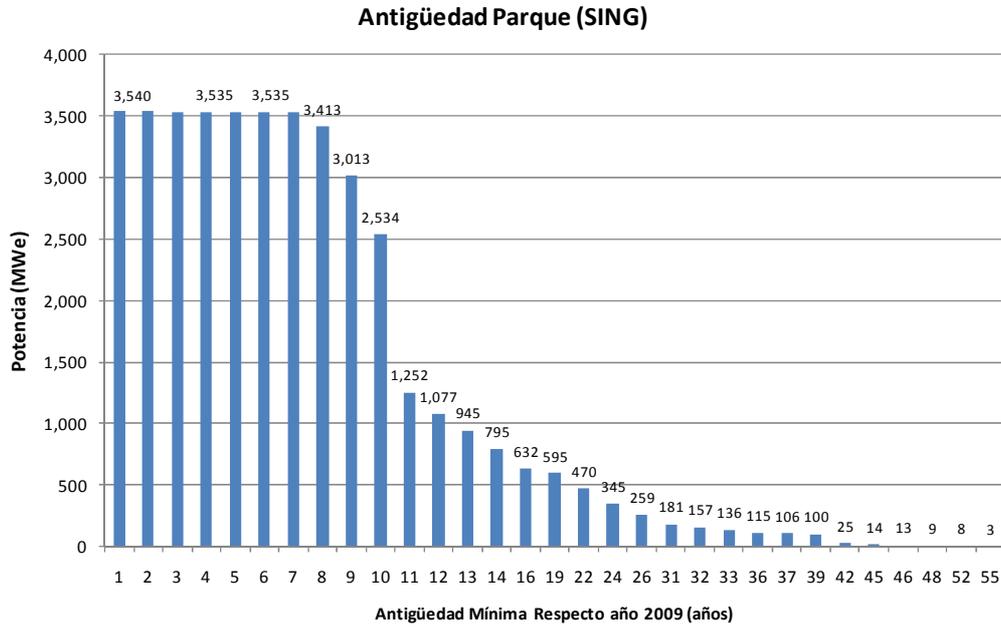


Figura 2. 10: Antigüedad del parque térmico existente del SING. (Fuente: CNE, Elaboración propia)

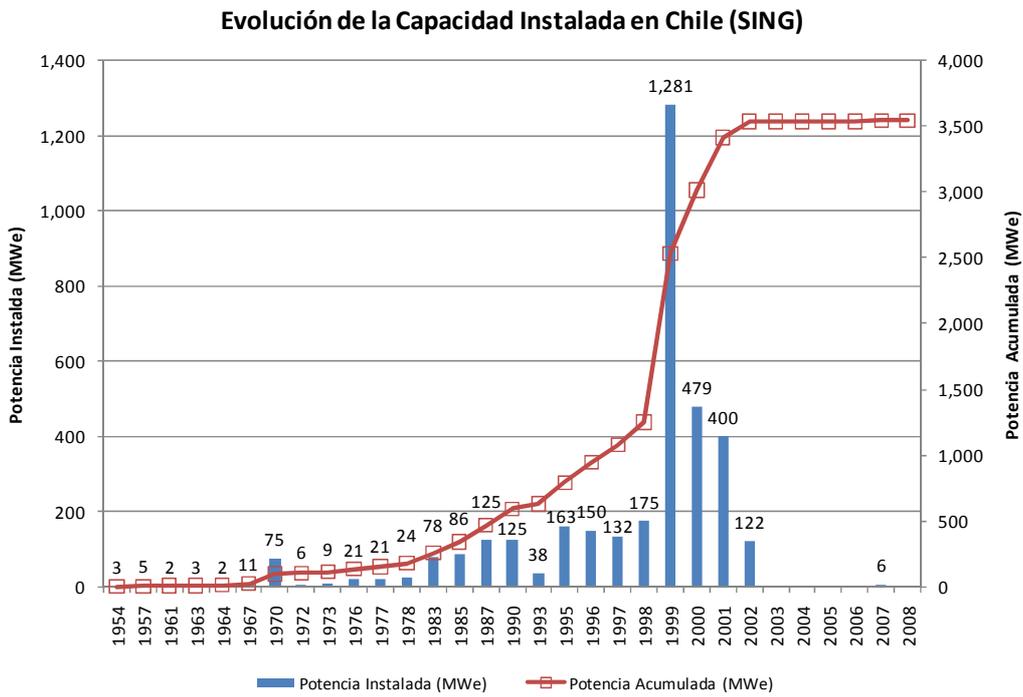


Figura 2. 11: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)

De las figuras anteriores se tiene que del total del parque térmico existente en el SIC, el 16%, es decir, 722 MW de la capacidad térmica instalada tiene igual o más de 24 años de servicio, por su parte en el SING, el 10%, es decir 345 MW, tiene igual o más de 24 años de servicio. Por ejemplo, en el SIC las centrales Laguna Verde (55 MW), Ventanas (338 MW) y Bocamina (125 MW) tienen más de 24 años de vida útil; en el SING las centrales U10 y U11 (75 MW) y la U12 (78 MW) tienen una antigüedad similar, todas ellas centrales térmicas a carbón.

Por otra parte, del total de la capacidad térmica instalada en el SIC, el 35% (1554 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, entre las cuales se encuentran la central térmica a carbón Guacolda (304 MW), y los ciclos combinados Nueva Renca (379 MW) y San Isidro (370 MW); en el SING, el 60% (2189 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, por ejemplo, las centrales térmicas a carbón NTO 1 (132 MW) y CTM 1 (150 MW).

Por último, en el SIC el 49% (2183 MW) de las centrales térmicas tiene menos de 10 años de servicio y en el SING dicha antigüedad representa el 30% del parque térmico.

## 2.4 Comportamiento Histórico Mercado Eléctrico Chileno

### 2.4.1 Generación Histórica

La generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) es mayoritariamente hidráulica, sobre el 60% de la participación de la energía generada, dependiendo de las características hidrológicas ocurridas durante los meses del año. En el siguiente gráfico se ilustra la evolución de la matriz de energía desde el año 2000, donde se aprecia el importante aporte hidroeléctrico, la caída en el abastecimiento de gas natural y el considerable aumento en la generación de las centrales que utilizan petróleo diesel y sus derivados en los últimos dos años.

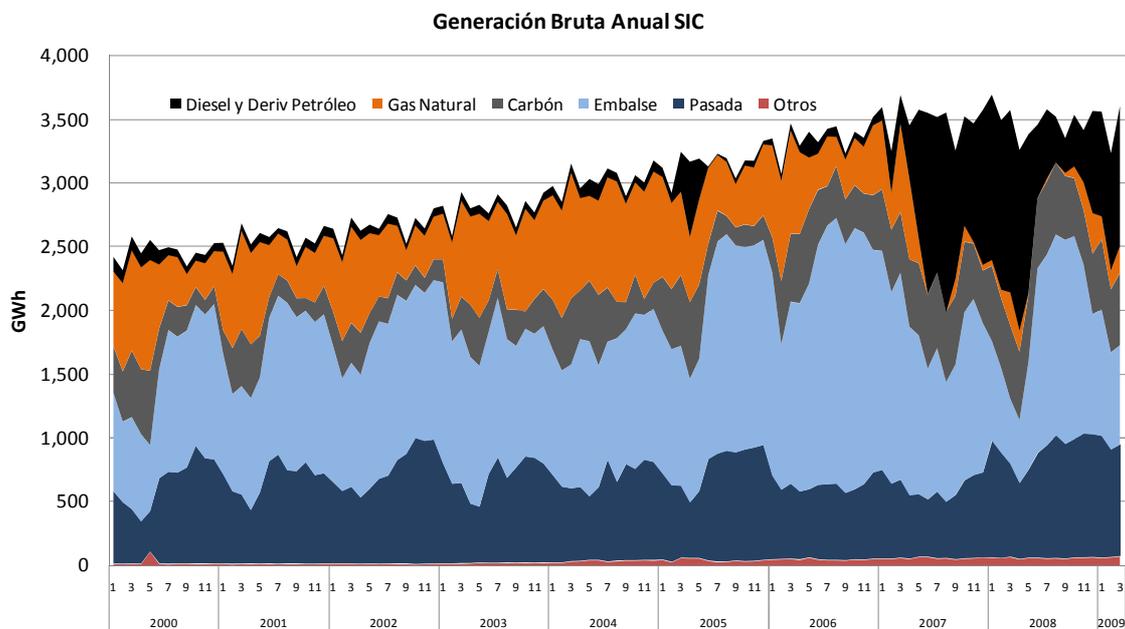
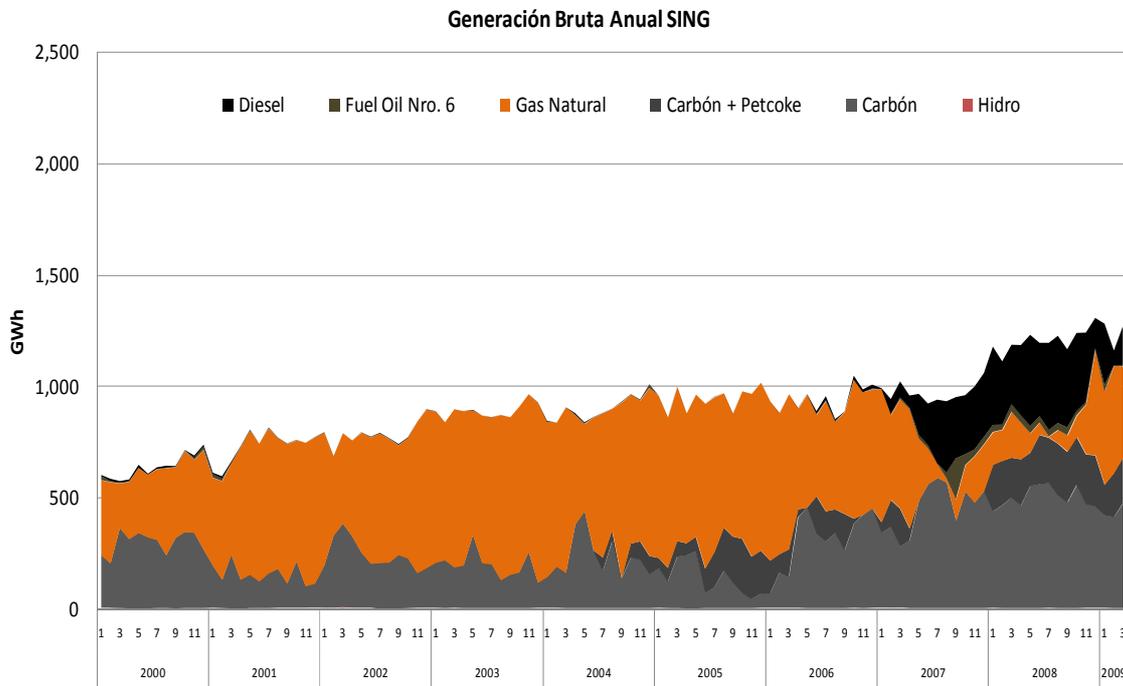


Figura 2. 12: Generación histórica SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)

Asimismo, la generación del SING es netamente térmica como se observa en la figura siguiente.



**Figura 2. 13: Generación histórica SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)**

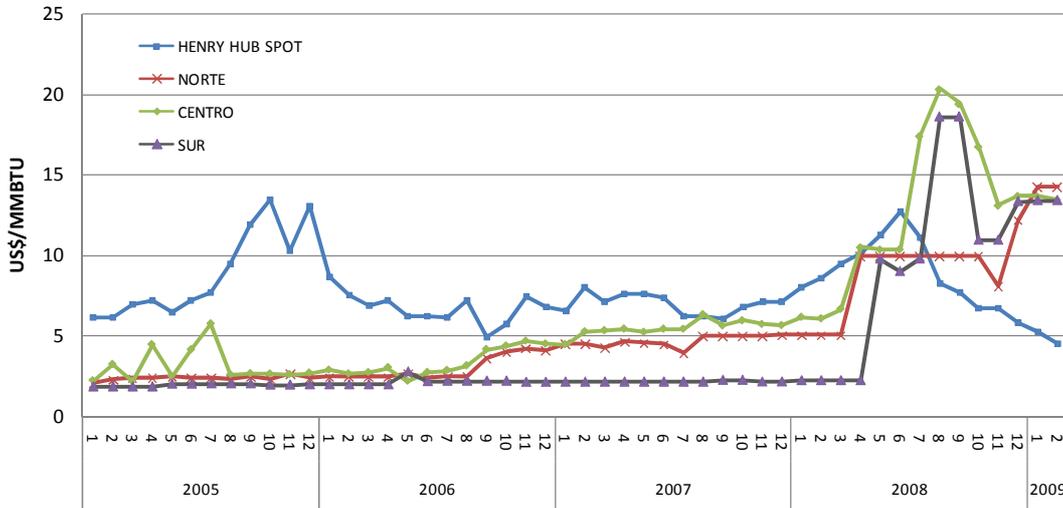
De las figuras anteriores se puede observar claramente, el aumento de la participación de las centrales en base a diesel, en los últimos tres años, lo anterior debido principalmente a los cortes arbitrarios de suministro de gas natural por parte de la autoridad de Argentina. Dicha generación diesel está constituida principalmente por los ciclos combinados duales, ciclos abiertos duales, turbinas diesel y motores de combustión interna del parque generador.

#### **2.4.2 Precios Combustibles**

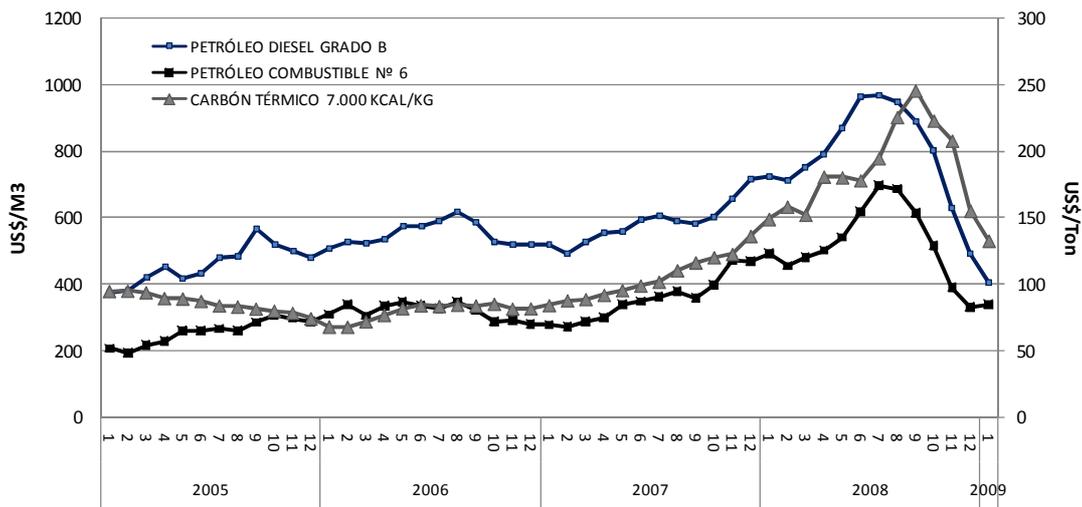
Los principales combustibles utilizados en la generación eléctrica del SIC son el Carbón, Gas Natural y Petróleo Diesel. En la siguiente figura se ilustra la evolución histórica de los precios del gas natural importado desde las interconexiones del norte (Gasoductos Gas Atacama y Norandino), del sur (Gasoducto del Pacífico) y en el centro del país (Gasoducto Gas Andes) comparando con el perfil histórico del índice de precios Henry Hub el cual es el principal indicador internacional de precios de gas natural que sigue la CNE.

Además, se muestra la evolución de los precios del petróleo diesel grado B y del petróleo combustible N° 6 en US\$/m<sup>3</sup>, junto con los precios del carbón térmico importado al país en US\$/Ton.

### Gas Importado Argentino vs Henry Hub



### Petróleo y Carbón Térmico



Fuente: CNE, KAS

Figura 2. 14: Evolución de los precios de combustibles del parque generador (Fuente: CNE, Elaboración Propia).

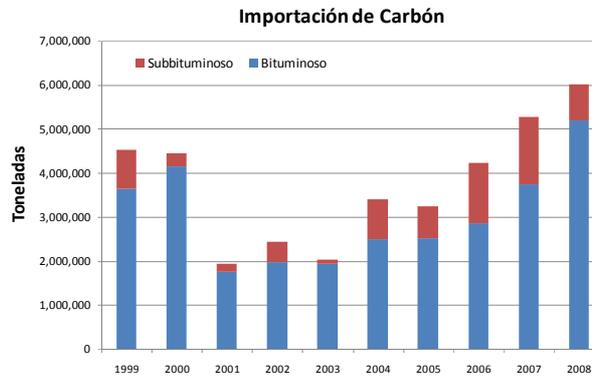
En el siguiente cuadro se observan las toneladas totales de carbón térmico importado a Chile en los últimos 10 años, diferenciando por tipo bituminoso y subbituminoso. El consumo de carbón por parte del sector eléctrico es aproximadamente el 80% del consumo total de dicho combustible en el país<sup>13</sup>, sin embargo, dicho porcentaje se verá incrementado con la puesta en servicio de 1441 MW

<sup>13</sup> Balance Nacional de Energía 2008 (BNE 2008) de la Comisión Nacional de Energía, [www.cne.cl](http://www.cne.cl).

de capacidad en centrales térmicas a carbón en el SIC, y 760 MW en el SING que actualmente se encuentran en construcción.

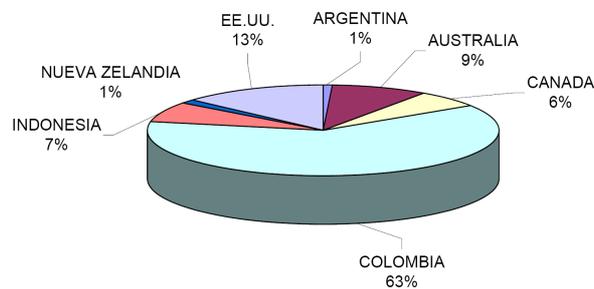
**Tabla 2. 6: Importación de Carbón Térmico [Toneladas al año].**

año	Bituminoso	Subbituminoso	Total
1999	3,644,167	880,994	4,525,162
2000	4,145,085	298,518	4,443,603
2001	1,768,710	182,976	1,951,685
2002	1,993,021	447,573	2,440,594
2003	1,937,031	103,313	2,040,344
2004	2,513,553	898,329	3,411,882
2005	2,531,986	718,217	3,250,203
2006	2,865,843	1,363,105	4,228,948
2007	3,749,135	1,529,535	5,278,670
2008	5,187,409	837,088	6,024,496



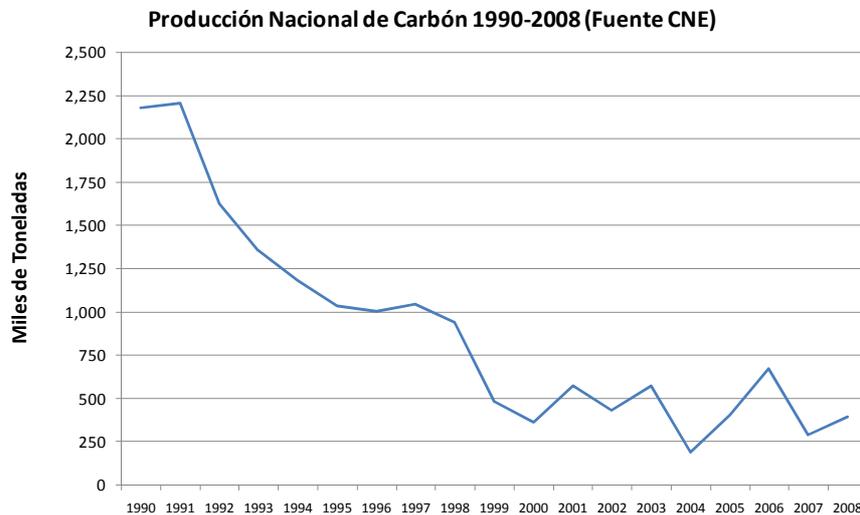
**Figura 2. 15: Evolución de la importación al país de carbón térmico bituminoso y subbituminoso. (Fuente: CNE, elaboración propia)**

En la siguiente figura se observa el origen de las importaciones de carbón térmico en el año 2008.



**Figura 2. 16: Importación total de Carbón por origen año 2008. (Fuente: CNE)**

Cabe considerar que la producción nacional de carbón es muy reducida, en la siguiente figura se ilustra la evolución de la producción total nacional de carbón desde el año 1990 hasta el año 2008, observándose una importante reducción de dicha producción.



**Figura 2. 17: Evolución histórica de la producción de carbón nacional 1990-2008. (Fuente: CNE. Elaboración Propia)**

### 2.4.3 Precios Regulados

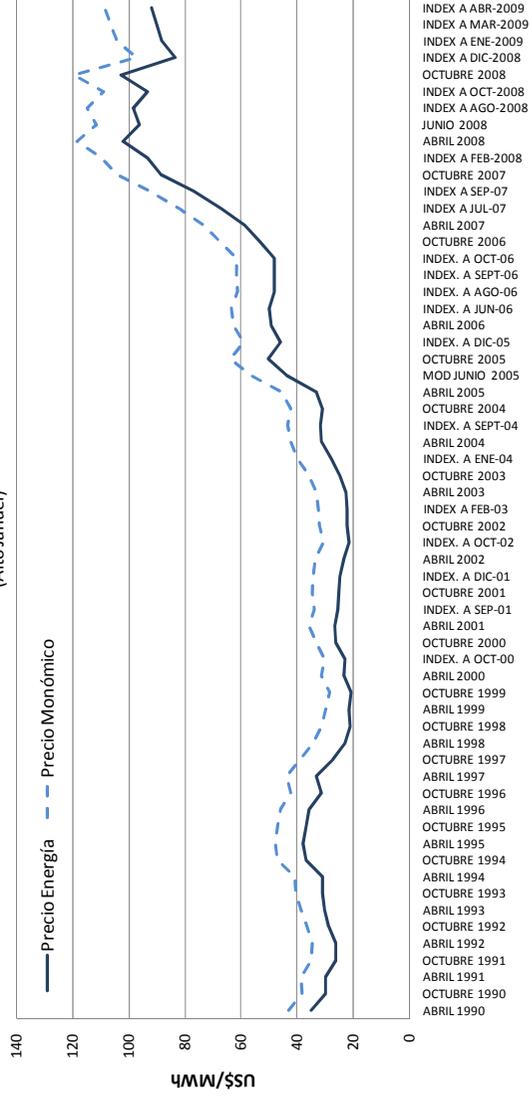
Los precios de la electricidad en el mercado eléctrico chileno dependen de la característica temporal y del tipo de cliente abastecido. Los precios de nudo a clientes regulados son calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en base a simulaciones de la operación esperada de largo plazo del SIC y SING, considerando un plan de obras de generación indicativo, precios de combustibles esperados, una proyección de demanda eléctrica y expansiones del sistema de transmisión troncal adecuadas al crecimiento de la oferta de generación.

Cabe señalar, que una vez comiencen a ser efectivos los contratos adjudicados por las licitaciones de energía a distribuidoras, es decir, desde el año 2010, el precio de nudo servirá sólo como referencia para las siguientes licitaciones en términos de la definición del precio techo de los respectivos procesos. Sin embargo, durante los próximos 2 a 3 años existirá un periodo transitorio donde convivirán contratos a precio de nudo para distribuidoras y los precios licitados, hasta que se llegue a un estado permanente donde sólo regirán los precios de licitación para todos los clientes regulados. Al respecto, la CNE está actualmente elaborando una normativa transitoria que define los mecanismos que serán utilizados para dicho periodo.

Las figuras muestran la evolución histórica del precio de nudo (incluyendo el precio monómico<sup>14</sup>), observándose el sostenido aumento en los últimos 4 años para el SIC y SING respectivamente.

<sup>14</sup> El precio monómico corresponde a un precio equivalente de electricidad, es decir, considera la componente de energía y potencia.

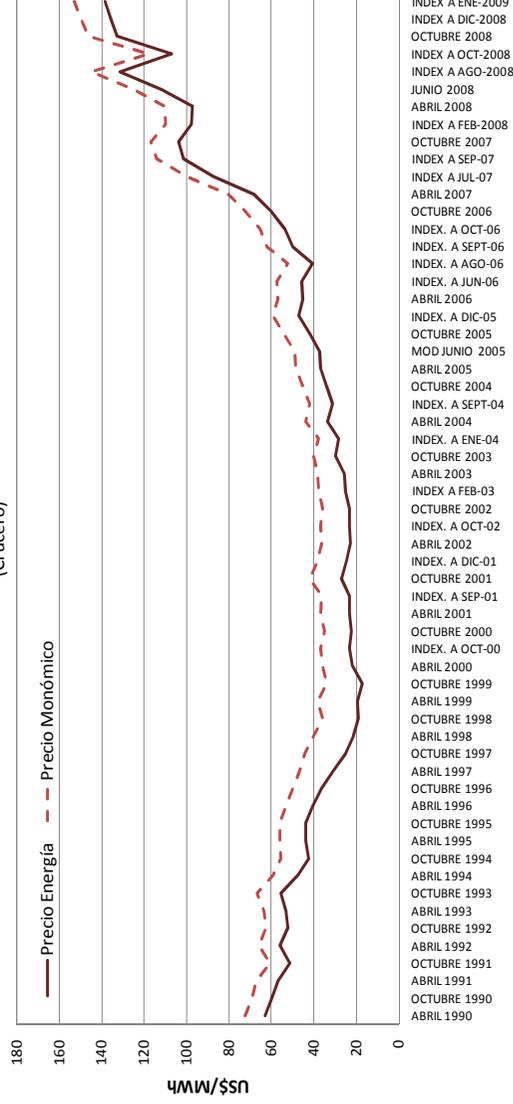
**Precio Nudo Energía y Monómico SIC**  
(Alto lahué)



Fuente: CNE, KAS

**Figura 2. 18: Evolución precios de nudo SIC.**

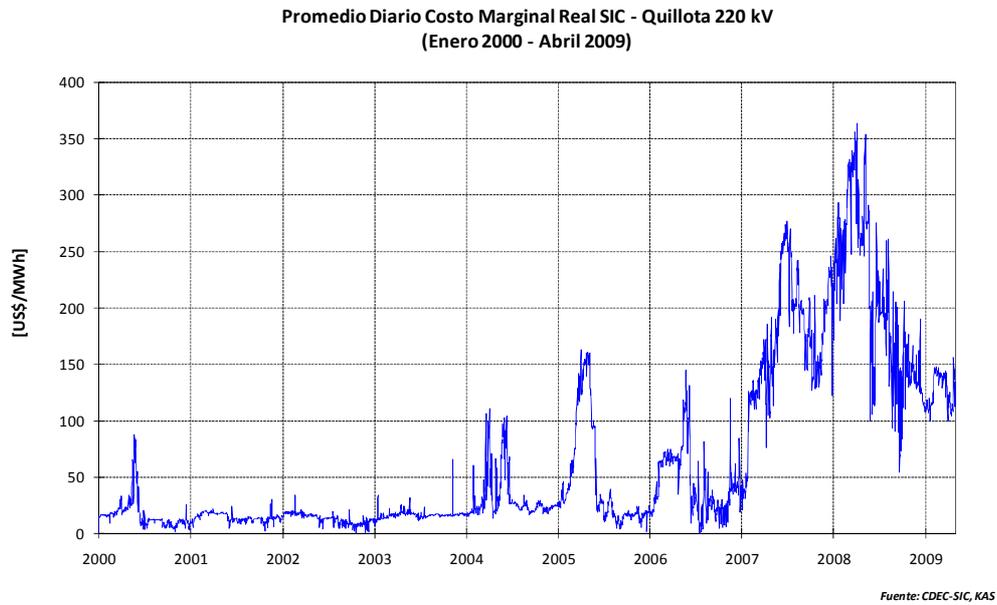
**Precio Nudo Energía y Monómico SING**  
(Crucero)



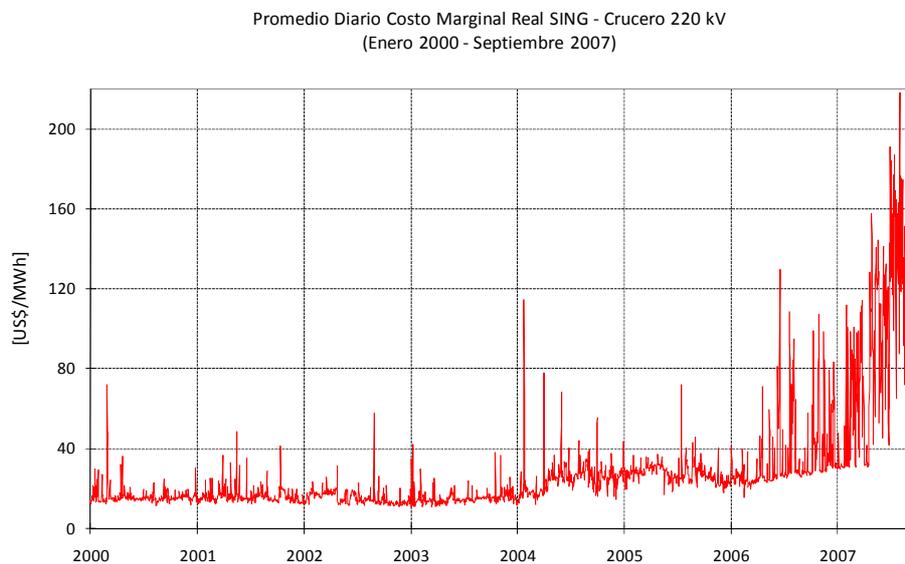
**Figura 2. 19: Evolución precios de nudo SING.**

Los precios instantáneos corresponden a los costos marginales reales determinados por el CDEC-SIC en la operación horaria del sistema, en la siguiente figura se entrega la evolución de los costos marginales promedio diarios durante el periodo enero 2000 hasta abril del presente año, en el nudo Quillota 220 kV para el SIC. Durante los años 2007 y 2008, el mercado del SIC mantuvo precios

por sobre los 100 US\$/MWh durante prácticamente ambos años, llegando a sobrepasar los 300 US\$/MWh durante los meses de febrero y marzo del año 2008. Por su parte, los costos marginales del SING tienen un comportamiento sin estacionalidades, pero mantiene la tendencia al alza de los últimos años, debido a la falta de suministro de gas natural desde los gasoductos Norandino y Gas Atacama localizados en la zona norte del país.



**Figura 2. 20: Evolución costo marginal real SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)**



**Figura 2. 21: Evolución costo marginal real SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)**

### 2.4.4 Resultado de Licitaciones

En la siguiente sección se entregan los principales resultados de las licitaciones de distribuidoras de los procesos llevados a cabo desde el año 2006. Los precios promedio de licitación han aumentado desde el primer proceso de licitación, además del hecho que parte de los precios de la segunda etapa, e íntegramente en la tercera, los precios se encuentran indexados exclusivamente al CPI de USA, por lo que los pagos por suministro no evidenciarán las alzas o caídas de los precios internacionales de los combustibles.

Los volúmenes adjudicados en las licitaciones se presentan por etapa en el cuadro resumen siguiente. El total adjudicado hasta la fecha es de 27,376 [GWh/año], de los cuales Endesa suministrará aproximadamente un 45.4%, Colbún un 24.8%, Gener S.A. un 19.5%, y el resto se divide entre las empresas Campanario, Guacolda y Monte Redondo. Los bloques no licitados en el penúltimo proceso (900 GWh) corresponden a CGE, y fueron adjudicados en el último proceso de presentación de ofertas durante el segundo semestre del presente año.

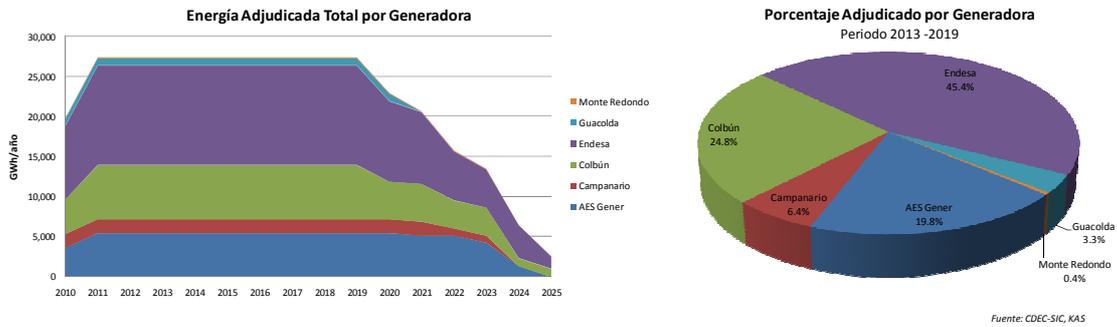


Figura 2. 22: Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.

En la siguiente gráfica se muestran los precios con los cuales cada generadora fue adjudicada para cada distribuidora respectivamente.

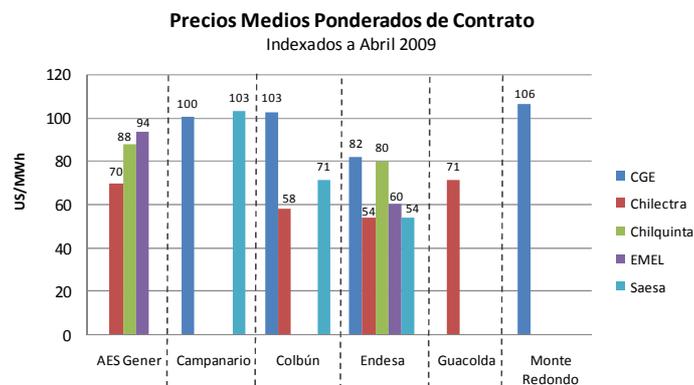


Figura 2. 23: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora.

Los resultados de las licitaciones de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, las cuales abastecen a los clientes regulados de cada sistema eléctrico, fijaron los precios de carbón por 10 o 15 años dependiendo del contrato suscrito con los generadores. Las variaciones que puedan sufrir dichos precios dependen de indexadores de precios de carbón, gas natural, petróleo diesel y el *Consumer Price Index* (CPI) de los Estados Unidos, en efecto, aumentos en los costos de producción del sistema en el mediano plazo que no dependen de los indexadores comentados, no afectarán las tarifas de clientes regulados.

En este sentido, aumentos en los costos de producción de las centrales térmicas debido a la instalación de equipos de control de emisiones, no afectarán los precios de los clientes regulados, hasta que comiencen los nuevos procesos de licitaciones aproximadamente desde el año 2018.

Sin embargo, cabe destacar que los procesos de licitaciones llevados a cabo, internalizan el concepto de costo de control de abatimiento, esto debido a su cuantificación en los costos de inversión de las centrales térmicas de desarrollo utilizadas en los planes de obra de la CNE desde la fijación de precios de nudo de Octubre del año 2004. Lo anterior teniendo en cuenta que, de acuerdo lo establece el artículo 135° del DFL N°4/2006, en cada licitación, el valor máximo de las ofertas de licitación, también llamado precio techo de licitación para abastecer consumos regulados, será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) aumentado en un 20%.

Por su parte, el procedimiento de determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM) depende en su formulación<sup>15</sup> del precio medio de mercado, determinado con los precios medios de los contratos libres informados por las empresas generadoras y del precio medio básico, el cual corresponde al precio de nudo calculado por la CNE, ajustado si corresponde a la banda de precios de mercado de la fijación semestral correspondiente.

En el siguiente gráfico se expone el comportamiento histórico de los precios de nudo de energía desde la fijación de Abril 1999 hasta la fijación de Abril 2009.

---

<sup>15</sup> Para mayor detalle de la formulación del precio máximo de licitación (precio techo) véase el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre 2009 (SIC y SING) de la CNE ([www.cne.cl](http://www.cne.cl)).

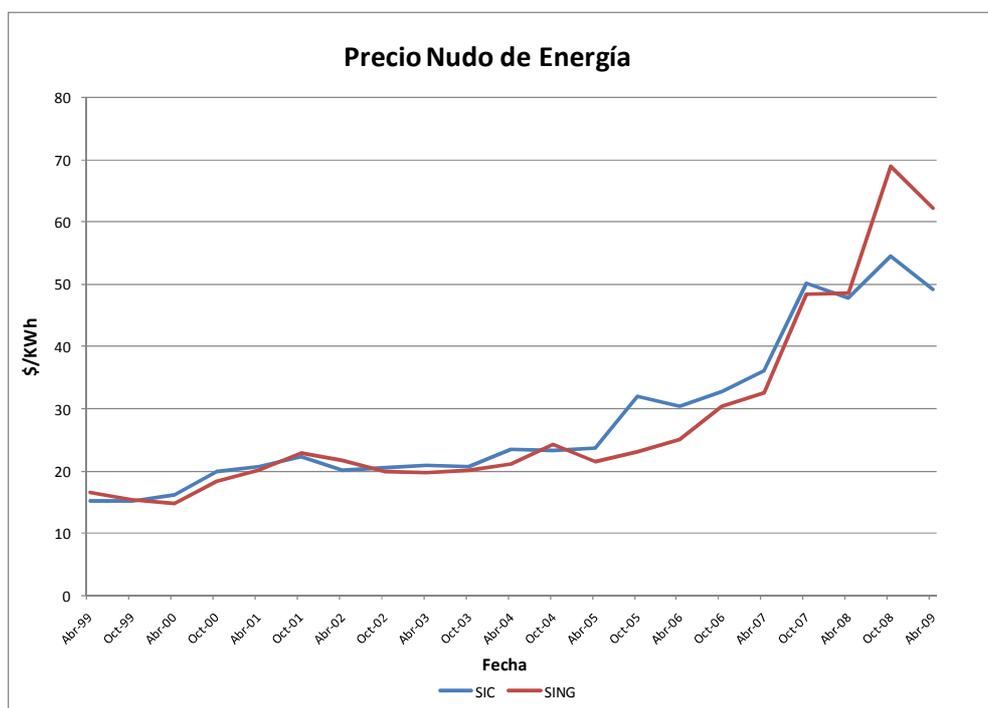


Figura 2. 24: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009.

## 2.5 Análisis Comparado Sector Eléctrico Internacional

En la siguiente sección se entrega un breve análisis comparado de las principales características del sector eléctrico de países seleccionados, estos son, Alemania, Argentina, Brasil, Canadá, China, España, Estados Unidos, México y Nueva Zelanda. Dicha comparación se centra en la capacidad instalada de los países seleccionados y los tipos de tecnologías.

### 2.5.1 Capacidad Instalada

De acuerdo a las estadísticas disponibles por la agencia EIA (*Energy Information Administration*), en su revisión de diciembre del año 2008<sup>16</sup>, en países como Estados Unidos y China predomina en casi un 80 % la capacidad instalada de generadores térmicos, asimismo, México alcanza un 76 % de generadores térmicos en su parque. Chile se encuentra junto a España, Alemania y Argentina en aquellos países que rondan el 60 % de capacidad térmica, por su parte, países como Brasil, Canadá y Nueva Zelanda dependen mayoritariamente de las fuentes hidroeléctricas para la generación.

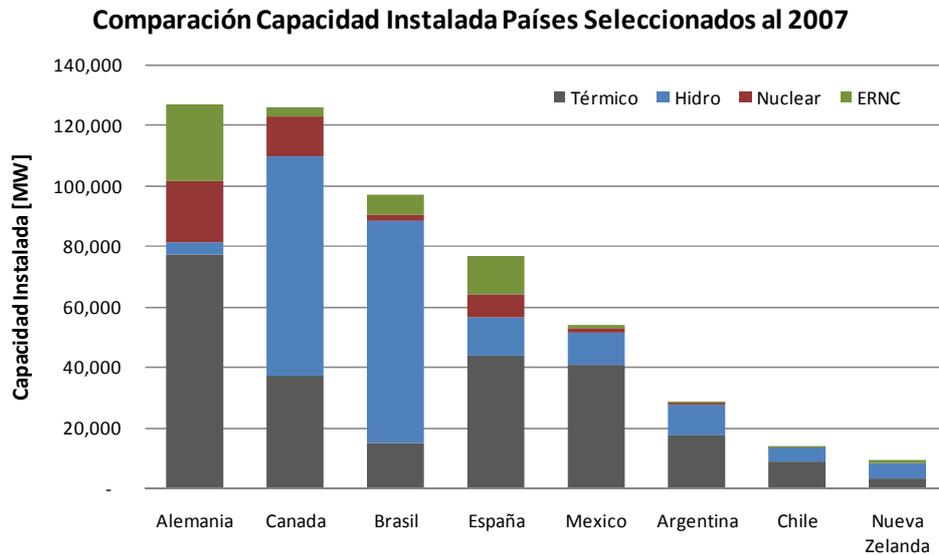
En el siguiente cuadro se presenta la capacidad instalada en potencia eléctrica [MW] al año 2007 de los países seleccionados, junto con la participación porcentual para cada uno de los tipos de generación. Cabe señalar, que el tipo ERNC (dado su nombre por la identificación en Chile de las Energías Renovables No Convencionales) incluye la generación solar, eólica, biomasa y los biocombustibles (desechos).

<sup>16</sup> Toda la estadística utilizada en el presente documento, corresponde a la actualización más reciente obtenida de la fuente revisada (<http://www.eia.doe.gov/>).

**Tabla 2. 7: Capacidad Instalada [MW] de Países Seleccionados al 2007. (Fuente: EIA)**

País	Térmico	Hidro	Nuclear	ERNC	Total	%Térmico	%Hidro	%Nuclear	%ERNC
Estados Unidos	768,990	77,833	100,635	29,603	977,061	79%	8%	10%	3%
China	484,050	128,570	7,572	3,369	623,561	78%	21%	1%	1%
Alemania	77,033	4,141	20,208	25,347	126,729	61%	3%	16%	20%
Canadá	37,140	72,484	13,345	2,668	125,637	30%	58%	11%	2%
Brasil	14,836	73,434	2,007	6,358	96,635	15%	76%	2%	7%
España	43,582	12,967	7,446	12,800	76,795	57%	17%	10%	17%
México	40,634	10,734	1,365	1,062	53,795	76%	20%	3%	2%
Argentina	17,352	9,920	1,018	27	28,317	61%	35%	4%	0%
Chile	8,636	4,900	-	2	13,538	64%	36%	0%	0%
Nueva Zelanda	2,821	5,345	-	722	8,888	32%	60%	0%	8%

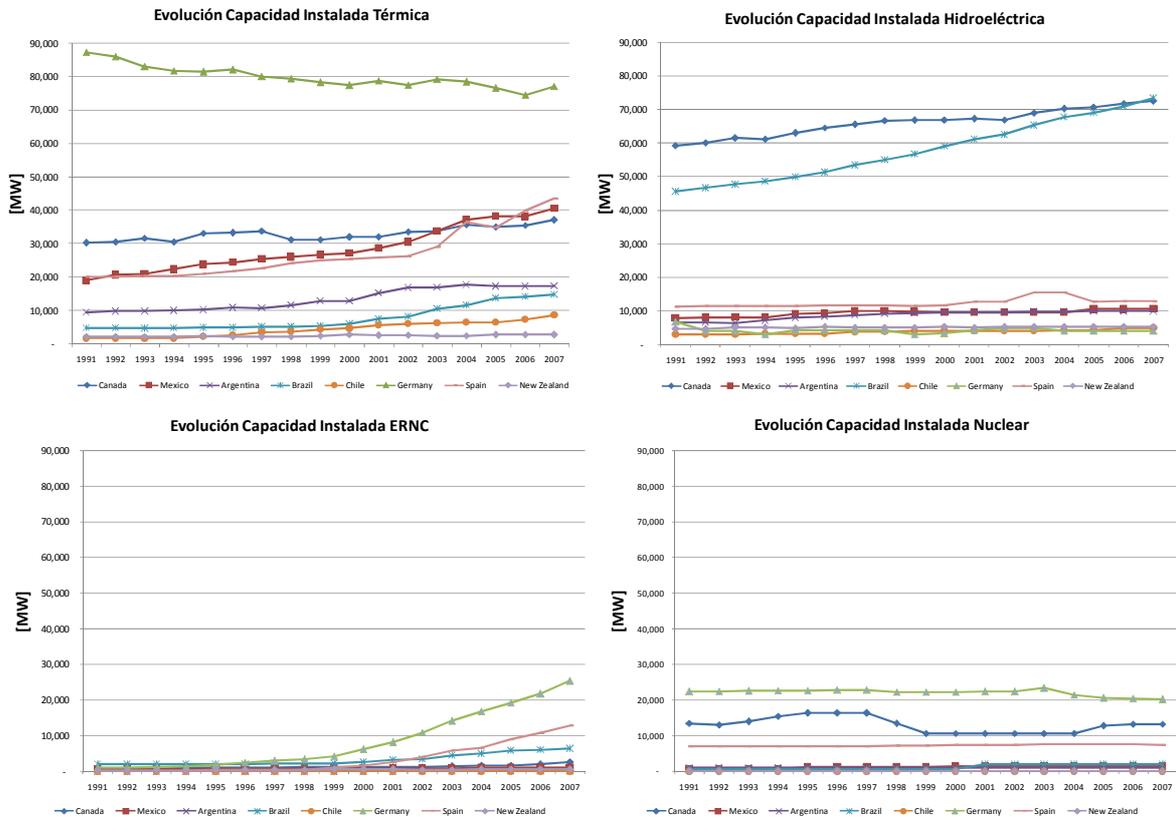
La siguiente figura ilustra la comparación excluyendo a China y Estados Unidos, países cuya capacidad instalada supera en 10 y más veces a los demás países en análisis.



Fuente: EIA, Elaboración Propia

**Figura 2. 25: Capacidad Instalada por tipo de Generación.**

Luego la Figura 2. 26 compara la evolución de la capacidad instalada desde el año 1991 al 2007 en los países seleccionados, por tipo de combustible.



**Figura 2. 26: Evolución capacidad instalada por tipo de generación 1991-2007.**

**(Fuente: EIA, Elaboración Propia)**

De la figura anterior, se observa claramente que Alemania tiene una política de disminuir las centrales térmicas, promoviendo el uso de generación renovable. Se puede apreciar también como Brasil y Canadá han adoptado una política energética que prioriza la utilización de recursos renovables convencionales, como los son las centrales hidroeléctricas. Asimismo, se detecta el estancamiento en las inversiones en energía nuclear de Alemania y Canadá.

La forma cómo evoluciona el sector eléctrico de los distintos países, en términos de la elección de tecnologías o tipos de combustibles utilizados, depende en gran medida de la disponibilidad de recursos energéticos, ya sea recursos propios o importaciones de combustibles y de las políticas energéticas sostenidas por las autoridades.

## 3 DESCRIPCIÓN DE LA FUENTE A REGULAR

### 3.1 Definición de fuente a regular

La presente sección, aporta algunos elementos jurídicos que se deben tener en consideración para la determinación de las fuentes nuevas y existentes que serán reguladas por la norma de emisión para termoeléctricas.

#### 3.1.1 Consideraciones Jurídicas

A objeto de orientar jurídicamente la futura norma de emisión, acto administrativo que emana del Poder Ejecutivo, es oportuno y necesario señalar algunos aspectos constitucionales y legales que deben observarse para no sobrepasar los límites impuestos a toda nueva regulación ambiental. La normativa es el marco general en el cual se insertan las políticas públicas así como las organizaciones. La normativa se refiere a un conjunto de textos que definen las condicionantes legales de acción.

Esta normativa, que se define como la regulación formal, puede ser más o menos coherente internamente y con el resto de la política, pues es el reflejo del conjunto de políticas que se han desarrollado a través del tiempo y por lo tanto, está condicionada históricamente. En consecuencia, la normativa vigente responde a una definición de política que a través de su estructuración legal se perpetúa en el tiempo y que puede o no estar acorde con las definiciones de políticas vigentes.

Para efectos del análisis jurídico que aquí se desarrolla, se deben tener claro todos los principios contenidos tanto en la norma de mayor jerarquía como en la menor jerarquía (es decir, desde la Constitución Política del Estado, pasando por las normas de rango legal, hasta los actos administrativos emanados de la Autoridad Administrativa, tales como Reglamentos y resoluciones). Es decir, en términos generales se debe respetar un orden de preeminencia de normas, concordante con la estructura "piramidal" de nuestro ordenamiento jurídico.

Para lo anterior, es esencial considerar el artículo 7° de la Constitución Política de la República, que en conjunto con el Artículo 6° de la misma Constitución y el Artículo 2° de la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, tienen como propósito y efecto el de consagrar en nuestro ordenamiento jurídico, y como elemento primordial del Estado de Derecho, el denominado "Principio de Juridicidad".

Esta materia, el "Principio de Juridicidad", se limita a establecer que la conducta social, tanto de gobernantes como de gobernados, debe sujetarse a las disposiciones del derecho, es decir, en su acepción más escueta, al conjunto de normas coactivas que se otorga una comunidad en ejercicio de la soberanía. Asimismo, según se dijo más arriba, y dado que este conjunto de normas tiene un orden piramidal o jerarquizado, en que la Constitución Política se encuentra en la cúspide jerárquica, este principio encuentra su materialización primordial en lo que se ha denominado el "Principio de Supremacía Constitucional".

Por otra parte, de la misma normativa -y además del artículo 62, inciso 4°, Nos 2 y 4, de la misma Carta Fundamental- se desprende que la vinculación de la Administración al derecho -y por tanto, al "Principio de Juridicidad"- es por regla general de carácter positiva y no negativa, en el sentido de

que la Administración sólo puede realizar aquellas actuaciones que le estén expresamente permitidas o autorizadas por el orden jurídico.

Por ello, conforme lo dispuesto en el artículo 2° de Ley N° 18.575 Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado- los Órganos de la Administración someterán su acción a la Constitución y a las leyes. Deberán actuar dentro de su competencia y no tendrán más atribuciones que las que expresamente les confieran las leyes.

Es así, que en la nueva regulación normativa cabe entender que la autoridad administrativa debe velar por la garantía del artículo 19 N° 22 de la Constitución, que conforme señala el Tribunal Constitucional, en sentencia N° 1.295 de 06 de Octubre de 2009, considerando: “OCTOGESIMOSEXTO: Que el artículo 19 N° 22 de la Constitución busca evitar toda diferenciación o distinción realizada por el Estado o sus órganos que no tenga justificación razonable. No prohíbe, por tanto, la discriminación; en algunos casos la considera necesaria para asegurar la participación “con igualdad de oportunidades en la vida nacional” (artículo 1°, inciso final, de la Constitución) que pueden demandar ciertas personas o grupos de personas. Pero la sujeta a ciertas condiciones. Su incorporación buscó varios propósitos.

Por de pronto, establecer expresamente la prohibición de discriminar arbitrariamente que tiene el Estado en materia económica, para evitar discusiones sobre si se aplicaba el 19 N° 2 al Estado. Como lo ha señalado esta Magistratura, “tiene por objeto especificar, en materia económica, el principio general de la igualdad ante la ley, consagrado en el N° 2 del mismo artículo 19” (STC rol 28/85). “La ausencia de una doctrina suficientemente desarrollada por la Corte Suprema en la singularización de las igualdades, en particular, la económica, hizo necesario plantear su explicitación” (Fernandois, Arturo; Derecho Constitucional Económico; Ediciones Universidad Católica de Chile; Santiago, 2001, pág. 264)”.

En el considerando 87°, denominado “Las dimensiones del precepto”, establece “Que la norma contenida en el artículo 19 N° 22 de la Constitución tiene, como se desprende de su lectura, una regla general y una excepción. La regla general es “la no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica”.

La doctrina ha señalado que esta regla general tiene los siguientes elementos configurativos. Desde luego, en la Comisión de Estudios de la Nueva Constitución, el comisionado Bertelsen dijo que la voz discriminar tiene dos acepciones. De un lado, es dar un trato de inferioridad a una persona o colectividad por motivos raciales, políticos, religiosos; del otro, es el de separar, distinguir, diferenciar una cosa de otra (citado en Fernandois, A.; ob. cit., pág. 267). De ahí que la doctrina sostenga que discriminar es “dar un trato de inferioridad a una persona o colectividad sin base ni finalidad legítima para hacerlo” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 510). La arbitrariedad, por su parte, significa “sin fundamento plausible o razonable, desproporcionada o inconducente al fin perseguido con ella, ilegítima o injustificada” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 510).

Enseguida, la expresión “trato” apunta a “proceder”, a “método para relacionarse, atender o resolver un asunto, procedimiento uniforme para asistir y cuidar a peticionarios o requirentes” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 511). Son las medidas que adoptan el Estado o sus organismos”, “Finalmente, la prohibición sólo se aplica en “materia económica”. En otras áreas, habrá que reconducir la situación al artículo 19 N° 2 de la Constitución. “Materia económica” es cualquier regulación que impacte en el mercado de productos, bienes o servicios; es “aquel plano de actuación de las personas mediante el cual obtienen lucro y se desarrollan” (Fernandois, A.; ob. cit., pág. 265);

Agrega la sentencia en comento en su considerando 89°, que desarrolla “Los requisitos para discriminar”, “Que estos requisitos son, en primer lugar, que la discriminación que se aplique no puede ser arbitraria. Es decir, debe ser “lógica, razonable, justificada”; la “discriminación arbitraria es aquella injusta, irracional, que niega beneficios a quienes legítimamente tienen derecho a ellos o impone gravámenes a quienes no merecen soportarlos” (Fernandois, A.; ob. cit., págs. 288 y 267). En segundo lugar, la medida sólo puede establecerse por ley. No es la autoridad administrativa por sí, sino previa autorización del legislador, o directamente el legislador, por ejemplo, vía Ley de Presupuestos, los que pueden establecer estas distinciones. Dicha ley es ley común o ley simple (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 512; Fernandois, A., ob. cit.; pág. 288)”.

En este punto cabe reproducir los fundamentos de la Sentencia Rol 577 de veintiséis de abril de dos mil siete, del Tribunal Constitucional, que confirma la habilitación legal de CONAMA para regular los contaminantes del medio ambiente, ello a propósito del establecimiento de una norma de emisión, en los siguientes términos:

“NOVENO.- Que los órganos del Estado competentes para utilizar los distintos instrumentos de gestión ambiental que contempla la legislación, entre los cuales están las normas de emisión y las normas de calidad ambiental, al hacerlo, deben ajustar su actuación a la Constitución y a las normas dictadas conforme a ella, para dar debido cumplimiento al principio de supremacía constitucional que establece el artículo 6° de la Carta Fundamental;

DÉCIMO.- Que aunque, por definición, una norma de emisión establece la cantidad máxima para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora, la Ley N° 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, no exige que, antes de dictar una norma de emisión, se apruebe una norma de calidad ambiental, sea ella primaria o secundaria, normas estas últimas que, como se recordará, establecen los valores máximos o mínimos permisibles de determinados elementos del medio ambiente. La aprobación de una norma de emisión, sujeta por cierto en su elaboración a las exigencias legales y reglamentarias pertinentes, está entregada, entonces, a la apreciación que efectúe la autoridad ambiental competente acerca de su necesidad y conveniencia como instrumento de gestión ambiental preventivo en ausencia de una norma de calidad ambiental, sin perjuicio de su utilización en los planes de prevención o descontaminación, para aprobar los cuales, sin embargo, es indispensable que exista una norma de calidad ambiental en peligro de ser sobrepasada o ya sobrepasada por un contaminante;

DECIMOPRIMERO.- Que al dictar una norma de emisión, como también al aprobar las normas de calidad ambiental, o un plan de prevención o descontaminación, los órganos del Estado competentes que intervienen en su génesis, lo hacen para cumplir el deber que el artículo 19 N° 8 de la Constitución Política impone al Estado en su conjunto de velar por que el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza;

DECIMOSEGUNDO.- Que la aprobación del Decreto Supremo N° 80, de 2006, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que establece la norma de emisión para molibdeno y sulfatos de efluentes descargados desde tranques de relave al estero Carén, es el instrumento de gestión ambiental que el Gobierno, en ejercicio de sus atribuciones, ha decidido utilizar, sin que esté legalmente obligado, como se ha dicho, a aprobar previamente una norma de calidad ambiental. Esta decisión podrá ser discutida en su mérito, pero no constituye en sí misma una infracción al deber constitucional impuesto al Estado de velar por que el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación no sea afectado y de tutelar la preservación de la naturaleza”

Agrega que: “DECIMOSEXTO.- Que para llegar a la conclusión expuesta en el considerando anterior (que no se infringe la garantía general de igualdad ante la ley contenida en el N° 2 del artículo 19 de la Constitución Política) ha de tenerse en cuenta, primeramente, que la autoridad administrativa que aprobó la norma de emisión especial para molibdeno y sulfatos de efluentes descargados desde tranques de relave al estero Carén, ha actuado legalmente habilitada, ya que es la propia Ley N° 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, la que, por una parte, al regular el establecimiento de las normas de emisión en su artículo 40, dispone que el decreto supremo que las apruebe “señalará su ámbito territorial de aplicación” y, por otra, en su artículo 5°, únicamente excluye las medidas de protección ambiental que contengan diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias, de modo que es la ley y no la mera voluntad de la administración la que ha permitido la existencia de normas de emisión diferentes para distintos lugares del país;

DECIMOSÉPTIMO.- Que el respeto integral de las garantías constitucionales de igualdad ante la ley y de no discriminación arbitraria en materia económica por parte de los órganos del Estado, exige también la existencia de factores y circunstancias especiales que justifiquen el trato diferente autorizado por la ley, y que, en el caso de normas de emisión para efluentes que tienen un ámbito de aplicación territorial acotado, se vinculan con las características del curso de aguas a que se descargan, características que en el caso sub lite han sido ponderadas por los órganos administrativos que intervinieron en la elaboración de la norma de emisión y por la Contraloría General de la República, apreciación que no ha sido desvirtuada por los requirentes y que, a falta de antecedentes, impide al Tribunal Constitucional formarse una convicción contraria”;

Entonces se entiende que tanto la garantía de igualdad ante la ley como la no discriminación arbitraria, aseguran que las normas legales no contienen ni pueden contener privilegios, discriminaciones o diferencias respecto de todos los que se hallen en las mismas circunstancias. Significa que las normas jurídicas deben ser iguales para todas las personas que se encuentran en condiciones similares.

Ahora bien, uno de los principios rectores de la Ley 19.300 es el principio preventivo. Este consiste -en lo que nos interesa- en prever la ocurrencia de una situación de contaminación a través de determinados instrumentos de gestión. Sin embargo, en el caso de ocurrir esta, se proponen instrumentos para remediarla.

Los instrumentos de gestión para prevenir o remediar la contaminación son principalmente las normas de calidad ambiental y *de emisión*, y los planes de prevención y de descontaminación, según se trate estos últimos, de zonas latentes o de zonas saturadas, respectivamente.

La Ley 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, define *contaminación* como “la presencia en el ambiente de sustancias, elementos, energía o combinación de ellos, en concentraciones o concentraciones y permanencia superiores o inferiores, según corresponda, a las establecidas en la legislación vigente” (artículo 2, letra c).

Para prevenir la contaminación, la ley articuló un sistema basado en la dictación de normas de emisión, por un lado, y en la dictación de normas primarias y secundarias de calidad ambiental<sup>17</sup> y

---

<sup>17</sup> Se entiende por *norma primaria de calidad ambiental* “aquella que establece los valores de las concentraciones y períodos, máximos o mínimos permisibles de elementos, compuestos, sustancias, derivados químicos o biológicos, energías, radiaciones, vibraciones, ruidos o combinación de ellos, cuya presencia o carencia en el ambiente pueda constituir un riesgo para la vida o la salud de la población (ley 19.300, artículo 2, letra n). Por su parte, *norma secundaria de Calidad Ambiental* se define como “aquella que establece los valores de las concentraciones y períodos, máximos o

planes de prevención y descontaminación, por el otro. Cuando las normas de calidad se ubican entre el 80 y el 100% de sus valores, se entiende que existe zona de latencia<sup>18</sup>, mientras que cuando se superan los valores de estas, se entiende que existe zona de saturación<sup>19</sup>.

El artículo 2 letra o) definió *normas de emisión* como “las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora” Las normas de emisión han sido concebidas tanto para prevenir la contaminación como para combatirla. Para prevenir la contaminación, la ley precitada contempla la elaboración de normas de emisión mediante dos procedimientos: el primero, reglado en el Decreto Supremo N° 93 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, para la elaboración de las normas de calidad y emisión, y, el segundo, por el procedimiento establecido en el Decreto Supremo N° 94 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, para la elaboración de planes de prevención, en donde uno de los instrumentos a utilizar, en el caso que proceda, son las normas de emisión. Los planes de prevención podrán elaborarse cuando los niveles de una norma de calidad se ubiquen entre el 80% y el 100% de la norma y hayan sido declarada zona latente por Decreto Supremo.

Por su parte, para combatir la contaminación, se podrán elaborar normas de emisión insertas en el procedimiento reglado para planes de descontaminación del Decreto Supremo N° 94 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, cuando los niveles de una norma de calidad se ubiquen sobre el 100% de la norma y la zona haya sido declarado saturada por Decreto Supremo.

En ese caso, se elaborarán planes de descontaminación que podrán contemplar normas de emisión en el caso que procedan, con el objetivo de recuperar los niveles superados.

En el contexto precedentemente indicado, se procedió a dar inicio, de conformidad con el Decreto Supremo N° 93 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la dictación de normas de calidad y de emisión (el Reglamento), a la norma de emisión para termoeléctricas<sup>20</sup>.

Entre las materias que se deben sustentar técnicamente se encuentran las siguientes que menciona el Reglamento<sup>21</sup>:

- Cantidad máxima permitida
- Objetivo de protección ambiental
- Resultados esperados;
- Ámbito territorial

---

mínimos permisibles de sustancias, elementos, energía o combinación de ellos, cuya presencia o carencia en el ambiente pueda constituir un riesgo para la protección o la conservación del medio ambiente, o la preservación de la naturaleza” (ley 19.300, artículo 2, letra ñ).

18 Ley 19.300, artículo 2, letra t) Zona Latente: aquella en que la medición de la concentración de contaminantes en el aire, agua o suelo se sitúa entre el 80% y el 100% del valor de la respectiva norma de calidad ambiental.

19 Id., letra u) Zona Saturada: aquella en que una o más normas de calidad ambiental se encuentran sobrepasadas.

<sup>20</sup> Resolución Exenta n° 1690 de 10 de julio de la Dirección Ejecutiva de CONAMA.

<sup>21</sup> Artículo 28 y 35.

- Tipos de fuentes reguladas
- Plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma
- Metodologías de medición y control;
- Órganos Fiscalizadores; y
- Plazo de vigencia.

La futura norma de emisión precisa -de manera ineludible- contar con los fundamentos técnicos que la amparen y justifiquen, dando cabal cumplimiento al marco constitucional y legal arriba desarrollado y evitando que se vulneren los límites normativos vigentes.

### 3.1.2 Fuente regulada

Previo a la solicitud de elaborar una definición de fuente nueva y existente, es necesario determinar la fuente que se va a regular por la norma de emisión para termoeléctricas.

Desde el punto de vista jurídico, cabe hacer presente que el Consejo Directivo de CONAMA incorporó en el Cuarto Programa Priorizado de Normas (1999 – 2000) la “*norma de emisión para la quema de combustibles sólidos en centrales termoeléctricas e industrias afines*”. Posteriormente, el 2006, el mismo Consejo modificó el señalado Programa instruyendo al Director Ejecutivo de CONAMA para que diera inicio al proceso de elaboración de una *norma de emisión para termoeléctricas independiente del tipo de combustibles*<sup>22</sup>. Con este mandato se amplió, por una parte, la aplicación de la norma a todas las termoeléctricas que emitieron al aire, sin consideración al tipo de combustible que estas utilizaren, y por la otra, excluyó de la norma a las industrias afines.

Determinado así que serán las termoeléctricas las reguladas por la norma de emisión, cabe establecer qué se entenderá por estas.

Para estos efectos, el Departamento de Prevención y Control de la Contaminación de la Dirección Ejecutiva de CONAMA elaboró una Minuta<sup>23</sup> donde se indican los elementos para la articulación de una definición de fuente regulada y también, los criterios para distinguir entre fuente nueva y existente.

En lo que se refiere a fuente regulada, el documento da cuenta de lo 5 elementos siguientes, alguno de los cuales se estimarán esenciales para la definición de fuente regulada:

1. “*Central termoeléctrica*”.

La normativa eléctrica no aporta una definición de estos vocablos, y la normativa ambiental tampoco lo hace. Sólo existe una referencia a las centrales generadoras de energía superiores a 3 MW en la Ley 19.300 y el Reglamento del SEIA, al establecer la obligación de que estas deben ingresar al SEIA. Es esencial el significado que los expertos técnicos den a estas expresiones por constituir la materia de lo normado.

---

<sup>22</sup> Acuerdo número 305 de 25 de mayo de 2006.

<sup>23</sup> De septiembre de 2009.

Por otra parte, cabe preguntarse si la expresión “central termoeléctrica” podría considerarse sinónima del vocablo “termoeléctrica” utilizada por el Consejo Directivo. En esta parte también debe recurrirse al significado que los expertos pueden otorgar a estos vocablos para determinar si pueden utilizarse indistintamente.

2. *“tiene por objeto generar electricidad”.*

El fin para lo que una cosa ha sido creada constituye, para el caso de las centrales termoeléctricas, un elemento esencial de la definición, toda vez que lo medular de la norma lo constituye la generación de energía por medio de calor (termo).

3. *“en términos de emisiones atmosféricas es pertinente considerar dos tecnologías asociadas a unidades de generación: calderas y turbinas”.*

Dado que la norma de emisión se aplica a fuentes que cuenten con ducto a chimenea (donde se mide en la salida del efluente), es relevante definir técnicamente si las unidades de generación denominadas calderas y turbinas disponen por cada una de ellas de un ducto o chimenea o si estas cuentan con un ducto común para sus descargas al aire. En el caso que cada unidad cuente con un ducto se aplicará a cada una de ellas una norma de emisión. En el caso contrario, sólo se aplica una norma de emisión.

En el mismo sentido que la Minuta referida, el expediente para la elaboración de la norma de emisión en estudio, reconoce tipologías de centrales termoeléctricas. Estas son: de turbina a vapor, de turbina de gas, de ciclo combinado, y los motores de combustión interna<sup>24</sup>. Consta también que el tipo de termoeléctricas se encuentran asociadas a determinadas tecnologías de abatimiento y tipo de combustibles utilizados.<sup>25</sup>

4. *“ambas tecnologías pueden utilizar combustibles de origen fósil (carbón, gas, diesel) o de biomasa para su proceso de combustión”.*

Como se señaló en la modificación del Cuarto Programa Priorizado de Normas, la norma para termoeléctricas se elaborará independientemente del tipo de combustibles que se utilicen. La norma regularía no sólo a aquellas termoeléctricas que quemen combustible sólidos, sino también a las que usen otro tipo de combustibles. Dado lo anterior, no se considera este elemento esencial para la definición de fuente regulada.

Sin embargo, es importante tener en consideración que lo indicado no obsta a su utilización como elemento para la evaluación técnica y económica de los escenarios normativos.

5. *“una termoeléctrica puede abastecer algún sistema eléctrico del país (SIC, SING, Sistema Mediano) o autoabastecer a una empresa específica.”*

Lo que interesa para la presente norma son las emisiones que las termoeléctricas efectúen al aire, sin que constituya un elemento relevante el destino que se dé a la energía generada por este medio, esto es, el abastecimiento al SIC o SING o para autoabastecimiento.

<sup>24</sup> Fojas 218, 561

<sup>25</sup> Fojas 218

En todo caso, se propone reemplazar por considerarlo más apropiado, la expresión “autoabastecer a una empresa específica” por “abastecer consumos propios ó de terceros”.

#### Concepto de Central Termoeléctrica (fuente regulada):

“Obras de generación (materia) -calderas y turbinas a vapor y a gas, y de ciclo combinado-destinadas a la generación eléctrica mediante un proceso térmico (fin) con potencia térmica mayor a 50 MWt.

### **3.1.3 Fuente nueva y existente**

La distinción entre fuente nueva y existente se relaciona directamente con el principio de gradualidad que inspiró la Ley 19.300 y sus reglamentos. Este principio reconoce la existencia de un período de ajuste para aquellas fuentes que deban cumplir con estándares ambientales más exigentes<sup>26</sup>.

Como se señaló precedentemente, el Reglamento para la dictación de normas de calidad y emisión contempla, entre las materias que debe contener la norma de emisión, la identificación de los tipos de fuentes reguladas y los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma<sup>27</sup>.

Las normas de emisión dictadas al amparo de la ley 19.300, han dado contenido a este principio mediante el mecanismo de diferir la entrada en vigencia de la norma u otorgando plazos mayores a las fuentes existentes<sup>28</sup> para cumplir con la norma más restrictiva. Las siguientes normas de emisión al aire establecen la diferencia entre fuentes nuevas y existentes según los criterios que se indican:

- Norma para Olores Molestos<sup>29</sup>: Si la fuente se encuentran en operación o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.
- Norma para la regulación del contaminante arsénico emitido al aire<sup>30</sup>: Si la fuente se encuentra instalada o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.
- Norma Incineración y Co-Incineración<sup>31</sup>: Si la fuente cuenta o no con la autorización de la Autoridad Sanitaria otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia del decreto respectivo.

Por su parte, la norma emisión para grupos de electrógenos en actual elaboración por CONAMA, distingue fuente nueva de existente en consideración a si esta se encuentra registrada o no en la Seremi de Salud respectiva a la fecha entrada en vigencia del decreto que le de vida.

A mayor abundamiento, el expediente de elaboración de la norma contiene varias referencias a fuentes nuevas y existentes<sup>32</sup>.

---

<sup>26</sup> Mensaje de la Ley 19.30

<sup>27</sup> Artículo 35

<sup>28</sup> En comparación con las fuentes nuevas

<sup>29</sup> Decreto Supremo N° 67 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

<sup>30</sup> Decreto Supremo N° 165 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

<sup>31</sup> Decreto Supremo N° 45 de 2007 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

Finalmente, es la Minuta de CONAMA<sup>33</sup> la que contienen los elementos que configuran una definición de fuente existente, de fuente nueva y modificación de fuente.

En relación a la definición de Fuente Regulada (también Central termoeléctrica) Existente y Nueva, la Minuta de CONAMA señala los siguientes elementos:

Propone las siguientes definiciones:

- a) **Fuente Existente:** “Aquella fuente regulada que a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma de emisión, se encuentra en servicio, para algún sistema eléctrico o para el autoabastecimiento de alguna empresa en particular”

El Reglamento de la Ley Eléctrica<sup>34</sup>, entiende por puesta en servicio “la energización de las instalaciones”<sup>35</sup>. La puesta en servicio -dice el reglamento- debe ser comunicada por el generador a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con a lo menos 15 días de anticipación.

En dicha comunicación se deberá indicar a lo menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.”<sup>36</sup>

Esta obligación contenida en el Reglamento Eléctrico permitiría fijar el hito entre fuente nueva y existente. Con esto se generarían mayor certeza para los que deben someterse a la norma de emisión. Sin embargo, cabe preguntarse si la obligación precitada se extiende tanto a las termoeléctricas que deben conectarse al SING o SIC, como también las destinadas a “abastecer consumos propios ó de terceros”.

Se propone eliminar de la definición las expresiones “para algún sistema eléctrico o para el autoabastecimiento de alguna empresa en particular” atendida las razones contenidas en la determinación de fuente regulada.

- b) **Fuente Nueva:** “Aquella fuente regulada que a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma de emisión, no se encuentra en servicio o aquella fuente regulada existente que ha sido modificada”.

Se reproducen los comentarios formulados en relación a la definición de “puesta en servicio” del Reglamento de la Ley Eléctrica.

“En el ámbito de esta futura norma de emisión interesa distinguir aquellas modificaciones que resulten también en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones (excluyendo a priori la incorporación de equipos de abatimiento). De esta forma, se identifican: cambio de combustible y ampliación en la generación, modificación que se realiza mediante la incorporación de una unidad de generación: caldera o turbina.

---

<sup>32</sup> Fs 221, 341, 342, 352 , fs 731, 737y ss

<sup>33</sup> De septiembre de 2009.

<sup>34</sup> DS N° 327 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

<sup>35</sup> Artículo 215, inciso 2°

<sup>36</sup> Artículo 215, inciso primero

“Se entenderá que una central termoeléctrica se modifica cuando existan cambios en los sistemas de combustión, ya sea por aumento de capacidad de generación, por cambio de combustible, o por cambio tecnológico en el sistema de combustión y control de emisiones.”

“En termoeléctrica tipos de modificaciones: el ámbito de esta futura norma de emisión interesa distinguir aquellas modificaciones que resulten también en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones (excluyendo a priori la incorporación de equipos de abatimiento). De esta forma, se identifican: Cambio de combustible y Ampliación en la generación, modificación que se realiza mediante la incorporación de una unidad de generación: caldera o turbina.”

## 3.2 Fuentes excluidas de la normativa

### 3.2.1 Central de cogeneración

Luego de aplicar la encuesta realizada a las generadoras termoeléctricas entre las que se incluyó a los Co-generadores productores de papel y celulosa, se ha decidido separar el procedimiento para fijar los criterios y la normativa a aplicar a ambos tipos de empresas por las razones a que a continuación se exponen:

- i. Las empresas termoeléctricas obedecen al propósito específico de producir energía eléctrica a partir de combustibles adquiridos por ellas en el mercado respectivo. Dicha energía eléctrica es entregada a la red pública mediante los sistemas y mecanismos conocidos, bajo coordinación del CDEC. Este es su producto y por ello, se justifican y perciben sus beneficios.

Los Flujos de Ingreso y uso de insumos así como de salida de producto y de los contaminantes asociados a esta actividad, guardan directa relación con el producto obtenido, esto es con la energía eléctrica producida y entregada al sistema de transmisión. Esto hace más precisa no solo la definición racional de los parámetros a controlar que quedarán incorporados a la normativa sino las posteriores mediciones, seguimientos y evaluaciones del cumplimiento de aquella, así como el impacto económico de las inversiones necesarias para el abatimiento de los contaminantes.

- ii. Las empresas Co-generadoras en cambio responden a objetivos esenciales diferentes a la generación de energía eléctrica. En efecto, las empresas Co-generadoras encuestadas, productoras de papel y celulosa en su totalidad, requieren de vapor para el desarrollo de sus procesos productivos y esta necesidad les permite, con inversiones adicionales en líneas y equipos de alta presión y turbinas de vapor, aprovechar de generar energía eléctrica no solo para su propio consumo sino vender además sus excedentes en el sistema eléctrico nacional.
- iii. Los procesos productivos de papel y celulosa generan residuos de todo tipo: sólidos, líquidos y gaseosos, los que deben ser aprovechados como parte integral de aquellos procesos no solo desde un punto de vista estrictamente económico sino además por razones medio-ambientales. Es así como se utilizan como combustibles no solo la biomasa residual de tipo forestal, no útil para los procesos industriales, tales como corteza, astillas y aserrín (cuya generación impacta más por su volumen que por su peligrosidad) sino algunos otros flujos provenientes del proceso productivo como son el Licor negro concentrado (mezcla de lignina y hemi-celulosas disueltas en soda cáustica y sulfuro de sodio acuoso) y otros

subproductos con importante contenido de sustancias principalmente sulfurosas, tales como aquellas conocidas como TRS. Preciso es reconocer que las distintas instalaciones cuentan con sistemas anti-polutivos que reducen en diversa medida el impacto de las emisiones al aire atmosférico. Tales combustibles, bastante variados aunque recurrentes, se complementan con cantidades marginales de combustibles tradicionales como Diesel, Fuel oil o gas licuado para los efectos de generar el vapor y la energía eléctrica necesarios.

- iv. La caracterización de los efluentes gaseosos resultantes de dicha combustión, con y sin tratar y en cantidad y calidad, debe ser motivo de un estudio especial ya que son muy diferentes a los que se encuentran en los gases de escape de una Central Termoeléctrica convencional.

Según lo anteriormente señalado se propone tratar de relacionar las emisiones de  $SO_x$ ,  $NO_x$ , CO y MP u otros elementos que se determine necesario considerar, presentes en los combustibles empleados, con la potencia térmica usada en la generación de vapor, relacionando ésta su vez con la materia prima procesada ó volumen de producción. Para esto se debería adecuar la encuesta realizada con otras preguntas que condujeran a definir nuevos indicadores de línea base en la dirección señalada.

Estas empresas poseen una capacidad instalada total, sumando aquella cautiva y la disponible para el sistema, de 486 MW; cifra que representa solo el 6 % de las 8.178 MW instalados de origen termoeléctrico a nivel nacional. Por tanto, diferir en el tiempo dicho análisis para considerar una normativa especial, sólo afectaría a una pequeña fracción de la producción termoeléctrica, obteniéndose a cambio una representatividad que aseguraría un cabal análisis del sector y una normativa posterior adecuada y legítima.

El modelo de las plantas de papel y celulosa sería aplicable a otras actividades industriales que aplican la cogeneración.

### **3.2.2 Motores de combustión interna**

Los motores de combustión interna poseen una potencia térmica inferior a 50 MWt, y serán sometidos a regulación bajo otra normativa actualmente en desarrollo, por tal razón quedan excluidos de la norma de termoeléctricas.

## **3.3 Gradualidad de entrada en vigencia de la norma**

Para centrales existentes, a la fecha de entrada en vigencia de la norma, se considera un aplazamiento del cumplimiento de la normativa, con el objetivo de permitir la instalación del equipamiento de control de emisiones necesario para cumplir con esta.

El periodo de aplazamiento se ha establecido en base a información sobre tiempos de instalación y conexión de equipos de abatimiento entregadas por proveedores. Como se muestra en la Tabla 3. 1, el tiempo de instalación de los equipos de abatimiento puede durar hasta 2 años, pero el periodo en el que se hace la conexión del equipo es reducido, en torno a dos semanas, ya que este periodo se hace coincidir con las paradas programadas de mantenimiento, de cada central, de tal manera de no influir en el normal funcionamiento de esta. Entre las tecnologías, el sistema de desulfurización es el más extensivo en uso de tiempo ya que para su instalación se requiere una mayor obra civil.

**Tabla 3. 1: Tiempos de instalación y conexión para sistemas de abatimiento<sup>37</sup>.**

Tecnología Abatimiento	Tiempo de instalación	Tiempo de conexión
Sistema de desulfurización	18-24 meses	10-15 días
Sistema de reducción catalítica selectiva	12-16 meses	10-15 días
Abatimiento para material particulado	12-16 meses	10-15 días

Estos periodos de instalación podrían ser menores, como es el caso del proyecto de ampliación de la central Bocamina, en el cuál se ha considerado la instalación de abatimiento para material particulado en la unidad 1, existente, y la unidad 2, nueva, y se ha considerado abatimiento para dióxido de azufre en la unidad 2. En la Tabla 3. 2 se muestra los tiempos de obras civiles, montaje y puesta en marcha de cada equipo según cronograma del proyecto<sup>38</sup>, en el caso del filtro de mangas para la unidad 1 el tiempo total estimado para su instalación fue de 9 meses, para el filtro de mangas de la unidad 2, 8 meses y para el desulfurizador sólo 7 meses.

**Tabla 3. 2: Cronograma instalación de equipamientos central Bocamina.**

Cronograma segunda unidad Bocamina	Meses
<b>OBRAS CIVILES</b>	
Instalación de Faenas Filtro de Mangas Unidad 1	0.75
Obras Civiles Filtro Mangas Unidad 1	1.25
Obras Civiles Filtro Mangas Unidad 2	3
Obras Civiles Desulfurizador Unidad 2	3
<b>MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO</b>	
Montaje Filtro de Mangas Unidad 1	5.5
Puesta en Servicio del Filtro de Mangas Unidad 1	1
Prueba de emisiones Filtro de Mangas Unidad 1	0.5
Montaje Filtro de mangas Unidad 2	5
Montaje Desulfurizador Unidad 2	4
Pruebas de Emisiones y Puesta en Servicio Unidad 2 con Filtro de Mangas	4
<b>Tiempo total Filtro de mangas unidad 1</b>	<b>9</b>
<b>Tiempo total Filtro de mangas unidad 2</b>	<b>8</b>
<b>Tiempo total desulfurizador unidad 2</b>	<b>7</b>

En el caso de reacondicionamiento para equipos de abatimiento de material particulado (filtros de mangas y precipitadores), se requeriría un tiempo de alrededor de 4 meses, incluidos estudios de ingeniería, reacondicionamiento y puesta en marcha<sup>39</sup>.

Se estima que un periodo de 3 años, sería suficiente para permitir la instalación del equipamiento en cada central, considerando, además, el tiempo estipulado para la construcción y puesta en marcha de

<sup>37</sup> Fuente: Información recogida de reuniones con proveedor de tecnologías de abatimiento ALSTOM.

<sup>38</sup> Fuente: Estudio de impacto ambiental "Ampliación central Bocamina (Segunda Unidad)", ENDESA Chile.

<sup>39</sup> Fuente: Información recogida de reuniones con proveedor de tecnologías de abatimiento ALSTOM.

una central nueva. La siguiente tabla muestra el tiempo programado para construcción y puesta en marcha de centrales termoeléctricas ingresadas a Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En esta tabla se muestra que el tiempo de construcción y puesta en marcha de una central termoeléctrica puede durar hasta 4 años.

**Tabla 3. 3: Tiempos de construcción y puesta en marcha para centrales termoeléctricas<sup>40</sup>.**

Central termoeléctrica	Construcción y puesta en marcha
Nueva Ventanas	32 meses
Campiche	38 meses
Bocamina	40 meses
Central termoeléctrica Pacífico	44 meses

En consecuencia, si se considera el siguiente programa de instalación de los equipos de control:

- Evaluación en el SEIA: 6-12 meses (DIA proyecto de mejoramiento)
- Decisión de compra: 6 meses
- Orden de compra, instalación y puesta en marcha: 12-24 meses

Se tiene un máximo de 3 años y 6 meses para instalar los equipos.

Cabe considerar en el gradualismo propuesto, el rol del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) del SIC y del SING, para supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirá instalar los equipos de control sin problemas para los sistemas eléctricos. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema (falla de alguna unidad generadora, condición hidrológica seca, etc.), cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

### 3.4 Contaminantes atmosféricos y sus efectos

Las plantas termoeléctricas emiten contaminantes a la atmósfera debido al proceso de combustión realizado en la generación de energía eléctrica. Dependiendo del tipo y de la calidad del combustible utilizado, se generarán emisiones de materia particulado (MP), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metales tales como el mercurio (Hg), níquel (Ni), vanadio (V), arsénico (As), cadmio (Cd), compuestos orgánicos volátiles (COV's), etc. Producto de esas emisiones, se generarán en la atmósfera, contaminantes secundarios tales como el sulfato, nitrato, y ozono.

La cantidad y las características de las emisiones de contaminantes a la atmósfera, dependerá del combustible utilizado (carbón, diesel, gas natural), el tipo y diseño de la unidad de combustión (caldera o turbina), los sistemas de control de emisiones (sistemas primarios (low-NO<sub>x</sub>) y/o secundarios tales como los filtros mangas, desulfurizadores, sistemas de reducción catalítica selectiva, etc.), y de las prácticas de operación del sistema.

<sup>40</sup> Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

### 3.3.1 Material Particulado (MP)

Las partículas (MP) contenidas en los gases efluentes, son una mezcla de material sólido y líquido, conformado por distintos compuestos tales como los nitratos, sulfatos, metales, polvo, entre otros. En la combustión de combustibles fósiles se genera un flujo de gases que arrastra cenizas (contenidas en el combustible), carbono, hidrocarburos no quemados y vapores condensables que conforman el material particulado. El contenido de cenizas en el carbón de las unidades que operan en nuestro país, varía entre 2 y 15%, dependiendo del tipo de carbón (subbituminoso y bituminoso) (Ver Anexo I: Procesamiento de Encuesta).

#### Efectos del MP

Desde los episodios del Valle de Meuse Bélgica en 1940, y el de Londres (1952), se reconoce que la exposición a materia particulada genera efectos adversos para la salud de la población. Los efectos van desde un aumento de los síntomas respiratorios y de uso de medicamentos para aliviarlos, hasta el asma y exacerbación de enfermedad pulmonar obstructiva crónica, que se traducen en tratamientos en las salas de urgencia e incluso, en reducción del crecimiento pulmonar en los niños. La atención se ha centrado, también, en el incremento de la mortalidad por causas respiratorias y cardiovasculares.

Las partículas respirables (menores a 10  $\mu\text{m}$ ) ingresan al sistema respiratorio penetrando profundamente en los pulmones, alcanzando las más pequeñas (MP2.5) a ingresar al torrente sanguíneo, llevando con ellas las toxinas al resto del cuerpo, afectando principalmente el sistema respiratorio y cardiovascular.

Los principales efectos asociados a la exposición de material particulado son:

- Aumento de la irritación en las vías respiratorias
- Tos o dificultad para respirar
- Disminución del funcionamiento pulmonar
- Exacerbación del asma
- Bronquitis crónica
- Mortalidad prematura en personas con enfermedades pulmonares o cardíacas

Los efectos han sido estudiados para la fracción respirable (MP10), y para las finas (MP2.5), siendo estas últimas, reconocidas como más dañinas, toda vez que ellas logran ingresar al torrente sanguíneo y los alvéolos. Hasta la fecha, no se encontrado un umbral sin efecto, por tanto, aún a pequeñas concentraciones en el aire, éstas generan efectos adverso, principalmente a los grupos más sensibles (infantes, ancianos, personas con enfermedad pulmonar crónica).

La peligrosidad del material particulado no radica sólo en su tamaño, sino en su composición química que se asocia a la toxicidad. Partículas ácidas (sulfatos), normalmente están relacionadas

con los daños mayores, aún cuando estudios recientes<sup>41</sup> demuestran que el material carbonáceo podría tener un efecto adverso mayor.

El material particulado genera también efectos adversos sobre los recursos naturales, principalmente por su interferencia con la fotosíntesis, al depositarse sobre las hojas.

Además, el material particulado reduce la visibilidad, debido a la dispersión de partículas. La reducción de visibilidad genera efectos adversos no sólo para la calidad visual, sino que también al aumentar el riesgo de accidentes por poca visibilidad.

### 3.3.2 Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)

El dióxido de azufre se forma por la combustión de elementos que contienen azufre, tales como el carbón y petróleo. Por este motivo, la cantidad emitida de SO<sub>2</sub> depende del contenido de azufre en el combustible utilizado. El carbón, el petcoke, y el petróleo pesado contienen altas cantidades de azufre (>1%), mayores a las contenidas en el petróleo diesel (0.035%). A partir de 2010 la cantidad contenida en el diesel bajará a 50 ppm.

El SO<sub>2</sub> es un gas altamente reactivo y soluble en agua, que se transforma en la atmósfera formando partículas secundarias (sulfato de amonio), y ácido sulfúrico.

#### Efectos del SO<sub>2</sub>

El dióxido de azufre es un contaminante capaz de causar daño severo a la salud de las personas, en especial entre los infantes, los ancianos y los asmáticos, por su carácter irritante. Los efectos reconocidos son sobre el sistema respiratorio y abarcan desde un debilitamiento del sistema inmunológico, la broncoconstricción, bronquitis crónica, bronco espasmos en asmáticos, hasta la muerte. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), exposiciones de la población a una media diaria mayor a 500 mg/m<sup>3</sup> produce un exceso de mortalidad, en tanto que para exposiciones entre 500 mg/m<sup>3</sup> y 250 mg/m<sup>3</sup> se observa un aumento de las enfermedades respiratorias agudas. Por último, para exposiciones de la población a una media anual mayor de 100 mg/m<sup>3</sup> se produce un aumento de los síntomas o enfermedades respiratorias.

El SO<sub>2</sub> es higroscópico, es decir, cuando está en la atmósfera reacciona con la humedad y forma aerosoles de ácido sulfúrico y sulfuroso que luego forman parte de la lluvia ácida.

El SO<sub>2</sub> genera lesiones visibles de las partes aéreas de la planta por acción directa. El SO<sub>2</sub> ingresa a las hojas a través de los estomas y, al afectar el mecanismo de apertura de los poros, perturba los aspectos fisiológicos y bioquímicos de la fotosíntesis, la respiración y la transpiración de las plantas; también se producen lesiones indirectas, especialmente por acidificación del suelo y alteración del crecimiento. Lesiona las células epidérmicas. Exposiciones agudas a altas concentraciones de dióxido de azufre pueden producir daños en forma de necrosis foliar y clorosis de la hoja<sup>42</sup>.

El daño a la vegetación por el SO<sub>2</sub> genera pérdidas económicas en los cultivos comerciales, daño estético a árboles cultivados, arbustos y otros ornamentales, y reducciones en la productividad, riqueza y diversidad de las especies en ecosistemas naturales los cuales constituyen efectos en el

<sup>41</sup> Kelly FJ, Sandstrom T. Air pollution, oxidative stress, and allergic response. *Lancet* 2004; 363: 95-96

<sup>42</sup> Antecedentes para la revisión de la norma secundaria de SO<sub>2</sub>. CONAMA 2007.

bienestar público y en las áreas impactadas. Tales efectos están asociados tanto con cortas exposiciones (minutos a horas) y con largas exposiciones (semanas a años) del dióxido de azufre<sup>2</sup>.

En Chile la legislación ambiental contempla Normas Primarias<sup>43</sup> y Secundarias<sup>44</sup>. Las primeras se refieren a la protección de la salud de las personas y tienen validez para todo el país mientras que las Normas Secundarias se refieren a la protección de los recursos silvoagropecuarios y tienen valores distintos para la zona norte y sur del país.

El SO<sub>2</sub> también afecta a la calidad de los materiales y metales expuestos, pinturas, materiales de construcción, papel, cuero y textiles.

### 3.3.3 Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Los óxidos de nitrógeno se generan por la combustión de elementos que contienen nitrógeno (carbón, diesel, petróleo, gas natural), y por oxidación de nitrógeno contenido en el aire, a altas temperaturas (mayores a 600 °C). Típicamente, la combustión generará óxido nítrico (NO) y en menor proporción, dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>).

#### Efectos del NO<sub>x</sub>

Los NO<sub>x</sub> son gases que al ser inhalados generan efectos nocivos sobre la salud humana, atacando principalmente el sistema respiratorio. Se ha demostrado que exposiciones a dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) genera daño al tejido pulmonar, constricción de las vías respiratorias, disminuye los niveles de la función pulmonar y aumenta el riesgo de padecer síntomas respiratorios, especialmente en personas asmáticas y en niños, por ser los más vulnerables al tener una frecuencia respiratoria mayor que los adultos. Los efectos que más se han evaluado son el incremento de admisiones hospitalarias por asma y bronquitis crónica.

En determinadas condiciones ambientales tienen un efecto indirecto importante sobre la salud humana, ya que contribuyen a formar partículas de origen fotoquímico. Hay estudios que indican que estas partículas, sobretodo las más finas, pueden provocar enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Los episodios de contaminación fotoquímica (como el smog) pueden provocar efectos inmediatos sobre el aparato respiratorio de muchas personas sensibles.

### 3.3.4 Mercurio (Hg)

El Mercurio se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel), siendo más significativo su contenido en el carbón. El contenido promedio de mercurio en el carbón varía entre 0,02 y 1,00 ppm, con un promedio de 0,50 ppm. En el diesel el contenido de mercurio es de 10 ppb. En el proceso de combustión se libera mercurio elemental (Hg<sup>o</sup>) y oxidado (Hg<sup>ii</sup>) en forma de gas, y mercurio en forma de partícula (Hg<sup>p</sup>)<sup>45</sup>. Los porcentajes de mercurio en sus diferentes estados varían dependiendo de las características del carbón. En promedio, la combustión del carbón generará un 50% de Hg<sup>o</sup>, un 40% de Hg<sup>ii</sup>, y sólo un 10% de Hg<sup>p</sup>. Esto es relevante pues para el control de las emisiones de mercurio, se deben considerar métodos que remuevan partículas y gases.

---

<sup>43</sup> DS N° 113/01

<sup>44</sup> DS N° 185/91

<sup>45</sup> Mercury emissions from six coal-fired Power plants in China. Fuel processing technology Vol 89. 2008

El mercurio elemental tiene un tiempo de residencia en la atmósfera entre 150 a 350 días, alcanzando distancias de miles de kilómetros. El mercurio oxidado, posee tiempos de residencia menores, entre 0 a 5 días, y alcanza distancias hasta 300 km. El mercurio particulado, posee tiempos de residencia entre 0 y 10 días, pudiendo alcanzar distancias de hasta 500 km desde el punto de descarga<sup>46</sup>. Estos tiempos de residencia en la atmósfera y distancias alcanzadas, permiten comprender que el impacto que las emisiones de Hg debido a las termoeléctricas, tienen un alcance regional, afectando potencialmente a todo el país.

### Efectos del Hg

El mercurio y sus compuestos pueden ingresar al cuerpo a través de la piel, y los tractos gastrointestinal y respiratorio. En el caso del mercurio metálico, la principal vía de ingreso al organismo es a través del sistema respiratorio en forma de vapor, pues la cantidad que se absorbe a través de la piel, en su forma líquida, es mínima.

Los compuestos inorgánicos de mercurio, después de ingresar al organismo, son absorbidos y disociados por los fluidos corporales y la sangre, siendo distribuidos al plasma y eritrocitos. El principal efecto adverso del mercurio es la alteración del sistema nervioso central.

Los factores que determinan los efectos tóxicos en humanos son la velocidad y la cantidad absorbida, las propiedades fisicoquímicas de los compuestos, y la susceptibilidad del individuo

Una exposición crónica provoca inflamación de la boca, salivación excesiva, pérdida de los dientes, daño a los riñones, temblores musculares, espasmos de las extremidades, cambios de personalidad, depresión e irritabilidad.

Generalmente los compuestos de mercurio presentan bajas presiones de vapor, por lo que no contribuyen a la presencia de vapores tóxicos en áreas de uso, contrario a lo que sucede con el mercurio metálico (ejemplo: derrame por rompimiento de termómetros, esfigmomanómetros, y en general productos con contenido de mercurio metálico).

La exposición al vapor de este metal provoca irritación de los ojos, membranas mucosas y tracto respiratorio superior y, dependiendo de la sensibilidad del individuo, puede causar reacciones alérgicas y alteraciones del sistema nervioso.

La peligrosidad de la ingesta de mercurio reviste en su ingreso al organismo como metilmercurio, a través de alimentos que lo contengan.

El metilmercurio es uno de los metales más peligrosos para la salud. Diversos incidentes de exposición humana al metilmercurio han demostrado sus efectos neurotóxicos.

Los efectos del metilmercurio varían según la dosis, la respuesta, y los síntomas asociados. Los grupos más vulnerables a la exposición del metilmercurio son los niños, el feto y la madre. El metilmercurio pasa a través de la barrera sanguínea, cerebro y alcanza el Sistema Nervioso Central (SNC). El feto es particularmente sensible a la exposición al metilmercurio y sus efectos durante el

---

<sup>46</sup> Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal Regulations. Praveen Amar. NESCAUM. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics August 3-5, 2004

desarrollo de la infancia han sido asociado con elevados índices de metilmercurio y con los efectos neuro comportamentales<sup>47</sup>.

Los síntomas clínicos de intoxicación por metilmercurio en niños y adultos incluyen: parestesia (extremidades y alrededores de la boca adormecidos), ataxia (dificultad al caminar), disartria (dificultad en hablar), disminución del campo visual, sordera, temblores, deficiencia intelectual y en algunos casos, paralización motora.

En síntesis, de todas las especies de mercurio conocidas la más peligrosa es sin duda el metilmercurio ( $\text{CH}_3\text{Hg}$ ). La metilación del mercurio es un proceso en que intervienen bacterias que participan en el ciclo  $\text{SO}_4^{2-}$  -  $\text{S}_2^-$ . Estas bacterias, que por ende contendrán metilmercurio, son consumidas por el peldaño superior de la cadena trófica, o bien lo excretarán. En este último caso el metilmercurio puede ser rápidamente adsorbido por el fitoplancton y de ahí pasar a los organismos superiores. Debido a que los animales acumulan metilmercurio más rápido de lo que pueden excretarlo, se produce un incremento sostenido de las concentraciones en la cadena trófica (biomagnificación). Así, aunque las concentraciones iniciales de metilmercurio en el agua sean bajas o muy bajas, los procesos biomagnificadores acaban por convertir el metilmercurio en una amenaza real para la salud humana.

Por tanto, el riesgo del mercurio va a estar determinado por el tipo de exposición al mercurio, la especie de mercurio, los factores geoquímicos y ecológicos que influyen la forma de migración del mercurio en el medioambiente, los cambios que puede sufrir durante dicha migración, la ruta de entrada al organismo (ingestión, inhalación, contacto), la dosis y el tiempo de exposición.

En nuestro país la exposición de la población al mercurio metálico, estaría principalmente presente en la pequeña minería del oro para aquellos trabajadores que no toman las medidas adecuadas en su manipulación, en las personas que tienen obturaciones dentales con amalgamas de mercurio y en el mal uso, manipulación y disposición de los productos con contenido de mercurio, tales como termómetros, pilas, tubos fluorescentes, lámparas de ahorro de energía, interruptores eléctricos, etc. Otras fuentes precursoras de mercurio metálico que tenemos presente en Chile, son aquellas provenientes de liberaciones secundarias, a través de procesos tales como la combustión de carbón, procesamiento de crudo, combustión de hidrocarburos, combustión de biomasa, producción de cemento, procesos con gas natural, extracción primaria de metales y producción de metales reciclados<sup>48</sup>.

Para el caso de mercurio inorgánico, se encontraría presente en algunos productos farmacéuticos y desinfectantes que aún se comercializan. En cuanto al etil mercurio, aún se usa el timerosal como preservante de algunas vacunas y para el metil mercurio, estaría presente por liberaciones de mercurio al agua, el cual sería producido por microorganismos y bacterias.

### 3.3.5 Níquel (Ni)

El Níquel, al igual que el Mercurio, se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel). Diversos análisis a carbones han estimado un contenido de Ni entre 3 ppm y 10200 ppm, con un promedio mundial de 15 ppm.

#### Efectos del Ni

<sup>47</sup> Regulatory Impact Analysis of the Clean Air Mercury Rule Final Report. EPA-452/R-05-003. 2005.

<sup>48</sup> Plan Nacional de Gestión de los Riesgos del Mercurio. CONAMA 2009.

El Níquel (Ni) afecta las vías respiratorias disminuyendo la función del pulmón y exacerbando el asma. Casos de bronquitis han sido reportados en humanos quienes han estado expuestos a altas concentraciones de Níquel en el aire. Dependiendo de las concentraciones y tiempos de exposición, la inhalación de níquel puede generar el desarrollo de cáncer al pulmón, la laringe, y la próstata, falla respiratoria, defectos al nacer, asma y bronquitis crónica, neumonitis, y desordenes cardiovasculares.

Según la USEPA, existe evidencia de que el Níquel es un cancerígeno humano, cuando ingresa al organismo vía inhalación<sup>49</sup>. La concentración de  $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ , se asocia a un riesgo de cáncer al pulmón de 1/10000.

### 3.3.6 Vanadio (V)

El Vanadio se encuentra en el carbón y el petróleo, variando significativamente su contenido de acuerdo al tipo de carbón (antracita, bituminoso, subbituminoso, etc.). En promedio, el carbón contiene 30 ppm de vanadio<sup>11</sup>.

#### Efectos del V

El Vanadio genera efectos adversos a la salud, siendo los síntomas más evidentes la tos seca, acompañado por irritación a las fosas nasales, ojos, y garganta. Exposiciones prolongadas al Vanadio generan anorexia, náuseas, y diarrea<sup>50</sup>.

De acuerdo a la OMS, numerosos estudios han reportado efectos respiratorios agudos y crónicos, debido a la exposición a pentóxido de vanadio ( $\text{V}_2\text{O}_5$ ). La mayoría de dichos estudios indican síntomas clínicos asociados a efectos irritativos del tracto respiratorio superior. Sólo en altas concentraciones (sobre  $1 \text{ mg de V}/\text{m}^3$ ) se encontraron efectos en el tracto respiratorio inferior, tales como bronquitis y neumonitis<sup>51</sup>.

La ruta más común de ingreso del Vanadio al cuerpo humano es al sistema respiratorio es vía inhalación, aunque también puede ingresar vía oral, por la ingesta como parte de la exposición total de partículas. Los síntomas principales de exposición a Vanadio se manifiestan en el sistema respiratorio. Otros síntomas se manifiestan en el sistema enzimático, a través de la disminución de la síntesis del colesterol.

---

<sup>49</sup> <http://www.epa.gov/ncea/iris/subst/0273.htm#doscarinhal>

<sup>50</sup> Vanadium: Medical and Biological effects of environmental pollutants. Academia Nacional de Ciencias de USA, 1974.

<sup>51</sup> WHO Regional Office for Europe, Copenhagen, Denmark 2000.

### 3.5 Objetivos de protección ambiental y resultados esperados de la norma

Debido al tipo de contaminantes que generan las termoeléctricas, la norma de emisión tiene como objetivo la protección ambiental el prevenir la contaminación atmosférica mediante el control de emisiones primarias de contaminantes regulados: (SO<sub>2</sub>, PM, NO<sub>2</sub>, Hg, Ni, V), así como también sus derivados (MP2.5 expresados como NO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub>, y metilmercurio (MeHg)). Las centrales termoeléctricas, particularmente las de carbón, son consideradas grandes emisores de material particulado, óxidos de nitrógeno, y dióxido de azufre. Los óxidos de nitrógeno son precursores del ácido nítrico y de material particulado en la forma de nitratos. El dióxido de azufre es un precursor del ácido sulfúrico y el material particulado fino en la forma de sulfato. Adicionalmente los óxidos de nitrógeno son precursores directos en la formación de ozono troposférico<sup>5253</sup>, contaminante que posee norma primaria en Chile.

El control de las emisiones de las termoeléctricas es considerado una medida costo efectiva de reducir precursores de ozono y material particulado<sup>54</sup>, y es parte central de la estrategia de cumplimiento de normas de calidad de aire de ozono y PM2.5 en los Estados Unidos. En Chile se espera que la normativa sea de carácter preventiva, y permita reducir emisiones bajo un enfoque tecnológico (con límites definidos por factibilidad técnica de reducción basada en tecnologías probadas y disponibles). La norma de emisión, como un instrumento complementario a las normas de calidad de aire, permitirá una reducción sistemática de los precursores de los contaminantes normados. La normativa permitirá además unificar criterios de estándares de emisión implícitamente definidos en el Sistema de Evaluación de Impacto ambiental.

### 3.6 Regulaciones internacionales.

Diversos países (desarrollados y en vías de desarrollo), han implementado normas de emisión de contaminantes emitidos por termoeléctricas. En el Anexo IV se entrega un resumen de la revisión de normas de emisión para centrales termoeléctricas vigentes en el extranjero.

Se revisaron las normas de emisión de Canadá, Argentina, Brasil, México, Japón, Unión Europea, Suiza, Alemania, Estados Unidos, y el IFC del Banco Mundial.

Los enfoques regulatorios en diversos países han considerado el desarrollo de la tecnología de los sistemas de control, y la calidad de los combustibles que utilizan las centrales termoeléctricas, al momento de definir los valores límites de emisión. Por esta razón se ha notado una tendencia a ser cada vez más rigurosos en los estándares de emisión, dado que la protección a la salud y los recursos naturales es el objetivo básico.

Las normas de emisión para termoeléctricas extranjeras difieren no sólo en los valores límites impuestos a sus emisiones, sino además, en aspectos tales como la potencia térmica umbral a partir de la cual se exige la norma, y la diferenciación de valores límites para distintas zonas de calidad del aire (zonas degradadas o no degradadas). Algunos países optan por el enfoque neutro, es decir,

<sup>52</sup> Sillman, S. (1999). "The relation between ozone, NO<sub>x</sub> and hydrocarbons in urban and polluted rural environments." *Atmospheric Environment* 33(12): 1821-1845.

<sup>53</sup> Ryerson, T. B., M. Trainer, et al. (2001). "Observations of ozone formation in power plant plumes and implications for ozone control strategies." *Science* 292(5517): 719-723.

<sup>54</sup> Interstate Air Quality Rule Proposal (2009) [http://www.epa.gov/interstateairquality/charts\\_files/iprop2.pdf](http://www.epa.gov/interstateairquality/charts_files/iprop2.pdf)

establecen una norma de emisión sin diferenciar por tipo de combustible, otros hacen esta diferenciación. Las normas de cada país obedecen a políticas ambientales y de desarrollo que consideran aspectos locales, como por ejemplo, el incentivo al uso de combustibles fósiles, energías no convencionales, etc.

El Banco Mundial ha desarrollado directrices que establecen valores guías de emisión de contaminantes, para plantas térmicas de generación eléctrica nuevas, que se instalarán en países en vías de desarrollo. El cumplimiento de dichas guías forma parte de los requisitos para obtener el financiamiento. La primera guía fue emitida en julio de 1998, y a fines del 2008 se entrega la versión actualizada.

Los límites de emisión establecidos por el Banco Mundial, obedecen a valores que consideran buenas prácticas de operación y el uso de control secundario cuya tecnología es probada y disponible en países en vías de desarrollo. Dado que al Banco Mundial le interesa no sólo proteger el medioambiente, sino también la viabilidad económica de las termoeléctricas, al establecer los valores límites de emisión, ha primado el que la inversión y costo de operación de los sistemas de control de emisiones no pongan en riesgo económico a la unidad que están financiando. Por tanto en la determinación de sus valores límites, no se ha incluido en forma explícita una evaluación de los beneficios ambientales y sociales, lo cual se deja a instancias de cada país.

Para financiar un proyecto termoeléctrico, se debe demostrar que la empresa proponente cumplirá las normas de emisión locales o las establecidas en las guías del Banco Mundial, cualquiera que sea la más restrictiva. Cabe notar que muchas instituciones financieras adoptan las guías del Banco Mundial, como directriz para aprobar proyectos de inversión.

Al comparar los valores de norma en los distintos países, se observa una gran variabilidad, lo cual da cuenta de políticas internas consideradas al momento de definir sus límites. La Tabla 3.4 muestra los valores mínimos de las normas de emisión definidos para MP, SO<sub>2</sub>, y NO<sub>x</sub>, según tipo de combustible, considerado en otros países. La Tabla 3.5 resume las normas extranjeras para metales Hg, Ni, y V.

**Tabla 3. 4: Resumen normas extranjeras de emisión de MP, SO<sub>2</sub>, y NO<sub>x</sub> (mg/m<sup>3</sup>N).**

Combustible	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Sólido	30	200	200
Líquido	30	200	120
Gas	-	-	80

**Tabla 3. 5: Normas extranjeras de emisión de metales (mg/m<sup>3</sup>N)**

País	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Suiza	0.2	1.0	5.0
Alemania	0.03	0.5	1.0

Cabe notar que los valores establecidos como norma de emisión son todos factibles de lograr, al considerar buenas prácticas de operación, y sistemas de control secundario, probados y disponibles en el mercado. En especial el control del material particulado es de larga data y ha alcanzado un desarrollo que le permite llegar a valores cada vez menores, aún inferiores a los establecidos en las regulaciones más estrictas.

## 4 ESCENARIOS DE REGULACIÓN

### 4.1 Fundamentos del Diseño Regulatorio

El diseño regulatorio en que se basa la norma de emisión para las termoeléctricas, ha considerado como fundamentos, la Política ambiental y la Política energética de nuestro país. En especial los principios Preventivos, El que contamina paga, de Eficiencia, y Gradualismo.

La norma de emisión de termoeléctricas corresponde a un instrumento preventivo<sup>55</sup> que aplicará en todo el país, donde se fijaran sus valores respondiendo a la disponibilidad de tecnología de control y a la evaluación social que tendrá la norma para el país. La norma de emisión, aplicará a termoeléctricas tanto existentes y nuevas, regulará las emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), mercurio (Hg), vanadio (V) y níquel (Ni), estos tres últimos metales pesados se regularán para térmicas que usan carbón y pet-coke. Cabe destacar que el parque de centrales térmicas aumentará la participación del carbón, frente a este importante aumento es necesario evaluar la regulación para metales pesados con objeto de prevenir que se genere un futuro pasivo para Chile.

El principio Preventivo asociado a la norma de emisión de termoeléctricas se ha considerado al momento de definir un límite para la descarga de los metales mercurio, níquel y vanadio, de unidades que utilicen carbón como combustible. El Plan de Riesgos del Mercurio<sup>56</sup>, contiene algunos elementos que permiten caracterizar este problema a nivel país, además estos elementos se reconocen como dañinos para la salud y el medioambiente (ver Capítulo 3 y 7), y por tanto su reducción implicará evitar daños y costos posteriores sobre las personas y los recursos naturales. El no regularlos implica aceptar el pasivo que se genera tanto en emisiones como en sus efectos.

Se reconoce que al introducir equipos de control y monitoreo de emisiones, para cumplir con los límites y requisitos que se han establecido en las normas de emisión, las empresas incurrirán en costos adicionales, y aún cuando estos son marginales (ver Capítulo 6), ellos deben ser agregados a los costos de generación eléctrica. Este costo corresponde al pago por descontaminar incluido como principio de la Política ambiental chilena. En este ámbito, cabe destacar que desde el año 2005 el Informe Técnico Definitivo de Precios Nudo del Plan de Obras<sup>57</sup> informado por la CNE, incorpora en los costos de inversión de los proyectos térmicos que usan carbón, tanto del SIC y del SING, los costos de los equipos de mitigación ambiental. Por lo tanto, se puede decir que en los costos de inversión de cada escenario ya está en parte internalizado los costos por equipos de control.

En el diseño de los escenarios normativos, se han considerado límites alternativos de regulación, que sean factibles de alcanzar, y cuyos costos y beneficios han sido también evaluados. El principio de Eficiencia se relaciona con la opción que maximice la relación beneficio-costos, al establecer los límites de la norma de emisión para las termoeléctricas.

<sup>55</sup> Definición Norma de Emisión, son aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora (art. 2° de la Ley 19.300). Podrán utilizarse como instrumento de prevención de la contaminación o de sus efectos, o como instrumento de gestión ambiental insertas en un Plan de descontaminación o prevención (art. 33, Reglamento D.S. N° 93/95).

<sup>56</sup> Desarrollo de un Inventario y un Plan de Gestión de Riesgos para el Mercurio: una Contribución a la Alianza Global sobre el Mercurio. CONAMA-PNUMA-UNITAR. 2009.

<sup>57</sup> Ver Anexo 5 de los Informes de Fijación de precios de nudo Abril de 2009, del SIC y del SING.

La norma de emisión aplicará a fuentes nuevas y existentes. Se reconoce que para las existentes se deberá considerar un tiempo para que éstas logren realizar los respectivos estudios, adquisición e instalación de los equipos de control y monitoreo continuo de emisión, por lo tanto, basados en el principio de Gradualismo, se ha dejado unos años para que las fuentes existentes se ajusten a los requerimientos establecidos por la normas de emisión.

Al definir la norma de emisión para termoeléctricas, se han considerado además, otros cuerpos normativos y cómo éstos se relacionan y/o complementan con esta norma. Es así como el enfoque metodológico para el desarrollo de la norma de emisión, lo entrega el DS N° 93/1995, el cual corresponde al Reglamento para la dictación de normas de emisión y calidad. Las normas de calidad del aire (primarias y secundarias), nos indican la prioridad de contaminantes a normar (MP10, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, MP2.5).

Por otra parte, se ha considerado también el DS N° 138/2005, el cual establece la obligatoriedad de declarar sus emisiones, entre otras fuentes, a las termoeléctricas. Esto es un aspecto relevante pues el sector a regular desde el año 2005 ya tiene conocimiento o está familiarizado con la entrega de información relativa a las emisiones que genera.

En relación a los metales, Chile tiene un Plan de Acción que se desprende del Programa Nacional de Gestión de riesgos del mercurio (Hg), el cual establece dentro de sus prioridades, el hacernos cargos de su evaluación y gestión. El objetivo del Plan Nacional de Gestión de riesgos del mercurio, es implementar las acciones prioritarias que permitan reducir los riesgos asociados al uso, consumos y emisiones del mercurio, a fin de proteger la salud humana y el medio ambiente. De esta manera, al establecer un límite para el Hg en la norma de emisión de las termoeléctricas, se estaría avanzando en la dirección establecida en dicho Plan de Acción.

La Política energética establece los lineamientos sobre el desarrollo energético de nuestro país, y a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), proyecta el Plan de Obras, que corresponde al escenario más probable de la oferta eléctrica que permite satisfacer las demandas energéticas de Chile.

Otro fundamento de esta regulación, tiene que ver con el enfoque y la tendencia de las regulaciones internacionales. En este sentido se ha revisado cada regulación, su ámbito de aplicación y pertinencia dada por el lugar donde aplica. Se ha estudiado la pertinencia de tomar el enfoque de dichas regulaciones y se ha analizado si aplica a nuestro país. Cabe destacar que cada valor límite de emisión se respalda por la disponibilidad de tecnología de control, dejando fuera tecnologías no probadas o emergentes. Cabe destacar que en países de la CE y EEUU, ya se ha solucionado el tema de reducción de emisiones de MP y gases, concentrándose ahora los esfuerzos de control en las reducciones de metales y de CO<sub>2</sub>. Para nuestro país se propone en cada escenario, focalizar esfuerzos en la reducción de MP y gases precursores de MP2.5 y lograr reducción de metales como un co-beneficio de la reducción de MP (Filtros Mangas) y gases (desulfurizador).

## 4.2 Criterios de Diseño de Escenarios

Para establecer los escenarios regulatorios para la norma de emisión de termoeléctricas, se han considerado una serie de criterios de diseño: Criterios normativos, técnicos, y económicos.

Los Criterios normativos establecen las prioridades de los contaminantes a incluir en la normara de emisión. Dado que existen normas de calidad del aire, entonces se requiere normar emisiones de

material particulado, dióxido de azufre, y los óxidos de nitrógeno. Además, es prioridad normar la emisión de mercurio debido a que está incluido en el Plan de Acción del Plan nacional de gestión de riesgos del mercurio. Se considera también que al reducir las emisiones de material particulado, a través de una norma de emisión, se logra en forma indirecta la reducción de metales tales como el níquel y vanadio, los que han sido reconocidos por sus efectos nocivos en salud humana y el medioambiente. Asimismo, al controlar los gases (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>), se obtienen co-beneficios debido a la reducción de particulado secundario (sulfatos y nitratos), y ozono.

En el desarrollo de la norma de emisión, se han considerado además, los criterios establecidos por el Banco Mundial, los cuales se basan en investigación científica, consulta a especialistas, al sector industrial, gubernamental, y sociedad. Además, el Internacional Finance Corporation (IFC), entidad dependiente del Banco Mundial, privilegia el uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones. Consideran la disponibilidad de tecnologías en el mercado, la factibilidad técnica de instalación, operación, y mantenimiento, así como el aumento del costo del capital de inversión, aumento del costo de operación y mantenimiento, y las tendencias en legislación ambiental de países desarrollados y en vías de desarrollo

Los criterios técnicos se basan por una parte en la calidad del combustible que utilizan las termoeléctricas. Tal es el caso del contenido de azufre en el combustible líquido y sólido, y en el contenido de cenizas del combustible sólido. De gran importancia ha sido la definición futura del contenido de azufre en los combustibles líquidos que se comercializarán a partir del año 2010 en Chile, y de las calidades de carbón que se utilizan en nuestro país, que en su gran mayoría, provienen de Colombia e Indonesia, los cuales son reconocidos por su alta calidad (bajo contenido de cenizas y azufre). Además, están los criterios asociados a las tecnologías que utilizan las termoeléctricas (calderas, turbinas), y a los métodos de prevención (buenas prácticas) y los sistemas de control de emisiones. Como criterio básico se considera la prevalencia del uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones, así como la disponibilidad de tecnologías en el mercado, y de la factibilidad técnica de instalación, operación, y mantenimiento de los equipos.

Los criterios económicos consideran los costos de los sistemas de abatimiento (control de emisiones), costos de operación, mantención, y monitoreo. Asimismo, se consideran los beneficios ambientales (salud, recursos naturales, materiales, etc.).

### **4.3 Metodología Utilizada**

Para definir los escenarios regulatorios, se revisó en primer lugar el proceso normativo, a través del análisis del expediente público de la norma de emisión de termoeléctricas, extrayéndose toda aquella información relevante para los fines de este estudio. Se realizó también una encuesta a las termoeléctricas, determinándose las emisiones actuales, los sistemas de control utilizados y sus eficiencias, la potencia generada, y los combustibles utilizados. Se solicitó además, planos (layout) de las plantas, e información sobre sus redes de monitoreo de calidad del aire y meteorología. Se revisaron las alternativas tecnológicas para el control de emisiones, se sostuvieron reuniones con representantes de equipos y proveedores. Se revisaron los enfoques regulatorios extranjeros sobre normas de emisiones para termoeléctricas. Se analizó el Plan de Obras de la CNE, y de esta manera se obtuvo las proyecciones del parque termoeléctrico hasta el año 2020.

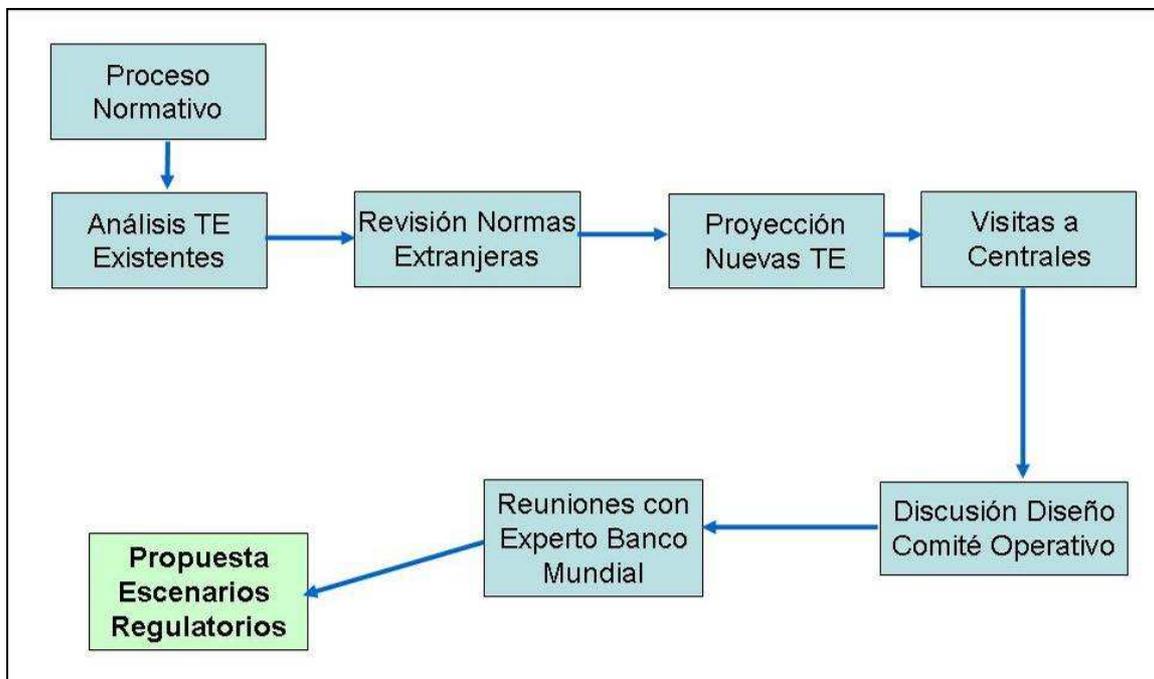
Se realizaron visitas a centrales termoeléctricas (Bocamina, Petropower, Laguna Verde, renca, Guacolda, Huasco), y se conoció in situ sus procesos y tecnologías de control.

Se realizaron reuniones periódicas con el Comité Operativo de la norma, donde se presentaron y discutieron los avances en relación a las propuestas de escenarios de regulación.

Se sostuvieron reuniones con expertos del Banco Mundial, y se mantuvo permanente contacto con expertos de la USEPA y del instituto NILU de Noruega, quienes aportaron con su experiencia en el desarrollo regulatorio de normas de emisión para termoeléctricas, de metales pesados, y sobre la estimación de beneficios.

Con todo lo anterior, se generaron propuestas de escenarios regulatorios que fuesen factibles de aplicar en Chile, y sobre las cuales se estimaron los costos y beneficios, materia de los capítulos siguientes de este estudio.

La Figura 4. 1 resume esquemáticamente la metodología utilizada para definir los escenarios regulatorios.



**Figura 4. 1: Metodología para la definición de escenarios regulatorios.**

Se ha considerado el 2008 como el año base para este estudio, debido a que es el año más actual en que se dispone de toda la información para caracterizar las emisiones y tecnología de las centrales termoeléctricas. Se conoce el consumo de combustible, las horas de funcionamiento, y la energía generada por cada unidad. En base a este año se realizó la encuesta a las termoeléctricas del país.

Para efectos de caracterizar las emisiones, se utiliza la energía de entrada, es decir, los MWt (megawatt térmicos), dado que esto se asocia a la combustión. Para efectos de entender la energía generada por una unidad, se utiliza la potencia output MWe (megawatt eléctrico).

Las emisiones de cada unidad, se obtuvo de la encuesta de emisiones realizada a las centrales termoeléctricas. Cada emisión fue revisada y recalculada, contrastándolas, para efectos de verificación, con los factores de emisión de la USEPA (Ver Anexo I).

#### 4.3.1 Situación Actual – Año 2008

El parque de Centrales termoeléctricas al año 2008 en Chile, estaba constituido por 32 centrales, que totalizan 90 chimeneas, las que son consideradas como las fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos. La Figura 4. 2, muestra la distribución espacial de las Centrales Termoeléctricas a través del territorio nacional y el combustible que ellas utilizan.

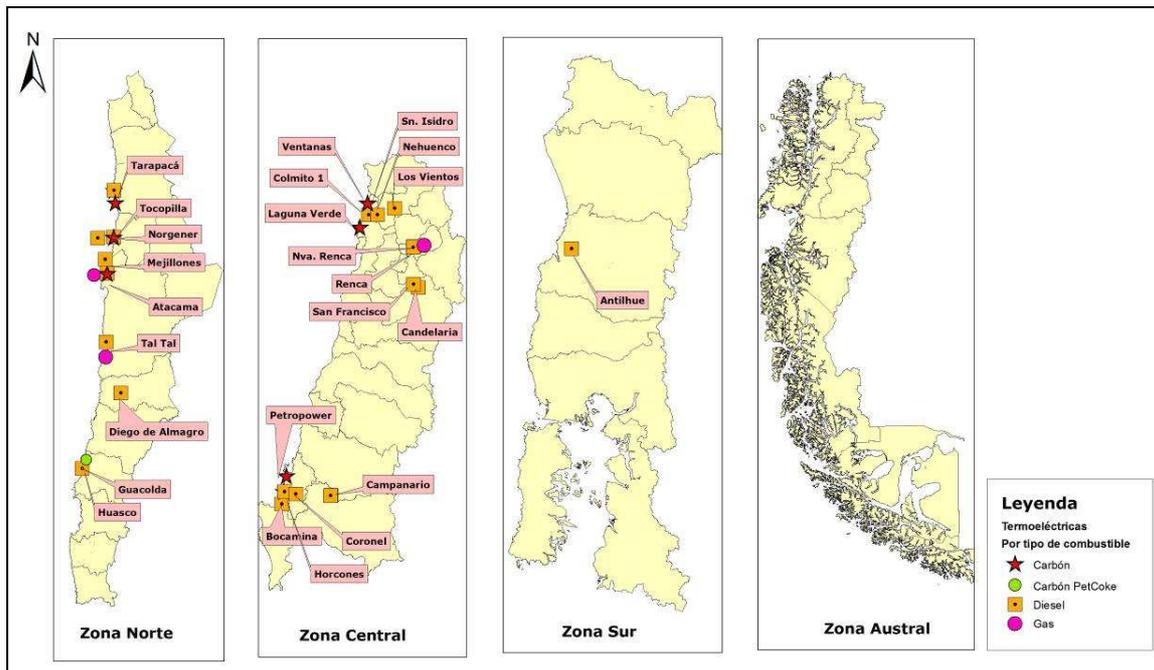


Figura 4. 2: Localización Centrales Termoeléctricas.

La Tabla 4.1 muestra la cantidad de fuentes por tipo de combustible utilizado y rango de Potencia Térmica.

Tabla 4. 1: Total de Fuentes Año 2008

Combustible	N° de Fuentes	Rango de MWt			
		< 50	[50-300)	[300 – 500)	≥ 500
Sólido	13	-	2	5	6
Líquido	56	18	22	11	5
Gas Natural	21	-	6	9	6
<b>TOTAL</b>	<b>90</b>	<b>18</b>	<b>30</b>	<b>25</b>	<b>17</b>

La operación de las Centrales Termoeléctricas durante el año 2008, implicó una potencia térmica total de 25.220 MWt. La Tabla 4.2, muestra un resumen del total de emisiones atmosféricas por tipo de contaminante considerando las centrales que operaron durante el año 2008 (ver Anexo I).

**Tabla 4. 2: Emisiones total de fuentes al año 2008.**

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15,619
NOx	49,516
SO <sub>2</sub>	108,917
Hg	3.7
Ni	112.2
V	224.5

#### **4.3.2 Tamaño a Regular**

Debido al tamaño, en términos de potencia térmica de las centrales, se recomienda regular a aquellas mayores o iguales a 50 MWt. Unidades menores caen en la categoría de motores de combustión interna (grupos generadores), los cuales serán regulados por otra normativa. Por otro lado, establecer límites de emisión para unidades pequeñas no se justifica técnica ni económicamente. En nuestro país, las únicas unidades cuya potencia térmica es menor a 50 MWt, corresponden a unidades a diesel y calderas de cogeneración.

Las Figuras 4.3 a 4.8 muestran el porcentaje acumulado de las emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel, y vanadio por potencia térmica, respectivamente, para el parque existente al 2008 en Chile. Cabe notar que la estimación de emisiones de Hg, Ni, y V, se realizó sólo para las unidades a carbón/petcoke, por tal motivo, los valores comienzan a partir de 100 MWt (no existen unidades a carbón menores a 100 MWt).

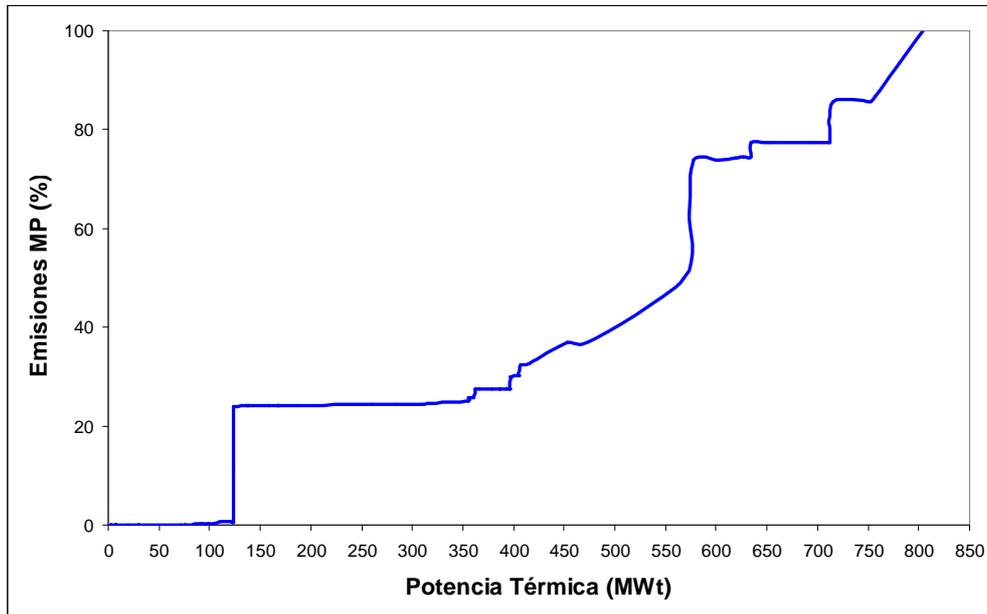


Figura 4. 3: Emisiones acumuladas de MP-Año2008.

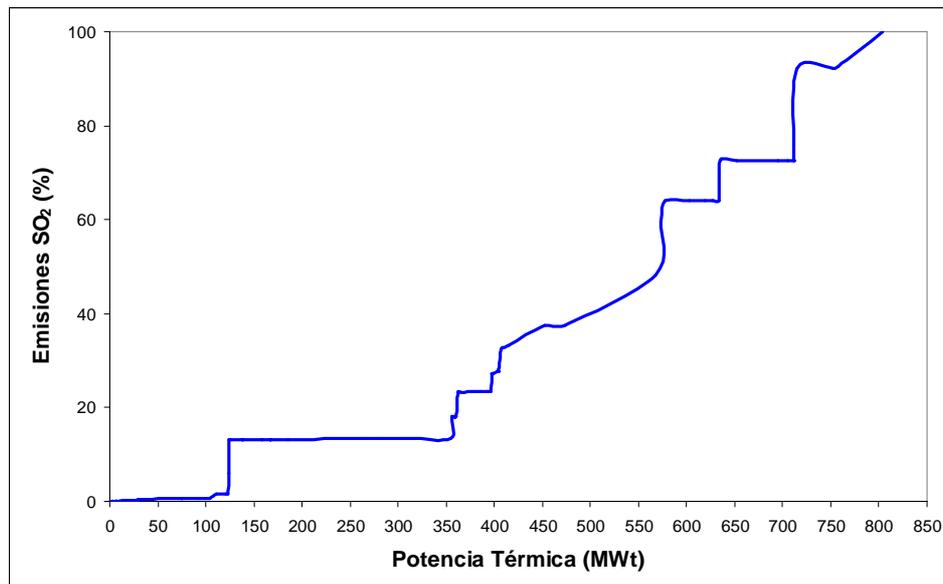
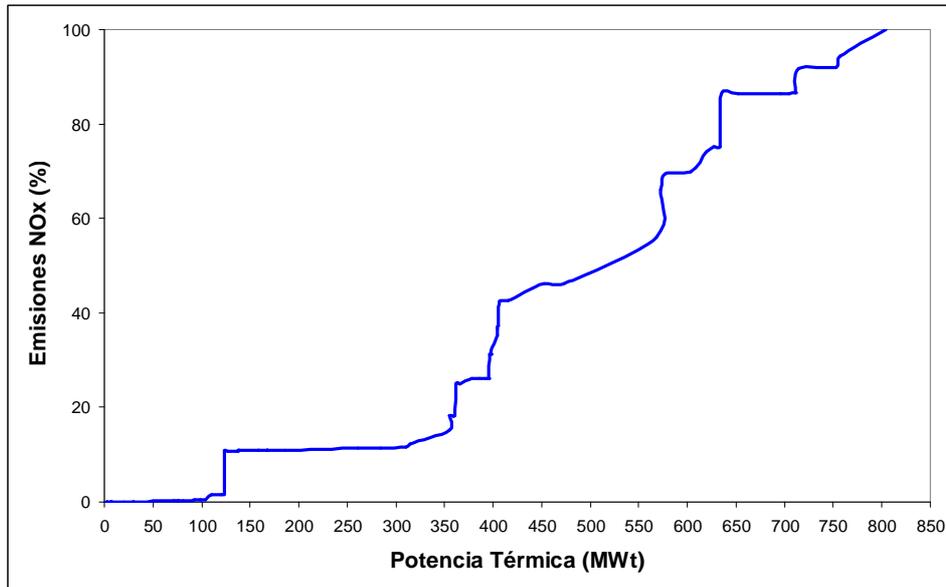
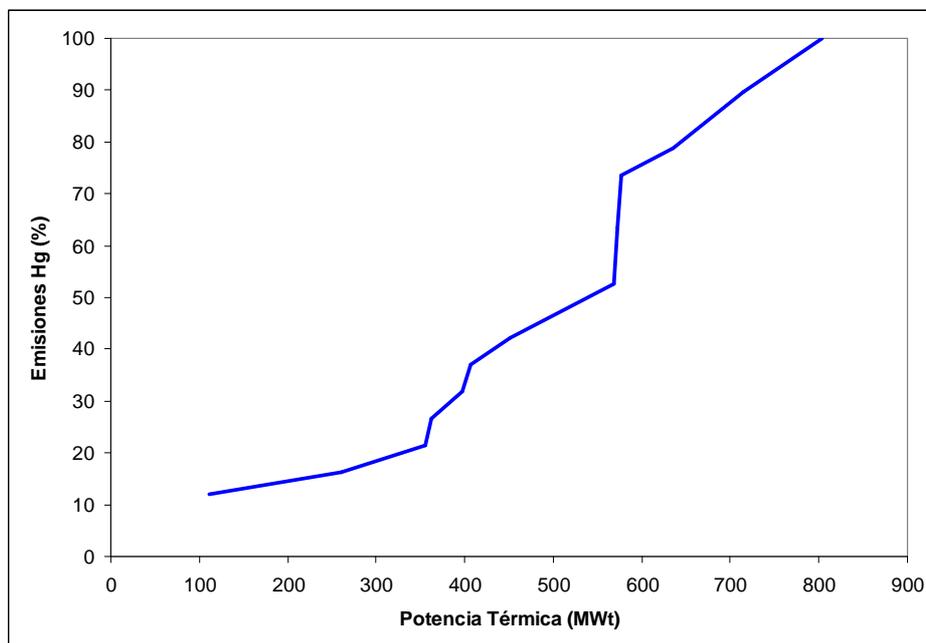


Figura 4. 4: Emisiones acumuladas de SO<sub>2</sub>-Año2008.



**Figura 4. 5: Emisiones acumuladas de NO<sub>x</sub>-Año 2008.**



**Figura 4. 6: Emisiones acumuladas de Hg-Año 2008.**

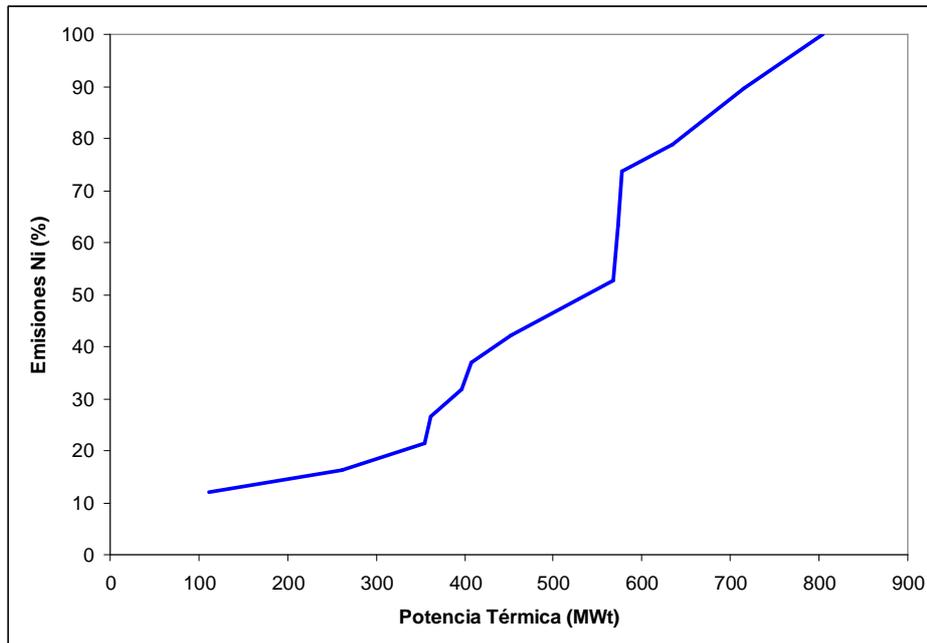


Figura 4. 7: Emisiones acumuladas de Ni-Año 2008.

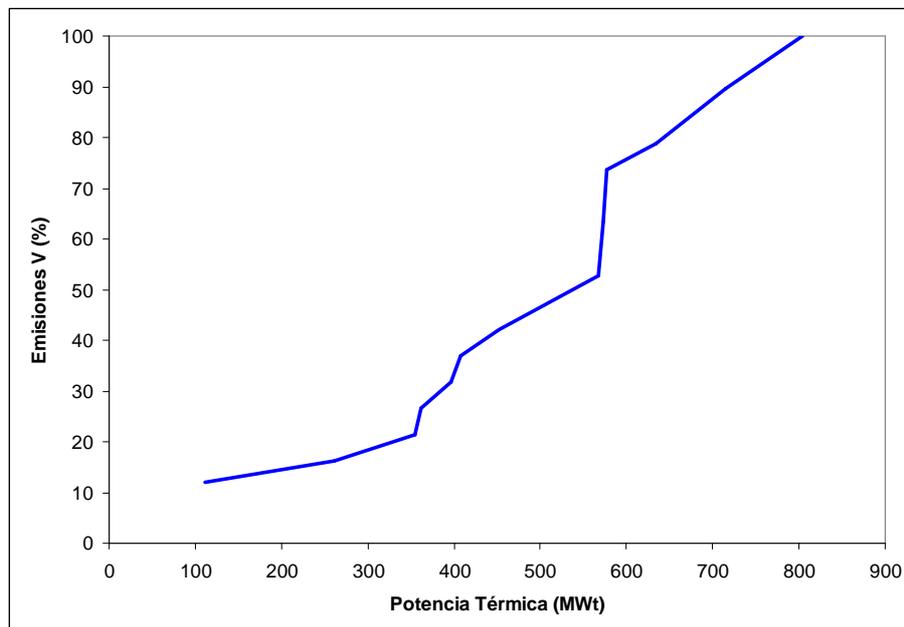


Figura 4. 8: Emisiones acumuladas de V-Año 2008.

La Tabla 4.3, muestra las emisiones para las Centrales Termoeléctricas cuya potencia térmica es menor a 50 MWt. Todas ellas utilizan diesel como combustible, y sus emisiones representan un 0,08%, 0,04%, y 0,6% del total emitido el año 2008 de MP, NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub> respectivamente.

Considerando lo anterior (bajo peso en las emisiones, en relación a las otras unidades) y el hecho de que los motores y calderas de biomasa serán regulados por otras normativas, y que además, en la regulación internacional se utiliza el límite de 50 MWt para la aplicación de la normativa, se ha propuesto como límite para esta norma 50 MWt.

**Tabla 4. 3: Emisiones de Centrales Termoeléctricas menores a 50 MWt.**

N°	Central	Tecnología	N° de Fuentes	Potencia Térmica (MWt)	Emisión (Ton/año)		
					MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
1	Punitaqui	Combustión interna	1	30	0.9	4.0	207.9
2	Constitución I	Combustión interna	1	30	0.9	2.4	145.9
3	Chiloé	Combustión interna	1	29	0.01	0.02	1.4
4	Monte Patria	Combustión interna	1	30	5.3	3.8	139.1
5	Maule	Combustión interna	1	20	0.5	1.2	74.5
6	Los Sauces	Ciclo combinado y Combustión interna	4	8	1.6	2.8	20.8
7	Quellón II	Combustión interna	4	28	3.6	5.6	42.4
8	Chuyaca	Combustión interna	5	35	0.05	0.05	0.5
<b>Total</b>					<b>13</b>	<b>20</b>	<b>633</b>

La Tabla 4.4, muestra un desglose de la potencia térmica para cada una de las unidades de las Termoeléctricas que operaron durante el año 2008, y cuya potencia es mayor a 50 MWt. De ella se observa que la potencia térmica para el caso de las unidades que operan con combustible sólido (C) varía entre 111 MWt y 818 MWt, para el caso de las unidades cuyo combustible es líquido (D-FO6) la potencia varía entre 71 MWt y 758 MWt. Finalmente, para las unidades que usan gas (G) la potencia térmica presenta un valor mínimo de 120 MWt y un máximo de 753 MWt.

**Tabla 4. 4: Potencia Térmica (MWt) Centrales Existentes-Año 2008.**

N°	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
1	Campanario_1(D)	Turbina a gas	Diesel	167
2	Campanario_1(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
3	Campanario_2(D)	Turbina a gas	Diesel	159
4	Campanario_2(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
5	Campanario_3(D)	Turbina a gas	Diesel	158
6	Campanario_3(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
7	Petropower_1	Vapor	Carbón	261
8	Colmito_1	Turbina a gas	Diesel	185
9	Atacama_1(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
10	Atacama_1(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	398
11	Atacama_2(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
12	Atacama_2(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	398
13	Atacama_3(D)	Ciclo combinado	Diesel	378

Nº	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
14	Atacama_3(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	392
15	Atacama_4(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
16	Atacama_4(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	396
17	San Francisco	Turbina a gas	Diesel	93
18	Guacolda 1 y 2	Vapor	Carbón	715
19	Horcones	Turbina a gas	Diesel	104
20	Los Vientos	Turbina a gas	Diesel	398
21	Ventanas_1	Vapor	Carbón	362
22	Ventanas_2	Vapor	Carbón	635
23	Antilhue_1	Turbina a gas	Diesel	137
24	Antilhue_2	Turbina a gas	Diesel	137
25	Candelaria_1(G)	Turbina a gas	Gas Natural	386
26	Candelaria_1(D)	Turbina a gas	Diesel	405
27	Candelaria_2(G)	Turbina a gas	Gas Natural	396
28	Candelaria_2(D)	Turbina a gas	Diesel	416
29	Nehuenco_1(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	712
30	Nehuenco_1(D)	Ciclo combinado	Diesel	619
31	Nehuenco_2(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	696
32	Nehuenco_2(D)	Ciclo combinado	Diesel	758
33	Nehuenco_3(G)	Turbina a gas	Gas Natural	285
34	Nehuenco_3(D)	Turbina a gas	Diesel	355
35	Norgener_1	Vapor	Carbón	397
36	Norgener_2	Vapor	Carbón	407
37	Bocamina_1	Vapor	Carbón	355
38	D.de Almagro_1	Turbina a gas	Diesel	80
39	D.de Almagro_2	Turbina a gas	Diesel	73
40	Huasco_1	Turbina a gas	Diesel	75
41	Huasco_2	Turbina a gas	Diesel	75
42	Huasco_3	Turbina a gas	Diesel	75
43	San Isidro_1(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	753
44	San Isidro_1(D)	Ciclo abierto	Diesel	652
45	San Isidro_2(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	705
46	San Isidro_2(D)	Ciclo abierto	Diesel	603
47	Taltal_1(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	360
48	Taltal_1(D)	Ciclo abierto	Diesel	310
49	Taltal_2(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	366
50	Taltal_2(D)	Ciclo abierto	Diesel	315
57	Tocopilla_1	Turbina a gas	Petróleo Nº 6	124
58	Tocopilla_2	Turbina a gas	Petróleo Nº 6	124
59	Tocopilla_3	Turbina a gas	Diesel	99
60	Tocopilla_4	Turbina a gas	Diesel	100
61	Tocopilla_5	Vapor	Carbón	590
62	Tocopilla_6	Vapor	Carbón	818
63	Tocopilla_7	Turbina a gas	Gas Natural	711
64	Tocopilla_8	Turbina a gas	Gas Natural	123

Nº	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
65	Renca_1	Vapor	Diesel	138
66	Renca_2	Vapor	Diesel	138
67	Nueva Renca_1	Ciclo combinado	Gas Natural	634
68	Nueva Renca_2	Ciclo combinado	Diesel	627
69	Coronel_1	Turbina a gas	Gas Natural	120
70	Coronel_2	Turbina a gas	Diesel	126
71	Laguna Verde_1	Vapor	Carbón	111
72	Laguna Verde_2	Turbina a gas	Diesel	71

La Tabla 4.5 muestra las emisiones totales al año 2008, de material particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Mercurio (Hg), Níquel (Ni), y Vanadio (V), al considerar todas las fuentes cuya potencia térmica es mayor o igual a 50 MWt.

**Tabla 4. 5: Emisiones Centrales Termoeléctricas ≥ 50 MWt año 2008.**

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15,606
NO <sub>x</sub>	49,496
SO <sub>2</sub>	108,284
Hg	3.7
Ni	112.2
V	224.5

#### 4.4.2 Análisis de la emisión de contaminantes

Las normas de emisión se expresan típicamente en términos de las concentraciones de gases y/o partículas (mg/m<sup>3</sup>N) en su ducto de descarga. Esto debido a que la emisión propiamente tal (masa/tiempo), se obtiene al multiplicar la concentración por su flujo volumétrico.

La Figura 4.9 muestra la variabilidad que existe en las concentraciones de Material Particulado (MP), expresadas en mg/m<sup>3</sup>N en las Centrales Termoeléctricas existentes, diferenciado por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón presentan variaciones en sus concentraciones entre 12 y 600 mg/m<sup>3</sup>N. Al considerar aquellas unidades que utilizan combustible líquido se observan variaciones en las concentraciones entre 3 y 160 mg/m<sup>3</sup>N. Cabe mencionar en este caso, que las mayores concentraciones se dan para aquellas unidades que utilizan petróleo pesado N° 6 como combustible para su funcionamiento. De la Figura 4.9 se desprende además, que el combustible sólido es el que más emite MP, y que los rangos de emisiones son bastante amplios. Aún cuando de la Encuesta se desprende que sólo una fuente no posee sistema de control de emisiones para MP (ver Tablas 4.6 y 4.7), las diferencias en las concentraciones delatan que no todos los sistemas están funcionando correctamente.

**Tabla 4. 6: Sistemas de control de emisiones usados por las fuentes actuales.**

Tipo de Combustible	Sistema de Control		
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Sólido	Filtros Mangas Precipitador Electrostático	Lecho fluidizado Circulante (CFB) Desulfurizador (DGC) <sup>58</sup>	Quemador de bajo NO <sub>x</sub> (DLN)
Líquido	Precipitador Electrostático	-	DLN-inyección de agua
Gas	-	-	DLN-inyección de agua

**Tabla 4. 7: Número de fuentes con sistemas de control de emisiones.**

Tipo de Combustible	Nº de Fuentes	Sistema de Control		
		MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Sólido	13	12	2	2
Líquido	38	2	-	17
Gas	21	-	-	15
<b>TOTAL</b>	<b>72</b>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>34</b>

<sup>58</sup> Central ventanas 2 incorporará DGC agua de mar a partir de 2010

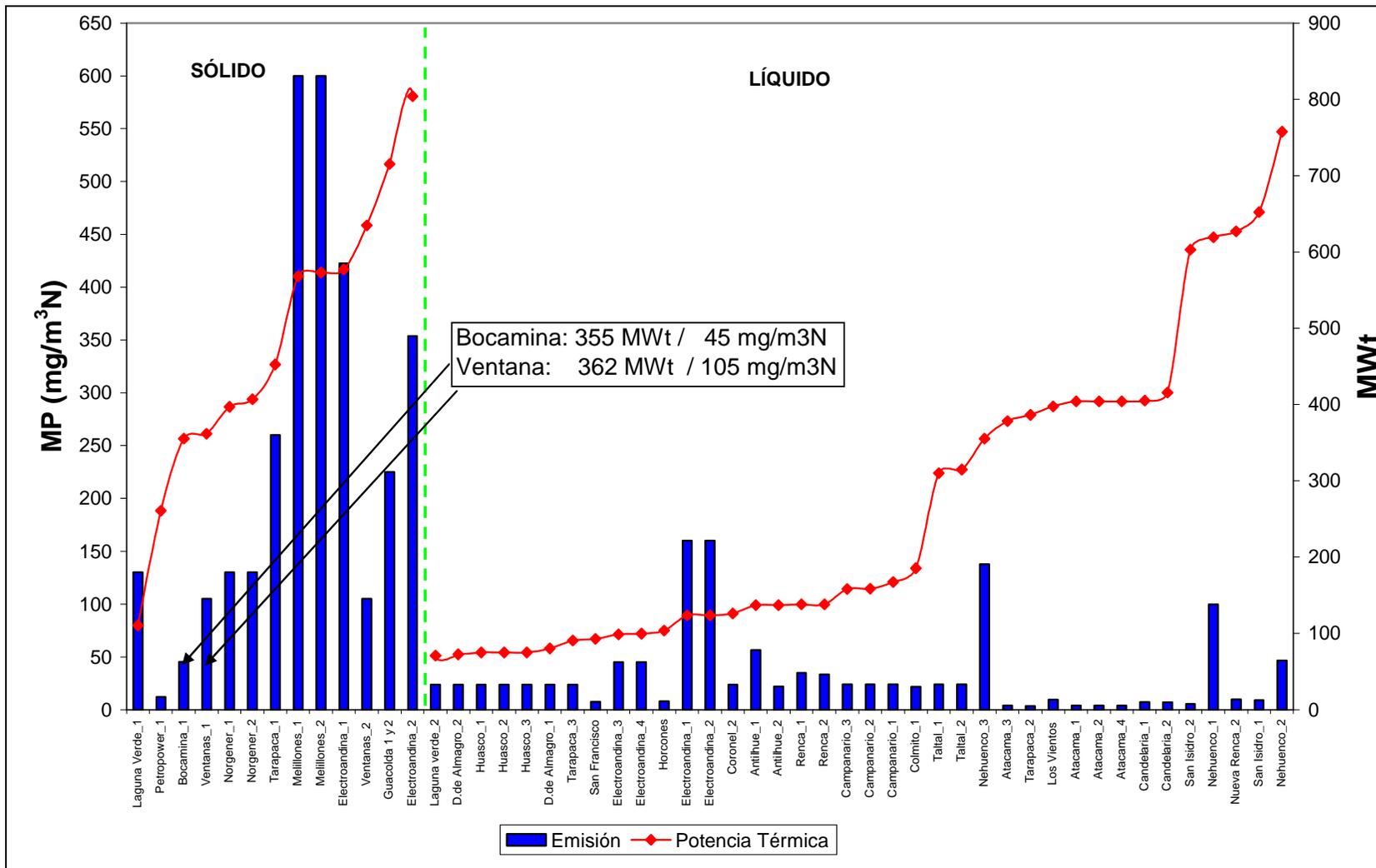


Figura 4. 9: Concentraciones de MP (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008.

Las Figuras 4.10 y 4.11 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de MP para fuentes a carbón y diesel, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). Por ejemplo, las unidades 1 y 2 de Edelnor en Mejillones, con una potencia térmica de 573 y 568 MWt, tienen una emisión de 600 mg/m<sup>3</sup>N, sin embargo, la unidad de Electroandina en Tocopilla, de 577 MWt, emite sólo 422 mg/m<sup>3</sup>N. Aún cuando estas fuentes declaran tener sistemas de control de MP, los valores de concentración indican, por una parte que los sistemas no están funcionando correctamente, debido a las altas concentraciones de MP. Además, que para una misma potencia térmica, se generan concentraciones de MP muy distintas. Esto último delata fallas en el mantenimiento de los sistemas de control de MP.

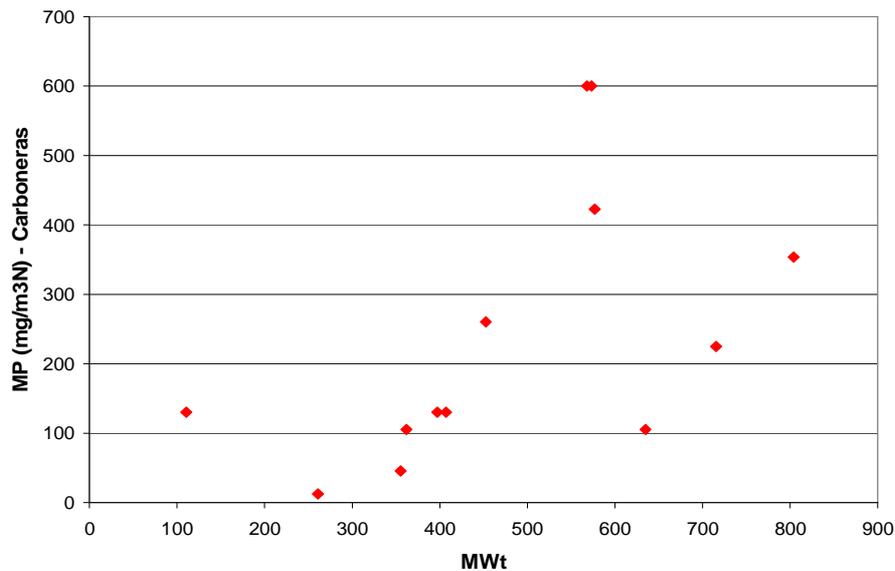


Figura 4. 10: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a carbón.

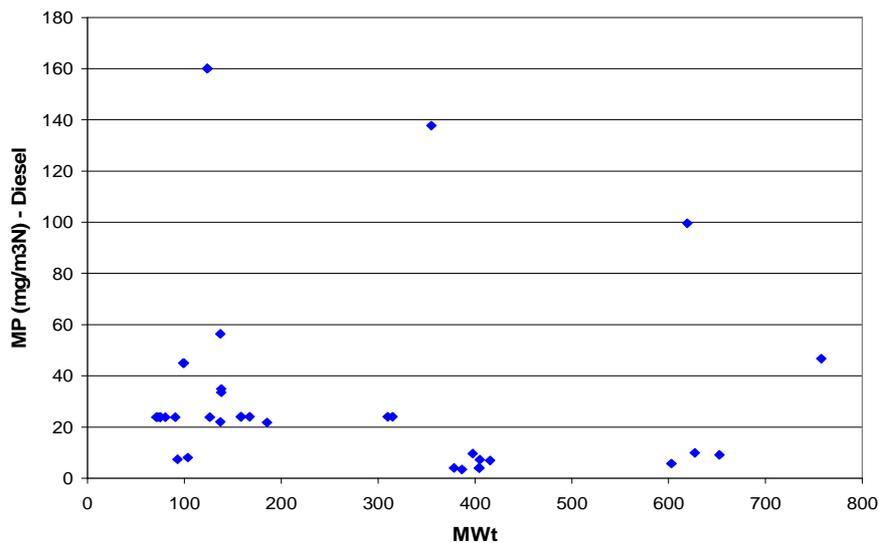
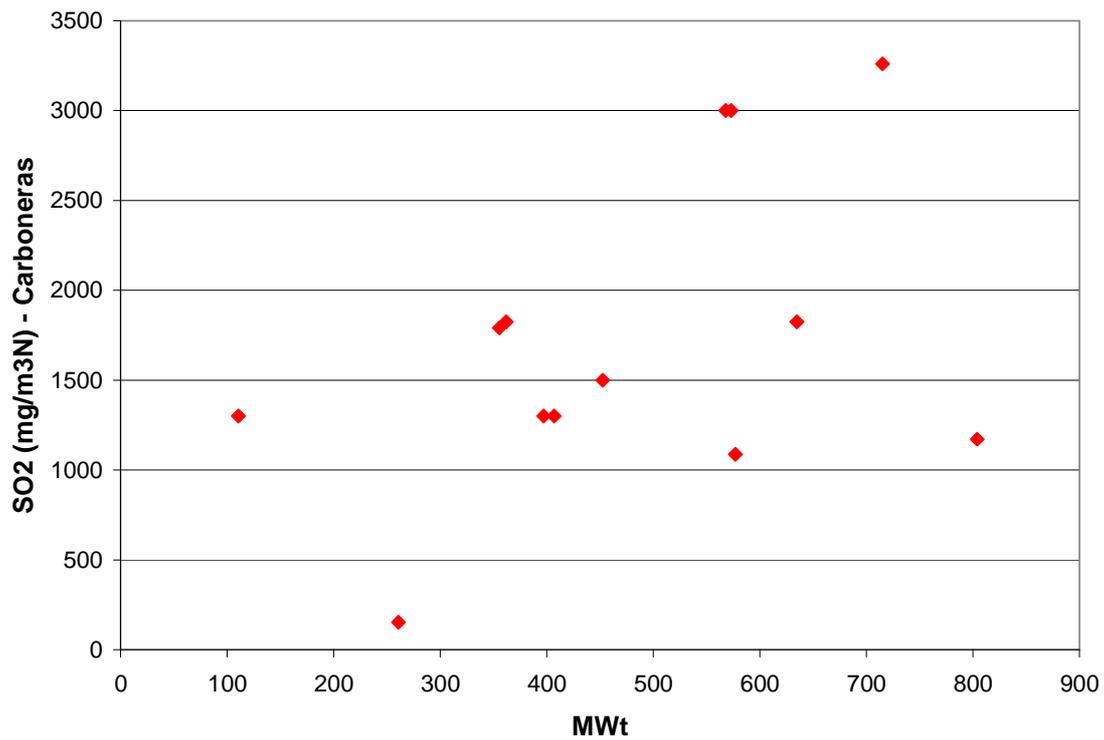
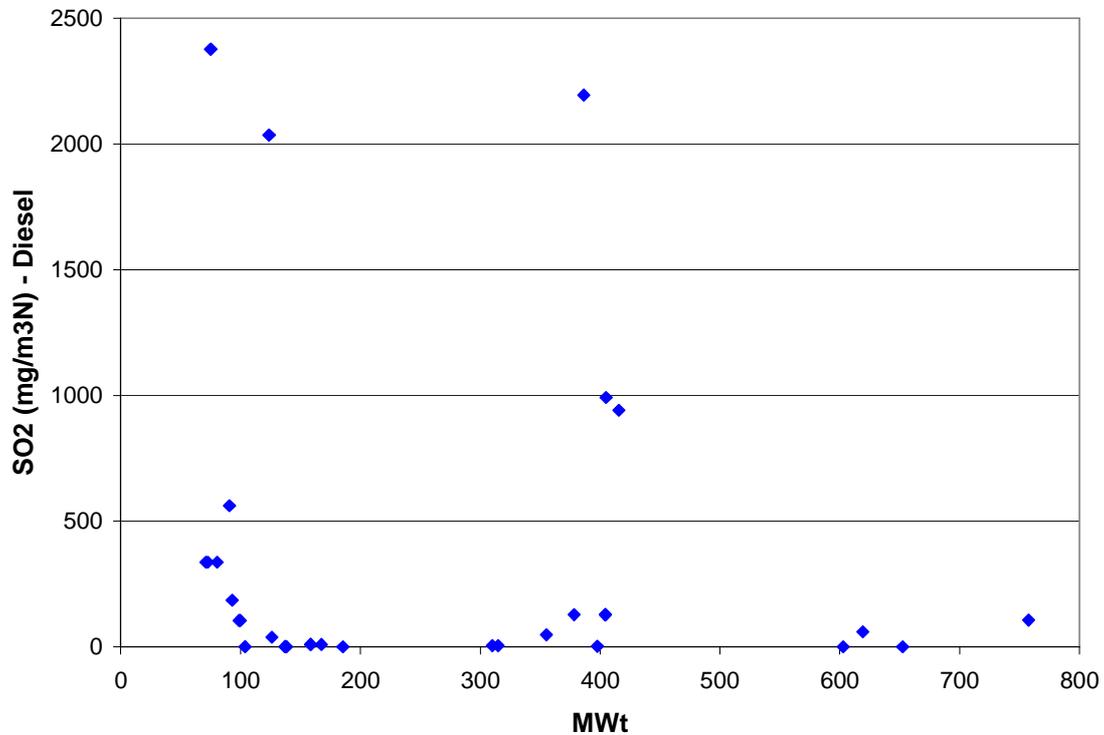


Figura 4. 11: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a diesel.

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de SO<sub>2</sub> para fuentes a carbón y diesel, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). Por ejemplo, las unidades 1 y 2 de Edelnor en Mejillones, con una potencia térmica de 573 y 568 MWt, tienen una emisión de 3000 mg/m<sup>3</sup>N de SO<sub>2</sub>, sin embargo, la unidad de Electroandina en Tocopilla, de 577 MWt, emite 1088 mg/m<sup>3</sup>N de SO<sub>2</sub>. Lo anterior indica que para una misma potencia térmica, se generan concentraciones de SO<sub>2</sub> muy distintas. Cabe notar que de acuerdo a la encuesta de emisiones (Ver Anexo I), Edelnor y Electroandina, tal como la mayoría de las unidades termoeléctricas, no tienen sistema de abatimiento de SO<sub>2</sub>.



**Figura 4. 12: Gráfico de Concentraciones de SO<sub>2</sub> v/s Potencia térmica – Unidades a carbón.**



**Figura 4. 13: Gráfico de Concentraciones de SO<sub>2</sub> v/s Potencia térmica – Unidades a diesel.**

La Figura 4.14, muestra las concentraciones de Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) en mg/m<sup>3</sup>N para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes, diferenciado por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón tienen una alta variabilidad en sus concentraciones, presentando valores entre 153 y 3260 mg/m<sup>3</sup>N. Respecto a la potencia térmica de estas unidades, éstas varían entre 261 y 715 MWt, respectivamente. Al analizar aquellas unidades que utilizan combustible líquido, se observa también un alto grado de variabilidad, con concentraciones que alcanzan los 2377 mg/m<sup>3</sup>N.

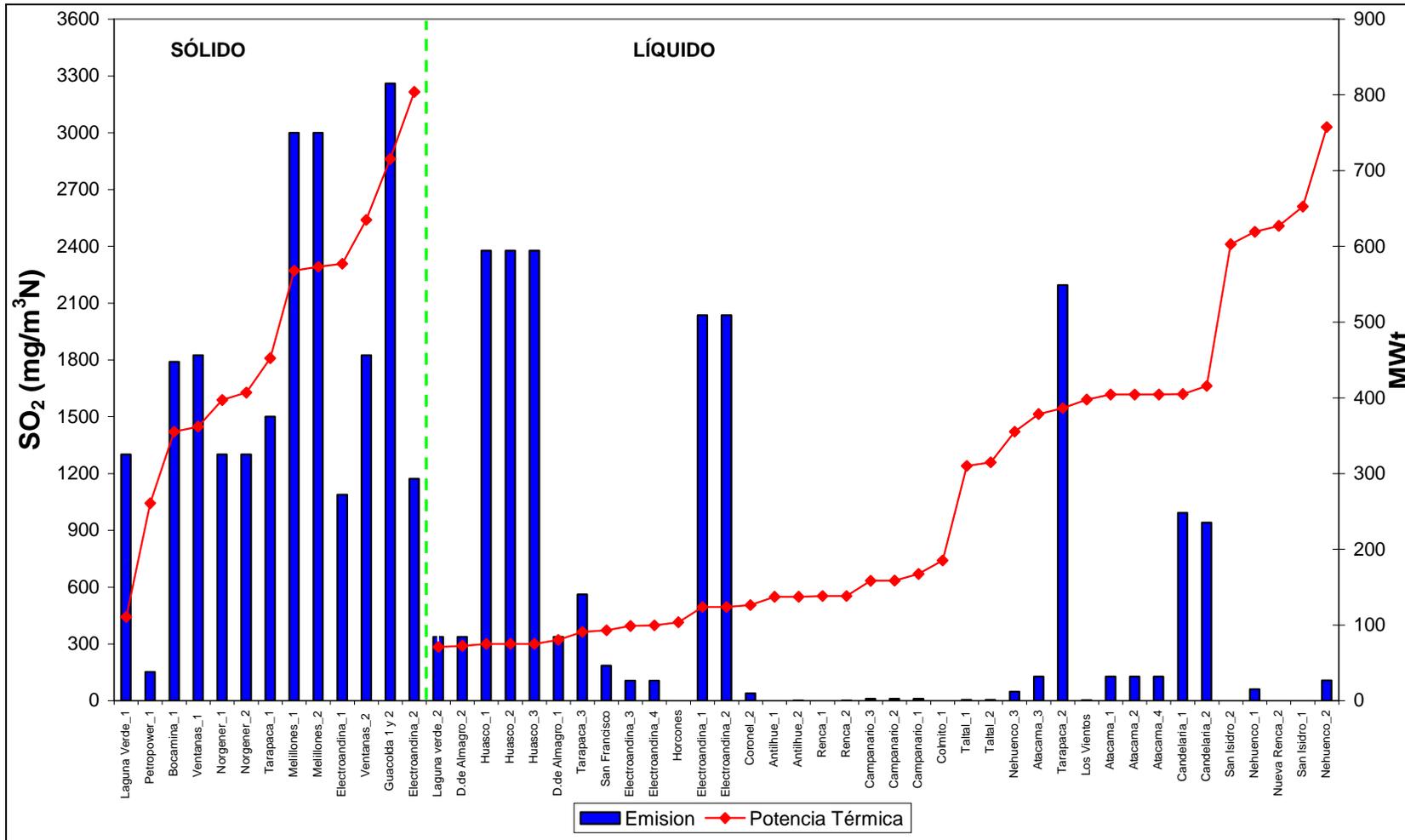


Figura 4. 14: Concentraciones de SO<sub>2</sub> (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008

Las Figuras 4.15, 4.16, y 4.17 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de NO<sub>x</sub> para fuentes a carbón, diesel, y gas natural, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). De ellas se observa que las unidades a carbón presentan una alta variabilidad en sus emisiones, aún para unidades con similar potencia térmica. De las unidades a diesel, sólo dos de ellas presentan valores sobre los 2500 mg/m<sup>3</sup>N (Nehuenco), el resto emite menos de 600 mg/m<sup>3</sup>N.

Se observa además, que las emisiones de NO<sub>x</sub> en las unidades a gas natural presentan menor variabilidad, encontrándose en el rango de 27 a 60 mg/m<sup>3</sup>N.

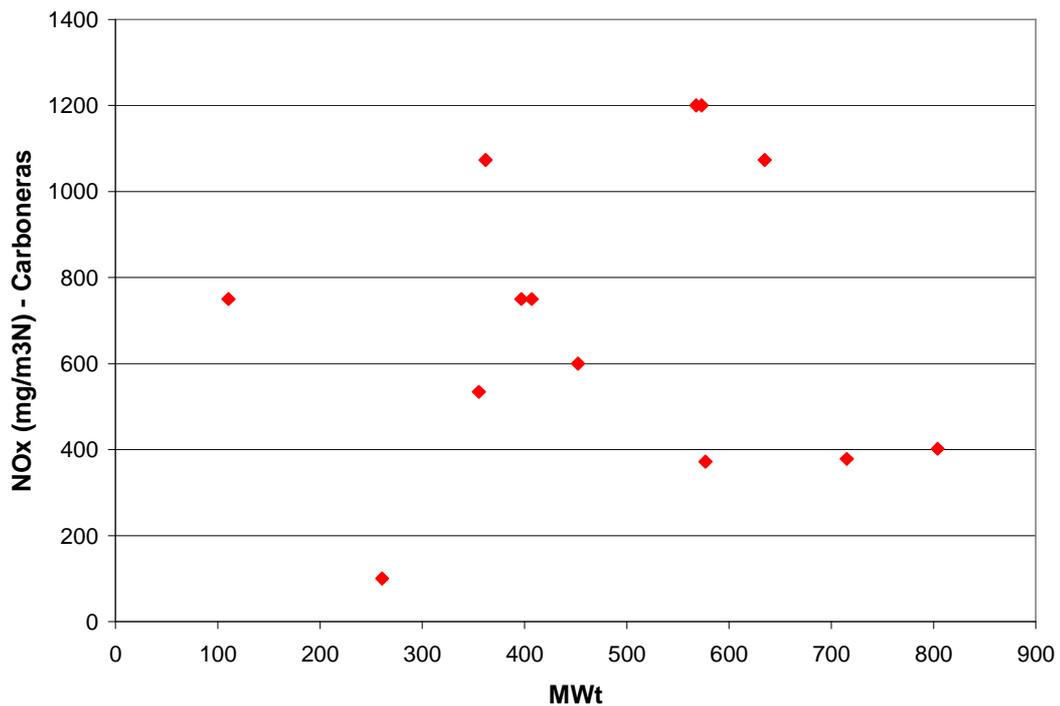


Figura 4. 15: Gráfico de Concentraciones de NO<sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a carbón.

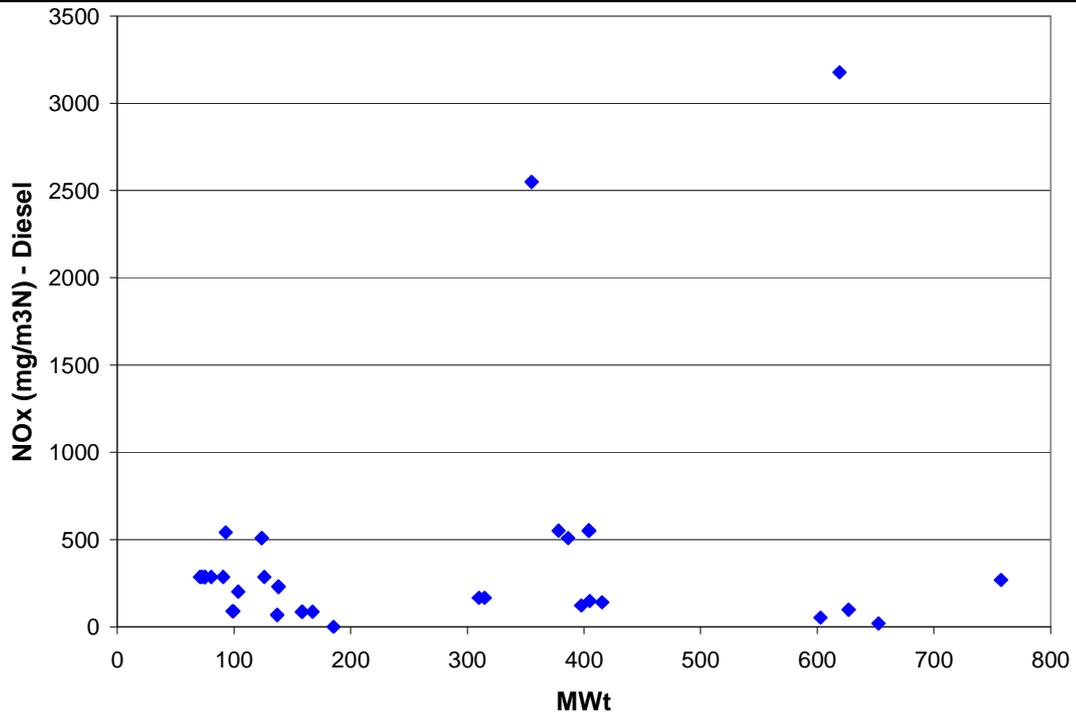


Figura 4. 16: Gráfico de Concentraciones de NO<sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a diesel.

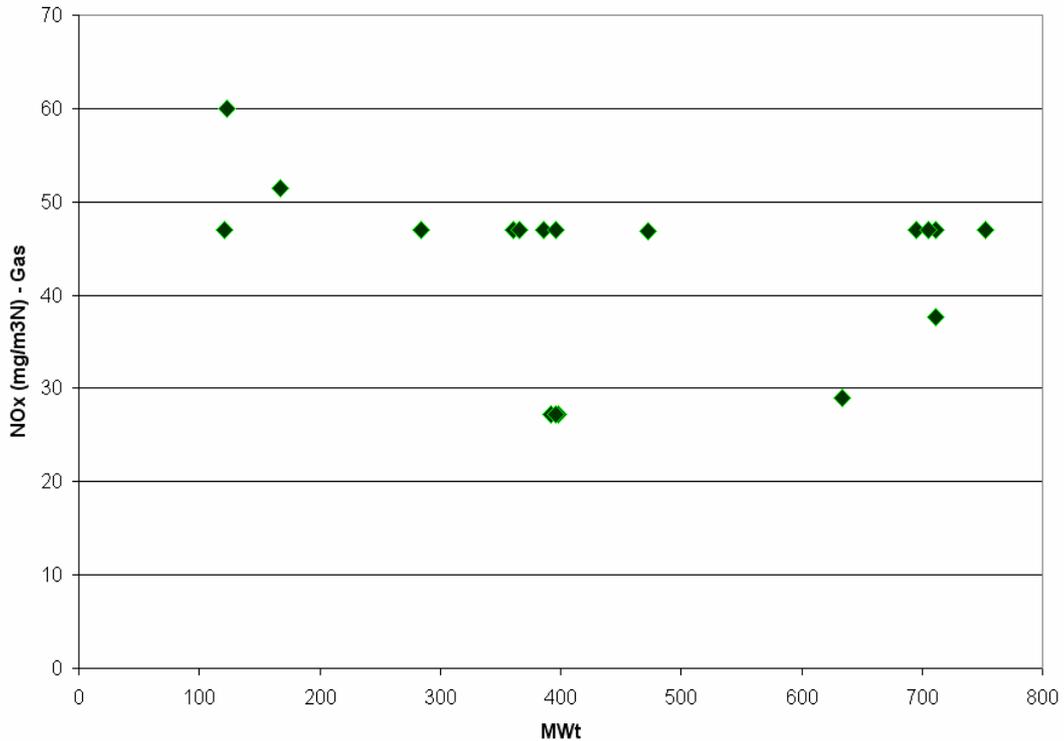


Figura 4. 17: Gráfico de Concentraciones de NO<sub>x</sub> versus Potencia térmica – Unidades a gas.

La Figura 4.18, muestra las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) expresadas en términos de  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes al año 2008 (año base), diferenciando por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón presentan variaciones para las concentraciones entre 100 y 1200  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ . Respecto a las unidades que utilizan combustible líquido, se observan concentraciones hasta 3178  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ . Finalmente al considerar aquellas unidades que utilizan gas para su funcionamiento, se observa que sus concentraciones son muy inferiores respecto a los otros combustibles, presentan menor variabilidad, y su concentración promedio es de 43  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ .

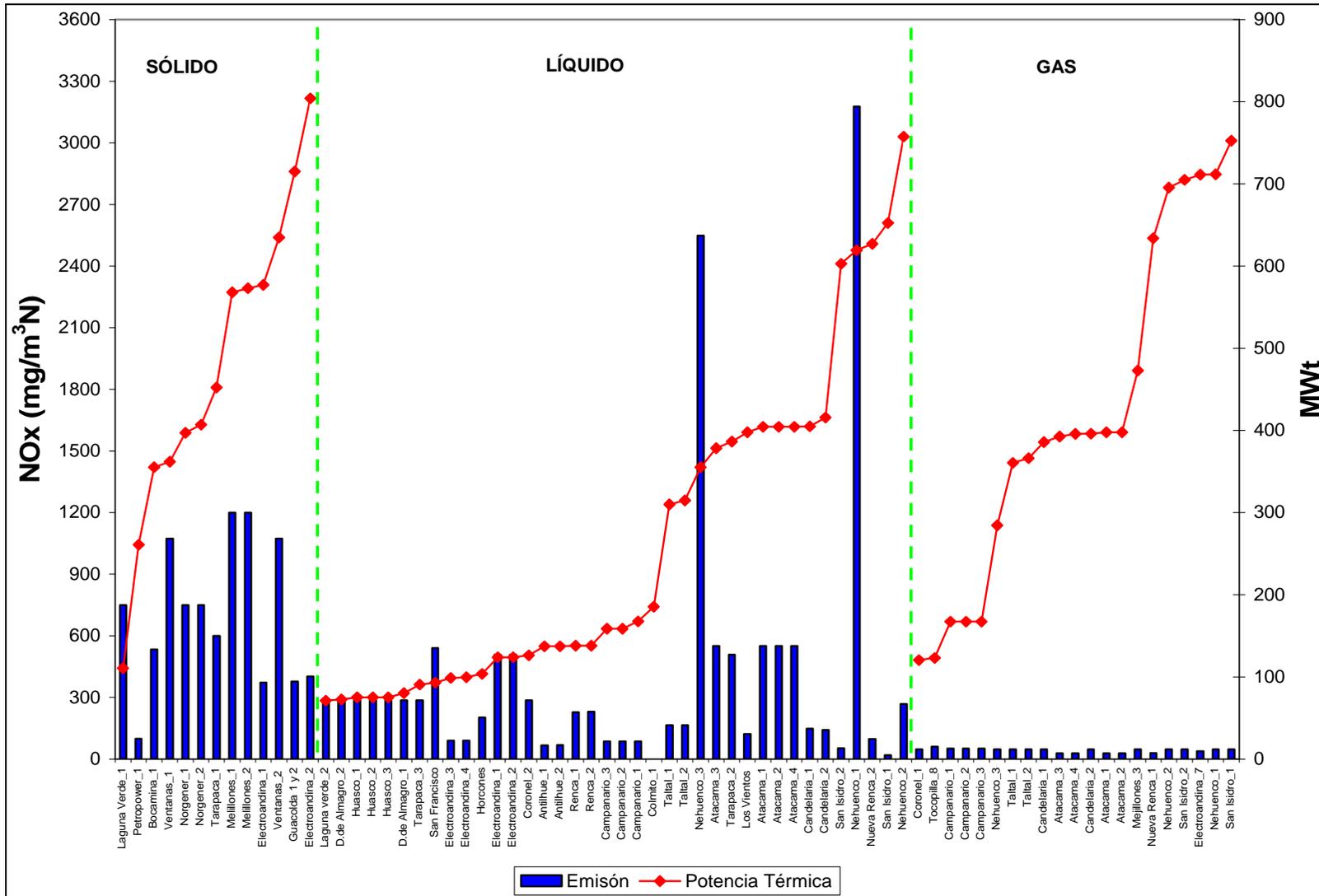


Figura 4. 18: Concentraciones de NO<sub>x</sub> (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008.

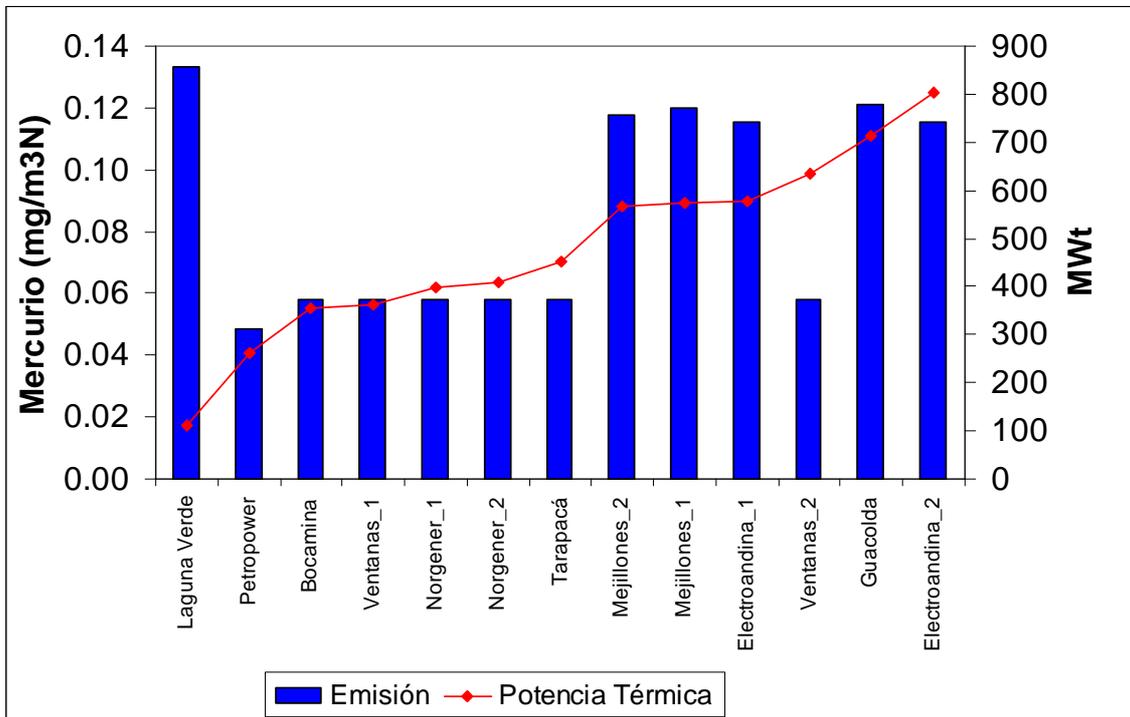
## Metales

De acuerdo a la encuesta de emisiones de las termoeléctricas, ninguna de ellas mide ni estima emisiones de metales pesados (Hg, Ni, V), por tanto, y para fines de este estudio, se revisaron distintas fuentes y se consultó con expertos internacionales. De esta búsqueda se obtuvo los factores expresados en libras del metal, por tonelada de carbón utilizado. La Tabla 4.8 muestra los factores de emisión de metales, para las unidades a carbón, sin considerar sistemas de control. Aún cuando el contenido de metales varía según el tipo de carbón, para fines de este estudio, se ha considerado sólo un valor característico del carbón bituminoso.

Las Figuras 4.19 a 4.21 muestran las concentraciones de metales (Hg, Ni, V), estimadas para las fuentes a carbón. Aún cuando las concentraciones son diferentes, todas ellas siguen el mismo patrón, debido a que para su cálculo se han utilizado factores de emisión, que sólo dependen del consumo de carbón.

**Tabla 4. 8: Factores de emisión de metales en unidades de carbón.**

Metales	Factor de emisión (lb/Ton)
Mercurio (Hg)	1.10E-03
Níquel (Ni)	3.31E-02
Vanadio (V)	6.61E-02



**Figura 4. 19: Concentraciones de Hg (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008.**

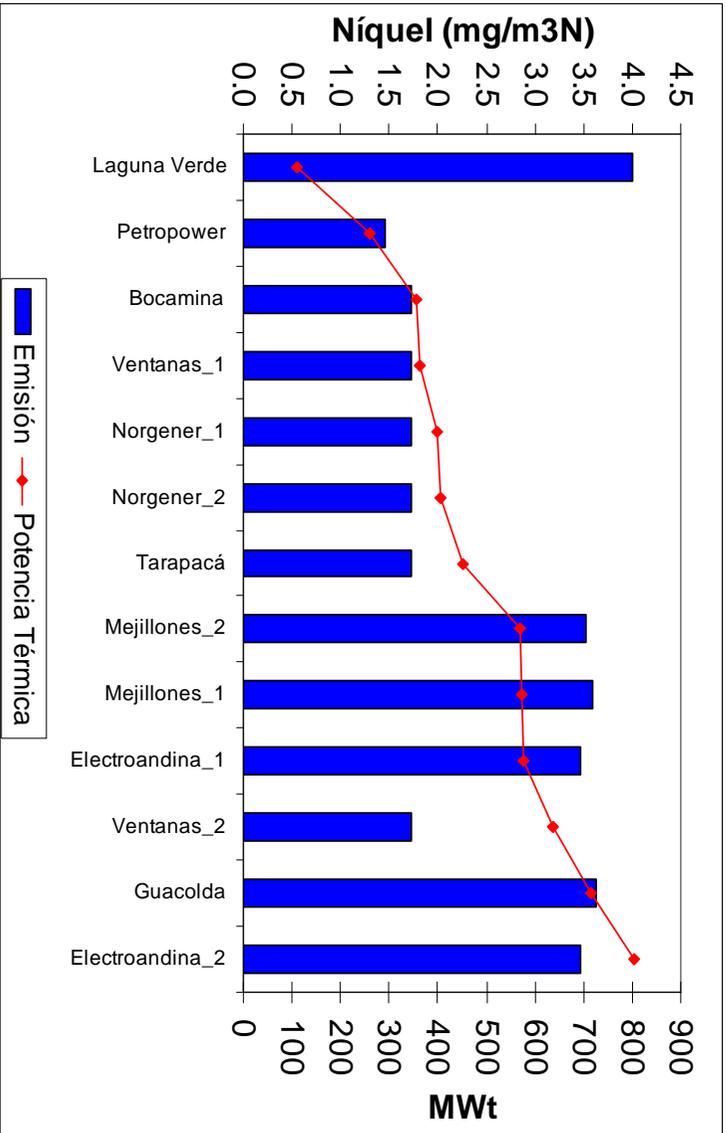


Figura 4. 20: Concentraciones de Ni (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008.

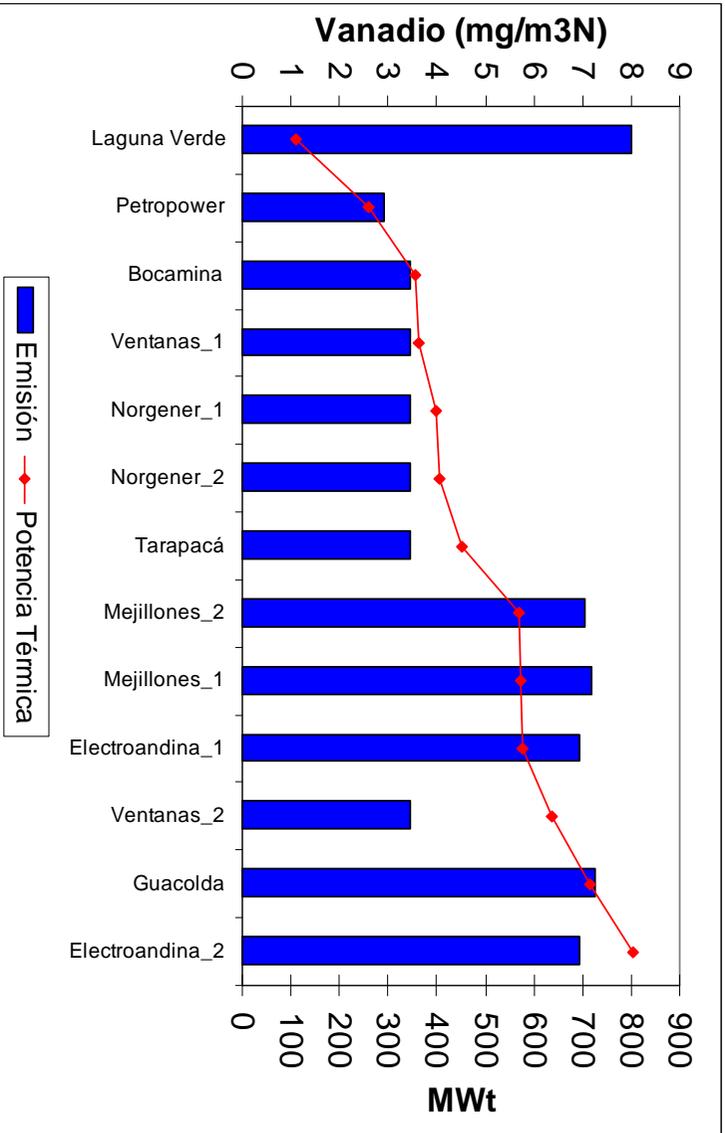


Figura 4. 21: Concentraciones de V (mg/m<sup>3</sup>N), Año 2008.

#### 4.4 Situación Futura – Centrales según Plan de Obra

Para determinar la conformación futura del parque de Centrales Termoeléctricas, se analizó el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que en Abril y Octubre de cada año, realiza proyecciones hasta diez años. Se utilizó la proyección realizada en Abril del año 2009, la cual posee la configuración total del Parque Eléctrico hasta el año 2020. Dentro de este Plan, se encuentran contempladas las centrales existentes así como también aquellas que han ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), y por tanto están en calificación, o tienen ya su RCA favorable y están en proceso de construcción. Cabe mencionar que el Plan de Obras considera también, unidades genéricas, es decir, Centrales Termoeléctricas que aún no se encuentran en ningún estado de avance o ingresadas al SEIA, y a las cuales se les asigna potencia eléctrica, pues se consideran en sus estudios de demanda. Estas también han sido consideradas como futuras en este estudio.

La Tabla 4.9, muestra las nuevas unidades consideradas en el Plan de Obras, cuya potencia térmica es mayor a 50 MWt. En ella se indica el año de puesta en marcha y el combustible utilizado.

**Tabla 4. 9: Centrales Termoeléctricas Nuevas consideradas en el Plan de Obras de la CNE de Abril del año 2009.**

Nº	Unidades	Tecnología	Año Puesta en marcha	Combustible
1	Campiche	Vapor	2011	Carbón
2	Santa María_1	Vapor	2010	Carbón
3	Santa María_2	Vapor	2013	Carbón
4	Bocamina_2	Vapor	2010	Carbón
5	Nueva ventanas	Vapor	2009	Carbón
6	Guacolda_3	Vapor	2009	Carbón
7	Guacolda_4	Vapor	2010	Carbón
8	Carbón V (CNE)	Vapor	2013	Carbón
9	Carbón Maitencillo (CNE)	Vapor	2015	Carbón
10	Carbón Pan de Azucar (CNE)	Vapor	2017	Carbón
11	Central Térmica Andino	Vapor	2010	Carbón
12	Central termoeléctrica Angamos	Vapor	2011	Carbón
13	Central termoeléctrica Angamos	Vapor	2011	Carbón
14	Mejillones I (CNE)	Vapor	2015	Carbón
15	Tarapacá I (CNE)	Vapor	2017	Carbón
16	Mejillones II (CNE)	Vapor	2015	Carbón
17	Tarapacá II (CNE)	Vapor	2017	Carbón
18	Tarapacá III (CNE)	Vapor	2017	Carbón
19	Esperanza	Turbina Gas	2009	Diesel
20	Termochile	Turbina Gas	2009	Diesel
21	Los Pinos	Ciclo abierto	2009	Diesel
22	Quintero_1	Ciclo abierto	2009	Diesel
23	Quintero_2	Ciclo abierto	2009	Diesel
24	Tierra Amarilla	Ciclo abierto	2009	Diesel
25	Sta. Lidia	Ciclo abierto	2009	Diesel
26	Campanario	Ciclo Combinado	2009	Diesel
27	Newen_1	Ciclo abierto	2009	Diesel

Nº	Unidades	Tecnología	Año Puesta en marcha	Combustible
28	TalTal_CC (CNE)	Ciclo Combinado	2014	Gas Natural
29	Emelda_1	Ciclo abierto	2009	Fuel Oil N°6
30	Emelda_2	Ciclo abierto	2009	Fuel Oil N°6
31	Newen_2	Ciclo abierto	2009	Gas Natural
32	Quintero CC (CNE)	Ciclo Combinado	2010	Gas Natural

La Figura 4.22 muestra las concentraciones de Material Particulado (MP) en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. De ella se observa que las nuevas centrales que utilizan carbón, presentan concentraciones mucho menores que las existentes. Sus valores están entre 12 y  $158 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ . Esto debido a que la gran mayoría, incorpora algún sistema de control. Las unidades nuevas que utilizan combustible líquido presentan variaciones en las concentraciones de MP entre 5 y  $160 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ . Al comparar estos valores con las centrales existentes, se observa que no hay variación, estando sus valores en el mismo rango.

La Figura 4.23, muestra las concentraciones de Dióxido de Azufre ( $\text{SO}_2$ ) en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. De ella se observa que las centrales nuevas que utilizan carbón presentan variaciones para las concentraciones de  $\text{SO}_2$  entre 58 y  $1928 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ , considerablemente menores a las concentraciones existentes. Nuevamente el cambio está por la incorporación de medidas de control de emisiones. Las unidades nuevas que utilizan combustible líquido presentan una disminución sustancial respecto a las centrales existentes. La razón principal se debe a la consideración de un combustible líquido más limpio, el cual baja sus concentraciones de azufre de 350 a 50 ppm. La concentración máxima de las nuevas unidades que utilizan combustible líquido sería de  $733 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ .

La Figura 4.24, muestra las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. Se observa que las unidades nuevas que utilizan carbón, presentan una leve baja de este contaminante respecto a las centrales existentes (variaciones para las concentraciones entre 60 y  $1024 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ ). Al considerar las unidades que utilizan combustible líquido, se observan variaciones en las concentraciones entre 67 y  $2078 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ , lo cual es más bajo que las máximas para la situación actual. Finalmente al considerar aquellas unidades nuevas que utilizan gas, se observan concentraciones mínimas de  $29 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$  y máximas de  $180 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ , que son mayores a las de la situación actual.

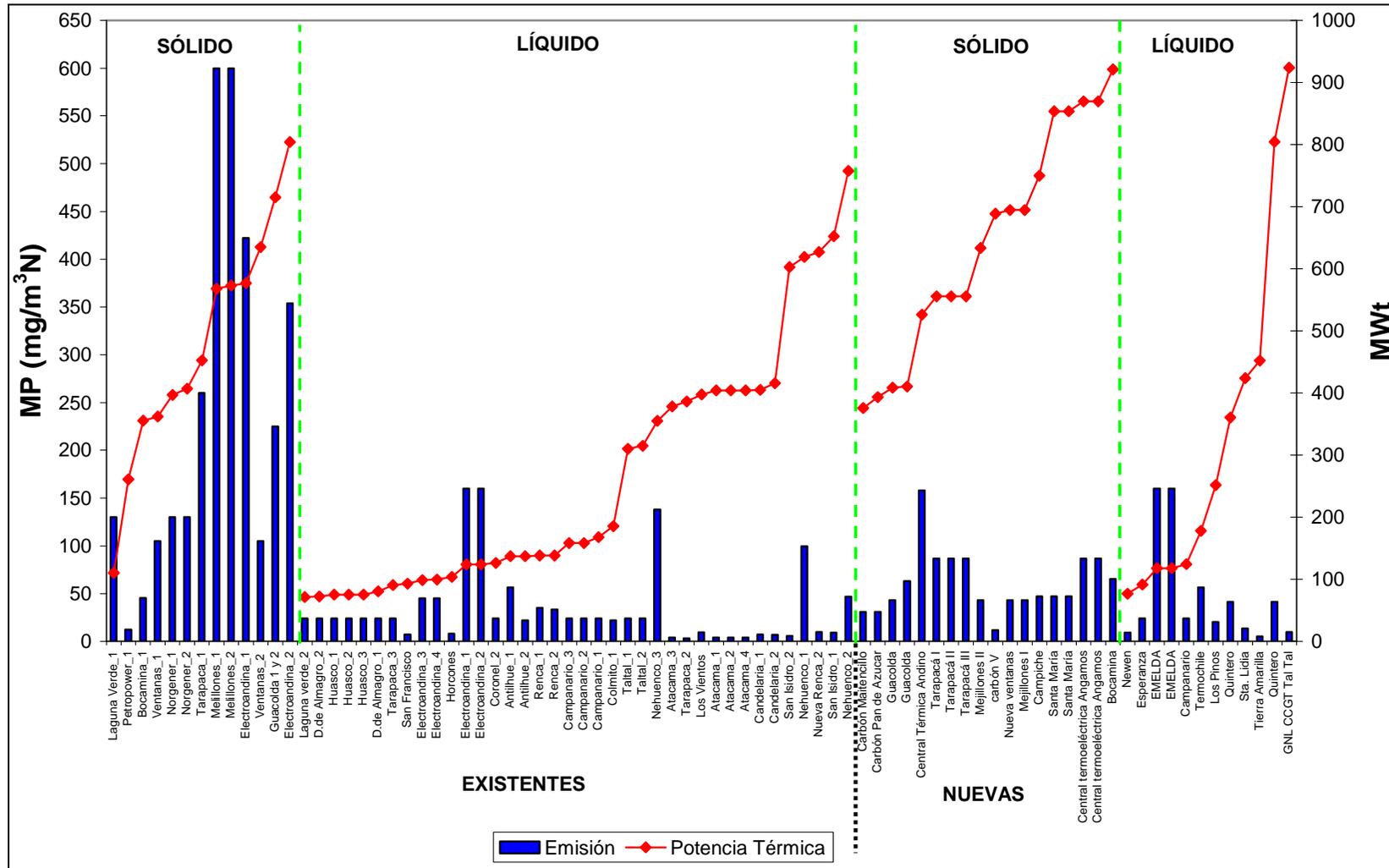


Figura 4. 22: Concentraciones de MP (mg/m³N), Situación Futura.

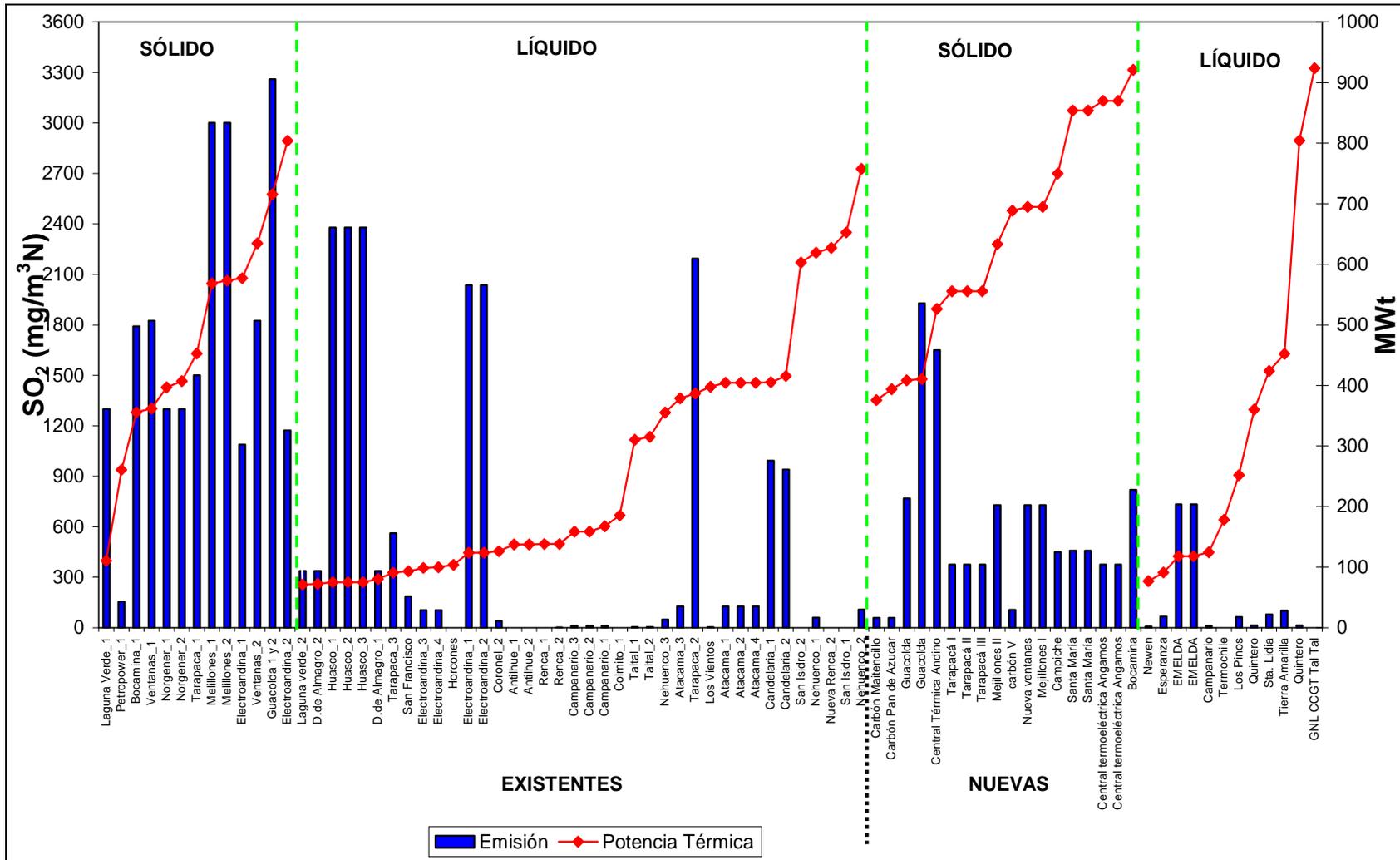


Figura 4. 23: Concentraciones de SO<sub>2</sub> (mg/m<sup>3</sup>N), Situación Futura.



## Metales

Al comparar las concentraciones de metales (Hg, Ni, y V), de las centrales que utilizan carbón, para la situación actual y las nuevas, se observa que en general estas últimas tienen valores menores, lo cual se explica por el menor consumo de carbón (menos horas de operación), de las unidades nuevas. Recordar que las horas de funcionamiento vienen dadas en el Plan de Obras de la CNE, que ha servido de base para esta estimación. Las

Figura 4. 25: a Figura 4.27 muestran las emisiones de Hg, Ni, y V, respectivamente, expresadas en términos de concentraciones, en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ , para la situación futura de unidades a carbón, incluidas en el Plan de Obras de la CNE.

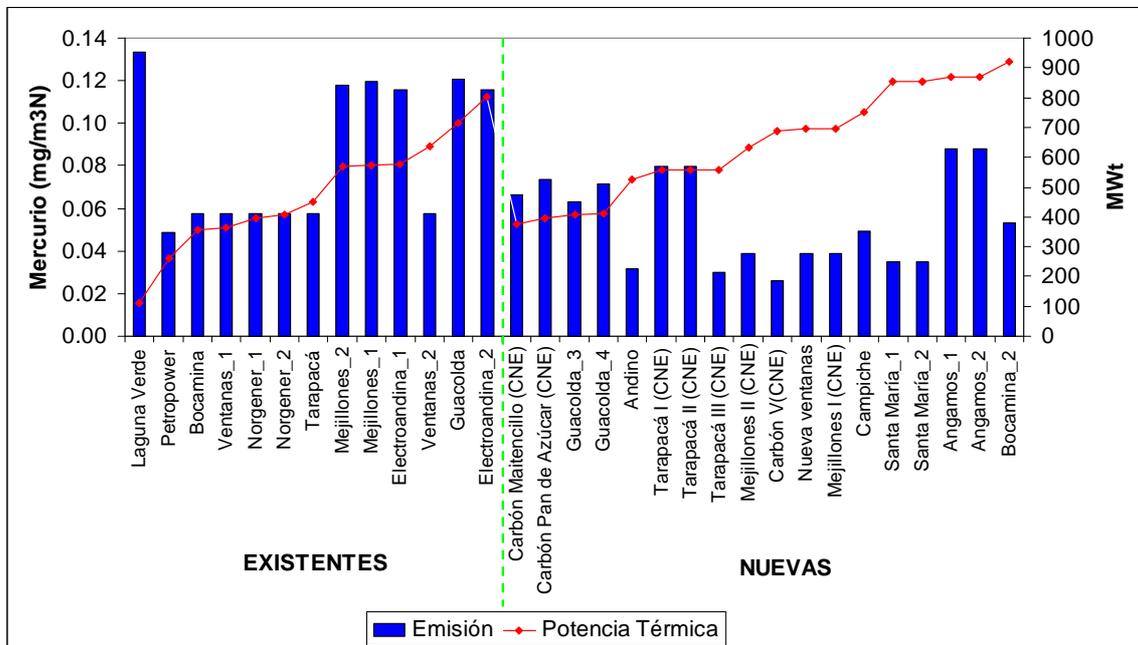


Figura 4. 25: Concentraciones de Hg ( $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ ), Situación Futura.

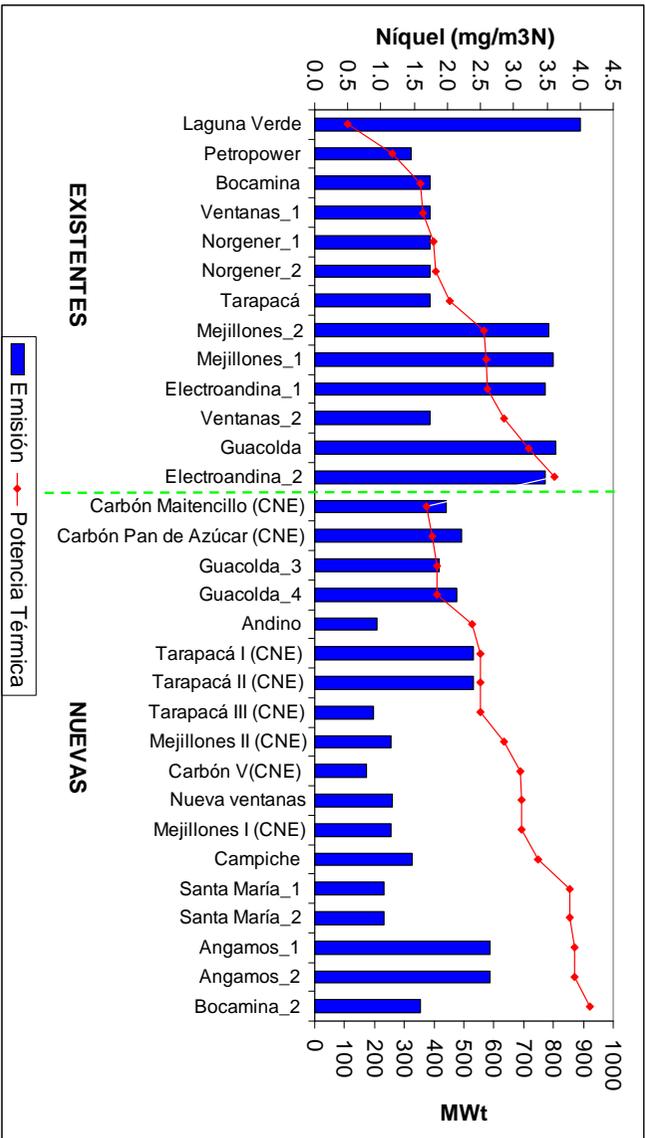


Figura 4. 26: Concentraciones de Ni (mg/m<sup>3</sup>N), Situación Futura.

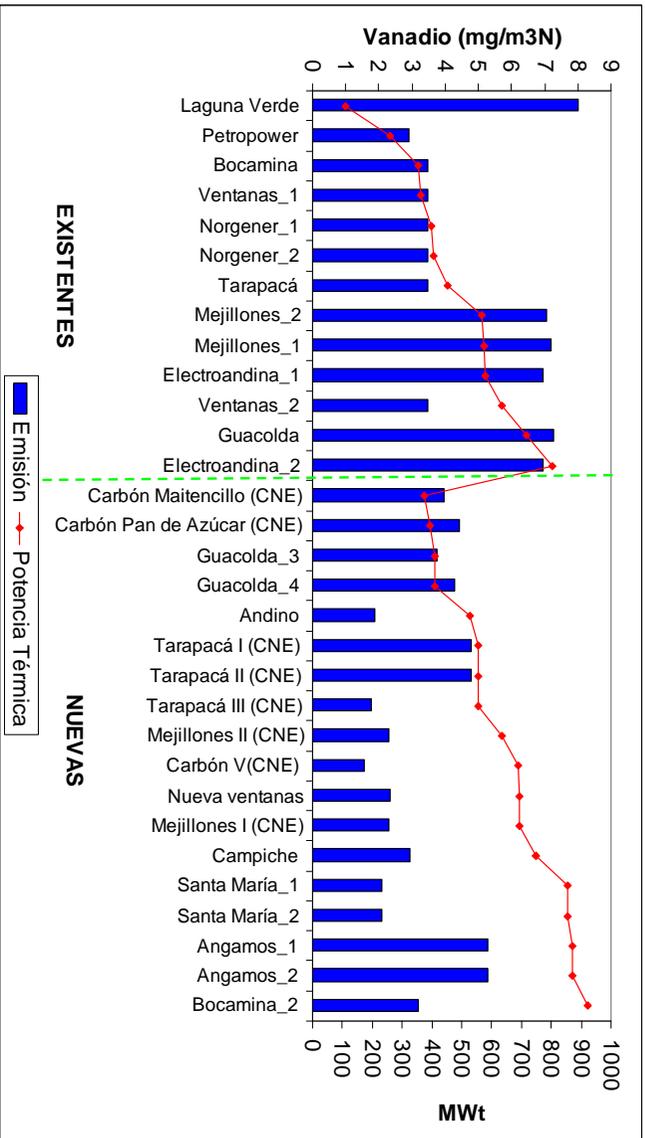


Figura 4. 27: Concentraciones de V (mg/m<sup>3</sup>N), Situación Futura.

### 4.3 Definición de Escenarios

De la revisión de normas de emisión para centrales termoeléctricas de países desarrollados y en vías de desarrollo, las guías del Banco Mundial (Capítulo 3), y considerando además, el tamaño (potencia térmica) de las centrales chilenas, actuales y futuras (según Plan de Obras de la CNE), el tipo de combustible utilizado, sus emisiones, y las tecnologías de control existentes, así como el cálculo del potencial de reducción de emisiones para las fuentes existentes, y los cambios en la calidad de los combustibles en Chile, se proponen tres escenarios de normas de emisión, diferenciados por tipo de combustible.

Las normas propuestas consideran Centrales Termoeléctricas mayores o iguales a 50 MWt.

De acuerdo al tipo de combustible, se propone una norma de emisión diferenciado según combustible Sólido, Líquido, Gas Natural, y Otros Gases. Esto estaría de acuerdo con lo establecido en la Guía del Banco Mundial para países en vías de desarrollo.

Para los metales pesados, se han considerado los valores establecidos en las normas existentes, la estimación de emisiones de las termoeléctricas chilenas, y lo indicado en diversos estudios, en relación a que al controlar el material particulado y los óxidos de azufre, se lograría una reducción significativa de ellos. Aún cuando todos los combustibles fósiles contienen trazas de Hg, Ni, y V, sólo son significativos en el carbón, por tal motivo, se propone una regulación de estos metales sólo para combustibles sólidos (carbón y pet-coke).

En base a los antecedentes anteriores, se proponen tres escenarios regulatorios, que serán evaluados en términos de sus costos y beneficios. Los valores de norma de emisión propuestos, se expresan en términos de concentraciones normales (mg/m<sup>3</sup>N). Las condiciones normales consideradas para tales concentraciones son de 25°C y 1 atm. Se asume que con buenas prácticas de operación y sistemas de control disponibles y probados, para material particulado y gases, es posible cumplir con todos los escenarios propuestos. El cumplimiento de los valores norma para metales está garantizado al cumplir al menos con 50 mg/m<sup>3</sup> para el MP y con un sistema de control de gases para SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

Los valores propuestos se muestran en las Tablas 4.10, 4.11, y 4.12, para los escenarios 1, 2, y 3, respectivamente.

**Tabla 4. 10: Escenario de Norma 1.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	100	900	600	0,2	1	2
Líquido	100	100	400	-	-	-
Gas Natural	-	-	100	-	-	-
Otros gases	-	400	100	-	-	-

**Tabla 4. 11: Escenario de Norma 2.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	50	400	400	0,1	0,5	1
Líquido	50	30	200		-	-
Gas Natural	-	-	80	-	-	-
Otros gases	-	200	80	-	-	-

**Tabla 4. 12: Escenario de Norma 3.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	30	200	200	0,05	0,25	0,5
Líquido	30	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

#### 4.6.1. Análisis de cumplimiento

##### MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>

A partir de los escenarios propuestos, se realizó un análisis respecto al total de fuentes que no cumplirían los valores establecidos para cada escenario, por tipo de contaminante y combustible, al considerar todas las fuentes al 2020, según el Plan de Obras de la CNE. Las tablas 4.13 a 4.15, muestran este análisis, para el MP, SO<sub>2</sub>, y NO<sub>x</sub>, respectivamente.

Cabe notar que para que las fuentes cumplan con los niveles establecidos en cada Escenario de norma de material particulado, no requieren necesariamente adquirir un nuevo equipo, sino mejorar los sistemas de captación al cambiar el material de las mangas de un Filtro de Mangas, o aumentar el número de campos de un Precipitador Electrostático.

**Tabla 4. 13: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios MP.**

Material Particulado			
Escenarios	Valor norma (mg/m <sup>3</sup> N)	Número de Fuentes no cumplen	
		Sólido	Líquido
E1	100	12	5
E2	50	19	8
E3	30	29	15
<b>TOTAL FUENTES</b>		<b>31</b>	<b>50</b>

**Tabla 4. 14: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios SO<sub>2</sub>.**

Escenarios	SO <sub>2</sub>		Número de Fuentes no cumplen	
	Valor norma (mg/m <sup>3</sup> N)		Sólido	Líquido
	Sólido	Líquido		
E1	900	100	14	23
E2	400	30	22	29
E3	200	10	27	35
<b>TOTAL FUENTES</b>			<b>31</b>	<b>50</b>

**Tabla 4. 15: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios NO<sub>x</sub>.**

Escenarios	NO <sub>x</sub>			Número de Fuentes no cumplen		
	Valor norma (mg/m <sup>3</sup> N)			sólido	Líquido	Gas Natural
	Sólido	Líquido	Gas Natural			
E1	600	400	100	16	14	4
E2	400	200	80	21	29	4
E3	200	120	50	26	35	8
<b>TOTAL FUENTES</b>				<b>31</b>	<b>50</b>	<b>27</b>

### Metales

Para determinar el cumplimiento de las normas de emisión para metales, según escenario, se estimaron las emisiones en base al consumo de combustible (carbón y/o petcoke), flujos volumétricos, y horas de funcionamiento de cada fuente. Los cálculos inicialmente no consideran sistemas de control, pues se basa solamente en el consumo de combustible.

Si se asume que las fuentes contarán con sistemas de control para MP y gases, se logra reducir significativamente las emisiones de metales (co-beneficio). Aún cuando existen sistemas de control para mercurio (Ej. carbón activado), no se ha considerado aplicar una tecnología específica para metales, sino que se espera el co-beneficio al controlar el particulado y gases.

La Tabla 4.16 que muestra las eficiencias esperadas de reducción de metales, al contar con distintas configuraciones de control de MP y gases.

**Tabla 4. 16: Eficiencias de control de metales.**

Sistema de control	% Eficiencia Hg	% Eficiencia Ni	% Eficiencia V
ESP ó FF	70 <sup>59</sup>	79.1 <sup>60</sup>	85 <sup>61</sup>
DGC+ ESP o FF	85 <sup>62</sup>	97.2 <sup>59</sup>	90 <sup>63</sup>

La Tabla 4.17 muestra el número de fuentes (de un total de 31 unidades existentes y nuevas que utilizan carbón o petcoke), que no cumplirían con las normas de emisión, según escenario propuesto y según si dispone de algún sistema de control o no. De ella se observa que si las fuentes no tuviesen sistemas de control (ni MP ni gases), la mayoría de las fuentes no lograría cumplir con los niveles establecidos, excepto el Escenario 1 para mercurio. De acuerdo a la encuesta de emisiones (Anexo I), la casi totalidad de las fuentes (unidades a carbón) existentes, y la totalidad de las nuevas dispone de un sistema de captación de partículas, por tanto en realidad existe un control indirecto de los metales. Se observa además, que con un sistema de control de emisiones de MP, todas las fuentes lograrían cumplir el Escenario 1 en los tres metales normados, y al incluir además del sistema de control de MP, un sistema de control de SO<sub>2</sub>, se logra el cumplimiento de los Escenarios 1 y 2 para los tres metales, y aún el Escenario 3 (el más restrictivo), para mercurio y níquel. Sólo el vanadio en Escenario 3 tendría 8 de 31 fuentes que no lograrían dicho estándar.

**Tabla 4. 17: Número de fuentes que no cumplen norma según escenario y tecnología de control.**

Escenario	Sin control			Sólo control de MP			Control de MP y SOx		
	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V
E1	0	28	28	0	0	0	0	0	0
E2	6	31	31	0	10	6	0	0	0
E3	21	31	31	0	23	20	0	0	8

Con estos tres escenarios normativos se realizan los cálculos de costos y beneficios, a fin de obtener la evaluación social de la Norma de emisión.

<sup>59</sup> Alstom

<sup>60</sup> AP-42 Documentación técnica

<sup>61</sup> Davis E. N. and Associates. National Inventory of sources and emissions of Arsenic, Beryllium, Manganese, Mercury, and Vanadium. Report for Environmental Protection Agency, 1971.

<sup>62</sup> Fuente: J.M. Pacyna et al. Mercury pollution and human welfare. 2009

<sup>63</sup> Banco Mundial 2008.

## 5 POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL PARQUE EXISTENTE

### 5.1 Reducción de emisiones con la aplicación de la norma

La reducción de emisiones, tras la aplicación de los distintos escenarios de norma, se ha establecido en comparación a las emisiones del sector termoeléctrico, sin la existencia de una norma. Por esto, se ha determinado en primera instancia la línea base de emisiones proyectada y luego la reducción de las emisiones.

#### 5.1.1 Línea base proyectada

La línea base de emisiones se ha estimado de acuerdo a información de concentraciones y caudales de gases en la salida de las chimeneas, declarada por las centrales generadoras, mediante encuesta (ver Anexo I: Procesamiento de encuesta). Se ha establecido la línea base al año 2008 considerando la energía generada por las centrales, según información del CDEC. La línea base se muestra en la siguiente tabla.

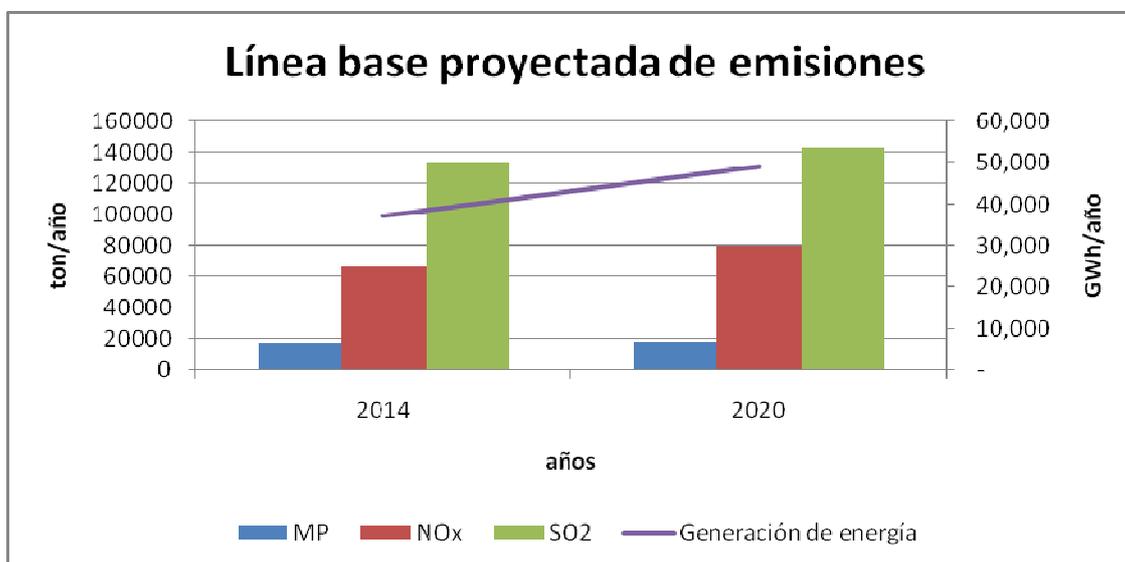
Tabla 5. 1: Línea base de emisiones año 2008.

Emisión MP [ton/año]	Emisión NOx [ton/año]	Emisión SO <sub>2</sub> [ton/año]
15.606	49,496	108,284

La línea base proyectada se ha establecido en base a información del plan de obras de la CNE, que indica las centrales programadas hasta el año 2020<sup>64</sup>. Con esta información, emisión para las centrales existentes obtenida mediante encuesta, emisiones para las centrales proyectadas obtenida a partir de información del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la generación esperada obtenida en base a simulaciones del programa Ose2000, se ha construido la línea base de emisiones proyectada, para los años 2014 y 2020.

La siguiente figura muestra esta proyección, donde se ve una tendencia al alza tanto de las emisiones, como de la generación esperada. Sin embargo el crecimiento de las emisiones del sector es menor al crecimiento que se espera en la energía generada. El crecimiento de las emisiones para material particulado, dióxido de azufre y dióxidos de nitrógeno es de 2%, 7% y 21%, respectivamente. Por su parte, la generación presenta un crecimiento del 32%. Esto se debe, principalmente, a la entrada de nuevas centrales termoeléctricas con mejor equipamiento para control de emisiones (ver Anexo III: Tecnologías de control utilizadas).

<sup>64</sup> Informe de precio nudo de Abril de 2009, CNE.



**Figura 5. 1: Línea base de emisiones proyectada para material particulado, anhídrido sulfuroso y óxidos de nitrógeno.**

### 5.1.2 Reducción de emisiones

Para estimar la reducción de emisiones, en cada escenario, se ha establecido inicialmente el delta de concentraciones de los caudales en la salida de las chimeneas para cumplir cada escenario de norma, luego en base a la información de generación esperada de cada central se ha obtenido la reducción de emisiones para cada escenario de norma. En las siguientes tablas se muestra las emisiones proyectadas y la reducción de ellas con cada escenario de norma para los años 2014 y 2020.

En la Tabla 5.2 se muestra las emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y metales pesados para cada uno de los escenarios de norma y el caso base al año 2014. En el Escenario 1 se tiene una reducción de emisiones de un 56% para material particulado, de un 24% para óxidos de nitrógeno, y de un 48% para dióxido de azufre. Por su parte, en el Escenario 2, se tiene una reducción de emisiones de 73%, 45%, y 73% para el MP, NOx, y SO<sub>2</sub>, respectivamente. Finalmente en el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 83% en el caso del MP, un 70% para NOx, y un 86% en el SO<sub>2</sub>.

Respecto a los metales pesados, la reducción de emisiones en el escenario 1 es de 0%, 47%, y 49%, para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el Escenario 2 la reducción es mayor siendo de 5%, 75% y 75% para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el Escenario 3 la reducción de emisiones de mercurio llega a 29% y para níquel y vanadio llega al 87%.

La Tabla 5.3 muestra las emisiones que se tendrían al año 2020 para cada uno de los escenarios de norma y el caso base. En el escenario 1 se tiene una reducción del 50% de las emisiones de material particulado, un 23% de los óxidos de nitrógeno, y un 39% el dióxido de azufre. En el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 67%, 41%, y 66% para el MP, NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub>, respectivamente.

Finalmente, para el 3scenario 3, se tiene una reducción de emisiones 79% en el caso del MP, de un 67% para NO<sub>x</sub>, y un 83% en el SO<sub>2</sub>.

Respecto a los metales pesados, la reducción de emisiones en el escenario 1 es de 0%, 47%, y 47%, para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el escenario 2 la reducción es mayor siendo de 4%, 73% y 73% para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el escenario 3 la reducción de emisiones de mercurio llega a 28% y para níquel y vanadio llega al 87%.

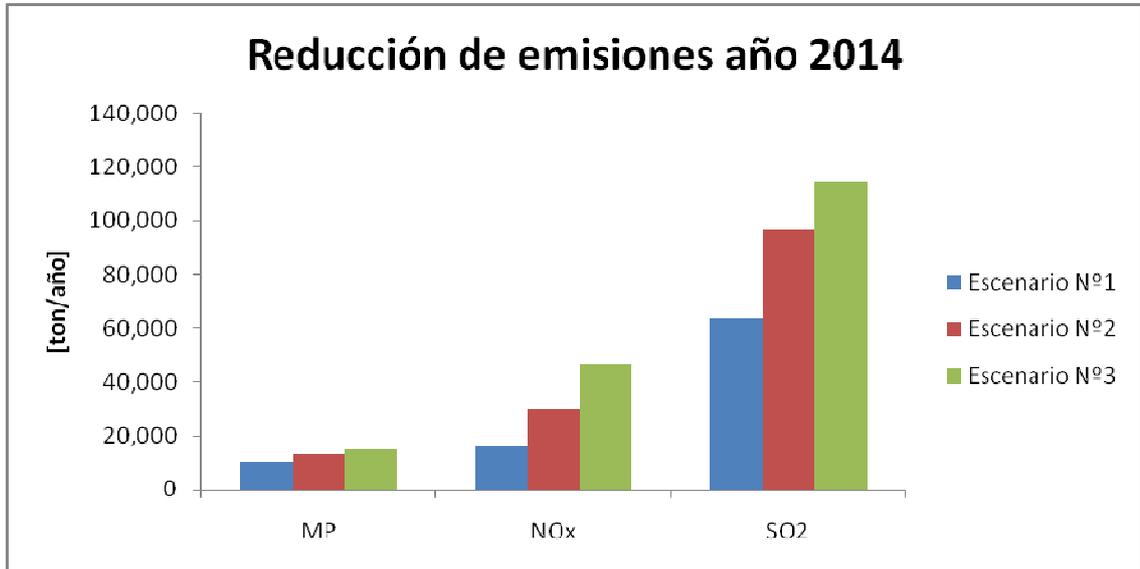
**Tabla 5. 2: Emisiones año 2014.**

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
<b>SIN NORMA</b>	17,833	66,086	133,253	5.9	180	359
<b>Escenario N°1</b>	7,805	50,223	69,913	5.9	96	183
<b>Escenario N°2</b>	4,794	36,632	36,496	5.6	46	92
<b>Escenario N°3</b>	2,971	19,692	18,553	4.2	23	46

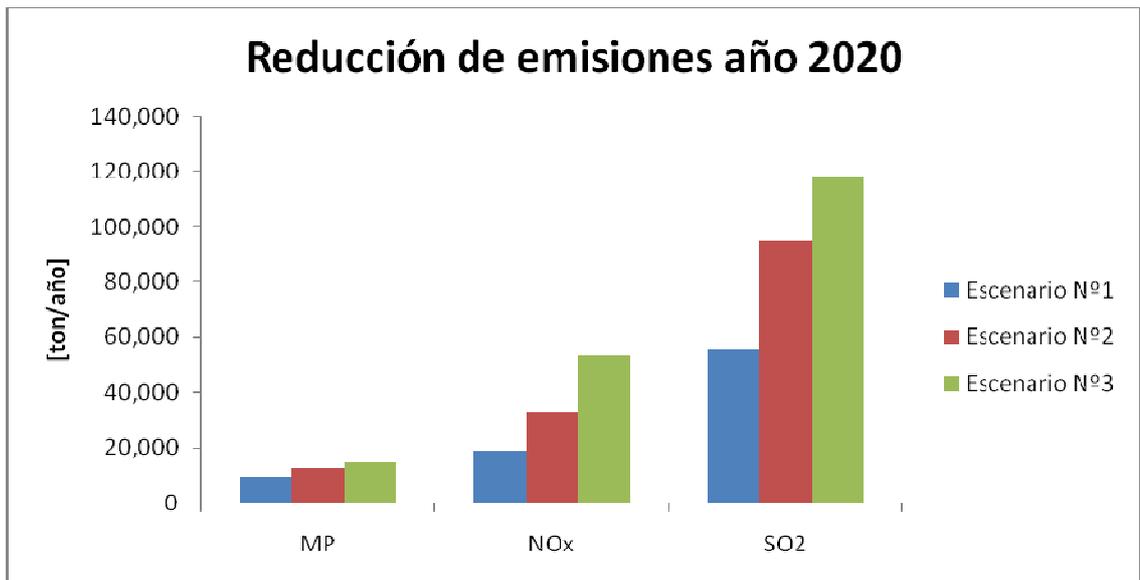
**Tabla 5. 3: Emisiones año 2020.**

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
<b>SIN NORMA</b>	18,264	79,742	142,891	7.8	234	469
<b>Escenario N°1</b>	9,171	61,365	87,526	7.8	123	247
<b>Escenario N°2</b>	6,042	47,417	48,069	7.5	62	124
<b>Escenario N°3</b>	3,901	26,592	24,785	5.6	31	62

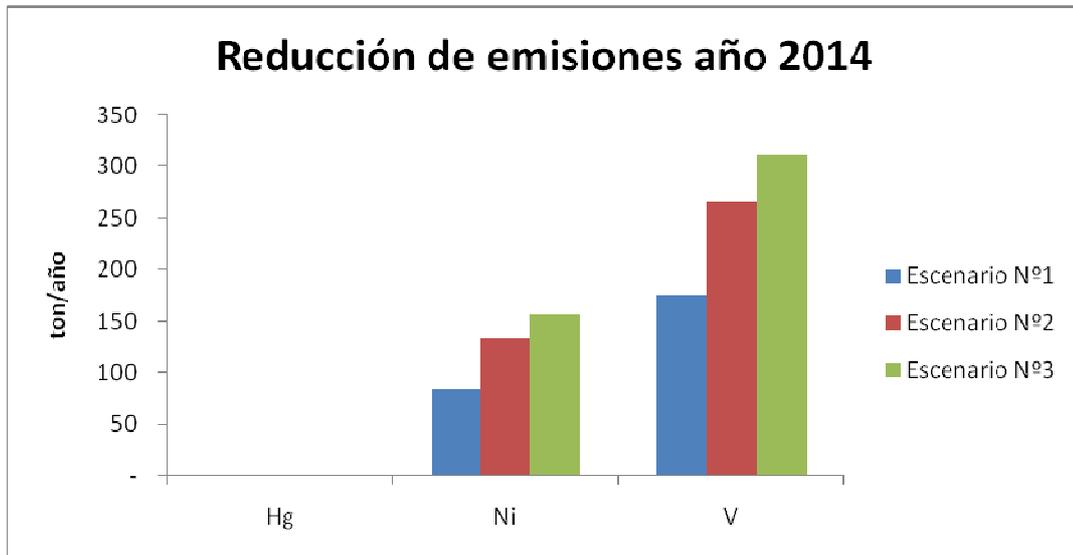
En las siguientes figuras se muestra la reducción de emisiones para cada escenario de norma en los cortes temporales 2014 y 2020. En la Figura 5.2 y 5.3 se muestra la reducción de emisiones para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y en las figuras



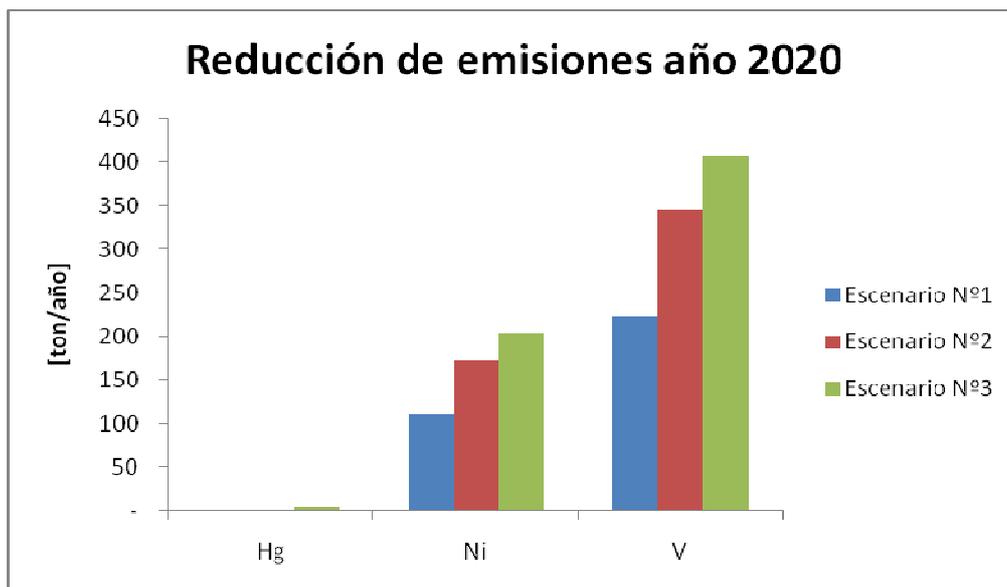
**Figura 5. 2: Reducción de emisiones año 2014 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.**



**Figura 5. 3: Reducción de emisiones año 2020 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.**



**Figura 5. 4: Reducción de emisiones año 2014 para mercurio, níquel y vanadio.**



**Figura 5. 5: Reducción de emisiones año 2020 para mercurio, níquel y vanadio.**

## 5.2 Factibilidad técnica y económica de la reducción de emisiones del sector

### 5.2.1 Estrategias para reducción de emisiones

La reducción de emisiones se puede lograr realizando modificaciones operacionales en los procesos de combustión, control preventivo y primario, o mediante el uso de tecnologías de abatimiento, que permiten controlar el nivel de emisiones una vez generadas.

#### 5.2.1.1 Tecnología básica.

- a) Óxidos de nitrógeno: la formación de óxidos de nitrógeno puede controlarse mediante modificación del funcionamiento y del diseño de los procesos de combustión. Algunas de las modificaciones pueden ser el uso de quemadores Low NO<sub>x</sub>, recirculación de gases y combustión con bajo exceso de aire, en el caso de las calderas.

Para las turbinas es posible utilizar inyección de agua en la combustión, disminuyendo así la temperatura e inhibir la formación de óxidos de nitrógeno.

- b) Dióxido de azufre: para el control de emisiones de dióxido de azufre uno de los más significativos y simples cambios a nivel operacional, es la utilización de combustibles con menor contenido de azufre, siempre y cuando esto sea económicamente viable. Actualmente, existen carbones con bajo porcentaje de azufre (< 1%), que pueden reemplazar a carbones de mayor contenido de azufre. Pero, la utilización de carbones bajos en azufre puede elevar los costos.

En el caso del petróleo pesado, existe una variedad con distinto contenido de azufre y además puede ser sustituido por petróleo liviano (diesel) el que actualmente tiene un contenido máximo de azufre de 350 ppm a nivel país. Al año 2010, se producirá un cambio en el nivel de azufre del combustible a nivel nacional llegando a 50 ppm<sup>65</sup>.

Otra modificación al proceso de combustión es la implementación de lecho fluidizado para las calderas, esta implementación permite la desulfurización integrada mediante la inyección de caliza en el lecho, lo que tiene eficiencias entre un 80% y 90%<sup>66</sup>, como es el caso de la central térmica Petropower cuyo sistema de inyección alcanza un 90%<sup>67</sup> de remoción.

#### 5.2.1.2 Tecnologías de control secundario.

Las tecnologías de control de emisiones, permiten la captura de los contaminantes atmosféricos, previa emisión de los gases a la atmósfera.

Para el abatimiento de material particulado se cuenta con separadores inerciales, utilizados en primera etapa de limpieza, depuración por vía húmeda, útil en casos en que la corriente de aire posee otros contaminantes solubles, y filtros de mangas y Precipitadores electrostáticos que son

---

<sup>65</sup> El D.S. 319 establece los requisitos para Diesel Grado B Resto País, siendo las especificaciones de 350 ppm de azufre vigentes a partir de Enero 2007.

<sup>66</sup> Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica.

<sup>67</sup> Fuente: Información declarada en encuesta.

métodos de alta eficiencia en la remoción de partículas pequeñas (<10 µm). No es recomendable utilizar filtros de mangas en casos en los que se tiene alto contenido de azufre en el combustible o alta reactividad de los gases con la tela, ya que disminuye la vida útil de esta. Por su parte, los Precipitadores no deben utilizarse en casos de alta resistencia eléctrica de las partículas.

Para el control de emisiones de dióxido de azufre se dispone de tres sistemas de desulfurización, húmeda, de humidificación controlada y de agua de mar. Estos métodos pueden ser utilizados en centrales dependiendo del nivel de azufre en el combustible que poseen<sup>68</sup>, para el caso de la desulfurización de agua de mar el contenido de azufre debe ser menor a 1,5% si se trata de una central carbonera y menor a 2,5% si se trata de una central que utilice Fuel Oil.

Para el control de emisiones de óxidos de nitrógeno se utilizan, principalmente, los sistemas de reducción selectiva, donde los óxidos de nitrógeno son reducidos a nitrógeno molecular y vapor de agua. Para lograr la reacción a menores temperaturas y alcanzar mayores eficiencias se utiliza un catalizador.

En el Anexo II: Descripción tecnologías de control de emisiones, se tiene una descripción más detallada de las tecnologías de control de emisiones.

En las tablas siguientes se muestra la eficiencia de remoción de las distintas tecnologías de abatimiento de control primario y secundario de emisiones.

**Tabla 5. 4: Eficiencia de remoción tecnología básica.**

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
Inyección de caliza en lecho fluidizado	SO <sub>2</sub>	80%-90% <sup>(1)</sup>
LN-RG	NO <sub>x</sub>	64% <sup>(2)</sup>
Recirculación de gases (RG)	NO <sub>x</sub>	60% <sup>(3)</sup>
Quemador Low NO <sub>x</sub> (QLN)	NO <sub>x</sub>	35%-55% <sup>(4)</sup>
Inyección de agua o vapor (IA V)	NO <sub>x</sub>	68% <sup>(5)</sup>
Combustión con bajo exceso de aire	NO <sub>x</sub>	10%-20% <sup>(6)</sup>

- (1) : Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial  
 (2) : Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.  
 (3) : Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.  
 (4) : AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".  
 (5) : Eficiencia de IA V en turbina a gas. Boletín técnico: ¿Óxidos de nitrógeno (NOx) porque y como se controlan? EPA-456-F-00-002.  
 (6) : AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

**Tabla 5. 5: Eficiencia de remoción tecnología de control de emisiones.**

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
DGC húmeda	SO <sub>2</sub>	< 98% <sup>(1)</sup>
DGC semiseca	SO <sub>2</sub>	<94% <sup>(2)</sup>
DGC agua mar	SO <sub>2</sub>	< 97% <sup>(3)</sup>
SCR	NO <sub>x</sub>	80%-95% <sup>(4)</sup>

<sup>68</sup> Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
SCNR	NO <sub>x</sub>	30%-50% <sup>(5)</sup>
Precipitador electrostático	PM	<99.8% <sup>(6)</sup>
Filtro de mangas	PM	<99,9% <sup>(7)</sup>

(1), (2), (4), (5): Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

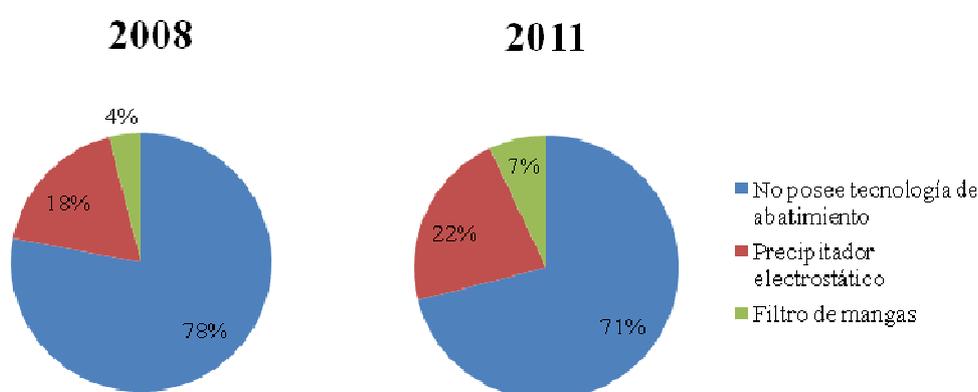
(3): Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

(6): Manual de costos de control de contaminación del aire de la EPA. 6ta edición, 2002.

(7): AP-42, EPA, "External combustion sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

### 5.2.2 Tecnologías utilizadas por las centrales termoeléctricas

A continuación se muestra un resumen del nivel de equipamiento para control de emisiones que poseen las centrales termoeléctricas (ver Anexo III: Tecnologías de control utilizadas). El estado actual de las tecnologías de control de emisiones para material particulado, se muestra en la Figura 5.6, del total de fuentes sólo un 22% cuenta con alguna tecnología de abatimiento para material particulado. Además, en la figura se muestra el porcentaje del sector termoeléctrico que contará con abatimiento para material particulado al año 2011<sup>69</sup>, año en que se ha supuesto empezaría a regir la norma para las unidades de generación nuevas. Como se ve en la figura, el 29% de las fuentes contará con control de abatimiento para ese año.

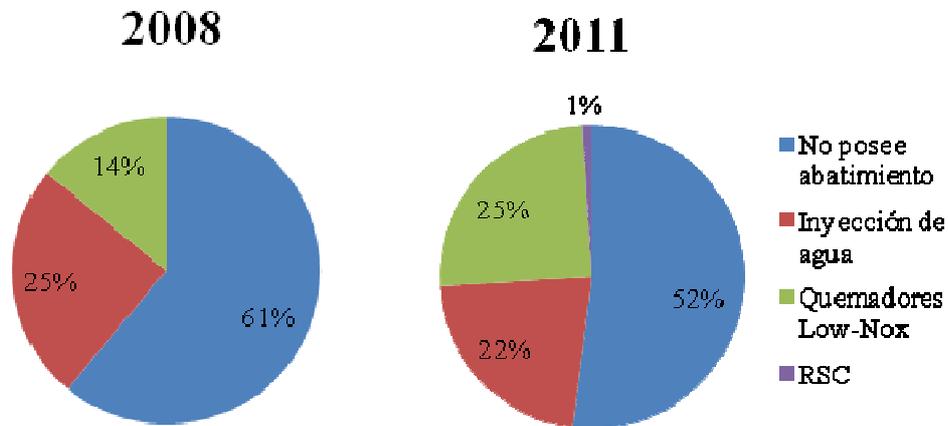


**Figura 5. 6: Tecnologías de abatimiento para material particulado usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.**

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

Para el caso de los óxidos de nitrógeno un 39% de las fuentes cuenta, con una tecnología de control de emisiones, este porcentaje aumentará a un 49% al año 2011, según información obtenida del SEIA. La Figura 5.7 muestra el desglose por tecnología utilizada para ambos años.

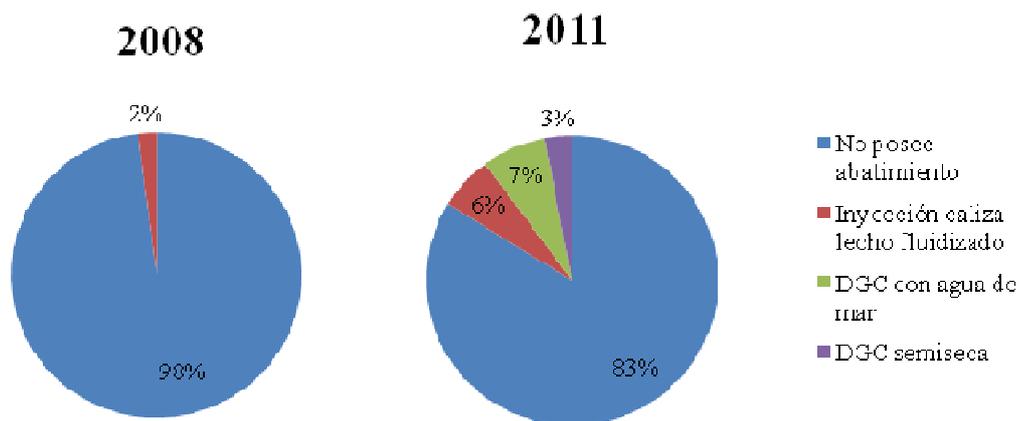
<sup>69</sup> Información de nuevas centrales proyectadas al 2011 obtenida del SEIA.



**Figura 5. 7: Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.**

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

En el caso de la tecnología de abatimiento para dióxido de azufre, al año 2008, sólo el 2% del sector contaba con alguna tecnología de control de emisiones. Este porcentaje aumenta hacia el año 2011, cuando el 17% de las fuentes contará con alguna tecnología de control de emisiones. En la Figura 5.7, se muestra la distribución de las tecnologías utilizadas.



**Figura 5. 8: Tecnología de abatimiento para dióxido de azufre usadas por centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.**

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

### 5.2.3 Nivel de cumplimiento de los escenarios de norma para el parque proyectado al año 2020.

El nivel de incumplimiento de los distintos escenarios de norma, previo a la adquisición de tecnología de abatimiento por parte de las centrales se muestra en la siguiente tabla. En el escenario 3 donde se da el mayor porcentaje de incumplimiento, para material particulado se tiene que más del 40% del parque tendría que aumentar su nivel de abatimiento de emisiones, para óxidos de nitrógeno entorno al 70% y para dióxido de de azufre en torno al 60%.

**Tabla 5. 6: Nivel de incumplimiento del parque proyectado al 2020.**

Escenarios	% de Incumplimiento de fuentes		
	PM	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Escenario 1	19%	20%	34%
Escenario 2	33%	47%	53%
Escenario 3	43%	67%	57%

## 5.3 Estimación de Costos de Controles de Abatimiento

### 5.3.1 Antecedentes Generales

Para la estimación de costos de las distintas tecnologías de abatimiento de Material Particulado, Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre se consideró el modelo del Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición), el modelo CUECost (Cost Coal Utility Environmental Cost Model), Documentos del Banco Mundial, información de agentes proveedores de equipos de control de emisiones y otras fuentes. Es importante notar que estos modelos han sido desarrollados en base a información de centrales con caldera. Sin embargo, se han hecho modificaciones en las variables y parámetros de los modelos que dependen del tipo de tecnología de generación y combustible utilizado, de forma de desarrollar un procedimiento aplicable a otras tecnologías.

El Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición), se utilizó para estimar costos asociados a Filtro de Mangas y Precipitadores Electroestáticos para el control de material particulado, y tecnologías SCR y SNCR para control de óxidos nitrosos. En este manual, se establecen formas de estimar costos de equipos, a nivel de inversión total, costos fijos y costos variables asociados a cada abatimiento modelado. El objetivo de este manual es obtener estimaciones de estudio, es decir, con un rango de hasta +30%/-30% versus cotizaciones.

El modelo CUECost fue utilizado para calcular costos de inversión y costos fijos para quemadores Low NO<sub>x</sub>. El costo variable no combustible (CVNC) adicional a los costos variables de operación de unidades térmicas, se asume igual a cero.

Para costos de inversión, fijos y variables anuales asociados a tecnologías de abatimiento para SO<sub>2</sub>, se utilizó el documento “Guía sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica” del Banco Mundial, así como una referencia web sobre costos de Desulfurizadores de Gas de Combustión, e información de proveedores de equipos de control ambiental.

Además de todo lo anterior, se utilizó información presentada por el banco Mundial, a través de la presentación realizada en Chile por un experto de dicha entidad, de forma de comparar los costos y validar supuestos realizados en el cálculo de costos.

Para actualizar los costos de inversión, fijos y variables no combustibles, se realizaron una serie de modificaciones para considerar las diferencias de costos que permitieran entregar valores consecuentes de los distintos insumos y variables de tales costos en Chile.

Las principales consideraciones al respecto, se listan a continuación:

- Se consideró un precio de dólar de 547.61 (en \$/US\$) (Valor observado del dólar al 19 de Octubre del 2009, Banco Central de Chile).
- Tasa utilizada en evaluación de costos de un 6%.
- Para los equipos se consideró un costo de flete de US\$3,000<sup>70</sup>, dado por el costo de transporte de un container de 35 toneladas desde Miami. Se consideró además IVA sobre el costo de los equipos.
- Para la instalación de equipos de material particulado se consideró costos de montaje diario, asumiendo un año de instalación, y cimientos, para el soporte de una estructura de 9 toneladas.
- El costo de horas-hombre para operación y mantención de equipos de abatimiento consideró un valor de US\$7.2 (considerando un sueldo de \$700,000 mensuales).
- Costo de Solución de acuosa de urea y amoniaco son, respectivamente, 0.9052 US\$/gal y 0.14948 US\$/lb. Costo de consumo de agua es de 0.00071978 US\$/gal. (En base a cotizaciones realizadas por los consultores)
- Costo de electricidad para centrales de sistemas SIC y SING, fueron de 0.0995 US\$/kWh y 0.12287 US\$/kWh (Precio de Nudo, Abril 2009, en barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV).

### **5.3.2 Procedimiento de selección de tecnología de abatimiento**

Se presenta a continuación el proceso de decisión de la tecnología de abatimiento usada para cada tipo de contaminante, en caso de no cumplir la norma para cada escenario.

#### **5.3.2.1 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de Material Particulado**

Se divide el procedimiento de acuerdo a si la central existente cuenta con abatimiento o si siendo una central futura tiene asociado equipo de abatimiento para control secundario de material Particulado, o no posee equipo de abatimiento. En caso de tenerlo, se considera tal y se calcula un costo de reacondicionamiento.

Si éste es un filtro de mangas, se aumenta la eficiencia cambiando las mangas, ya que las mangas de tela usadas normalmente en el mercado entregan eficiencia muy altas (>99%, o emisiones inferiores

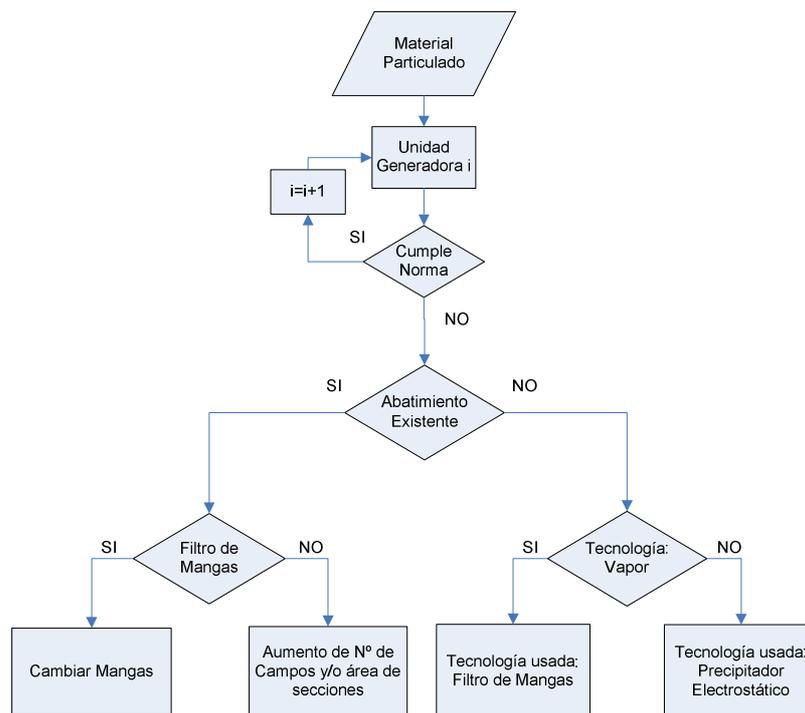
---

<sup>70</sup> Costos de transporte vía marítima, Fuente: CCNI, www.ccni.cl

a 30mg/Nm<sup>3</sup>), por lo que una eficiencia menor se explica por problemas de mantención y operación del equipo, así como no realizarse oportunamente reemplazo de mangas. Los valores de mangas consideradas se basan en costos aproximados de tales partes para el control secundario de MP, por ejemplo, información de la central Bocamina (Unidad 1).

En caso de ser el equipo existente un precipitador electrostático, se considera aumento de tamaño de secciones y número de campos del precipitador de forma de alcanzar la eficiencia requerida. En términos de costos, se evalúa considerando la diferencia de inversión entre dos equipos, con eficiencias de equipo existente y requerido. Adicionalmente se considera un sobre costo de un 20%.

En caso de que no se cuente con control secundario de emisiones de material particulado, se toma la decisión en base al tipo de tecnología de la central: Si es una central a vapor, se usan filtros de mangas, y si no, precipitadores electrostáticos. Para el caso de las centrales a vapor, se considera esta decisión ya que los precipitadores electrostáticos tienen problemas de captura de material particulado para carbón si éste tiene alta resistividad (el contaminante). En el caso de centrales que funcionan con Petróleo Diesel, Fuel Oil u otro derivado del petróleo, no se utilizan filtros de mangas, debido a la adherencia de tales partículas a la tela, y caída de presión que aumenta los costos de operación de la central, además de existir riesgos de incendios de las mangas dado lo inflamable del flujo tratado.



**Figura 5. 9: Proceso de selección de tecnología abatimiento material particulado.**

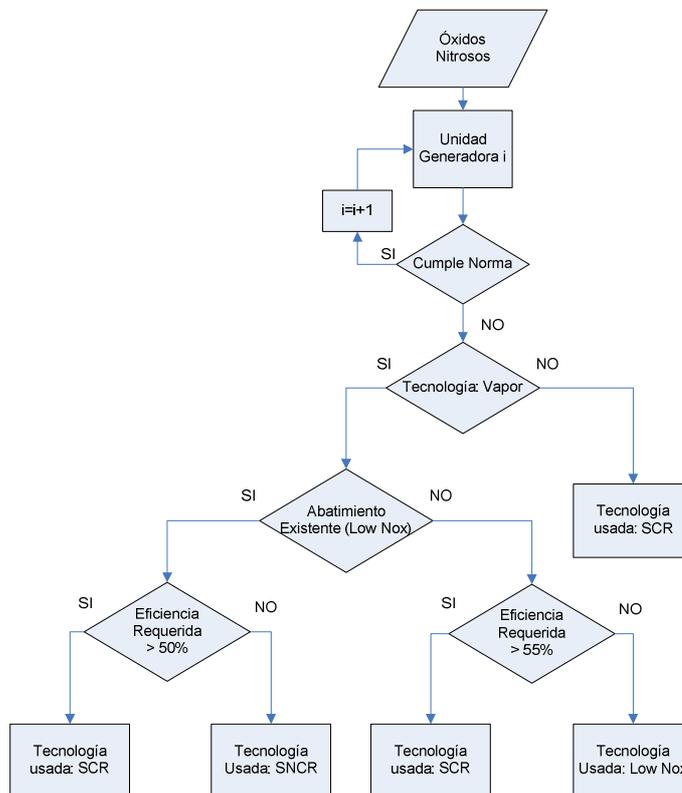
### 5.3.2.2 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de NO<sub>x</sub>

Inicialmente se divide el procedimiento de acuerdo al tipo de central. Si es una central a vapor, se discrimina entre unidades de acuerdo a si tienen quemadores Low NO<sub>x</sub> en la caldera, o no.

En caso de tener tal tecnología, se elige usar SCR cuando la eficiencia de abatimiento requerida es mayor a 50%<sup>71</sup>, y SNCR cuando no lo es. Un equipo SNCR es menos costoso que un equipo SCR, sin embargo, tiene un máximo de remoción menor al del equipo SCR.

Si no posee tecnología Low NO<sub>x</sub>, las alternativas consideradas son quemadores Low NO<sub>x</sub> y SCR. Para eficiencias de remoción requeridas superiores a un 55%<sup>72</sup>, se elige la tecnología SCR. En caso contrario, quemadores Low NO<sub>x</sub>.

Para centrales con turbinas a gas, se utiliza tecnología SCR.



**Figura 5. 10: Proceso de selección de tecnología abatimiento de óxidos nitrosos.**

### 5.3.2.3 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de SO<sub>2</sub>

Se analiza el nivel de equipamiento para abatimiento de la central, con lo que se procede de distinta forma dependiendo de si la central cuenta o no con un equipo de abatimiento de dióxido de azufre.

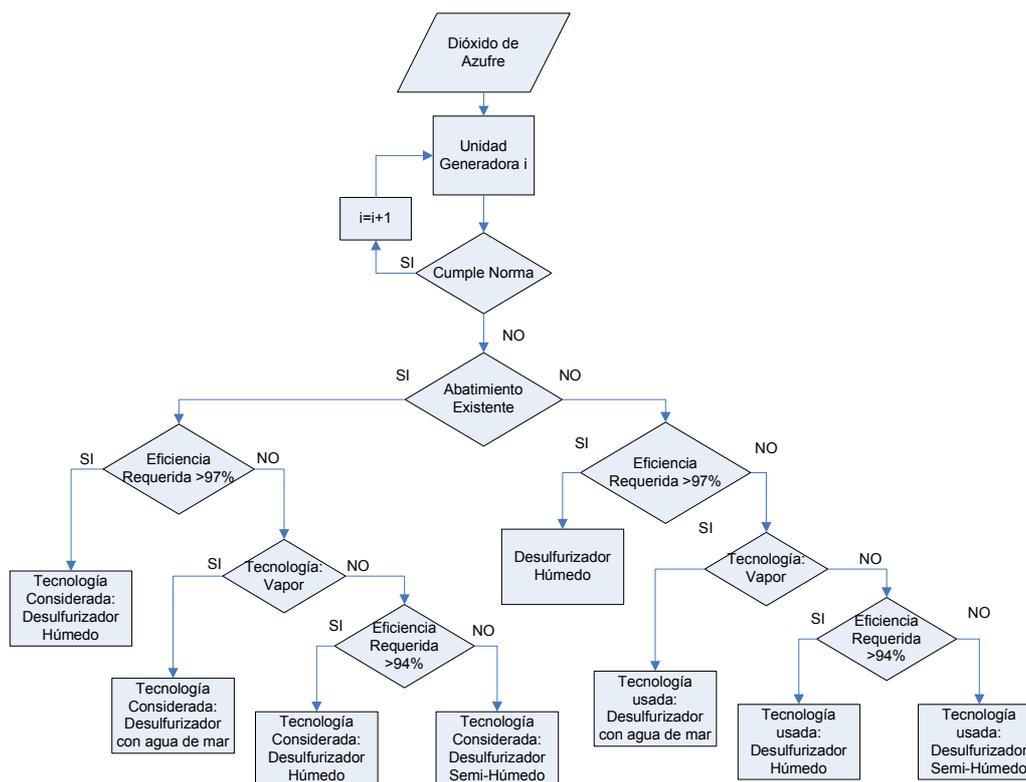
<sup>71</sup> Eficiencia Máxima de Equipo SNCR. Fuente: Banco Mundial.

<sup>72</sup> Eficiencia Máxima de quemadores Low NO<sub>x</sub> (para calderas). Fuente: EPA AP 42

Si no se cuenta con equipo de abatimiento, la decisión de que equipo utilizar considera el nivel de remoción requerido, si la eficiencia requerida es superior al 97%<sup>73</sup> la alternativa considerada es utilizar desulfurizador húmedo, que alcanza hasta un 98%<sup>74</sup> de eficiencia. Si el nivel de remoción requerida es menor al 97% y se trata de una central de tipo turbina a gas, se considera como opción la implementación de un desulfurizador semi-húmedo, en el caso de que la remoción requerida sea menor a 94%<sup>75</sup>, y desulfurizador húmedo, si la remoción requerida es mayor a 94%.

Para centrales de turbina a gas no se considera la utilización de desulfurizador de agua de mar ya que se ha supuesto que estas centrales, en su mayoría, no se encuentran en las cercanías del mar. Para el caso de las centrales de turbina a vapor que requieran una eficiencia menor a 97% se considera la utilización de un desulfurizador de agua de mar.

Si la central proyecta la construcción de algún equipo de abatimiento, la selección del equipo de abatimiento a utilizar se ha realizado en forma similar a como se ha expuesto en el párrafo anterior. La diferencia es que en este caso se ha determinado el aumento de la inversión y costos de operación que debería tener cada central para cumplir con el nivel de emisiones, en comparación a la tecnología proyectada.



**Figura 5. 11: Proceso de selección de tecnología abatimiento de dióxido de azufre.**

<sup>73</sup> Eficiencia desulfurizador de agua de mar, ALSTOM

<sup>74</sup> Eficiencia máxima desulfurizador húmedo, Banco Mundial

<sup>75</sup> Eficiencia máxima desulfurizador semi-húmedo, Banco Mundial

### 5.3.3 Procedimiento de estimación de costos por tipo de abatimiento

La estimación de costos de las distintas tecnologías, ha requerido el dimensionamiento de los equipos. Las principales variables utilizadas para ello son: potencia térmica, combustible, flujo volumétrico, concentración de contaminante y eficiencia requerida. En medida de la información disponible, se han usado modelos e información presente en la literatura, así como información de proveedores de equipos de abatimiento.

#### 5.3.3.1 Material Particulado

Para dimensionar estos equipos se utilizan modelos presentes en el Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA, Sexta Edición, Junio 2002. Además, se considera el índice 'Chemical Engineering Plant Cost Index' para actualizar los costos de los equipos, en función de la variación de tal índice del año de referencia del precio (1998) al año 2008. Este valor corresponde a un 48%. Finalmente se considera el incremento del costo de capital de un 30% en centrales existentes, por mayores costos de instalación y material para adaptar el equipo, donde se requiera realizar ampliaciones, modificaciones en la estructura de la planta, etc. El rango presentado en el manual para precipitadores electrostáticos es entre 1.3 a 1.5 veces la inversión considerando reconversión. Así también, en el modelo CUE Cost se presenta un factor de reconversión de 1.3 para un nivel promedio de dificultad.

#### I. Filtros de Mangas

El modelo asociado a filtros de mangas es desarrollado en la sección 6, capítulo 1, llamado 'Filtros y casas de Bolsas', Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición). En este se detallan los distintos tipos de filtros disponibles por componentes tanto en telas a usar como en material de construcción de jaulas, sistemas de limpieza, etc.

Para el dimensionamiento y determinación de costos del filtro de mangas es necesario calcular la relación gas-a-tela, es decir, cuanto flujo de gas pasa a través de una cierta cantidad de tela, para obtener por consecuencia la cantidad de material de filtrado de las mangas. Este parámetro depende de las características del material particulado, de la temperatura del flujo, del sistema de limpieza usado, del material usado para las mangas, de la concentración del contaminante, etc. Una vez obtenido tal valor se calcula la superficie de tela a utilizar, y el número de mangas a considerar. Además, la relación gas-a-tela y el sistema de limpieza (se asume limpieza a chorro pulsante) determinan el costo de la casa de bolsas y aislación necesaria del equipo.

El flujo volumétrico de gas de combustión (en pies cúbicos reales por minuto) es el principal parámetro en el costo de inversión del filtro de mangas. La eficiencia de remoción del equipo es una consecuencia del material de las mangas y de la operación, mantenimiento y oportuno reemplazo de las mangas.

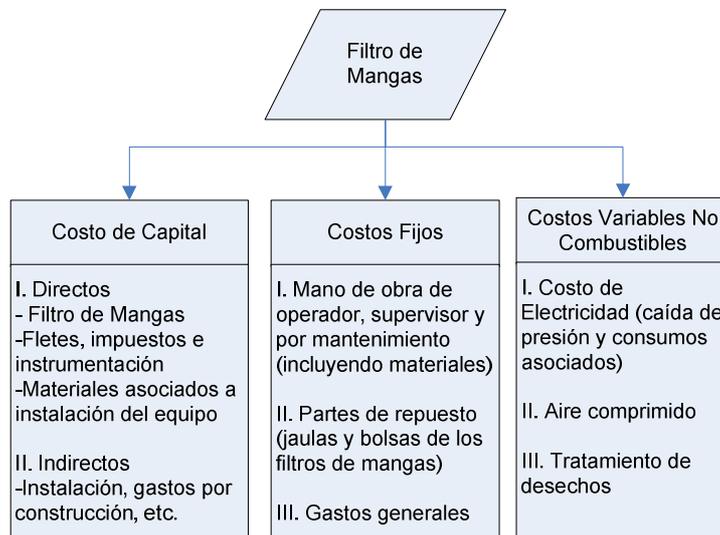
El modelo también calcula costos variables no combustibles como depósito del contaminante removido, consumo de electricidad, aire comprimido, etc. Así también calcula costos fijos de operación y mantenimiento, y de reemplazo de mangas.

En el siguiente cuadro se presentan los supuestos asociados para la modelación.

**Tabla 5. 7: Supuestos del cálculo de costos, filtros de mangas.**

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	325°F
Sistema de Limpieza	Chorro Pulsante
Costo de Bolsas	En base a información de central Bocamina (unidad 1)
Indexación	Índice ‘Chemical Engineering Cost Plant Index’, mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Eficiencia	99.6% o más para partículas menores a 1um
Vida útil de mangas	2 años en operación continua

Finalmente, se presentan los ítems considerados en cada costo del equipo de abatimiento:



**Figura 5. 12: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para filtro de mangas.**

## II. Precipitadores Electrostáticos

El modelo asociado a precipitadores electrostáticos es desarrollado en la sección 6, capítulo 3, llamado ‘Precipitadores Electrostáticos’, Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición). Las variables más importantes en el diseño son el flujo volumétrico de gas entrante (en pies cúbicos reales por minuto) y la eficiencia requerida para el equipo de abatimiento.

A partir de la eficiencia de remoción requerida se determina primero el área específica de recolección (SCA-specific collection area o flujo de gas por unidad de área de placas recolectoras). Posteriormente con el SCA y el tamaño del flujo de gas de combustión (en acfm) se calcula el área de las placas recolectoras a usar, dimensionando el tamaño y costo del equipo.

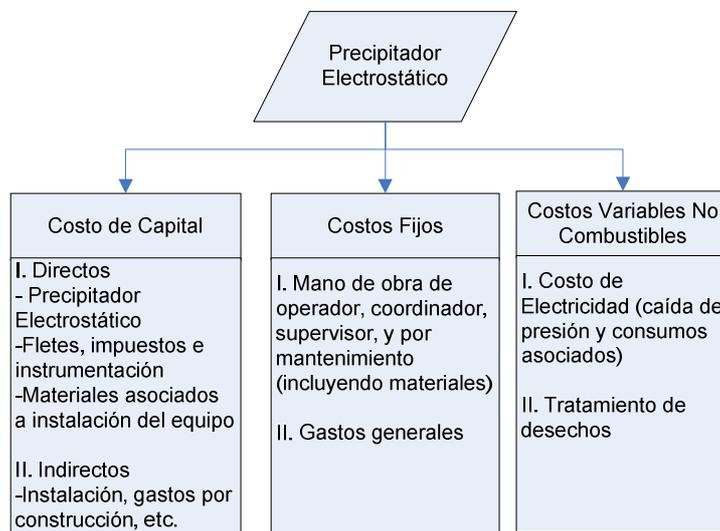
El modelo también calcula costos variables no combustibles como depósito del contaminante removido y consumo de electricidad. Así también calculan costos fijos de operación y

mantenimiento. En la siguiente tabla se presentan los supuestos asociados al cálculo de costos de un precipitador electrostático.

**Tabla 5. 8: Supuestos del cálculo de costos, precipitadores electrostáticos.**

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	325°F
Tipo	Precipitador de tipo placa de alambre
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Eficiencia	Desde 95%

A continuación se presentan los ítems considerados en cada costo del equipo de abatimiento:



**Figura 5. 13: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para precipitador electrostático.**

### 5.3.3.2 Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Para dimensionar equipos de abatimiento para emisiones de NO<sub>x</sub>, se utilizaron dos referencias: Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA, Sexta Edición, 2002; y el Modelo CUE Cost, de la EPA, versión actualizada al año 2000. Además, se considera el índice 'Chemical Engineering Plant Cost Index' para actualizar los costos de los equipos.

Para considerar costos de reacondicionamiento en las inversiones se diferencian de acuerdo a los modelos utilizados.

Para Quemadores Low NO<sub>x</sub> se considera un nivel de reacondicionamiento bajo para centrales nuevas y nivel de reacondicionamiento promedio para centrales existentes.

Para equipos SNCR se considera el incremento del costo de capital de un 30% en centrales existentes, por mayores costos de instalación y material para adaptar el equipo, donde se requiera realizar ampliaciones, modificaciones en la estructura de la planta, etc. Este valor se presenta en el mismo manual, donde hace referencia a incremento en la inversión por reconversión de entre un 10% a un 30% de la inversión.

Finalmente, para equipos SCR la ecuación de costo directo incluye un costo extra para diferenciar centrales existentes y nuevas en función de la dificultad de instalación y modificaciones necesarias en la planta original.

### I. Quemadores Low NO<sub>x</sub>

Se evalúa como único método de control primario la tecnología de quemadores Low NO<sub>x</sub>. Ésta se limita (en forma de quemadores) a calderas. Para estimar costos de quemadores Low NO<sub>x</sub> se recurre al modelo denominado *CUE Cost (Coal Utility Environmental Cost Model)*, el cual fue concebido para entregar costos de capital y anuales con +/-30% de exactitud. Éste modelo fue desarrollado para la *Environmental Protection Agency (EPA)* en el año 1998, y se utiliza la versión actualizada al año 2000.

La principal variable del cálculo es la potencia eléctrica asociada a la unidad generadora. Adicionalmente se consideran los parámetros del tipo de caldera del quemador y nivel de reacondicionamiento. Se asumen costos variables no combustibles nulos, y se calculan también costos fijos por operación y mantención. En la siguiente tabla se enuncian los principales supuestos de la estimación de costos.

**Tabla 5. 9: Supuestos del cálculo de costos, quemadores Low NO<sub>x</sub>.**

Ítem	Consideración
Tipo de quemador Low NO <sub>x</sub>	tangencial
Nivel de reacondicionamiento	Centrales Nuevas: Bajo Centrales Existentes: Promedio
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Costo Variable No combustible	Nulo

Dados los supuestos anteriores y el modelo utilizado, se calculan costos de capital, fijos y variables no combustibles. Los ítems considerados en cada uno se citan a continuación:

- *Costo de Capital:* Inversión, en función de la Potencia Eléctrica de la unidad.
- *Costos Fijos:* Costos por mantenimiento (mano de obra y materiales), control, administración, costos para servicios auxiliares, todos basados en porcentajes sobre la inversión, directa o indirectamente.
- *Costos Variables No combustibles:* Estos costos se han asumido iguales a cero.

### II. Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR)

El modelo para cálculo de un SNCR (*Selective Noncatalytic Reduction* o Reducción No Catalítica Selectiva) se desarrolla en la sección 4.2 ‘Controles de NO<sub>x</sub> Post-Combustión’, capítulo 2, Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición).

Se considera de acuerdo al Manual de Costos, a partir de la eficiencia de remoción y la potencia térmica asociada a la unidad. Con todo ello se determina el costo del equipo instalado.

Las principales variables del costo de capital son la potencia térmica (en MMbtu/hr) y la eficiencia requerida de remoción de NO<sub>x</sub>. Con ellos se determina el costo del equipo y posteriormente la inversión, salvo por el capital asociado a reactivos en reserva para iniciar la operación del abatimiento. Los valores de reactivos, concentración de entrada y de disposición de desechos se ven reflejados en la estimación de costos anuales variables no combustibles.

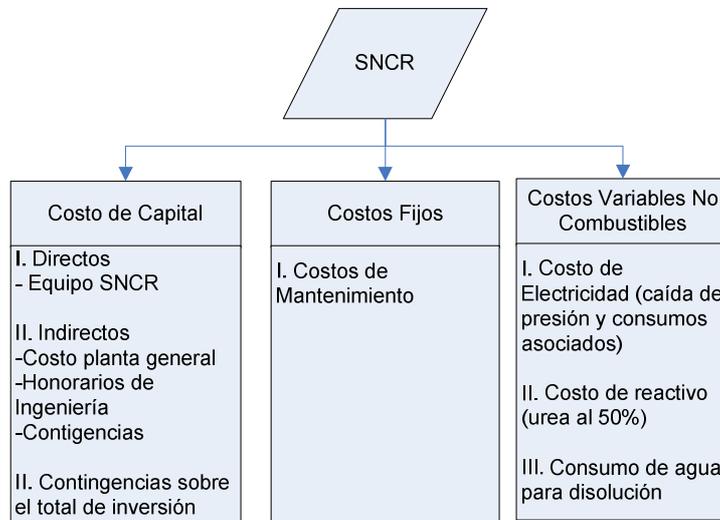
Como reactivo, se utiliza urea o amoníaco, asumiéndose en los cálculos el uso del segundo. El modelo calcula consumo de electricidad, de agua para la solución, de reactivo para lograr la eficiencia de remoción, de costo de carbón y cenizas para el proceso. Estos dos últimos costos no fueron considerados ya que se relacionan con el costo variable de generación (el primero), y como consecuencia, aumento de costos de depósito de cenizas (el segundo). También se calculan costos fijos por operación y mantención del equipo.

Los supuestos asociados al cálculo se enlistan en la siguiente tabla:

**Tabla 5. 10: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SNCR.**

Ítem	Consideración
Temperatura de la reacción	1850 °F
Reactivo	Urea, en disolución al 50% (% del peso)
Indexación	Índice ‘Chemical Engineering Cost Plant Index’, mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Costo Variable Combustible adicional	Nulo
Uso de tecnología	Solo en calderas

A continuación se presentan los ítems considerados en cada costo del abatimiento:



**Figura 5. 14: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SNCR.**

### III. Reducción Catalítica Selectiva (SCR)

El modelo para cálculo de un SCR (*Selective Catalytic Reduction* o Reducción Catalítica Selectiva) se desarrolla en la sección 4.2 ‘Controles de NO<sub>x</sub> Post-Combustión’, capítulo 2, Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición).

Se calcula el equipo SCR a partir de la eficiencia de remoción requerida, concentración de NO<sub>x</sub> a la entrada, porcentaje de azufre del combustible y potencia térmica asociada a la unidad generadora. Además, el costo de capital para inventario inicial depende del costo y tipo de reactivo.

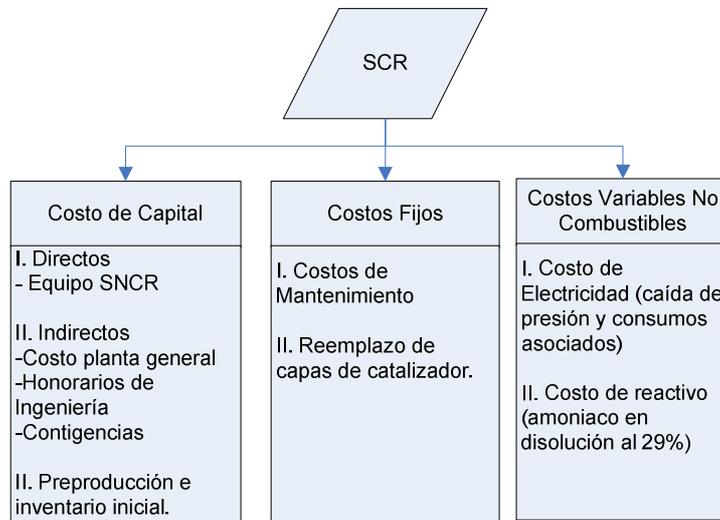
Como reactivo, se utiliza amoníaco en solución acuosa al 29%. El modelo calcula consumo de electricidad, de reactivo para lograr la eficiencia de remoción, así como costos fijos por operación y mantención del equipo, y una anualidad por costo de reemplazo de las capas de catalizador de acuerdo al uso.

A continuación se listan los supuestos asociados al cálculo:

**Tabla 5. 11: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SCR.**

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	650 °F
Reactivo	Amoniaco, en disolución al 29% (% del peso)
Indexación	Índice ‘Chemical Engineering Cost Plant Index’, mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
vida útil de capa de catalizador	24,000 hrs

En la figura siguiente se presenta un detalle de los ítems considerados para cada tipo de costo: de capital, fijos y variables no combustibles.



**Figura 5. 15: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SCR.**

### 5.3.3.3 Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)

#### I. Desulfurizadores

Para dimensionar equipos de abatimiento para emisiones de SO<sub>2</sub>, se utilizó información de proveedores, cotizaciones reales e información de la literatura sobre desulfurizadores<sup>76</sup>. De acuerdo a esta información se determinaron costos de inversión, costos anuales fijos y costos anuales variables no combustibles para cada caso.

Para la estimación de costos para esta tecnología, abatiendo Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), se usan tres fuentes:

- Banco Mundial<sup>77</sup>: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica y Presentación del Banco Mundial en Chile (2009).
- Alstom<sup>78</sup>: Tecnologías disponibles en Chile para la generación limpia con carbón.
- Referencia web<sup>79</sup>: Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits.

A su vez, la modelación de los costos de estos tipos de DGC está basada en las siguientes variables:

- Eficiencia de remoción requerida.
- Cantidad de Azufre en el combustible.
- Combustible utilizado (carbón, diesel, etc).

<sup>76</sup>Mcilvaine FGD and DeNOx Newsletter, Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits, 2007. <http://www.mcilvainecompany.com/brochures/newsletters/fgdn1345/Review%20of%20Capital%20and%20O&M%20Costs%20for%20FGD%20Retrofits.htm>

<sup>77</sup> Diciembre del 2008.

<sup>78</sup> Presentación de ALSTOM: "Tecnologías disponibles en Chile para la generación Limpia con carbón" (Agosto, 2008).

<sup>79</sup>Mcilvaine FGD and DeNOx Newsletter, No. 345, 'Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits'. Enero del 2007.

- d) Relaciones de Costos de reactivo y subproductos por tonelada.

Se diferencian tres tipos de DGC: DGC Húmeda, DGC Semi-húmeda, y DGC con agua de mar. De acuerdo a sus características, se construyen las estimaciones uniendo estas tres fuentes, y los siguientes supuestos:

- La proporción de costos de reactivo, consumo de agua y subproductos se toma de la presentación realizada por ALSTOM, comparando los 3 tipos de tecnologías.
- Valores en US\$/kW de la referencia 'Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits' para los costos variables no combustibles, y se asume un factor de planta de la central de 80%.

En el caso de la inversión para los desulfurizadores se asume la relación de costos de inversión presentada en la tabla a continuación, apoyada en información de proveedores. Con valores unitarios de inversión para desulfurizadores húmedos, junto con lo anterior, se determinaron costos para otros desulfurizadores de las centrales que los requirieran.

Los costos fijos anuales se asumen como un porcentaje sobre la inversión de cada equipo de desulfurización. Tal porcentaje proviene de información del banco mundial donde se presentan costos de inversión unitaria y costos fijos. Tomando valores medios de cada intervalo, se obtienen los porcentajes presentados para cada tipo de desulfurizador.

**Tabla 5. 12: Relación de costos de inversión y costos fijos sobre la inversión de desulfurizadores<sup>80</sup>.**

Tecnología de Abatimiento	Tecnología de Abatimiento	Desulfurizador de Agua de Mar	Desulfurizador Semi-Húmedo	Desulfurizador Húmedo
Inversión	proporción	0.6-0.75x	0.7-0.8x	1x
Costos Fijos	% sobre Inversión	1.2%	1.9%	2.1%

Para los costos variables no combustibles se usó información de un desulfurizador húmedo, y se ajustaron los ítems de costos (consumo de agua, consumo de electricidad, costos asociados a subproductos, y reactivo), de acuerdo a información de proveedores, y de documentos del banco mundial en que se señala la relación de costos de estos ítems, para los distintos tipos de desulfurizadores. Los supuestos asociados a los costos variables no combustibles.

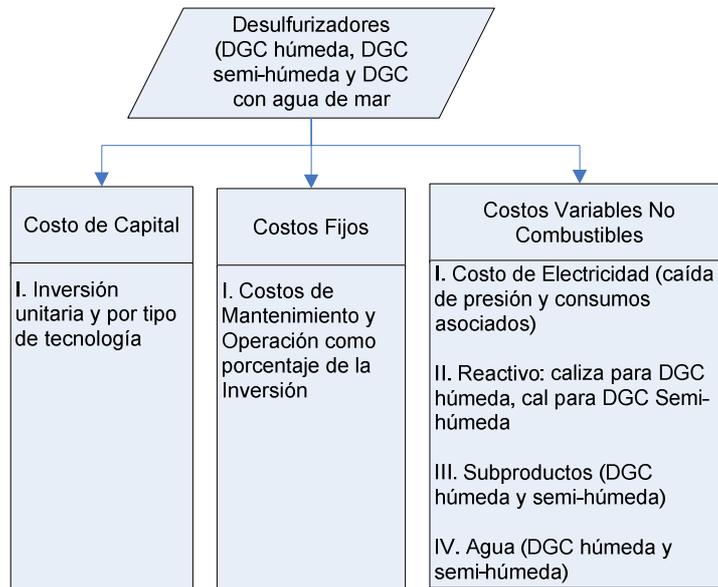
**Tabla 5. 13: Relación de costos de ítems de costo variable no combustible para desulfurizadores.**

Tecnología de Abatimiento/ Item de CVNC	Electricidad	Reactivo	Subproductos	Agua
Desulfurizador de Agua de Mar	1.2x	*	*	*
Desulfurizador Semi-Húmedo	x	x (cal)	x	*
Desulfurizador Húmedo	1.5x	0.44x (caliza)	1.43x	x

Estos valores se usan asociados a eficiencias de cada abatimiento: 97% para DGC con agua de mar, 70% a 94% para DGC semiseca, y 85% a 98% para DGC húmeda. Así, cuando se considera el rango de variación de los costos variables no combustibles del desulfurizador húmedo, se tienen los valores extremos para cada tipo de desulfurizador. El valor mínimo de eficiencia se asigna a la mínima eficiencia, y el máximo, al máximo CVNC de cada caso.

Finalmente se presentan los ítems considerados en cada costo de los desulfurizadores:

<sup>80</sup> Presentación ALSTOM



**Figura 5. 16: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para desulfurizadores.**

#### 5.3.4 Costos asociados a la medición de emisiones y fiscalización.

Los sistemas de medición de emisiones de contaminantes, se componen de cinco etapas; extracción, acondicionamiento, análisis, transmisión de datos y registro. Para la medición de los distintos contaminantes se utiliza una sola muestra, la que se acondiciona y luego es analizada en los analizadores según tipo de contaminante medido.

El acondicionamiento de la muestra contempla el nivel de oxígeno requerido para las mediciones según norma. Es importante acompañar la medición de concentraciones de gases de salida de una medición de caudal.

La tecnología de medición en cada chimenea debe escogerse en base al nivel de emisiones y debe realizarse una calibración adecuada para cada aplicación (calibración para cambio de combustible en centrales duales). Los sistemas de medición disponibles, hoy en Chile, son sistemas recomendados por la EPA.

Respecto del costo de fiscalización se deben incluir tanto los costos asociados a la auditoría de las tecnologías de medición como los costos asociados a la fiscalización de cumplimiento de la norma, inspectores en terreno, del organismo gubernamental responsable de esta tarea.

Pese a que los sistemas de monitoreo continuo disponen de sistemas de calibración automática, es necesario, para el control de la calidad de la medición y de los datos obtenidos, realizar algunos ensayos de auditoría para certificación inicial del sistema y para mantenimiento de este.

Los ensayos que se pueden realizar para la certificación inicial de un sistema de monitoreo instalado y posterior revisión de funcionamiento (mantención) son<sup>81</sup>:

- 1) Ensayo de Verificación de Calibración
- 2) Test de Linealidad
- 3) Ensayo Exactitud Relativa
- 4) Test de Bias
- 5) Test de Ciclo de tiempo

En el parque termoeléctrico existente, la mayoría de las centrales cuenta con sistemas de monitoreo continuo de emisiones de material particulado y gases (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, COV, entre otros), en la tabla siguiente se tiene un listado de las centrales que no cuentan con estos sistemas, según información obtenida mediante encuesta.

**Tabla 5. 14: Centrales que no cuentan con monitoreo continuo de emisiones.**

Empresa	Centrales
Hidroeléctrica La higuera S.A.	Colmito
Energía Verde S.A.	San Francisco
Arauco generación S.A.	Horcones
Colbún	Antilhue
ENDESA	Bocamina
ENDESA	Diego de Almagro
ENDESA	Huasco
ESSA	Renca
Sociedad Austral de generación y energía Chile S.A.	Coronel
AES Gener	Laguna Verde

Ninguna de las centrales termoeléctricas encuestadas posee sistemas de medición de emisiones para metales pesados.

Para las centrales proyectadas se ha considerado que contarán con sistemas de monitoreo continuo para gases y material particulado y no para metales pesados. Dado esto se deberá incorporar como costo de monitoreo, a las centrales existentes y proyectadas, la medición de mercurio.

<sup>81</sup> Fuente: Cotización referencial de ensayos de auditoría de empresa AIRÓN, tecnología y control ambiental.

De las empresas que cuentan con monitoreo continuo sólo Campanario y Los pinos no cuentan con auditoría para control de la calidad de la medición y de los datos.

Los costos asociados a la adquisición e instalación de equipos de medición continua de emisiones de gases y material particulado y medición de mercurio se detallan a continuación:

**Tabla 5. 15: Costos de inversión sistemas de medición de emisiones<sup>82</sup>.**

Item	Costos US\$
Sistema de monitoreo continuo para gases y material particulado	166.700
Sistema de monitoreo continuo para mercurio	259.562

El costo asociado a la certificación de los sistemas de monitoreo de gases y material particulado se detalla a continuación:

**Tabla 5. 16: Costos de certificación de sistemas de monitoreo de emisiones<sup>83</sup>.**

Actividad	Valor actividad [UF/día]	Días operativos considerados en la actividad
Estudio y preparación proyecto	de 4 a 8	4
Ensayo de verificación	de 10 a 20	8
Ensayo de linealidad	de 10 a 20	3
Exactitud relativa gases	de 20 a 40	x

Para estimar el costo de fiscalización por parte de la autoridad, se ha considerado un inspector en terreno por región encargado de realizar visitas periódicas a las centrales y de la revisión de los informes de emisiones elaborados por cada central. Se ha considerado un sueldo mensual de \$700.000 para el fiscalizador.

Considerando lo anterior, se obtiene un valor total de inversión requerida para monitoreo, presentado a continuación:

**Tabla 5. 17: Costos de inversión total para sistemas de medición de emisiones requerida.**

Item	Inversión [Millones de US\$]
Monitoreo continuo	2.67
Monitoreo de Mercurio	21.54
Total	24.21

<sup>82</sup> Fuente: Cotización referencial proveedor sistema de monitoreo de emisiones Ambiente y Tecnología S.A.

<sup>83</sup> Fuente: Cotización referencial certificación de sistemas de monitoreo de emisiones Airón, Ingeniería y Control Ambiental

### 5.3.5 Resultados generales de la estimación de costos

Dada la metodología anterior de cálculo de costos para cada escenario de norma de emisiones, se procede a presentar resultados desde distintos puntos: Rangos de costos unitarios (inversión, costos fijos y costos variables no combustibles) por tecnología de equipo de abatimiento usada; nivel de inversión y costos fijos para centrales separando en las que se presentaron reacondicionamiento de equipos y las que se presentan solo equipos nuevos de abatimiento; y finalmente se presenta por combustible usado por las unidades generadoras.

#### I. Rango de costos unitarios

Los costos de esta sección son valores promedio, mínimo y máximo de soluciones factibles para las distintas tecnologías de equipos de abatimiento, para el escenario 3. Así, dentro de estos valores se eligen los equipos de abatimiento a usar de acuerdo a los esquemas de decisión presentado en secciones anteriores.

**Tabla 5. 18: Rangos de Inversión Unitaria para Material Particulado y NO<sub>x</sub>, escenario 3 (US\$/kWe).**

Índice/Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO <sub>x</sub>
Promedio	38	60	28	137	34
Mínimo	19	22	16	61	19
Máximo	60	122	58	320	64

El rango de inversión unitaria de equipos de abatimiento de MP y NO<sub>x</sub> presenta en general economías de escala por tamaño de la unidad generadora, lo que implica costos unitarios menores a mayor potencia eléctrica. En el caso de los quemadores Low NO<sub>x</sub>, los valores están basados en un modelo distinto (Coal Utility Environmental Cost Model-CUE Cost), al de los demás equipos de abatimiento, que permite otorgar valores de cota superior a tales equipos de abatimiento, no comparables directamente con SNCR y SCR.

**Tabla 5. 19: Rangos de Costos Fijos Unitarios para Material Particulado y NO<sub>x</sub>, escenario 3 (US\$/kWe).**

Índice/Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO <sub>x</sub>
Promedio	1.90	0.49	0.08	0.90	0.77
Mínimo	1.00	0.11	0.04	0.15	0.42
Máximo	3.93	1.48	0.16	2.35	1.43

Para valores de costos fijos unitarios asociados, se presentan relacionen similares en cuanto al orden de los costos de tales equipos.

**Tabla 5. 20: Inversión y costos fijos unitarios para para SO<sub>2</sub>, escenario 3 (US\$/kWe).**

Ítem/Tecnología	Dióxido de Azufre		
	DGC con agua de mar	DGC Semi-húmedo	DGC húmeda
Inversión (US\$/kW)	126	140	187
Costos Fijos (US\$/kW)	1.49	2.63	3.93

Finalmente, para equipos de abatimiento de SO<sub>2</sub> se presentan de forma conjunta inversión unitaria y costos fijos unitarios anuales (en US\$/kW), como un valor único, debido a la forma de estimación

de tales costos, presentada anteriormente. Así también, los costos fijos corresponden a porcentajes sobre la inversión.

**Tabla 5. 21: Rangos de CVNC unitarios para Material Particulado y NO<sub>x</sub>, escenario 3 (US\$/MWh-e).**

Índice/ Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO <sub>x</sub>
Promedio	0.73	0.79	0.40	1.43	-
Mínimo	0.40	0.31	0.19	0.66	-
Máximo	1.70	2.37	0.76	6.37	-

**Tabla 5. 22: Rangos de CVNC unitarios para SO<sub>2</sub>, escenario 3 (US\$/MWh-e).**

Índice/Tecnología	Dióxido de Azufre		
	DGC húmeda	DGC Semi-húmedo	DGC con agua de mar
Promedio	1.97	2.40	0.54
Mínimo	1.00	1.29	0.54
Máximo	2.91	3.01	0.54

Para los costos variables no combustibles, se diferencian tales valores entre equipos de una misma tecnología, por insumos usados (Desulfurización, SCR y SNCR) y reemplazo de partes del equipo (Filtro de mangas y SCR).

## II. Equipos nuevos y reacondicionamiento de los existentes

A continuación se presentan costos de inversión y costos fijos para equipos de abatimiento nuevos, y para reacondicionamiento de equipos antiguos. Es decir, se diferencia entre unidades generadoras a las que se colocaron solo equipos nuevos, y de las unidades generadoras que tendrán algún equipo reacondicionado para cumplir la norma.

El total presentado en los cuadros corresponde al total de inversión para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para unidades solo con equipos nuevos, en el segundo.

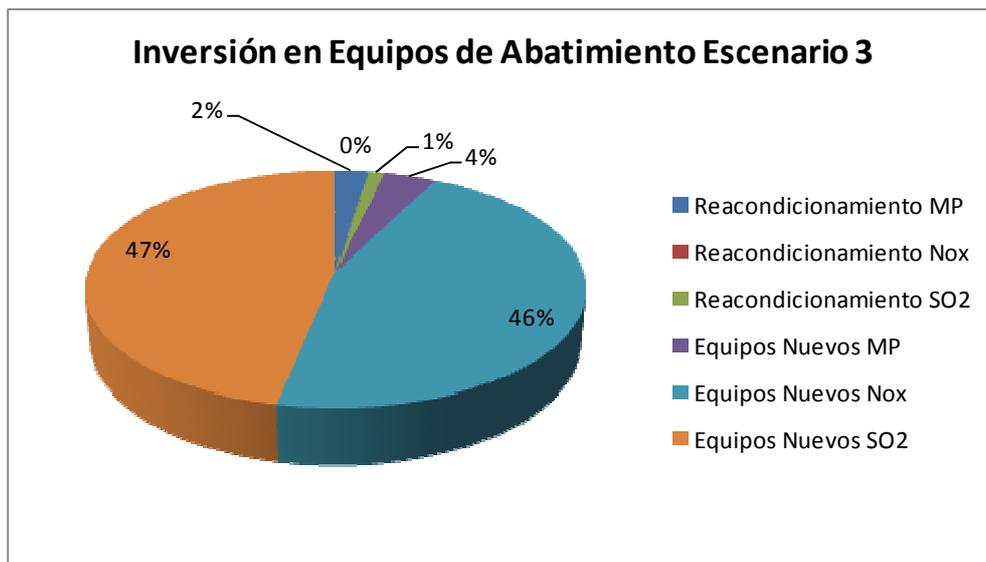
**Tabla 5. 23: Inversión total para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).**

Caso	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Total
Escenario 1	13.45	-	-	358.88
Escenario 2	25.03	-	-	507.33
Escenario 3	31.88	-	16.35	726.81

**Tabla 5. 24: Inversión total para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).**

Caso	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Total
Escenario 1	18.79	137.37	380.38	191.11
Escenario 2	37.08	347.52	610.06	512.35
Escenario 3	51.95	601.78	617.03	592.18

Se observa de lo anterior que, a pesar de ser menor el monto de inversión dedicado a unidades con equipos que requieren ser reacondicionados, el monto de inversión es relevante en el caso del material particulado, constituyendo en promedio un 40% (3 escenarios) del total a invertir en todos los equipos de MP. Así también, las inversiones en unidades generadoras que poseerán equipos reconvertidos concentran aproximadamente un 57% (3 escenarios) de las inversiones totales por escenario. El total presentado en los cuadros corresponde al total de inversión para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para equipos nuevos, en el segundo.



**Figura 5. 17: Inversión en reacondicionamiento y equipos nuevos de abatimiento, Escenario N°3.**

Considerando la distribución de las inversiones en los equipos de abatimiento, distinguiendo reacondicionamiento de equipos y equipos nuevos, se obtiene que el total de inversión para reacondicionamiento alcanza solo el 3% del total. Esto debido a que las mayores inversiones se producen en equipos de abatimiento de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, que poseen nula y baja (alrededor de un 2% del total para SO<sub>2</sub>) proporción de inversión en reacondicionamiento.

Análogamente, para los costos fijos, se observa la participación de costos en reacondicionamiento y equipos nuevos por escenario.

**Tabla 5. 25: Costos Fijos anuales para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).**

Caso	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Total
Escenario 1	0.04	-	-	5.53
Escenario 2	0.64	-	-	8.52
Escenario 3	1.69	-	0.46	13.93

**Tabla 5. 26: Costos Fijos anuales para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieran reacondicionamiento (Millones de US\$).**

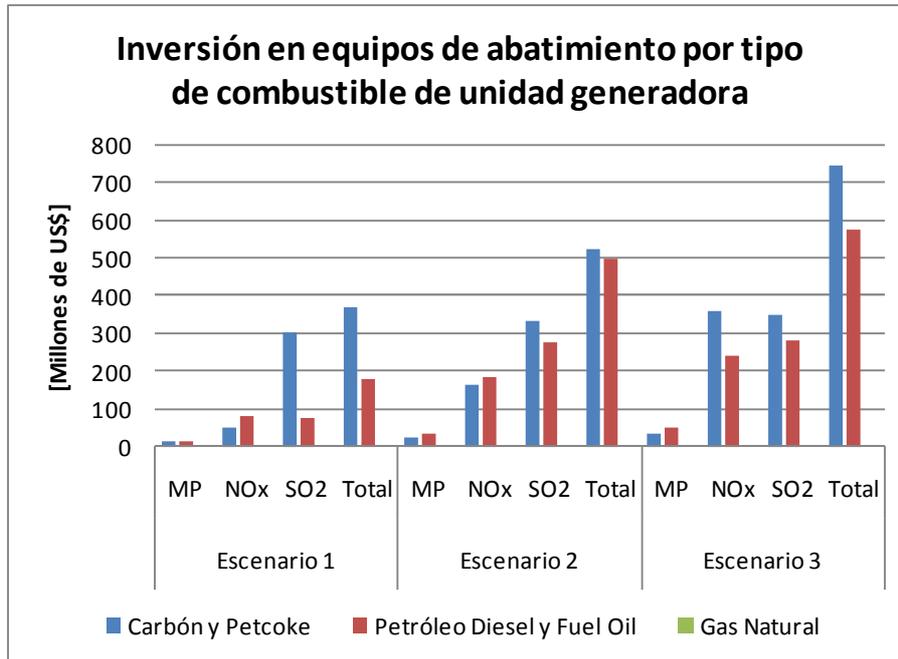
Caso	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Total
Escenario 1	0.29	1.48	6.17	2.45
Escenario 2	0.46	4.03	10.36	6.96
Escenario 3	0.57	8.05	10.55	7.38

En el caso del costo fijo, solo es relevante para el caso del material particulado, ya que son equipos de abatimiento para este contaminante los que existen en mayor número en las centrales actuales y proyectadas. En el caso de abatimiento NO<sub>x</sub> no se realizan reacondicionamientos, y para abatimiento de SO<sub>2</sub> el monto de inversión asociado a este ítem es 46 mil dólares, un 4.2% del total a invertir en el escenario 3, para abatir este contaminante.

El total presentado en los cuadros corresponde al total de costos fijos anuales para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para unidades con solo equipos nuevos, en el segundo.

### III. Costos total en abatimiento por tipo de combustible de generación

A continuación se presentan gráficos que muestran la distribución de costos por tipo de combustible de la unidad generadora.



**Figura 5. 18: Inversión en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).**

Se observa que la inversión en equipos de abatimiento de material particulado posee un crecimiento leve, dado porque el aumento de inversión para cumplir de una norma a otra se basa primer en reacondicionamiento de equipos, y segundo, porque el aumento de porcentaje de remoción adicional requerido para normas con menores emisiones es bajo, ya que las tecnologías de filtro de mangas y precipitadores electrostáticos poseen alta eficiencia (actualmente sobre un 99%). En el caso de cada combustible, para unidades a diesel y otros similares, se instalan en general equipos nuevos, no así mayormente reacondicionamiento de equipos para centrales a vapor.

Para equipos de abatimiento de  $\text{NO}_x$  es relevante el cambio de tecnología al aumentar la eficiencia de remoción requerida. Así, para las unidades a diesel y similares, se instalan equipos SCR, y para centrales a vapor, en primera instancia quemadores Low  $\text{NO}_x$  y equipos SNCR, lo que implica menores costos en los dos primeros escenarios. Así, el crecimiento en los costos de inversión de las unidades a diesel se explican en el aumento de unidades que no cumplen la norma en cada escenario, mientras que para las unidades a vapor, en el aumento de no cumplimiento, así como el reemplazo de equipos SNCR y quemadores Low  $\text{NO}_x$  por equipos SCR.

Finalmente, para equipos de abatimiento de  $\text{SO}_2$ , no crece mayormente la inversión en centrales a vapor del escenario 1 al 3 ya que las tecnologías usadas son altamente eficientes (sobre 90% el máximo de remoción para todas), y se diferencian principalmente por el tipo de unidad generadora, siendo conveniente el uso de desulfurizadores con agua de mar.

El en caso del gas natural, no fue necesario el uso de equipos de abatimientos de  $\text{NO}_x$ , ya que las unidades generadoras se concentran en ciclos combinados, con emisiones bajo  $50 \text{ mg/Nm}^3$ .

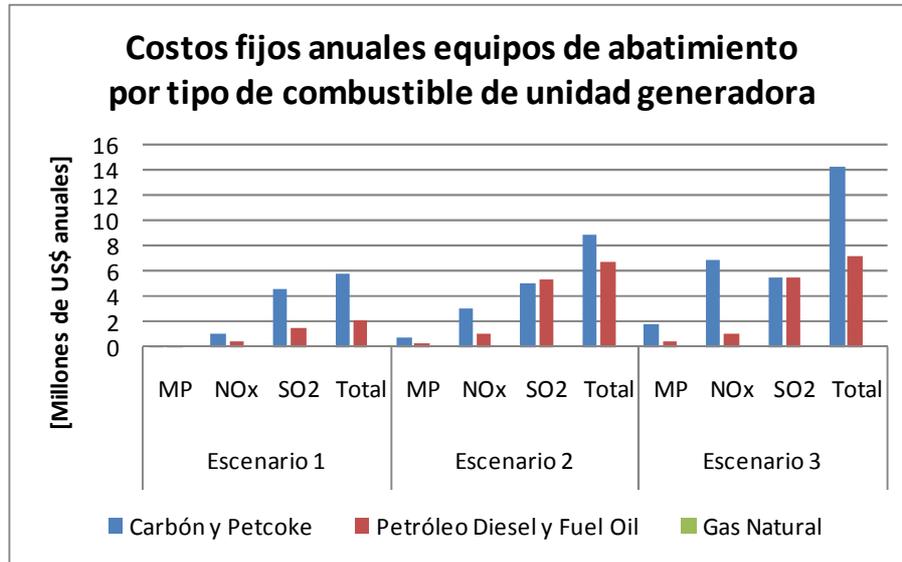


Figura 5. 19: Costos fijos anuales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).

Para costos fijos anuales, los valores presentados están relacionados directamente con la inversión, además de que primero se realice un proceso de reacondicionamiento, lo que implica un aumento menor de los costos fijos, en vez de colocar equipos de abatimiento nuevos, siendo más claro en el caso de abatimientos para material particulado. En el caso de abatimiento de NO<sub>x</sub> los costos aumentan principalmente por cambio de tecnología usada, y en caso de equipos de abatimiento de SO<sub>2</sub>, por el número de unidades que no cumplen la norma en cada escenario.

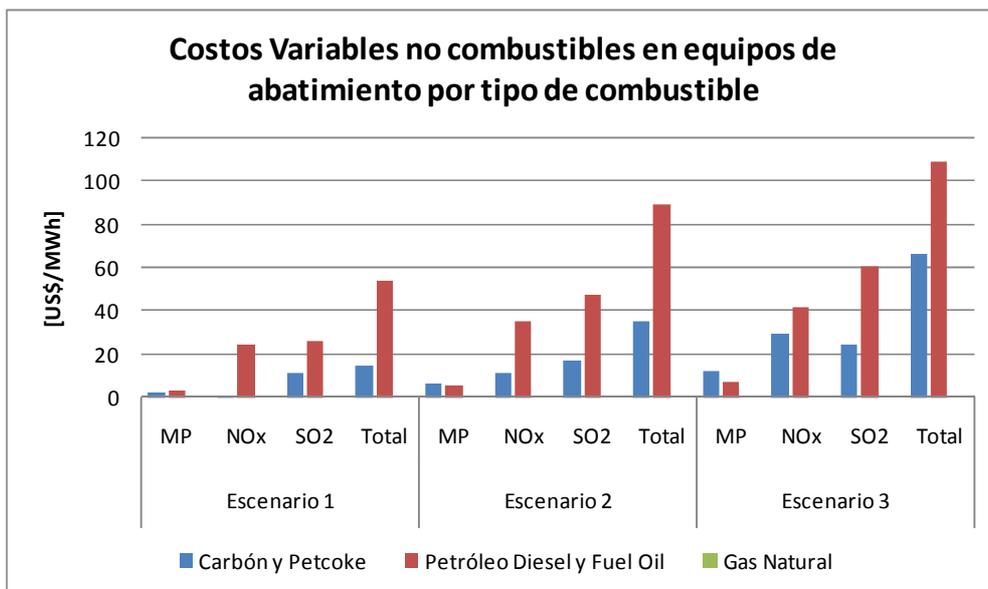


Figura 5. 20: Costos variables no combustibles totales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).

Finalmente en caso de los costos variables no combustibles, se presenta para el abatimiento de NO<sub>x</sub> que para unidades a vapor en el primer escenario, se usan quemadores Low NO<sub>x</sub> para unidades a vapor (con CVNC nulo), y SCR para unidades a diesel. El aumento de CVNC por material particulado para diesel y carbón se explica principalmente en el aumento de incumplimiento de la norma que en el aumento de eficiencia requerida. Para abatimiento de SO<sub>2</sub> el aumento de costo se explica en centrales vapor por aumento de casos de incumplimiento, ya que la eficiencia de desulfurización con agua de mar usada es de 97%, lo que permite el cumplimiento a un costo más bajo; y en el caso de las unidades a diesel, en el aumento de incumplimiento, así como en el cambio de tipo de desulfurizador de semi-húmedo a húmedo, que posee mayor eficiencia de remoción.

#### IV. Costos total en abatimiento por tipo de contaminante

A continuación se presentan cuadros a modo de resumen de los valores totales asociados a inversión, costos fijos anuales y costos variables no combustibles.

**Tabla 5. 29: Inversión total por tipo de contaminante (Millones de US\$).**

Escenario/ Contaminante	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Escenario 1	32.24	137.37	380.38
Escenario 2	62.10	347.52	610.06
Escenario 3	83.83	601.78	633.38

En el caso de las inversiones realizadas, el mayor monto corresponde a equipos de abatimiento para controlar SO<sub>2</sub>. Así también sucede en el caso de los costos fijos anuales totales y en los costos variables no combustibles en que se incurre en cada escenario.

**Tabla 5. 30: Costos Fijos anuales totales por tipo de contaminante (Millones de US\$).**

Escenario/ Contaminante	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Escenario 1	0.33	1.48	6.17
Escenario 2	1.10	4.03	10.36
Escenario 3	2.26	8.05	11.01

**Tabla 5. 31: Costos Variables No Combustibles totales por tipo de contaminante (US\$/MWh).**

Escenario/ Contaminante	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Escenario 1	5.30	24.79	37.68
Escenario 2	12.06	46.89	64.96
Escenario 3	18.91	70.87	84.78

## 6 ANÁLISIS DE COSTOS E IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En el siguiente capítulo se elabora el análisis económico de costos e impactos en el sistema eléctrico por la aplicación de la norma de emisiones en estudio, en los tres escenarios propuestos.

### 6.1 Simulación de la Operación Económica de los Sistemas Eléctricos

#### 6.1.1 Principales Antecedentes

El análisis se basa en la simulación de la operación económica de largo plazo de los sistemas interconectados SIC y SING teniendo como base las características de oferta actual y plan de obras de generación, precios de combustibles y sus proyecciones, previsión de demanda de energía, sistemas de transmisión actuales y recomendados, de los Informes Definitivos de Precios de Nudo emitidos por la Comisión Nacional de Energía en abril del 2009 del SIC y SING.

El nivel de detalle de las simulaciones corresponde al mismo utilizado en las bases de cálculo de los informes mencionados, los cuales son incorporados como documentos anexos al presente informe. Entre las principales características de la modelación se encuentran los siguientes puntos:

- Se utiliza el modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos Ose2000, que utiliza el método de optimización – simulación conocido como programación dinámica dual. El modelo permite una representación completa de los sistemas eléctricos, donde cada uno de los componentes eléctricos, económicos e hidrológicos/hidráulicos son representados con la profundidad requerida.
- El modelo simula la operación de los sistemas eléctricos en su conjunto, determinando la operación óptima de los embalses del sistema (SIC), el despacho de todas las centrales generadoras, en todas las condiciones de operación establecidas por el número de hidrologías históricas utilizadas (SIC) y los bloques de demanda que representan una curva mensual (2 bloques para el SIC y 5 para el SING).
- Las centrales térmicas se representan con su capacidad instalada, barra de inyección y costos variables combustibles y no combustibles. Se representan los programas de mantenimiento y se toma en cuenta una tasa de indisponibilidad forzada.
- El modelo incluye la representación de los convenios de riego de las cuencas del Maule y del Laja.
- La modelación se realiza en un horizonte de 10 años, por lo tanto, es necesario incorporar programas de obras de generación y transmisión, junto con proyecciones de precios de combustibles y estimaciones de crecimiento de la demanda eléctrica.

Como resultados de las simulaciones se obtiene, para todo el horizonte considerado, en resolución mensual y por bloque:

- Costos marginales en todas las barras del sistema para todas las condiciones de operación.

- Generación esperada de todas las centrales eléctricas.
- Costos de operación de todas las centrales generadoras.
- Ingresos por venta de energía a costo marginal de todas las centrales generadoras.
- Flujos de potencia activa en todas las líneas de transmisión modeladas en cada sistema.

### 6.1.2 Bases Generales

Se presentan las bases generales utilizadas para modelar el Sistema Interconectado Central (SIC) con el objetivo de simular la operación económica de largo plazo.

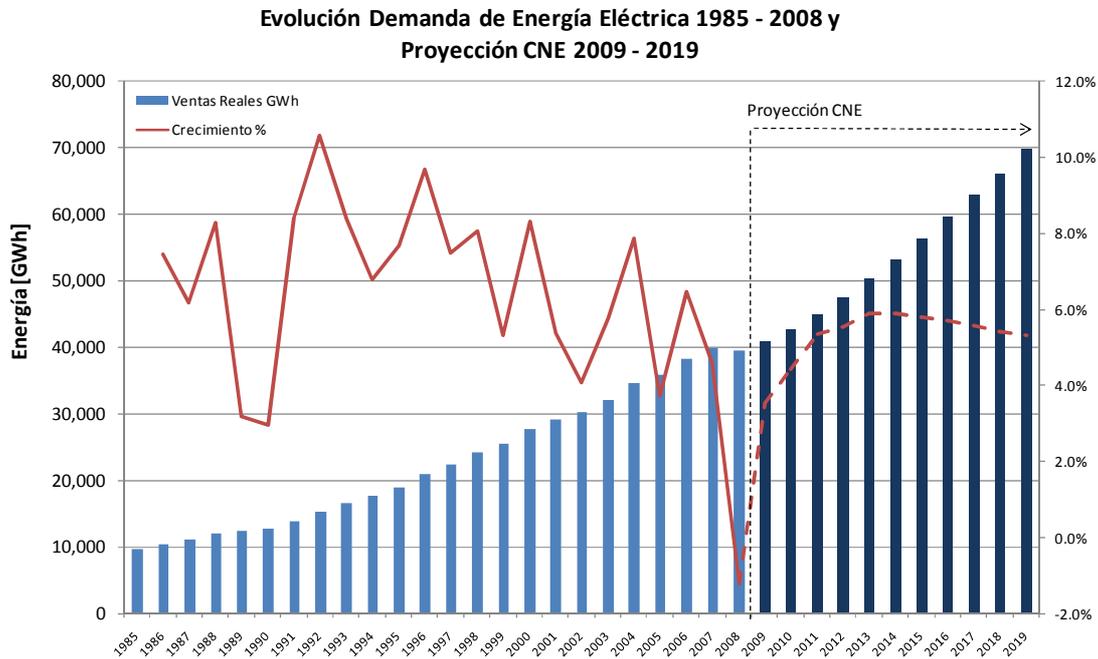
#### 6.1.2.1 Demanda Eléctrica

En el siguiente cuadro se presenta la proyección de la demanda eléctrica vegetativa e industrial para el periodo en estudio, junto a las tasas de crecimiento resultantes del total de la demanda del SIC.

**Tabla 6. 1: Proyección Demanda Energía SIC Abril 2009.**

Años	Libres [GWh]	Regulados [GWh]	Total [GWh]	Crecimiento
2009	16,655	23,790	40,445	
2010	17,217	24,885	42,102	4.1%
2011	18,201	26,144	44,345	5.3%
2012	19,293	27,441	46,735	5.4%
2013	20,619	28,868	49,488	5.9%
2014	22,037	30,369	52,406	5.9%
2015	23,530	31,918	55,448	5.8%
2016	25,070	33,546	58,617	5.7%
2017	26,686	35,223	61,909	5.6%
2018	28,326	36,949	65,276	5.4%
2019	29,998	38,760	68,757	5.3%

En la siguiente figura se ilustra la evolución de la demanda eléctrica en el SIC desde el año 1985 hasta el año 2008, en términos de ventas reales de energía (GWh) y su crecimiento, junto con las proyecciones respectivas de la CNE para el periodo 2009 – 2019.



**Figura 6. 1: Evolución real y proyección demanda eléctrica SIC.**

### 6.1.3 Plan de Obras de Generación

A continuación se revisa el Plan de Obras de generación definido para Abril 2009. De un total de 1,980 MW de capacidad proyectada de centrales térmicas a carbón, 1,441 MW están en construcción y 539 MW son parte del Plan indicado por la CNE.

**Tabla 6. 2: Centrales Térmicas a Carbón Plan de Obras – Abril 2009.**

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
Guacolda 03	sep-2009	Guacolda 220	135	GUACOLDA	En Construcción
Nueva Ventanas	ene-2010	Nogales 220	240	AES GENER	En Construcción
Guacolda 04	jun-2010	Guacolda 220	139	GUACOLDA	En Construcción
Santa María (Coronel 1)	oct-2010	Charrúa 220	343	COLBÚN	En Construcción
Bocamina 02	oct-2010	Hualpén 220	342	ENDESA	En Construcción
Campiche	jun-2011	Nogales 220	242	AES GENER	En Construcción
Carbón V Región 01	mar-2013	Nogales 220	200	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Maitencillo 01	dic-2015	Maitencillo 220	139	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Pan de Azúcar 01	oct-2017	Pan de Azúcar 220	200	Plan de Obra	En Estudio

En el siguiente cuadro se presentan las fechas en las cuales los ciclos combinados y ciclos abiertos del SIC, serán abastecidos con GNL (según la proyección de la CNE) y la puesta en servicio del

complejo de generación eléctrica Quintero asociado al Terminal de Regasificación de GNL del mismo nombre.

**Tabla 6. 3: Centrales GNL Plan de Obras – Abril 2009.**

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
San Isidro 02 GNL	jul-2009	San Luis 220	350	ENDESA
San Isidro 02 FA GNL	jul-2009	San Luis 220	19	ENDESA
San Isidro GNL	abr-2010	San Luis 220	350	SAN ISIDRO SA
San Isidro FA GNL	abr-2010	San Luis 220	20	SAN ISIDRO SA
Quintero 01 CA GNL	abr-2010	San Luis 220	240	ENDESA
Taltal 01 GNL	jul-2012	Paposo 220	121.5	ENDESA
Taltal 02 GNL	jul-2012	Paposo 220	123.4	ENDESA
Quintero 01 CC GNL	nov-2013	San Luis 220	350	Plan de Obra
Quintero 01 CC FA GNL	nov-2013	San Luis 220	35	Plan de Obra
Taltal CC GNL	ene-2014	Diego de Almagro 220	360	ENDESA
Nueva Renca GNL	abr-2014	Renca 110	320.1	ESSA
Nueva Renca Int GNL	abr-2014	Renca 110	49.8	ESSA
Candelaria CA 01 GNL	abr-2014	Candelaria 220	125.3	COLBÚN
Nehuenco 01 GNL	abr-2019	San Luis 220	340.051	COLBÚN
Nehuenco 01 FA GNL	abr-2019	San Luis 220	21.393	COLBÚN
Nehuenco 02 GNL	abr-2019	San Luis 220	384.2	COLBÚN
Candelaria CA 02 GNL	abr-2019	Candelaria 220	128.56	COLBÚN

Es importante señalar, que en el caso de las centrales abastecidas con gas natural, las bases del plan de obras eliminan por completo el uso de Argentina como proveedor del insumo para los ciclos combinados y ciclos abiertos del SIC, la sustitución en el mediano y largo plazo es con Gas Natural Licuado (GNL) regasificado en los terminales en construcción Quintero en la V Región que comenzará a operar en Julio del presente año y Mejillones en la Región de Antofagasta cuya puesta en servicio se espera para inicios del año 2010, este último podrá abastecer al complejo de generación Tal-Tal de Endesa<sup>84</sup>.

La generación eólica aparece con 662 MW de capacidad instalada entre los años 2009 y 2018, incluyendo los parques Canela 2 (60 MW), Totoral (46 MW), Punta Colorada (20 MW) y Monte Redondo (38 MW), las demás son eólicas genéricas indicadas por la CNE hasta los últimos años del periodo. Asimismo, del total de la capacidad eólica, hay 200 MW localizados en la zona sur del SIC inyectando en el nudo Concepción 220 kV.

Las centrales de pasada están fuertemente representadas por el Proyecto HidroAysén (Módulos 01-05), cuya puesta en servicio lo estima la CNE para el año 2016, además se destaca la ausencia del proyecto Neltume de 470 MW presente en los anteriores planes de obra de la CNE.

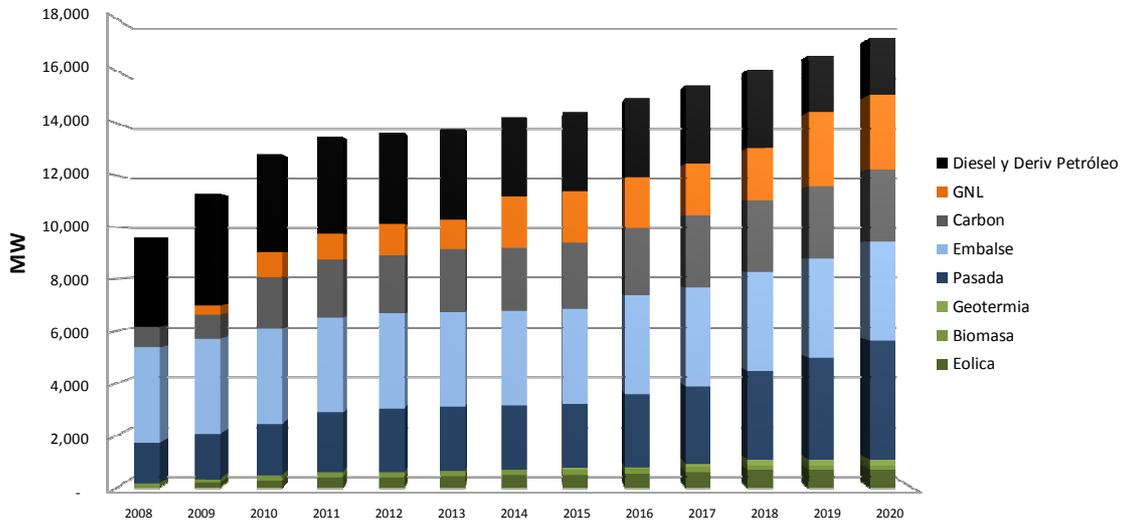
<sup>84</sup> El Terminal Mejillones se proyecta para abastecer principalmente a centrales de ciclo combinado en el SING, sin embargo, debido a la existencia del gasoducto La Negra – Tal Tal, es posible interconectar energéticamente ambos sistemas eléctricos.

**Tabla 6. 4: Centrales de pasada Plan de Obras – Abril 2009.**

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Estado
La Higuera	jul-2009	Tinguiririca 154	155	En Construcción
Lican	nov-2009	Osorno 066	17	En Construcción
Confluencia	jul-2010	Tinguiririca 154	155	En Construcción
Rucatayo	dic-2010	Barro Blanco 220	60	En Estudio
Hidroeléctrica X Región 02	dic-2010	Osorno 066	9.4	En Estudio
Hidroeléctrica VII Región 01	abr-2011	Colbun 220	5.4	En Estudio
Hidroeléctrica VI Región 01	abr-2011	Tinguiririca 154	30.9	En Estudio
Hidroeléctrica VI Región 02	abr-2011	Tinguiririca 154	29.6	En Estudio
Chacayes	abr-2011	Sauzal 110	106	En Estudio
Hidroeléctrica VIII Región 01	sep-2011	Ancoa 220	136	En Estudio
Hidroeléctrica X Región 01	oct-2011	Osorno 066	15	En Estudio
Hidroeléctrica XIV Región 01	sep-2012	Valdivia 220	144	En Estudio
Hidroeléctrica VII Región 03	abr-2013	Ancoa 220	25.4	En Estudio
Modulo 05	abr-2016	Lo Aguirre 500	360	En Estudio
Hidroeléctrica XIV Región 02	ene-2017	Valdivia 220	139	En Estudio
Modulo 03	feb-2018	Lo Aguirre 500	460	En Estudio
Modulo 02	mar-2019	Lo Aguirre 500	500	En Estudio
Modulo 01	jun-2020	Lo Aguirre 500	660	En Estudio
Modulo 04	oct-2021	Lo Aguirre 500	770	En Estudio

En la figura siguiente se ilustra la evolución de la capacidad instalada del parque generador del SIC, según las proyecciones de la CNE a Abril 2009. Cabe señalar que parte del parque de centrales que compone la capacidad instalada de Diesel y Derivados del Petróleo corresponde a centrales de ciclo combinado y ciclo abierto que actualmente operan con dicho hidrocarburo debido a las restricciones de abastecimiento de gas natural argentino. Por lo tanto, a medida que se incorpora el abastecimiento de gas natural licuado al SIC, dicho combustible aumenta su participación en la matriz, disminuyendo la capacidad de centrales que utilizan Diesel.

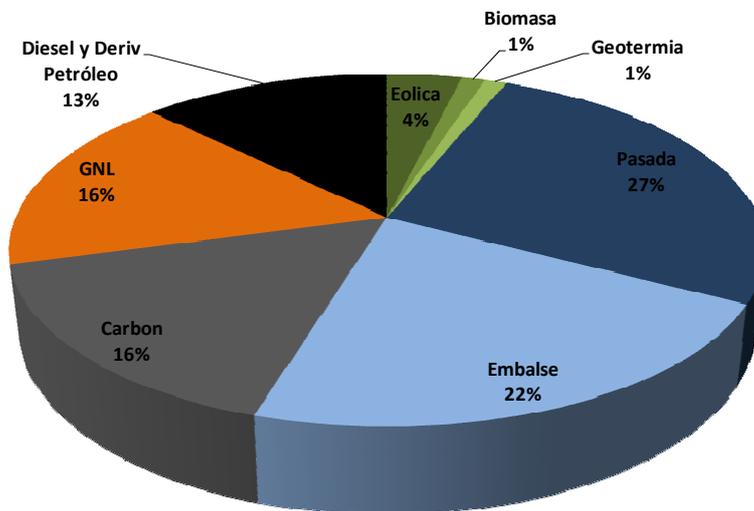
**Evolución Parque Generación SIC - CNE Abril 2009**



**Figura 6. 2: Proyección del parque generador SIC 2009 -2020.**

De esta forma, se observa para el año 2020 el parque generador en el SIC, con un aumento considerable en la participación de capacidad en centrales a carbón y el mantenimiento de la dependencia en centrales hidroeléctricas.

**Capacidad Instalada 2020 - SIC (CNE Abril 2009)**



**Figura 6. 3: Parque Generador SIC 2020.**

En el caso del SING, las centrales programadas en el Plan de Obras de abril 2008 se presentan en los siguientes cuadros.

**Tabla 6. 5: Centrales térmicas a carbón – Plan de Obras SING Abril 2009.**

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
CT ANDINA	abr-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
HORNITOS	oct-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
ANGAMOS I	mar-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
ANGAMOS II	oct-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
MEJILLONES I	nov-2015	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA I	ene-2017	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA II	dic-2018	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
MEJILLONES II	nov-2019	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA III	dic-2020	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio

**Tabla 6. 6: Programa de utilización de GNL – Plan de Obras SING Abril 2009.**

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
U16 GNL	ene-2010	Tocopilla 220	300	ELECTROANDINA
CC1 GNL EG	ene-2010	Central Atacama 220	160	GAS ATACAMA
CTM3 GNL EG	ene-2010	Chacaya 220	160	EDELNOR
CTM3 GNL	jul-2012	Chacaya 220	243.227	EDELNOR
CC1 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
CC2 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
TG3 GNL	jul-2012	Tocopilla 220	37.2	ELECTROANDINA

#### 6.1.4 Precios de Combustibles

En el siguiente cuadro, se presentan los principales precios de combustibles utilizados en el Plan de Obras de Abril 2009. Cabe señalar, que la CNE no declara precios para el gas natural argentino dado que no proyecta su utilización para las centrales del país. Cabe señalar, que los valores mostrados en el cuadro son representativos para cada tipo de combustible, en este sentido, para la modelación se utilizaron precios definidos para cada una de las centrales del parque del SIC.

**Tabla 6. 7: Precios Combustibles CNE Abril 2009.**

Año	GNL Quintero [US\$/MMBtu]	GNL Mejillones [US\$/MMBtu]	Carbón CNE [US\$/Ton]	Diesel San Isidro [US\$/m3]
2009	10.46	10.88	94.22	458.78
2010	7.81	10.88	100.77	597.64
2011	8.77	11.83	104.97	799.20
2012	9.36	12.49	110.82	854.96
2013	9.36	12.49	112.27	882.06
2014	9.36	12.49	112.82	904.79

Año	GNL Quintero [US\$/MMBtu]	GNL Mejillones [US\$/MMBtu]	Carbón CNE [US\$/Ton]	Diesel San Isidro [US\$/m3]
2015	9.36	12.49	114.45	930.59
2016	9.36	12.49	117.05	958.92
2017	9.36	12.49	119.97	990.60
2018	9.36	12.49	123.26	1025.78

## 6.2 Análisis de Costos de Sistemas Eléctricos

En la siguiente sección se presentan los costos asociados a la operación de los sistemas eléctricos SIC y SING, resultado de las simulaciones realizadas para un escenario base y los tres escenarios propuestos para la norma de emisión de material particulado, NOx y SO<sub>2</sub>.

Cabe mencionar, que el escenario base corresponde al escenario sin norma, el cual está definido por las bases de datos utilizadas para el cálculo de los precios de nudo de abril 2009 por la Comisión Nacional de Energía.

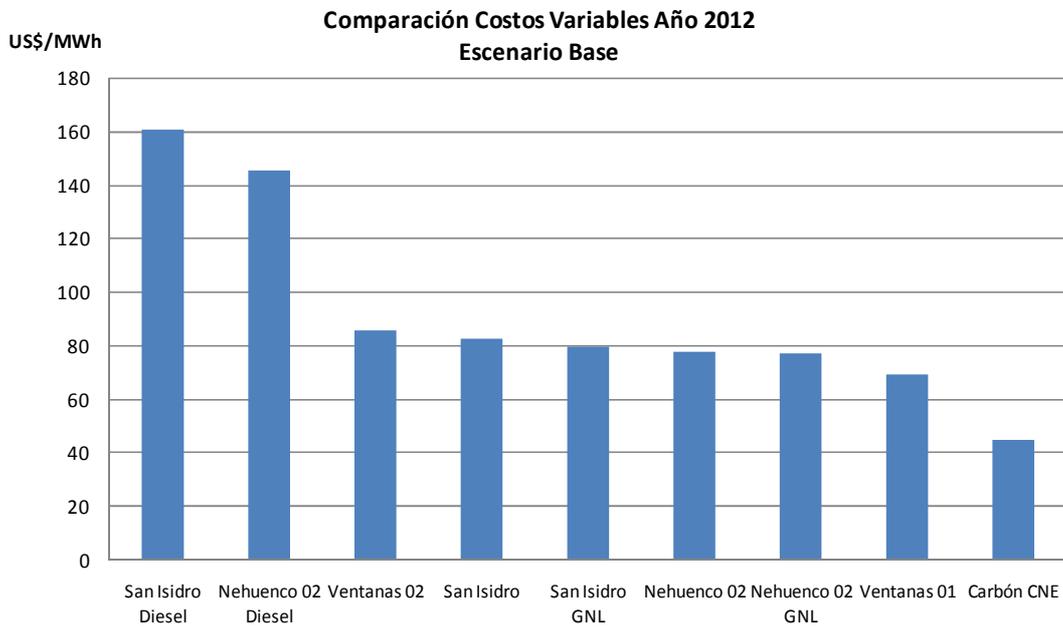
### 6.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

El despacho económico de las centrales depende de los costos variables de cada una de las máquinas, de esta forma, el despacho económico coloca todas las centrales de costo variable nulo en la base de la operación, estas son las hidroeléctricas de pasada, las eólicas y otras tecnologías como biomasa y geotérmicas presentes en el plan de obras. Luego, dependiendo de la hidrología considerada (en el caso del SIC), se define la disponibilidad de las centrales de embalse para el despacho (según la estimación del valor del agua en el periodo) colocándose al despacho las centrales asociadas a los principales embalses del SIC.

A continuación son despachadas las centrales térmicas a carbón, primero las unidades más actuales, las cuales tienen costos inferiores de despacho, y luego las más antiguas, que tienen bajos rendimientos (Ej: Ventanas, Bocamina), junto con los ciclos combinados con gas natural o GNL, dependiendo de los precios y rendimientos de cada unidad generadora. En este grupo de centrales entra a competir el GNL, tratándose de un despacho que cubre la punta del sistema durante los periodos de altos costos de producción.

Finalmente, son despachadas las centrales más caras del parque generador cuyo combustible es el Diesel y algunos derivados del petróleo, como las turbinas diesel y los motores de combustión interna.

En la siguiente figura se ilustra una lista de mérito resumida con algunas de las centrales térmicas del SIC, con el objetivo de mostrar un ejemplo de la estructura del despacho de dicho tipo de generación. Son las centrales térmicas a carbón de mejor rendimiento las primeras en operar, cabe mencionar al respecto, que son este tipo de centrales la principal tecnología de desarrollo del SIC para el largo plazo, existiendo aproximadamente 1440 MW en construcción.



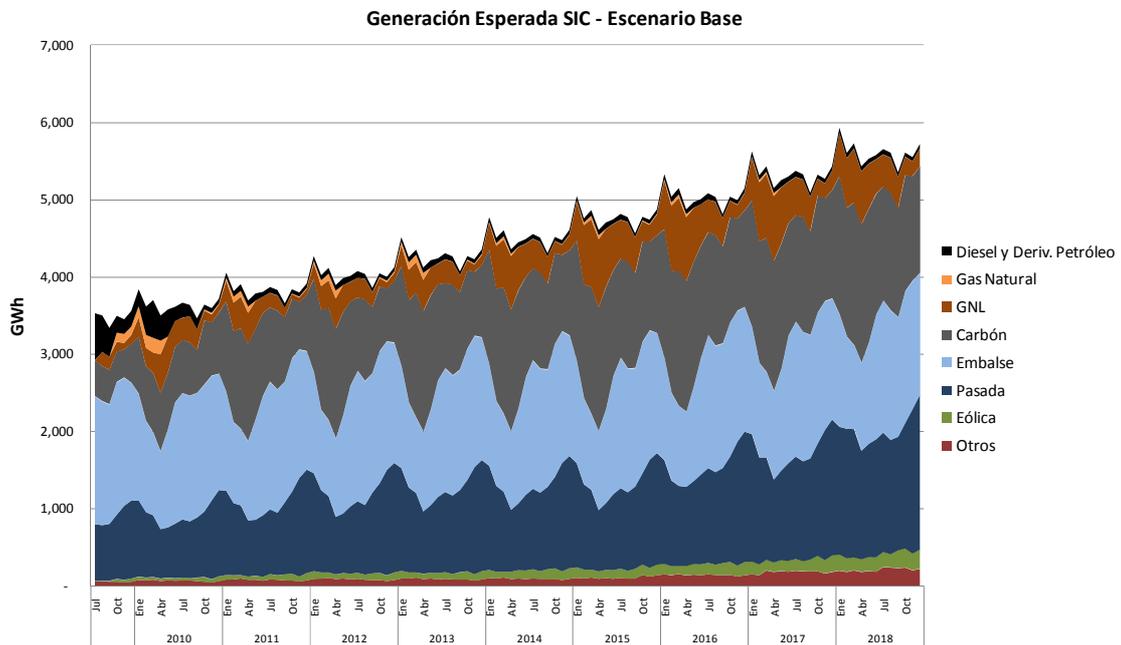
**Figura 6. 4: Costos variables centrales térmicas año 2012.**

Los costos variables de las centrales térmicas tienen dos componentes:

- i. Costo variable combustible
  - Depende de los precios del insumo de generación y el consumo específico de las unidades de generación
- ii. Costo variable no combustible
  - Depende de aquellos costos en que incurre la central cuando opera efectivamente y no son relacionados con el insumo, por ejemplo, los costos variables asociados a los controles de abatimiento de contaminantes atmosféricos.

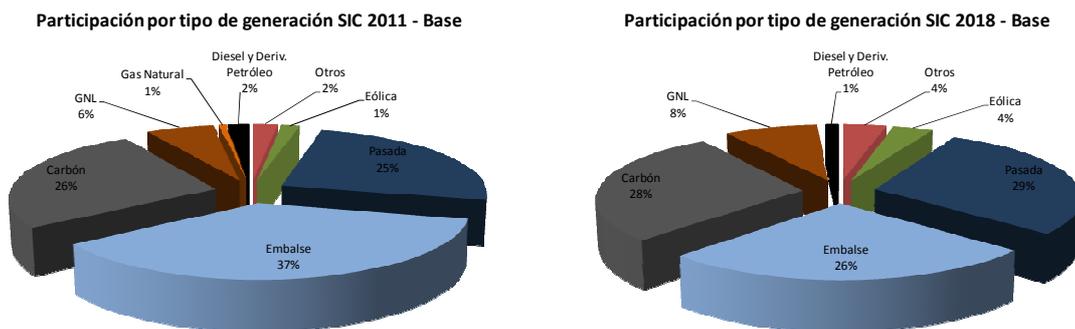
### 6.2.2 Generación Esperada del Sistema

En la siguiente figura se presenta la evolución de la generación esperada por tipo de tecnología y combustible durante el periodo de simulación para el escenario base.



**Figura 6. 5: Generación Esperada por Tecnología SIC – Escenario Base.**

Junto con lo anterior, a continuación se ilustra, a modo de ejemplo, la participación de cada una de las tecnologías para los años 2011 y 2018, destacándose el aumento de la participación de generación de centrales de pasada, dado principalmente por la inclusión del Proyecto HidroAysén en el parque generador.



**Figura 6. 6: Comparación Generación por tipo de combustible años 2011 y 2018 – Escenario Base.**

### 6.2.3 Resultados de Costos Marginales Esperados

El principal indicador económico del mercado eléctrico es el costo marginal del sistema, esto debido a que representa el precio de compra/venta de energía del mercado spot. En el siguiente

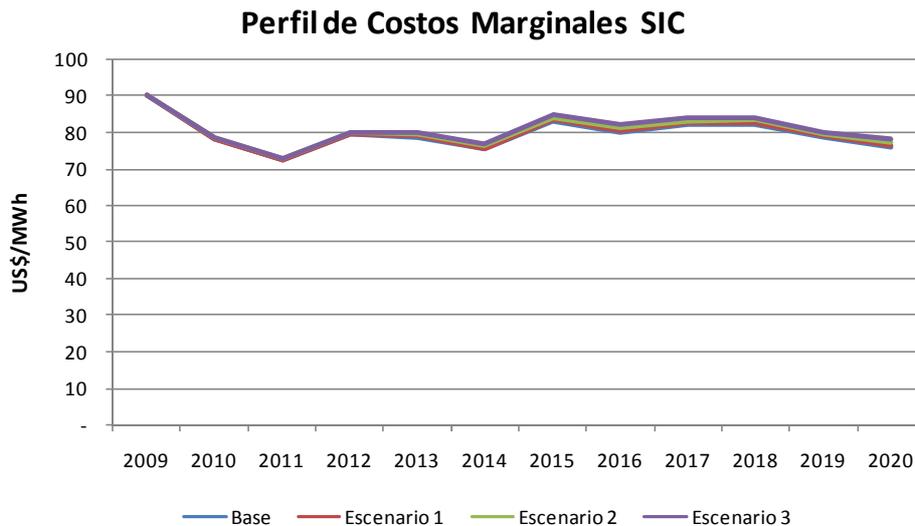
cuadro se presentan los costos marginales esperados resultantes para cada escenario de norma de emisión, incluyendo el escenario Base.

Se puede apreciar, que en el largo plazo, las diferencias de los costos marginales del escenario base con respecto a los escenarios con norma de emisión son del orden de los 0.3 US\$/MWh en el escenario 1, 1.0 US\$/MWh para el escenario 2 y entre 1.7 US\$/MWh para el escenario 3.

**Tabla 6. 8: Costos marginales esperados SIC en US\$/MWh.**

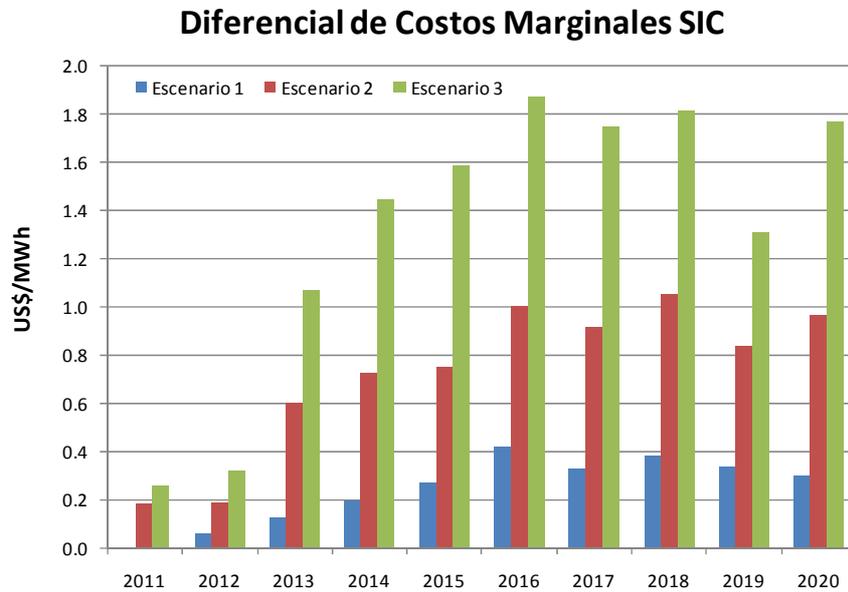
Año	Costo Marginal Sistema				Diferencial respecto Caso Base		
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2011	72.38	72.35	72.56	72.64	-0.03	0.19	0.26
2012	79.44	79.50	79.63	79.76	0.06	0.19	0.32
2013	78.76	78.89	79.36	79.83	0.13	0.60	1.07
2014	75.41	75.61	76.14	76.86	0.19	0.73	1.45
2015	83.29	83.56	84.04	84.87	0.27	0.75	1.58
2016	80.09	80.51	81.09	81.96	0.42	1.00	1.87
2017	82.17	82.50	83.09	83.92	0.33	0.91	1.74
2018	82.14	82.53	83.20	83.96	0.39	1.05	1.82
2019	78.61	78.95	79.45	79.92	0.34	0.84	1.31
2020	76.14	76.44	77.10	77.90	0.30	0.97	1.77

La figura siguiente, grafica el perfil de los costos marginales esperados del sistema del SIC en el periodo de evaluación, para los tres escenarios de norma junto al escenario base. Se observa que se presentan diferencias en los valores para los escenarios de norma, pero se mantiene el perfil del escenario base.



**Figura 6. 7: Perfil de costos marginales esperados del SIC por escenario.**

La siguiente figura, muestra en detalle los diferenciales entre los costos marginales de cada escenario de norma frente al escenario base.

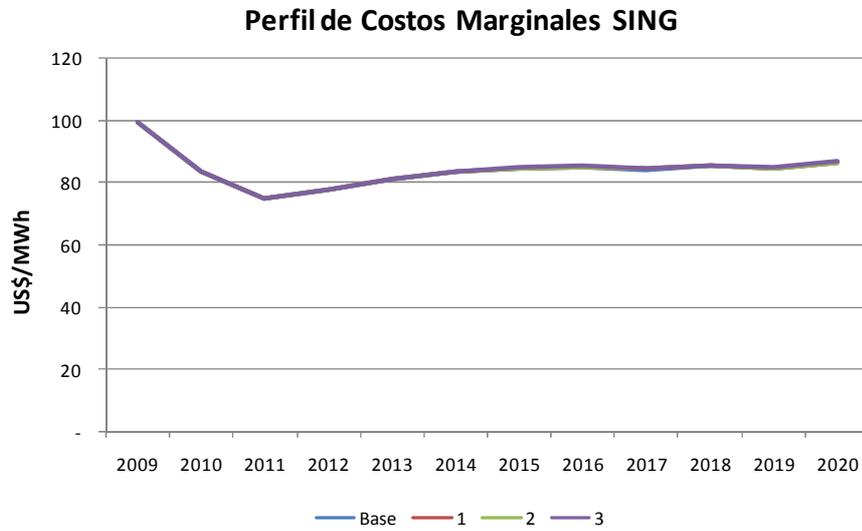


**Figura 6. 8: Diferencial Costos Marginales SIC con respecto a Caso Base.**

Para el SING, se observan los perfiles de costos marginales anuales del sistema, junto con el diferencial respectivo para cada escenario de norma de emisión, en el cuadro y figura siguientes.

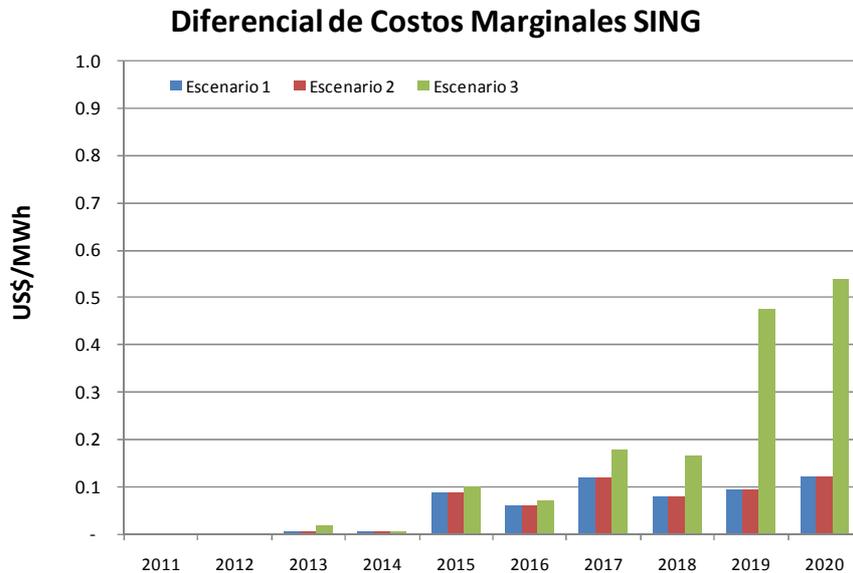
**Tabla 6. 9: Costos marginales esperados SING en US\$/MWh.**

Año	Costo Marginal Sistema				Diferencial		
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2011	75.17	75.17	75.17	75.17	-	-	-
2012	77.93	77.93	77.93	77.93	-	-	-
2013	81.33	81.33	81.33	81.35	0.01	0.01	0.02
2014	83.74	83.75	83.75	83.75	0.01	0.01	0.01
2015	84.85	84.94	84.94	84.95	0.09	0.09	0.10
2016	85.36	85.42	85.42	85.43	0.06	0.06	0.07
2017	84.42	84.54	84.54	84.60	0.12	0.12	0.18
2018	85.68	85.76	85.76	85.85	0.08	0.08	0.17
2019	84.72	84.81	84.81	85.19	0.10	0.10	0.48
2020	86.47	86.60	86.60	87.01	0.12	0.12	0.54



**Figura 6. 9: Perfil de costos marginales esperados del SING por escenario.**

La siguiente figura, muestra en detalle los diferenciales entre los costos marginales de cada escenario de norma frente al escenario base. Para el caso del SING, los diferenciales no alcanzan a sobrepasar los 0.6 US\$/MWh, con lo cual se tiene un efecto menor que en el SIC en términos de costos marginales del sistema.



**Figura 6. 10: Diferencial Costos Marginales SING con respecto a Caso Base.**

## 6.2.4 Costos de Operación

Los costos de operación del sistema corresponden a los costos de producción de cada uno de los sistemas eléctricos en estudio (SIC y SING) y son resultado de la operación de las centrales térmicas que depende de sus costos variables de generación, dado que las centrales hidroeléctricas son modeladas con costos variables de operación nulos.

Por lo tanto, un aumento o disminución en los costos variables de las centrales térmicas, lo que se puede dar variando la componente combustible (precio del insumo) o la no combustible (costos variables en que se incurre por la operación efectiva de las máquinas), causa un impacto directo en los costos de operación del sistema.

Es por ello, que la componente variable de los costos para el control de abatimiento, aumenta los costos variables no combustibles lo que causa un efecto directa en el despacho de las centrales dependiendo del nivel de aumento de dichos costos.

A continuación se muestran los costos de operación resultantes para las centrales térmicas en todo el periodo de simulación, para el SIC y SING en cada escenario de norma.

**Tabla 6. 10: Costos Sistemas Eléctricos en Millones de US\$.**

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SIC	Base	908	869	1,002	1,113	1,257	1,461	1,419	1,522	1,550	1,630	1,508
	Esc1	907	869	1,003	1,116	1,263	1,467	1,426	1,528	1,556	1,635	1,516
	Esc2	908	870	1,003	1,123	1,278	1,483	1,443	1,543	1,573	1,652	1,532
	Esc3	908	871	1,006	1,133	1,293	1,501	1,459	1,560	1,590	1,670	1,554
SING	Base	808	804	875	949	1,014	1,081	1,159	1,221	1,300	1,385	1,515
	Esc1	808	804	875	954	1,022	1,089	1,167	1,229	1,307	1,393	1,523
	Esc2	808	805	877	961	1,030	1,097	1,175	1,237	1,315	1,401	1,531
	Esc3	808	811	885	979	1,053	1,120	1,198	1,260	1,338	1,423	1,553
Total	Base	1,715	1,673	1,877	2,061	2,271	2,542	2,578	2,743	2,850	3,015	3,023
	Esc1	1,715	1,672	1,878	2,070	2,285	2,556	2,593	2,757	2,863	3,028	3,039
	Esc2	1,715	1,675	1,880	2,084	2,308	2,580	2,618	2,780	2,888	3,053	3,063
	Esc3	1,716	1,682	1,891	2,111	2,346	2,621	2,657	2,820	2,928	3,093	3,107

Asimismo, se presentan los valores actuales de dichos costos a enero del 2010 en millones de dólares, destacándose el diferencial respecto del escenario base de los costos en los escenarios de regulación de norma.

**Tabla 6. 11: Valor Actual Costos de Operación Totales (millones US\$).**

Escenario	Costo de Operación (MMUS\$)			Diferencial Costo (MMUS\$)			% Aumento Costo c/respecto Escenario Base		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Base	9,842	8,361	18,203	-	-	-			
1	9,873	8,400	18,272	31	39	69	0.31%	0.46%	0.38%
2	9,951	8,444	18,395	109	83	191	1.09%	0.98%	1.04%
3	10,040	8,571	18,610	198	209	407	1.97%	2.44%	2.19%

### 6.2.5 Costos de Inversión y Costos Fijos Anuales

De acuerdo a la metodología para la estimación de costos de las tecnologías de control de abatimiento revisada en el Capítulo 5, se desarrolló el análisis y determinación de los costos de inversión, junto con los costos fijos de mantenimiento y operación anuales, para cada una de las centrales térmica del SIC y SING que no cumplen los límites de emisión dispuestos para cada uno de los escenarios de norma de emisión propuestos.

En el siguiente cuadro se presentan los costos de inversión anualizados, y los costos fijos de operación y mantenimiento anuales por tipo de contaminante.

**Tabla 6. 12: Costos de inversión y costos fijos anuales 2020, (millones US\$).**

Costo	Contaminante	Escenario	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Anualidad Valor de Inversión	PM	Esc1	-	-	0.71	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	
		Esc2	-	-	1.51	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	
		Esc3	0.03	0.03	2.20	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	
	NOx	Esc1	-	-	3.26	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95
		Esc2	0.18	0.18	8.80	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69
		Esc3	0.83	0.83	17.91	46.30	46.36	46.36	46.66	46.68	46.75	46.77	
	SO <sub>2</sub>	Esc1	-	-	11.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31
		Esc2	-	-	15.65	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61
		Esc3	-	-	16.44	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47
Costos Fijos Anuales	PM	Esc1	-	-	0.03	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	
		Esc2	-	-	0.30	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	
		Esc3	0.21	0.21	1.32	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	
	NOx	Esc1	-	-	0.49	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48
		Esc2	0.01	0.01	1.26	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03
		Esc3	0.21	0.21	3.27	7.58	7.59	7.59	7.67	7.67	7.68	7.68	
	SO <sub>2</sub>	Esc1	-	-	1.86	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17
		Esc2	-	-	2.48	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36
		Esc3	-	-	2.70	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01

### 6.2.6 Costos Totales

A continuación se obtiene el costo total resultado de la aplicación de la norma de emisión en cada uno de los escenarios estudiados. El siguiente cuadro presenta, en valor actual (enero 2010, con una tasa de descuento de 6%, evaluando en un periodo de 20 años), el costo total que corresponde a la suma de los costos de inversión y costos fijos de los equipos de control de abatimiento, más el diferencial de costos de operación de cada sistema eléctrico dado por las diferencias con el escenario base (sin norma).

**Tabla 6. 13: Valor Actual Costo Total (millones US\$).**

Escenario	Diferencial Costos Operación respecto Escenario Base	Inversión y Costo Fijo	Costo Total
1	127	429	555
2	335	798	1,134
3	707	1,035	1,741

El cuadro siguiente presenta el costo total de la aplicación de la norma de emisiones en forma de flujos anuales.

**Tabla 6. 14: Flujo de costos totales anuales para aplicación de escenarios de norma en millones de US\$.**

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Esc1	-	-	-	15.28	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82
	Esc2	-	0.18	0.18	25.97	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25
	Esc3	-	0.86	0.86	36.55	103.44	103.51	103.51	103.81	103.83	103.89	103.92
Costos Fijos Anuales	Esc1	-	-	-	2.37	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98
	Esc2	-	0.01	0.01	4.05	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48
	Esc3	-	0.42	0.42	7.29	20.85	20.86	20.86	20.93	20.93	20.94	20.94
Costos del Sistema Eléctrico	Esc1	-	-	0.94	8.74	13.97	13.71	14.91	13.93	13.76	12.80	15.76
	Esc2	0.00	2.19	2.91	22.55	37.08	37.58	40.03	36.93	38.49	37.79	40.22
	Esc3	0.43	9.63	13.77	49.84	75.00	78.76	79.31	76.92	78.90	78.13	83.65
Total Anual	Esc1	-	-	0.94	26.40	65.77	65.51	66.71	65.73	65.56	64.60	67.56
	Esc2	0.00	2.37	3.09	52.56	133.81	134.31	136.76	133.66	135.22	134.53	136.95
	Esc3	0.43	10.92	15.06	93.68	199.29	203.12	203.67	201.66	203.67	202.97	208.51

En los siguientes gráficos se ilustra los costos por tonelada reducida de contaminante (MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>) por escenario para el año 2014 y 2020.

### Costo por tonelada reducida año 2014

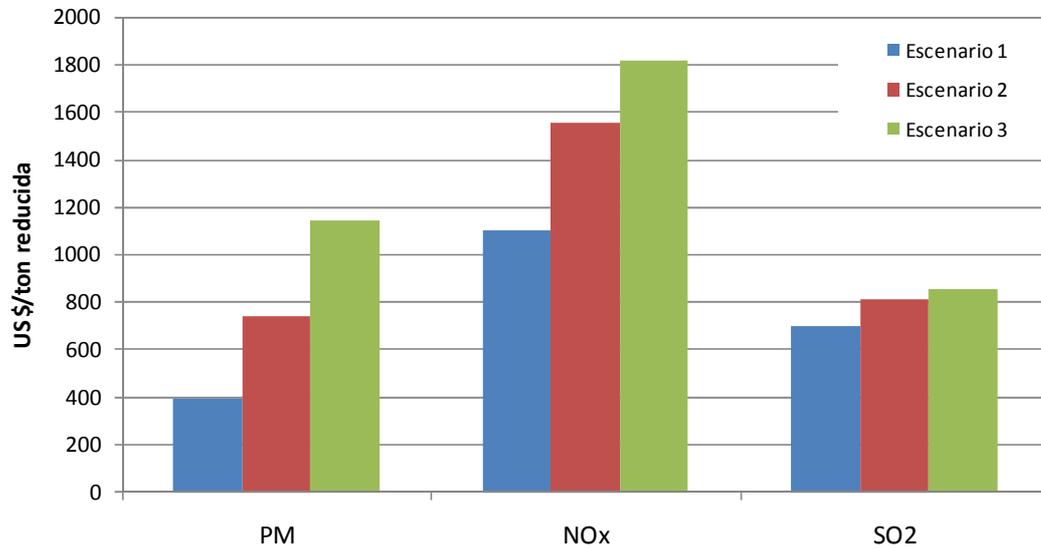


Figura 6. 11: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2014.

### Costo por tonelada reducida año 2020

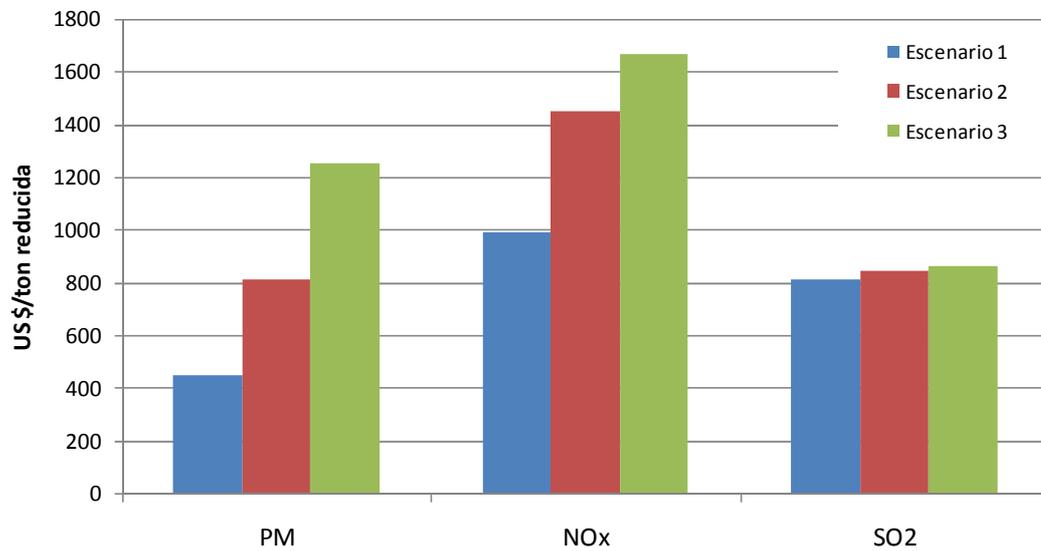


Figura 6. 12: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2020.

## 7 EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS

La aplicación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas, traerá consigo una serie de beneficios directos e indirectos (co-beneficios), los cuales se evalúan en este capítulo. La evaluación se realiza al comparar la situación base proyectada (BAU), con la situación esperada al aplicar la norma de emisión para las termoeléctricas. Se ha seguido la metodología de la USEPA denominada Regulatory Impact Analysis (RIA)<sup>85</sup>, y su actualización la Guía para preparar análisis económicos<sup>86</sup>.

La evaluación de los beneficios asociados a la norma de emisión de termoeléctricas, se realizó considerando cuatro mecanismos. El primero de ellos consistió en determinar el potencial de reducción de emisiones (toneladas reducidas/año) producto de la implementación de la norma de emisión. Este cálculo se realizó para cada contaminante incluido en la norma. El segundo mecanismo consistió en estimar a través de una modelación del transporte y dispersión de contaminantes atmosféricos, la reducción en concentraciones de contaminantes, debido a la norma de emisión, y con ecuaciones concentración-respuesta, se estimó el número de casos evitados en términos de días con actividad restringida, admisiones hospitalarias, y mortalidad prematura. La Tabla 7.1 muestra los efectos evaluados en términos de los beneficios en salud.

**Tabla 7. 1: Efectos en salud evaluados.**

Contaminante	Efecto evaluado
MP10	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias Ausentismo laboral Ausentismo escolar
MP2.5	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias Bronquitis crónicas Ausentismo laboral Ausentismo escolar
SO <sub>2</sub>	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias
NO <sub>2</sub>	Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias

Con esta última información, se determinó un valor monetario asociado a cada evento evaluado. El tercer mecanismo, consistió en estimar la cantidad evitada de materia particulada depositada en áreas con recursos naturales (agrícola, bosque nativo, plantaciones, praderas, y renovales), al implementar una norma de emisión para las termoeléctricas. Finalmente, para aquellos efectos no cuantificables, se realizó una descripción cualitativa, en relación a los beneficios esperados al implementar la norma de emisión. Lo anterior implica que la evaluación subestima los beneficios totales de esta norma.

La evaluación se realizó para cada uno de los Escenarios definidos en el Capítulo 4, y en cortes temporales al año 2014 y 2020.

<sup>85</sup> Guidelines for performing Regulatory Impact Analysis. USEPA 1991

<sup>86</sup> Guidelines for preparing Economic analysis. USEPA 2000. EPA 240-R-00-003

## 7.1 Potencial de Reducción de Emisiones

Considerando el parque termoeléctrico al año 2014, según lo establecido en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía, se aplicaron los tres escenarios de norma (Capítulo 4), y se estimaron las reducciones respecto a la situación sin norma de emisión. La Tabla 7.2 muestra el total de emisiones, por tipo de contaminante, que se tendría al año 2014 para cada uno de los escenarios. La Tabla 7.3, muestra el porcentaje de reducción de emisión esperado, producto de la aplicación de cada uno de los escenarios normativos. De ella se observa que el Escenario 1 reduce en un 56% las emisiones de material particulado, en un 24% los óxidos de nitrógeno, y en un 48% el dióxido de azufre. Al considerar el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 73%, 45%, y 73% para el MP, NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub>, respectivamente. Finalmente al aplicar el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 83% en el caso del MP, un 70% para NO<sub>x</sub>, y un 86% en el SO<sub>2</sub>.

Respecto al mercurio, se observa que las emisiones se reducen en un 0%, 5%, y 29% para los Escenarios 1, 2, y 3 respectivamente. Las emisiones de níquel se reducen en un 47% para el Escenario 1, 75% en el Escenario 2, y en un 87% en el Escenario 3. Al considerar el vanadio las emisiones se reducen en un 49%, 75%, y en un 87% para el Escenario 1, 2, y 3, respectivamente.

**Tabla 7. 2: Emisiones Año 2014**

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
SIN NORMA	17,833	66,086	133,253	5.9	180	359
Escenario N°1	7,805	50,223	69,913	5.9	96	183
Escenario N°2	4,794	36,632	36,496	5.6	46	92
Escenario N°3	2,971	19,692	18,553	4.2	23	46

**Tabla 7. 3: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2014.**

ESCENARIOS	%					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
Escenario N°1	56	24	48	0	47	49
Escenario N°2	73	45	73	5	75	75
Escenario N°3	83	70	86	29	87	87

La Tabla 7.4 muestra los resultados de las emisiones que se tendrían al año 2020 para cada uno de los escenarios. La Tabla 7.5, muestra el porcentaje de reducción de emisión producto de la aplicación de cada uno de los escenarios. De ella se observa que el Escenario 1 reduce en un 50% las emisiones de material particulado, en un 23% los óxidos de nitrógeno, y en un 39% el dióxido de azufre. Al considerar el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 67%, 41%, y 66% para el MP, NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub>, respectivamente. Finalmente al aplicar el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 79% en el caso del MP, un 67% para NO<sub>x</sub>, y un 83% en el SO<sub>2</sub>.

Respecto al mercurio, se observa que las emisiones se reducen en un 0%, 4%, y 28% para los Escenarios 1, 2, y 3 respectivamente. Las emisiones de níquel se reducen en un 47% para el Escenario 1, 73% en el Escenario 2, y en un 87% en el Escenario 3. Al considerar el vanadio las emisiones se reducen en un 47%, 73%, y en un 87% para el Escenario 1, 2, y 3, respectivamente.

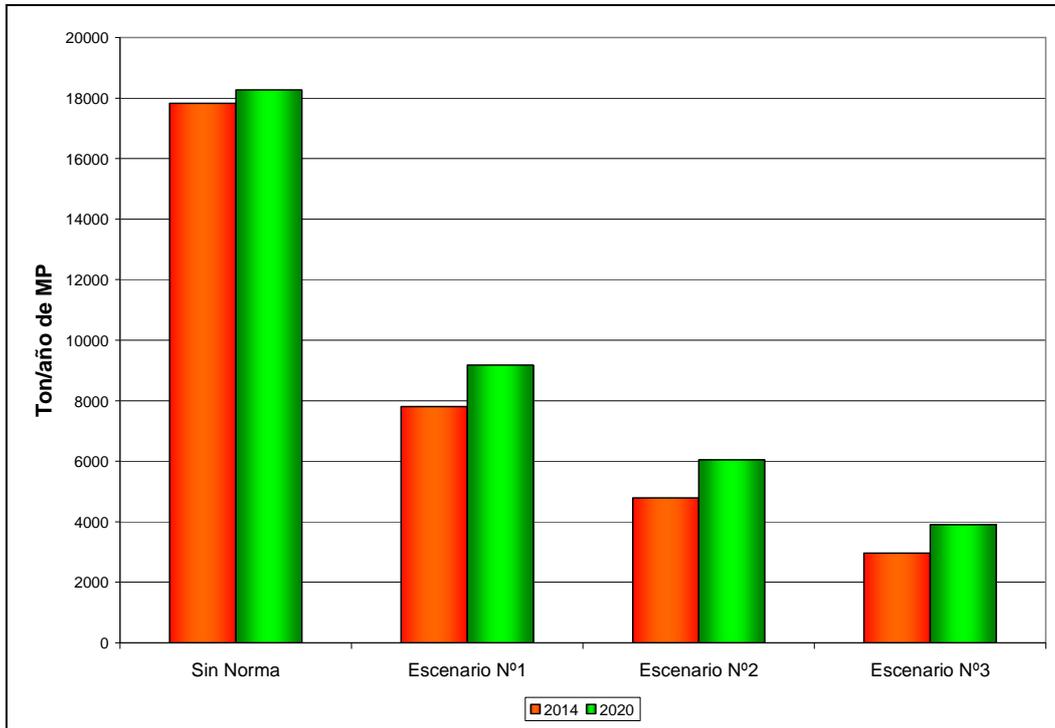
Las Figuras 7.1 a 7.6 muestran gráficamente según escenario y para los cortes temporales de 2014 y 2020, las emisiones de los contaminantes normados, MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, Hg, Ni, y V, respectivamente.

**Tabla 7. 4: Emisiones Año 2020.**

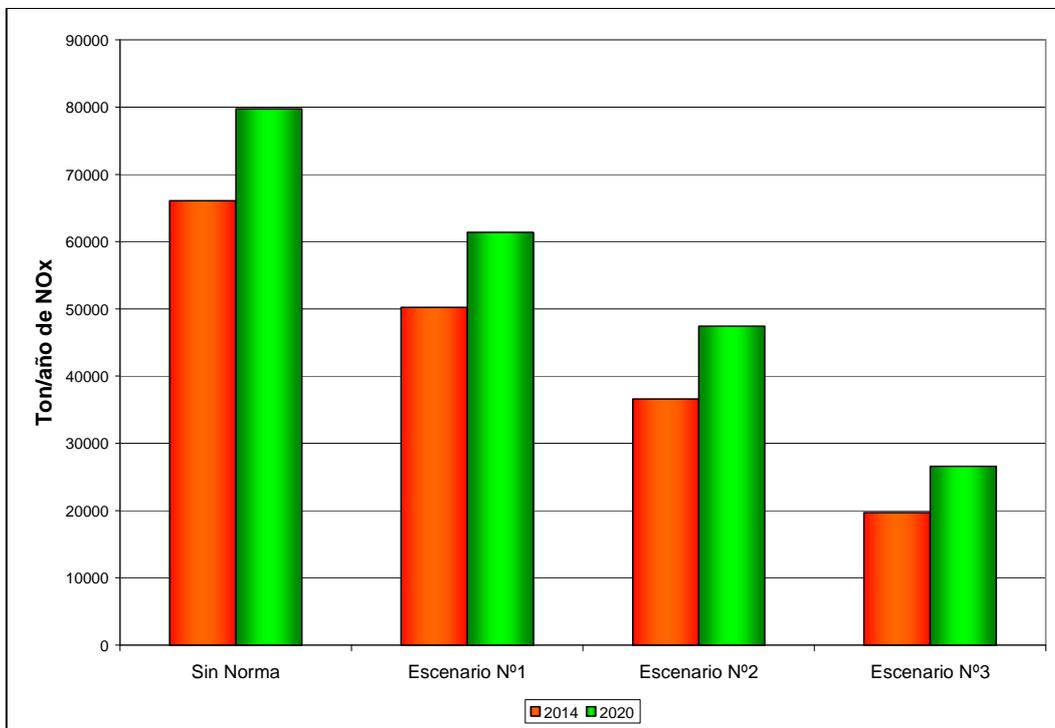
ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
SIN NORMA	18,264	79,742	142,891	7.8	234	469
Escenario N°1	9,171	61,365	87,526	7.8	123	247
Escenario N°2	6,042	47,417	48,069	7.5	62	124
Escenario N°3	3,901	26,592	24,785	5.6	31	62

**Tabla 7. 5: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2020.**

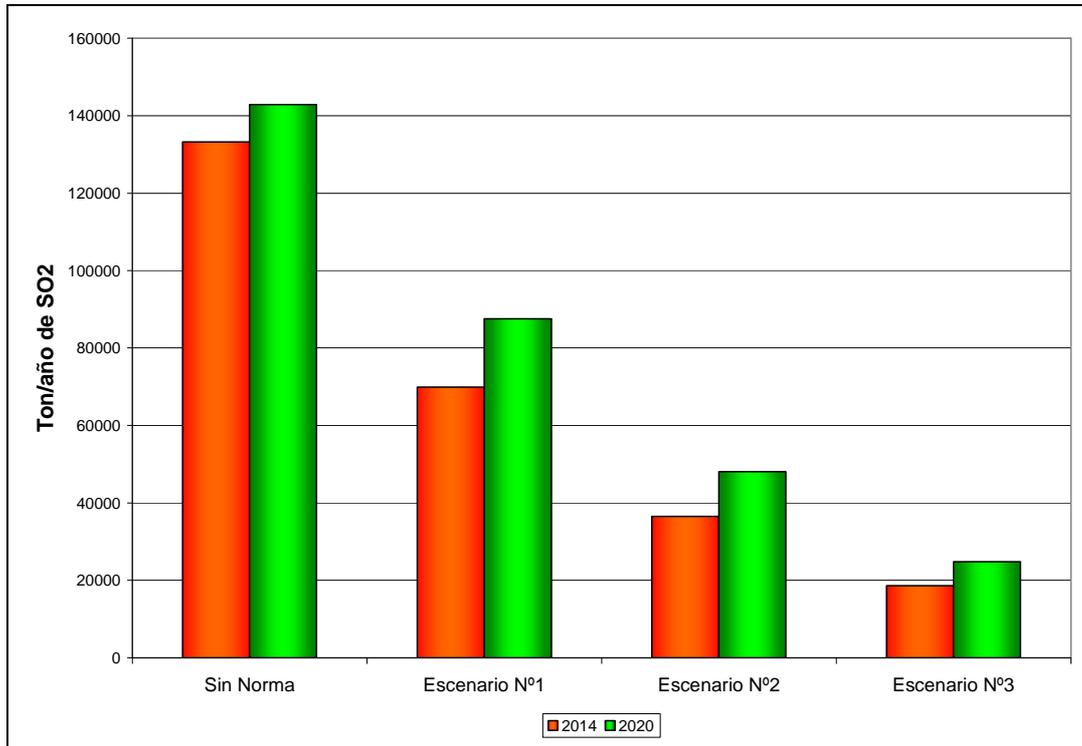
ESCENARIOS	%					
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Hg	Ni	V
Escenario N°1	50	23	39	0	47	47
Escenario N°2	67	41	66	4	73	73
Escenario N°3	79	67	83	28	87	87



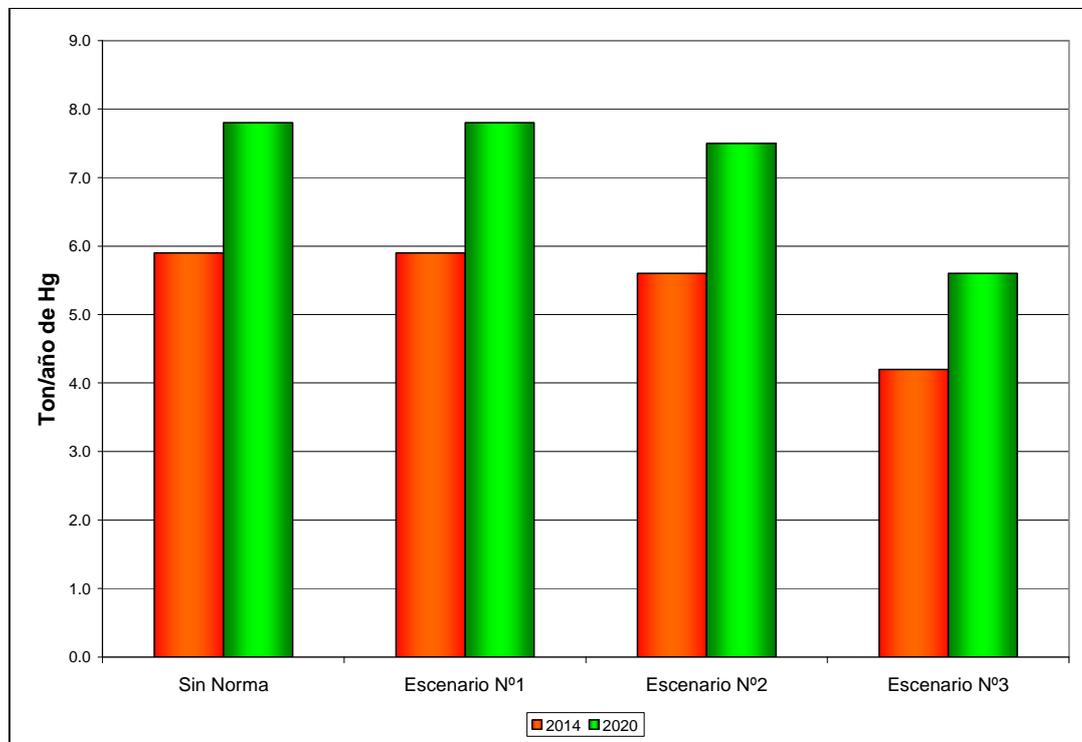
**Figura 7. 1: Emisiones de MP (ton/año) según escenario y año evaluado.**



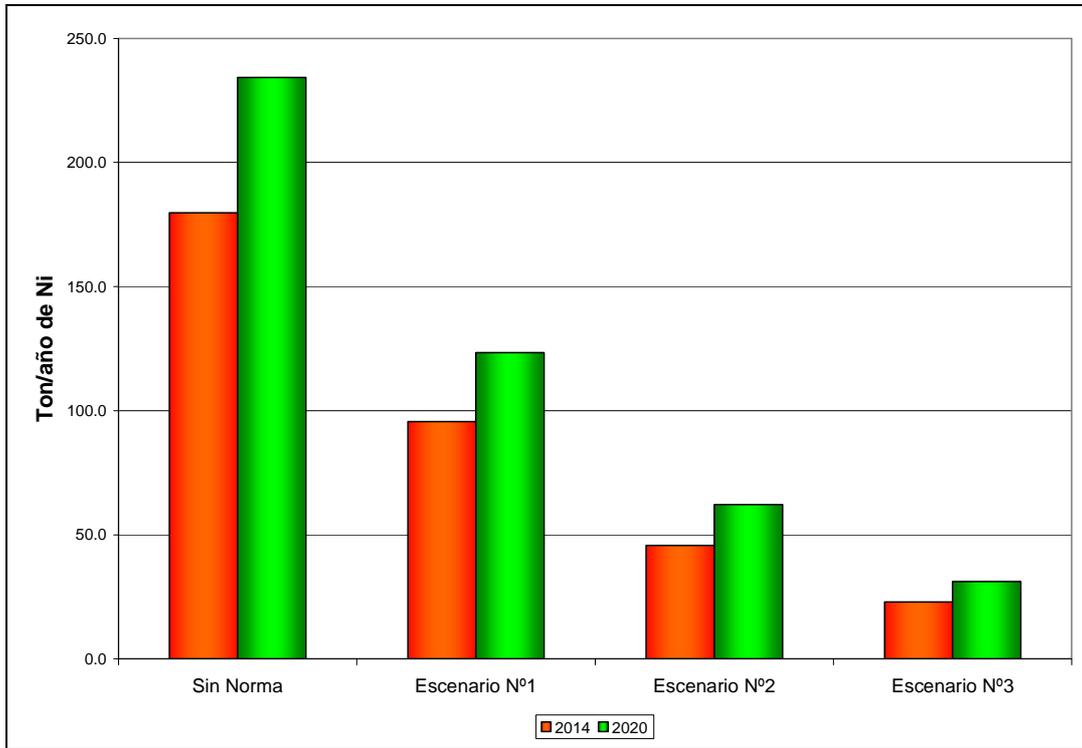
**Figura 7. 2: Emisiones de NOx (ton/año) según escenario y año evaluado.**



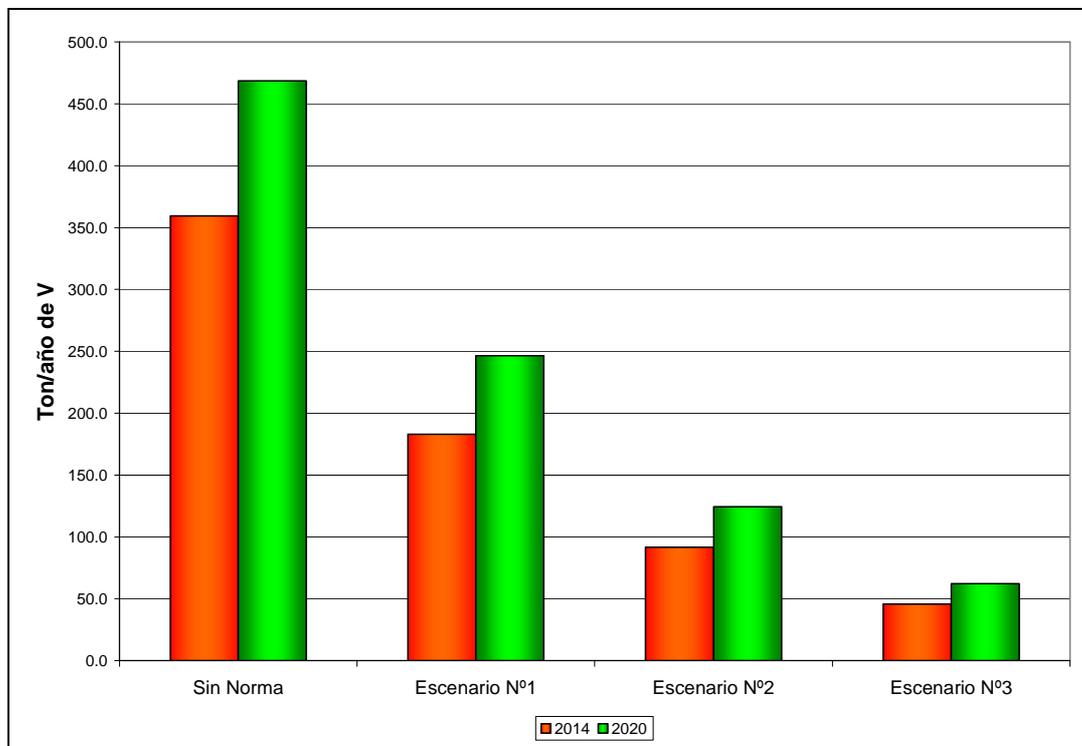
**Figura 7. 3: Emisiones de SO<sub>2</sub> (ton/año) según escenario y año evaluado.**



**Figura 7. 4: Emisiones de Hg (ton/año) según escenario y año evaluado.**



**Figura 7. 5: Emisiones de Ni (ton/año) según escenario y año evaluado.**



**Figura 7. 6: Emisiones de V (ton/año) según escenario y año evaluado.**

## 7.2 Estimación de Efectos en Salud

La aplicación de una norma de emisión para Centrales Termoeléctricas en Chile, generará beneficios en salud, producto de la menor exposición a contaminantes que experimentará la población, respecto a la situación sin norma de emisión. Esta mejor calidad del aire que respirará la población, se manifestará a través de la disminución en el número de casos de admisiones hospitalarias y mortalidad prematura, así como en menores días de ausentismo laboral y escolar, por problemas asociados a causas cardiovasculares y respiratorias. Con el número de casos evitados de efectos adversos en salud, se realiza la estimación monetaria, a través del uso de la valoración económica de dichos efectos.

La estimación de los beneficios económicos se presenta al año 2014, cuando todas las centrales termoeléctricas estén cumpliendo norma de emisión, y también para el año 2020 (último año que considera el Plan de Obras de la CNE de abril del 2009). Para tal efecto se ha seguido la metodología de la Evaluación de Impacto Regulatorio de la USEPA (RIA)<sup>87</sup>.

### 7.2.1 Método de la Función de Daño

Para estimar los efectos en salud debido a un cambio en las concentraciones de contaminantes atmosféricos, se utilizó la metodología basada en la función de daño, la cual requiere de la estimación de la variación en la concentración al aplicar una norma de emisión, y del uso de coeficientes obtenidos de las ecuaciones concentración-respuesta. Básicamente esta metodología se basa en las siguientes etapas:

- Estimación del cambio de emisiones de contaminantes.
- Estimación del cambio de concentraciones ambientales de los contaminantes que producen efectos en la salud.
- Estimación del cambio en el número de efectos en exceso debido a los cambios en concentraciones ambientales utilizando funciones dosis-respuesta.
- Valoración social del cambio en los efectos en exceso, basado en la disposición a pagar de la sociedad por reducir cada uno de los efectos.

La estimación del número de casos evitados al disminuir las concentraciones producto de una norma de emisión, se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta E_{\delta} = \sum_{i=1}^{N_c} Eo_{\delta} \cdot (e^{\{\beta_{\delta} \cdot \Delta C\}} - 1) \cdot Pop_i \quad \text{Ecuación (1)}$$

$\Delta E_{\delta}$  : Número de Efectos tipo  $\delta$  evitados, debido a la Norma

$N_c$  : Número de celdas del área de estudio

$\beta_{\delta}$  : Coeficiente de Concentración-Respuesta para el efecto  $\delta$

<sup>87</sup> Regulatory Impact Analysis for existing stationary reciprocating internal combustion engines. Office of air Quality Planning and Standards, Benefit and Cost group. MD-C439-02, 2009.

$E_o$  : Tasa de admisión hospitalaria por enfermedad  $\delta$

$\Delta C$  : Delta Concentración (Base – Norma) obtenido con Modelo de Dispersión Atm

$Pop_i$  : Población en celda  $i$  obtenido con Modelo de Dispersión Atm

### 7.2.2 Modelación de Calidad del Aire

Para estimar las concentraciones de partículas y gases, primarias y secundarias, producto de las emisiones para el caso Base y los Escenarios de norma de emisión de Termoeléctricas, se utilizó el sistema de modelación de transporte y dispersión de contaminantes atmosféricos aprobado por la USEPA, denominado CALMET/CALPUFF, el cual ha sido utilizado en evaluaciones de beneficios de termoeléctricas en Estados Unidos y China. Para esto se ingresaron los parámetros de emisión de cada una de las chimeneas de las Centrales Termoeléctricas que operarán el año 2014 y 2020 según el Plan de Obras de la CNE, en conjunto con la información meteorológica y topográfica del país. Con el sistema CALMET/CALPUFF se estimaron las concentraciones de MP10, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>4</sub> (sulfatos) y NO<sub>3</sub> (nitratos).

#### - Sistema CALMET/CALPUFF

El sistema de modelación CALMET/CALPUFF, ha sido recomendado por la USEPA para ser utilizado en situaciones de topografía compleja, en áreas con interfases tierra-agua, y donde exista variación espacial de los campos de viento. Básicamente se compone de tres subsistemas: Un módulo que genera los campos meteorológicos en tres dimensiones denominado CALMET; un módulo de transporte, dispersión y transformación química de contaminantes, denominado CALPUFF, y un módulo de procesamiento de datos denominado CALPOST.

CALPUFF es un modelo tipo puff de estado no-estacionario, multicapa y multiespecies, que puede simular los efectos de varias condiciones meteorológicas sobre el transporte, transformación, difusión, y remoción de contaminantes en la atmósfera. La USEPA ha propuesto el sistema de modelamiento CALPUFF como guía para aplicaciones regulatorias, es decir, para ser aplicado en estudios y evaluaciones ambientales que consideren terrenos complejos, transporte en grandes distancias, y cumplimiento de normas de calidad del aire.

El sistema CALMET/CALPUFF ha sido aplicado en la evaluación del impacto de centrales termoeléctricas y sus regulaciones, en Estados Unidos<sup>88</sup> y en China<sup>89</sup>. La elección de este sistema de modelación radica en que es posible estimar concentraciones de partículas primarias y secundarias, ha sido recomendado por la USEPA, y está bajo constante desarrollo.

La Figura 7.7 muestra un esquema del sistema CALMET/CALPUFF, sus variables de entrada y salida, así como los subsistemas que lo componen.

<sup>88</sup> Using CALPUFF to evaluate the impacts of power plant emissions in Illinois. J Levy et al. Atmos. Environ. 36 - 2002,

<sup>89</sup> Estimating population exposure to power plant emissions using CALPUFF: a case study in Beijing, China. Atmos. Environ. 37 – 2003).

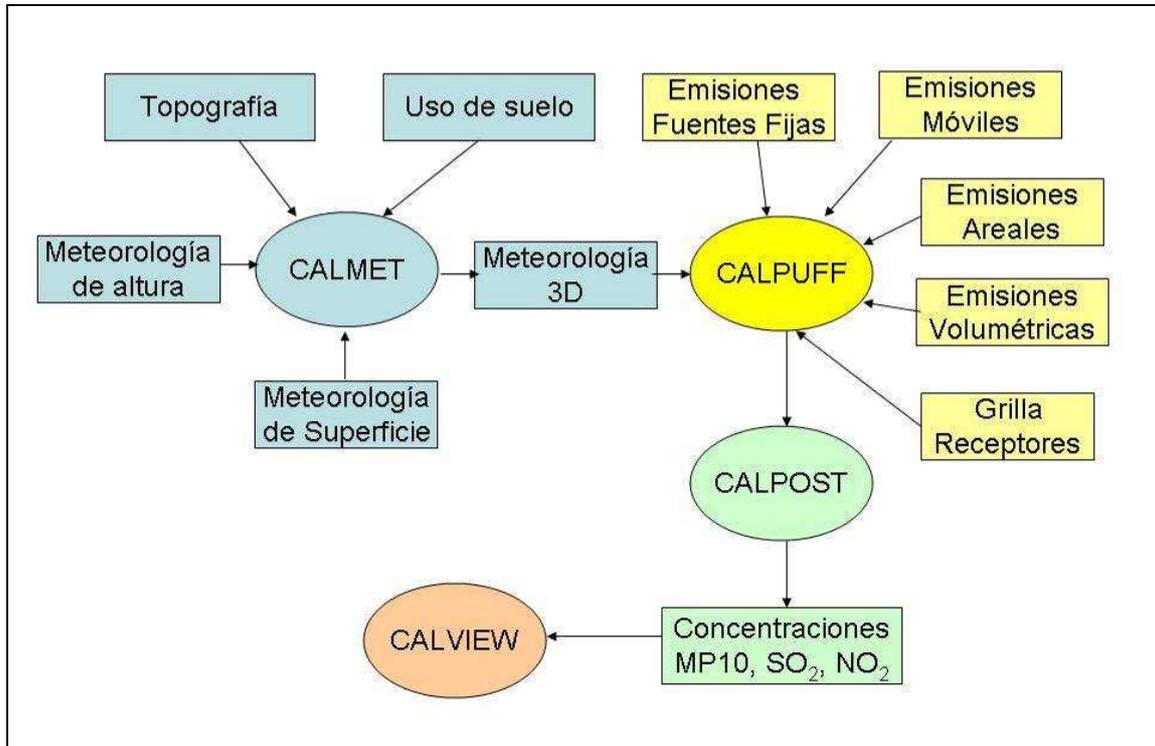


Figura 7. 7: Esquema del sistema CALMET/CALPUFF.

### 7.2.3 Área de Modelación

El modelo CALMET/CALPUFF se aplicó para un área que cubre todo el país, excepto la Antártica, Isla de Pascua, y Juan Fernández. De esta forma el dominio de modelación quedó definido por una superficie de 759 X 4305 kilómetros, donde se han definido 343 puntos receptores los cuales corresponden a cada una de las comunas de Chile. La Figura 7.8, muestra el dominio de modelación considerado en este estudio. Los puntos representan los receptores.

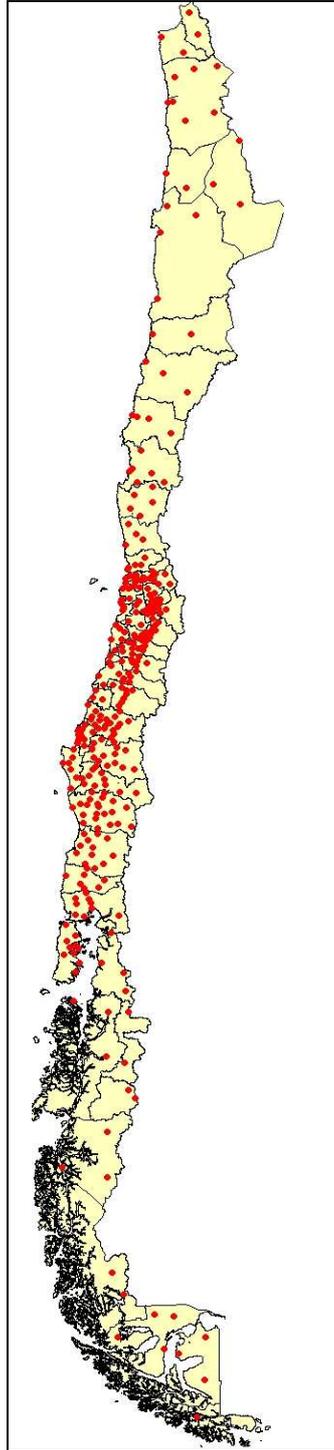


Figura 7. 8: Área de modelación.

## 7.2.4 Información Utilizada

La aplicación del método de la función de daño requiere datos locales de población, tasas de incidencia de los efectos, y cambio en las concentraciones atmosféricas. Por otro lado, es necesario incorporar las relaciones dosis – respuesta, que son el resultado de estudios epidemiológicos, cuyo análisis proporciona el valor de la pendiente de la curva dosis-respuesta o el riesgo relativo para una variación de la concentración del contaminante.

### 7.2.4.1 Datos de Población

Dado que la norma se evalúa para cortes temporales del 2014 y 2020, es necesario contar con la proyección del crecimiento poblacional. Para esto se utilizó la estimación de la proyección de población del INE. Aún cuando la estimación de población se realizó por comuna, se muestra en la Tabla 7.6 la estimación de la población para los años 2008, 2014 y 2020, como total país.

**Tabla 7. 6: Proyección de Población.**

Población	Año 2008	Año 2014	Año 2020
Número de Habitantes	16,763,470	17,711,004	18,549,095

Fuente: Elaboración Propia, en base a Proyección INE

### 7.2.4.2 Estadísticas de salud

La información de salud sobre mortalidad y morbilidad se obtuvo del Departamento de Estadísticas del Ministerio de Salud (DEIS) para el año 2006 (último año con información validada y disponible). Estos registros contienen información detallada de cada evento de muerte y morbilidad ocurrida en el año 2006. En especial se procesó la base considerando el día de ocurrencia, la causa de muerte o admisión hospitalaria, la edad, entre otros.

### 7.2.4.3 Coeficientes de la ecuación Concentración – Respuesta (Betas)

Los coeficientes de la ecuación Concentración – Respuesta utilizados en este estudio, se obtuvieron de diversos estudios, principalmente de Cifuentes, USEPA, y CONAMA. La Tabla 7.7, muestra los betas por contaminante y causa utilizados en este estudio. Dado que el proceso de combustión de las termoeléctricas genera material particulado que en su gran mayoría es particulado fino (MP2.5), se ha utilizado el mismo coeficiente del MP2.5 para la mortalidad debido al MP10. Por otro lado, dado que no existen betas para la morbilidad debido al MP2.5, se han utilizado los mismos que para el MP10.

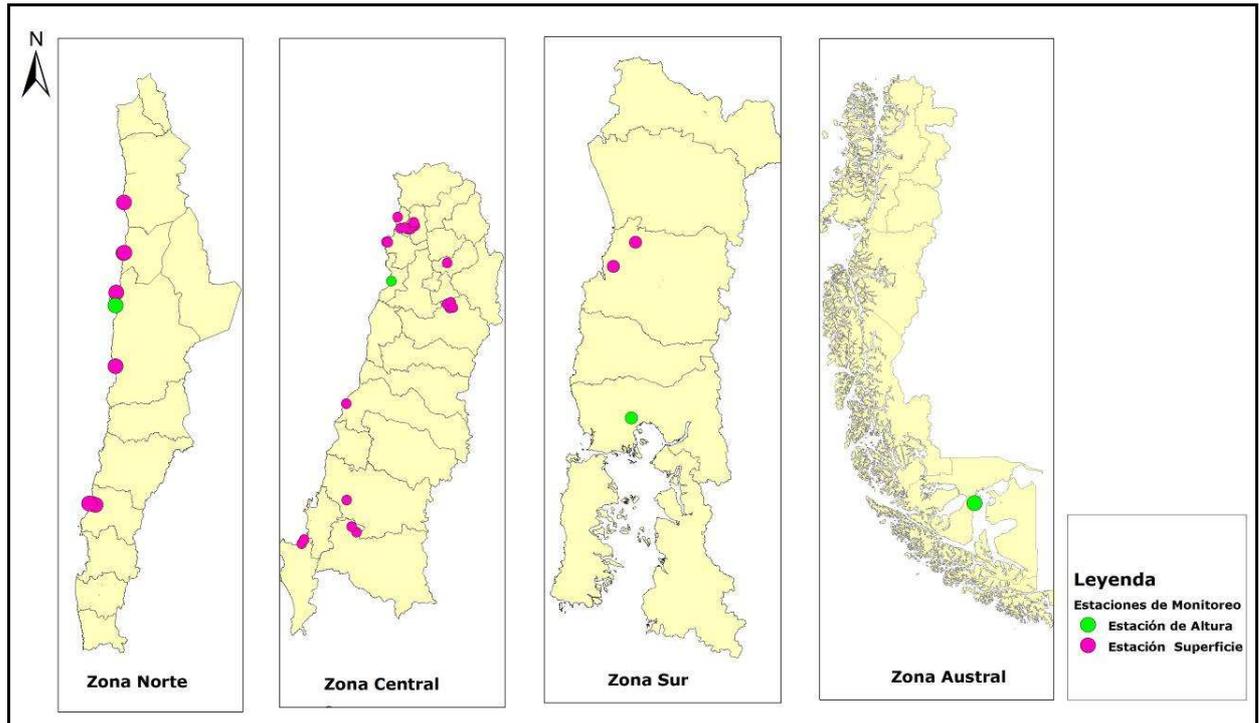
**Tabla 7. 7: Betas utilizados en la estimación de beneficios.**

Caso	MP10	MP2,5	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	0.0148 (2)	0.0148 (2)		0.00012(4)
Morbilidad Cardiovascular	0.044(1)	0.044(1)	0.0025(3)	0.0039(5)
Morbilidad Respiratoria	0.025(1)	0.025(1)	0.002(3)	0.00107(5)
Ausentismo Laboral y Escolar	0.06(1)	0.06(1)		

(1) Cifuentes (2) BenMap 3.0 (3) USEPA (4) Sanhueza et al (5) Estudio V región CONAMA

#### 7.2.4.4 Datos de Meteorología

La información de variables meteorológicas fue otorgada por las empresas Termoeléctricas, a partir de las estaciones monitoras que administran en su entorno. Se analizaron las series horarias de temperatura, humedad relativa, dirección y velocidad del viento, presión atmosférica entre otras. El año utilizado fue el 2008, en total se consideraron 32 estaciones meteorológicas de superficie y 4 estaciones de altura. La distribución espacial de las estaciones a través del territorio nacional se puede observar en la Figura 7.9.



**Figura 7. 9: Estaciones meteorológicas utilizadas en la modelación.**

#### 7.2.4.5 Valoración efectos en salud

La Tabla 7.8, muestra el valor monetario asociado a cada caso evitado. Estos valores están basados en los utilizados en el AGIES del MP2.5<sup>90</sup>, los cuales fueron proyectados al 2014 y 2020, utilizando una tasa de descuento del 6% (tasa utilizada por CONAMA para la evaluación social).

**Tabla 7. 8: Valoración de efectos en salud (US\$).**

Tipo de caso	Año 2014			Año 2020		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Mortalidad	817,221	1,228,467	1,639,701	1,159,243	1,742,604	2,325,947
Bronquitis Crónica	45,221	117,963	190,704	64,147	167,333	270,518

<sup>90</sup> AGIES Norma primaria de calidad del aire para MP2.5. CONAMA 2009.

Tipo de caso	Año 2014			Año 2020		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Admisiones hospitalarias por enfermedades cardiovasculares	242	390	535	343	553	759
Admisiones hospitalarias por enfermedades respiratorias	127	201	280	181	285	397
Días de trabajo perdido (ausentismo laboral)	64	64	64	90	90	90
Días de clases perdidos <sup>91</sup> (ausentismo escolar)	4	5	5,4	6	7	8

### 7.2.5 Resultados de la Modelación de Calidad del Aire

Con la información meteorológica y los parámetros de emisión de cada fuente (Ver Anexo Encuesta de Emisiones), se corrió el sistema CALMET/CALPUFF para el Caso Base (sin norma) y para cada Escenario regulatorio, obteniéndose las concentraciones de los contaminantes. Las Figuras 7.10 a 7.12 muestran la distribución espacial de la diferencia en las concentraciones anuales en  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  de MP2.5, SO<sub>2</sub>, y NO<sub>x</sub>, respectivamente, al modelar el transporte, dispersión, y transformación química de los contaminantes para el Caso Base (sin norma de emisión), y cada Escenario evaluado (E1, E2, y E3).

<sup>91</sup> Valores extraídos desde la Coordinación Nacional de Subvenciones del MINEDUC año 2005 actualizado a los años 2014 y 2020

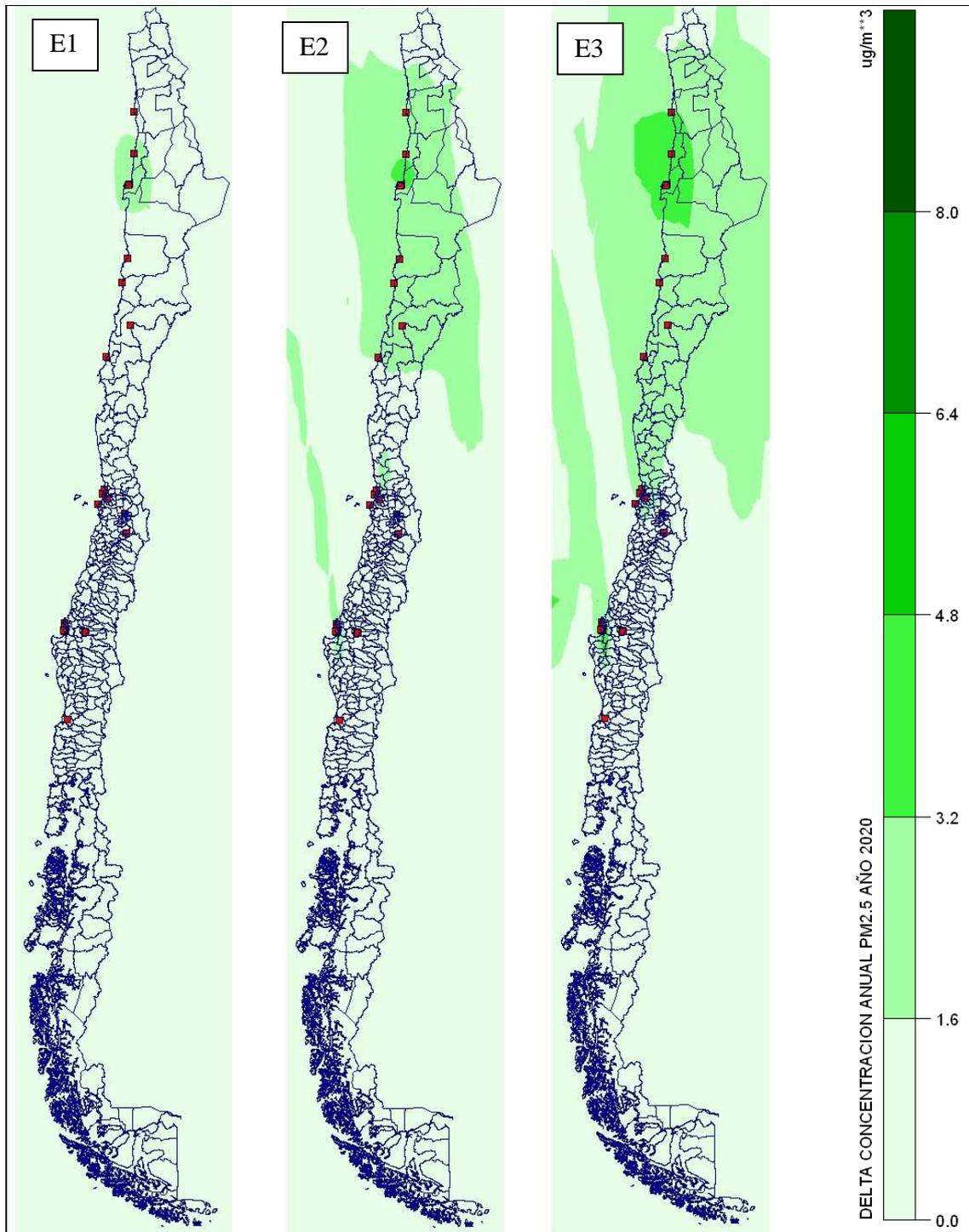


Figura 7. 10: Diferencia (Caso Base – [MP2.5]) – según Escenario: E1, E2, E3.

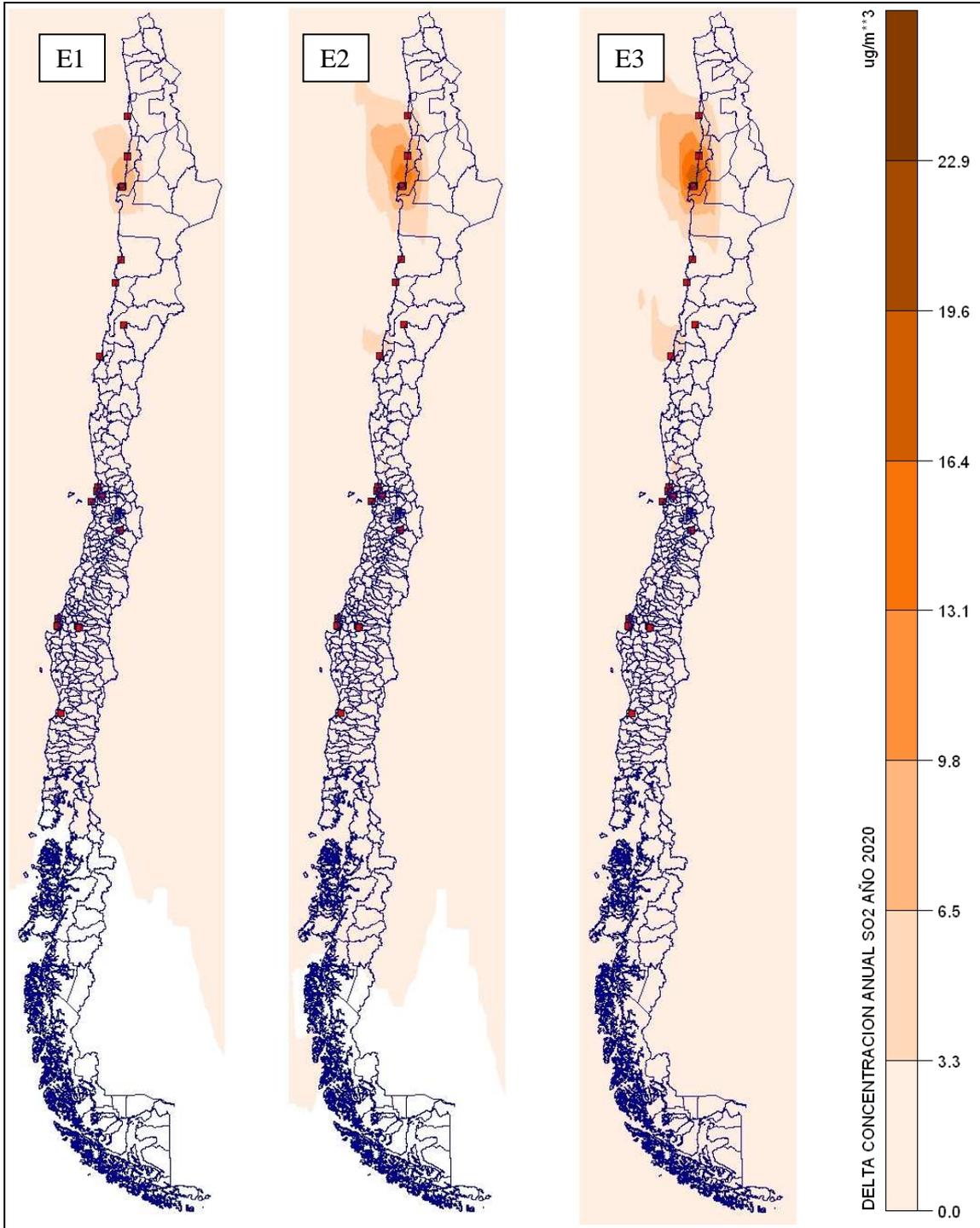


Figura 7. 11: Diferencia (Caso Base – [SO<sub>2</sub>]) – según Escenario: E1, E2, E3.

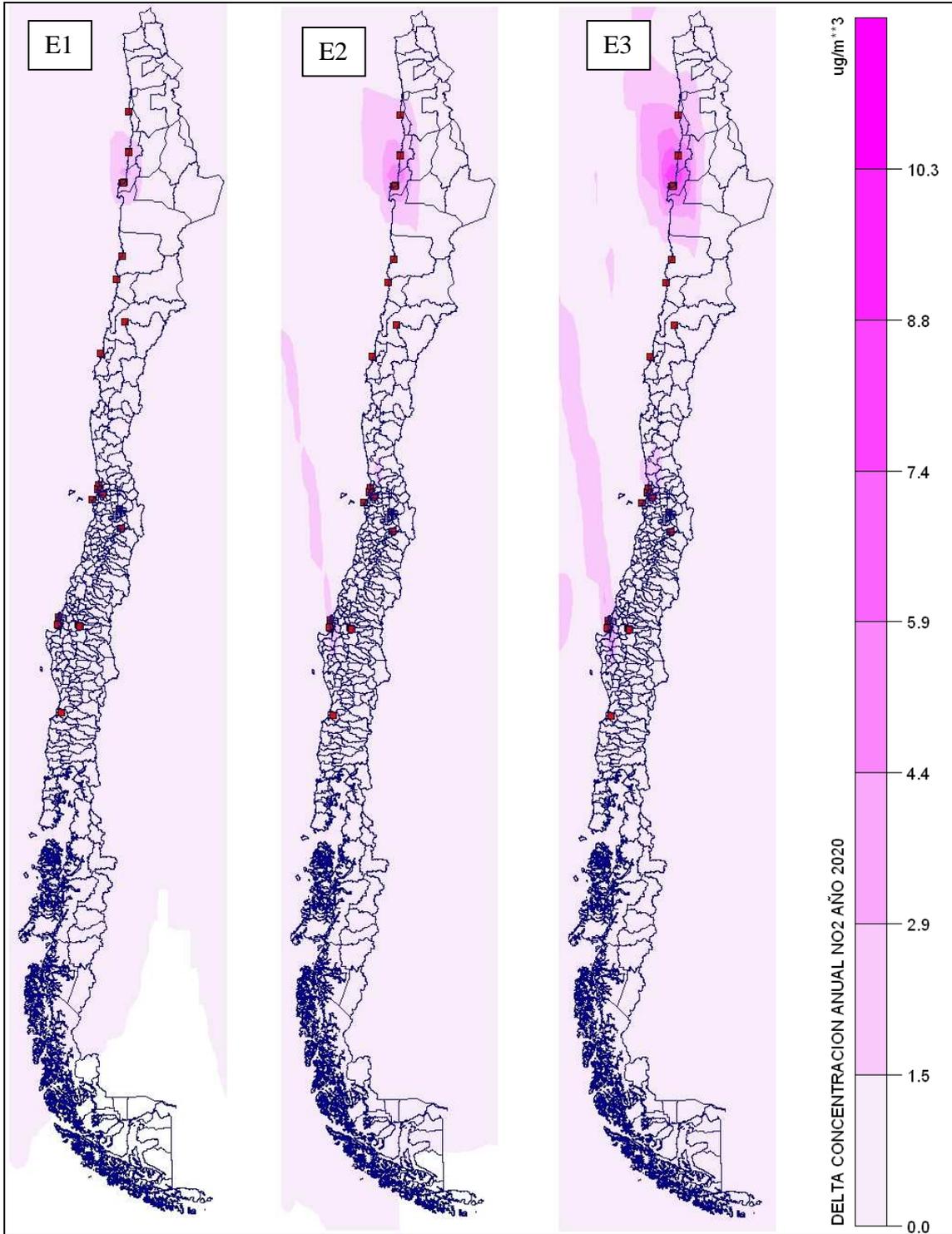


Figura 7. 12: Diferencia (Caso Base – [NOx]) – según Escenario: E1, E2, E3.

### **7.2.6 Número de Casos Evitados**

Los resultados obtenidos al aplicar la metodología de la función de daño, se muestran en las Tablas 7.9, 7.10, y 7.11, al considerar los Escenarios de norma de emisión, 1, 2, 3, respectivamente para los años 2014 y 2020. Las Tablas entregan el número de casos evitados anualmente, según tipo de efecto en salud, y según tipo de contaminante. De ellas se observa que el efecto más significativo es la reducción de muertes cardiovasculares y respiratorias asociadas a una disminución en las concentraciones de MP2.5, el cual considera los sulfatos y nitratos que se generan a partir del SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub>.

### **7.2.7 Valoración de Beneficios**

Con la estimación del número de casos evitados, y el valor monetario de cada evento (Tabla 7.8), se obtiene el beneficio monetario de la aplicación de la norma de emisión para las termoeléctricas. Las Tablas 7.12 a 7.14 muestran la valoración monetaria para el año 2014 según escenario de norma evaluado, y las Tablas 7.15 a 7.17 muestran la valoración monetaria según escenario evaluado para el año 2020.

**Tabla 7. 9: Casos Evitados Escenario 1.**

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	7	135	-	1	8	106	-	1
Bronquitis crónica	-	6	-	-	-	5	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	236	2,744	143	145	243	2,201	65	145
Admisiones por causas Respiratorias	192	2,523	188	60	199	2,036	83	61
Ausentismo Laboral	1,300	15,532	-	-	1,347	12,487	-	-
Ausentismo Escolar	287	3,435	-	-	299	2,807	-	-

**Tabla 7. 10: Casos Evitados Escenario 2.**

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	16	227	-	1	15	202	-	1
Bronquitis crónica	-	11	-	-	-	10	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	419	4,628	205	257	404	4,183	120	273
Admisiones por causas Respiratorias	353	4,266	269	108	338	3,872	155	115
Ausentismo Laboral	2,325	26,446	-	-	2,251	24,004	-	-
Ausentismo Escolar	507	5,853	-	-	492	5,374	-	-

**Tabla 7. 11: Casos Evitados Escenario 3.**

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	25	328	-	1	22	282	-	1
Bronquitis crónica	-	16	-	-	-	14	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	602	6,704	279	330	563	5,875	193	355
Admisiones por causas Respiratorias	522	6,157	365	139	483	5,415	249	150
Ausentismo Laboral	3,368	38,688	-	-	3,165	33,989	-	-
Ausentismo Escolar	730	8,549	-	-	689	7,586	-	-

**Tabla 7. 12: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2014.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	5.7	110.3	-	0.8	8.6	165.8	-	1.2	11.5	221.4	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.3	-	-	-	0.7	-	-	-	1.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	0.7	0.03	0.04	0.1	1.1	0.1	0.1	0.1	1.5	0.1	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.02	0.3	0.02	0.01	0.04	0.5	0.04	0.01	0.1	0.7	0.1	0.02
Ausentismo Laboral	0.1	1.0	-	-	0.1	1.0	-	-	0.1	1.0	-	-
Ausentismo Escolar	0.001	0.01	-	-	0.001	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5.9</b>	<b>112.6</b>	<b>0.1</b>	<b>0.9</b>	<b>8.8</b>	<b>169.1</b>	<b>0.1</b>	<b>1.3</b>	<b>11.7</b>	<b>225.7</b>	<b>0.1</b>	<b>1.7</b>

**Tabla 7. 13: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2014.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	13.1	185.5	-	0.8	19.7	278.9	-	1.2	26.2	372.2	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.5	-	-	-	1.3	-	-	-	2.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.1	0.05	0.1	0.2	1.8	0.1	0.1	0.2	2.5	0.1	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.04	0.5	0.03	0.01	0.1	0.9	0.1	0.02	0.1	1.2	0.1	0.03
Ausentismo Laboral	0.1	1.7	-	-	0.1	1.7	-	-	0.1	1.7	-	-
Ausentismo Escolar	0.002	0.02	-	-	0.003	0.03	-	-	0.003	0.032	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>13.4</b>	<b>189.4</b>	<b>0.1</b>	<b>0.9</b>	<b>20.0</b>	<b>284.5</b>	<b>0.1</b>	<b>1.4</b>	<b>26.7</b>	<b>379.7</b>	<b>0.2</b>	<b>1.8</b>

**Tabla 7. 14: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2014.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	20.4	268.0	-	0.8	30.7	402.9	-	1.2	41.0	537.8	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.7	-	-	-	1.9	-	-	-	3.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.6	0.1	0.1	0.2	2.6	0.1	0.1	0.3	3.6	0.1	0.2
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	0.8	0.05	0.02	0.1	1.2	0.1	0.03	0.1	1.7	0.1	0.04
Ausentismo Laboral	0.2	2.5	-	-	0.2	2.5	-	-	0.2	2.5	-	-
Ausentismo Escolar	0.003	0.03	-	-	0.004	0.04	-	-	0.004	0.05	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>20.9</b>	<b>273.7</b>	<b>0.1</b>	<b>0.9</b>	<b>31.3</b>	<b>411.2</b>	<b>0.2</b>	<b>1.4</b>	<b>41.7</b>	<b>548.7</b>	<b>0.3</b>	<b>1.9</b>

**Tabla 7. 15: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2020.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	9.3	122.9	-	1.2	13.9	184.7	-	1.7	18.6	246.6	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.3	-	-	-	0.8	-	-	-	1.4	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	0.8	0.02	0.05	0.1	1.2	0.04	0.1	0.2	1.7	0.05	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.04	0.4	0.02	0.01	0.1	0.6	0.02	0.02	0.1	0.8	0.03	0.02
Ausentismo Laboral	0.1	1.1	-	-	0.1	1.1	-	-	0.1	1.1	-	-
Ausentismo Escolar	0.002	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>9.5</b>	<b>125.5</b>	<b>0.04</b>	<b>1.2</b>	<b>14.3</b>	<b>188.5</b>	<b>0.1</b>	<b>1.8</b>	<b>19.0</b>	<b>251.5</b>	<b>0.1</b>	<b>2.5</b>

**Tabla 7. 16: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2020.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	17.4	234.2	-	1.2	26.1	352.0	-	1.7	34.9	469.8	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.6	-	-	-	1.7	-	-	-	2.7	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.4	0.04	0.1	0.2	2.3	0.1	0.2	0.3	3.2	0.1	0.2
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	0.7	0.03	0.02	0.1	1.1	0.04	0.03	0.1	1.5	0.1	0.05
Ausentismo Laboral	0.2	2.2	-	-	0.2	2.2	-	-	0.2	2.2	-	-
Ausentismo Escolar	0.003	0.03	-	-	0.003	0.04	-	-	0.004	0.04	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>17.8</b>	<b>239.1</b>	<b>0.1</b>	<b>1.3</b>	<b>26.7</b>	<b>359.3</b>	<b>0.1</b>	<b>1.9</b>	<b>35.5</b>	<b>479.5</b>	<b>0.2</b>	<b>2.6</b>

**Tabla 7. 17: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2020.**

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>	MP	MP 2.5	NOx	SO <sub>2</sub>
Mortalidad	25.5	326.9	-	1.2	38.3	491.4	-	1.7	51.2	655.9	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.9	-	-	-	2.3	-	-	-	3.8	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.2	2.0	0.1	0.1	0.3	3.2	0.1	0.2	0.4	4.5	0.1	0.3
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	1.0	0.05	0.03	0.1	1.5	0.1	0.04	0.2	2.1	0.1	0.1
Ausentismo Laboral	0.3	3.1	-	-	0.3	3.1	-	-	0.3	3.1	-	-
Ausentismo Escolar	0.004	0.05	-	-	0.005	0.1	-	-	0.01	0.1	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>26.1</b>	<b>333.9</b>	<b>0.1</b>	<b>1.3</b>	<b>39.1</b>	<b>501.7</b>	<b>0.2</b>	<b>2.0</b>	<b>52.1</b>	<b>669.4</b>	<b>0.2</b>	<b>2.7</b>

### 7.3 Beneficios en Recursos Naturales

Al existir una norma de emisión de contaminantes atmosféricos para las Centrales Termoeléctricas, existirá un beneficio sobre los recursos naturales pues se reducirá la cantidad de materia particulada y gases que se depositarían en la vegetación. En Chile existen dos normas de calidad del aire secundaria, destinadas a proteger los recursos silvoagropecuarios. Una de ellas es el DS N° 185/1991 del Ministerio de Minería, que establece los valores máximos permisibles de concentraciones de  $SO_2$ , aplicable a todo el territorio de la República, sin embargo, con valores distintos para la zona norte y sur del país. La otra norma es el DS N° 4/1992 del Ministerio de Agricultura, el cual establece los valores máximos de material particulado sedimentable, el cual es aplicable sólo para la Cuenca del Huasco.

Por tal motivo, los beneficios de una norma de emisión de termoeléctricas sobre los recursos naturales, se estimaron a través de la reducción en las concentraciones de  $SO_2$ , y en la reducción en la depositación de materia particulada. Para esto último, se considero el material particulado primario y secundario (sulfatos y nitratos), generado fotoquímicamente a partir de las emisiones de  $SO_2$  y  $NO_2$ .

La Figura 7.13 muestra la distribución de usos de suelo para la zona norte, central, sur, y austral del país, desagregando por terrenos agrícolas, bosque nativo, plantación, praderas, renovales y cuerpos de agua.

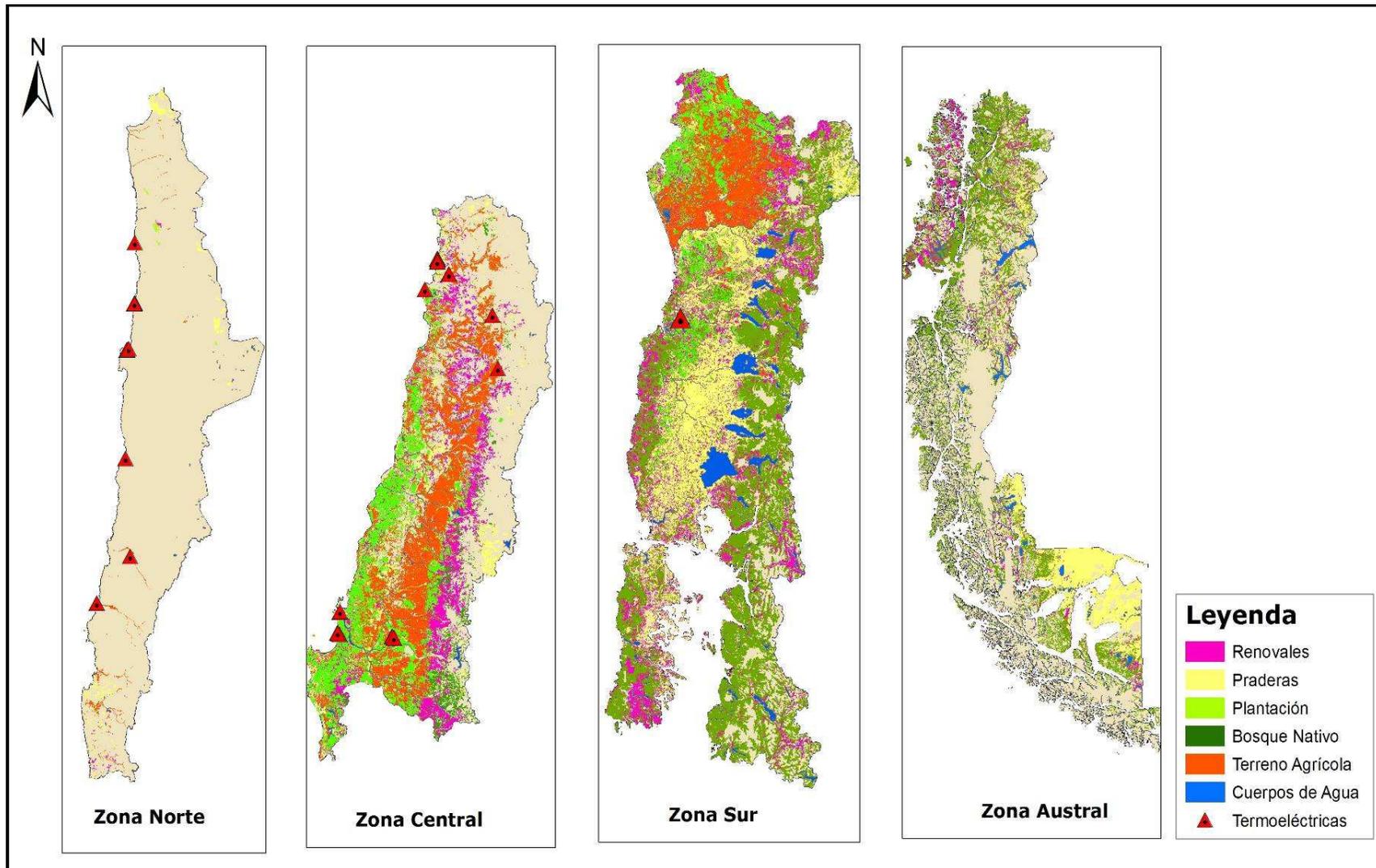
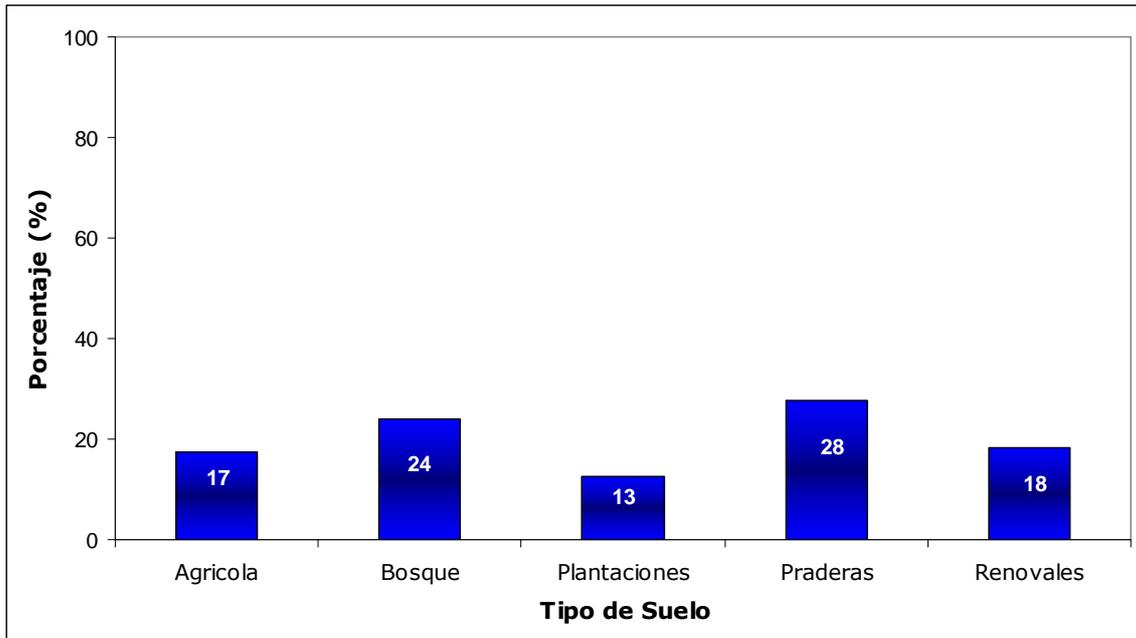


Figura 7. 13: Usos de Suelo por Zona del país.

A través de la cartografía de usos de suelo de Chile, se seleccionaron aquellas áreas con recursos naturales, desagregados en cinco grupos: Terrenos Agrícolas, Bosques, Plantaciones, Praderas, y Renovales. En total se consideraron 20,6 millones de Ha, desagregadas en 3,6 millones de Ha de Terrenos Agrícolas, 4,9 millones de Ha de Bosque Nativo, 2,6 millones de Ha de Plantaciones, 5,7 millones de Ha de Praderas, y 3,8 millones de Ha de Renovales. La Figura 7.14 muestra la distribución porcentual de suelos, y la Figura 7.15 desagrega los usos de suelo por zona del país.



**Figura 7. 14: Distribución de superficie por tipos de suelo.**

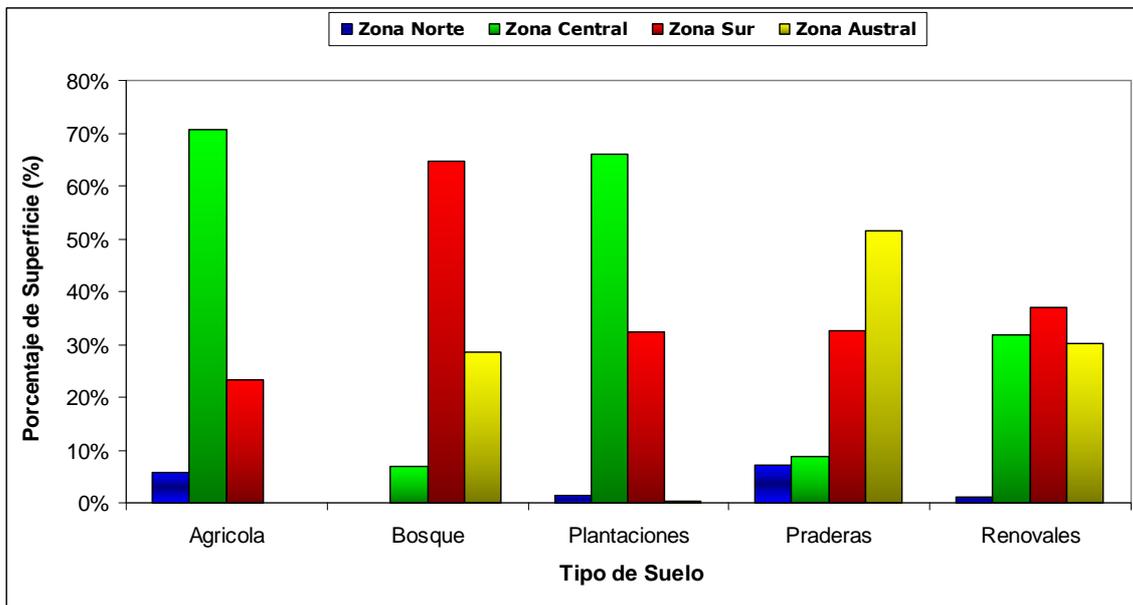


Figura 7.15: Distribución de superficie por tipos de suelo y zona.

### 7.3.1 Reducciones en las Concentraciones de SO<sub>2</sub>

Con el modelo CALMET/CALPUFF, se estimaron las concentraciones de SO<sub>2</sub> para los años 2014 y 2020, considerando el escenario Base proyectado (es decir, sin norma), así como los tres escenarios de norma de emisión.

Las Tablas 7.18 y 7.19 muestran el detalle de la concentración evitada de SO<sub>2</sub> (promedio y máxima) por tipo de uso de suelo y zona del país, para los años 2014 y 2020, respectivamente.

Los resultados indican que para todos los escenarios, y ambos cortes temporales, los mayores beneficios se obtienen en la zona central y norte del país, especialmente en las praderas de la zona central y en las plantaciones de la zona norte. Lo anterior, se debe a la gran cantidad de centrales ubicadas en la zona norte y centro del país.

Tabla 7.18: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) según escenario de norma de emisión, año 2014.

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO <sub>2</sub>			Concentración Evitada Máxima SO <sub>2</sub>		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Agrícola	208,309	6E-01	1E+00	1E+00	3E+00	5E+00	6E+00
	Bosque	194	5E-01	1E+00	1E+00	5E-01	1E+00	1E+00
	Plantaciones	33,433	1E+00	2E+00	2E+00	2E+00	3E+00	3E+00
	Praderas	413,938	3E-01	5E-01	6E-01	1E+00	2E+00	2E+00
	Renovales	38,440	6E-01	1E+00	1E+00	1E+00	2E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	7E-01	1E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO <sub>2</sub>			Concentración Evitada Máxima SO <sub>2</sub>		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	Bosque	341,669	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	7E+00
	Plantaciones	1,728,560	1E+00	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Praderas	498,499	1E+00	2E+00	3E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Renovales	1,207,135	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
Sur	Agrícola	839,957	1E-02	4E-02	7E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Bosque	3,199,207	3E-03	9E-03	1E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Plantaciones	843,067	1E-02	4E-02	7E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Praderas	1,867,616	4E-03	1E-02	2E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Renovales	1,397,750	6E-04	2E-02	3E-02	4E-01	1E-01	2E-01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Bosque	1,407,686	3E-04	9E-04	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03
	Plantaciones	7,836	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Praderas	2,967,492	1E-04	5E-04	8E-04	6E-04	2E-03	4E-03
	Renovales	1,144,900	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03

**Tabla 7. 19: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO<sub>2</sub> (µg/m<sup>3</sup>) según escenario de norma de emisión, año 2020.**

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO <sub>2</sub>			Concentración Evitada Máxima SO <sub>2</sub>		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Agrícola	208,309	6E-01	1E+00	1E+00	3E+00	5E+00	7E+00
	Bosque	194	5E-01	1E+00	1E+00	5E-01	1E+00	1E+00
	Plantaciones	33,433	8E-01	2E+00	2E+00	1E+00	3E+00	3E+00
	Praderas	413,938	3E-01	5E-01	6E-01	1E+00	2E+00	2E+00
	Renovales	38,440	6E-01	1E+00	1E+00	9E-01	2E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	7E-01	1E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Bosque	341,669	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Plantaciones	1,728,560	1E+00	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Praderas	498,499	1E+00	2E+00	3E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Renovales	1,207,135	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
Sur	Agrícola	839,957	1E-02	4E-02	7E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Bosque	3,199,207	3E-03	9E-03	1E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Plantaciones	843,067	1E-02	4E-02	7E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Praderas	1,867,616	4E-03	1E-02	2E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Renovales	1,397,750	6E-03	2E-02	3E-02	4E-02	1E-01	2E-01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Bosque	1,407,686	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03
	Plantaciones	7,836	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Praderas	2,967,492	1E-04	5E-04	8E-04	6E-04	2E-03	4E-03
	Renovales	1,144,900	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03

### 7.3.2 Depositación de Partículas

Aún cuando la sedimentación de partículas está normada sólo en la Cuenca del Huasco, de todas formas se reconoce que existe un daño sobre la vegetación y por tanto se estimó la depositación de materia particulada para todo el país, a fin de evaluar el beneficio de la norma de emisión de Centrales Termoeléctricas, en términos de la reducción de material particulado sedimentable sobre los recursos naturales.

Los resultados indican que el mayor beneficio sobre los recursos naturales se obtendría con el escenario 3 tanto para el año 2014 como para el 2020, por cuanto evitaría una depositación de 649 y 640 ton/año de materia particulada, respectivamente. El detalle de la depositación de materia particulada por tipo de uso de suelo y zona del país, se muestra en la Tabla 7.20.

**Tabla 7. 20: Reducción de depositación de PM10 (ton/año)  
según escenario de norma de emisión, años 2014 y 2020.**

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Año 2014			Año 2020		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Agrícola	208,309	4E+00	7E+00	8E+00	4E+00	6E+00	8E+00
	Bosque	194	4E-03	6E-03	8E-03	3E-03	5E-03	7E-03
	Plantaciones	33,433	1E+00	2E+00	2E+00	1E+00	2E+00	2E+00
	Praderas	413,938	7E+00	1E+01	1E+01	6E+00	1E+01	1E+01
	Renovales	38,440	9E-01	1E+00	2E+00	8E-01	1E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	4E+01	8E+01	1E+02	3E+01	8E+01	1E+02
	Bosque	341,669	3E+00	8E+00	1E+01	3E+00	7E+00	1E+01
	Plantaciones	1,728,560	7E+01	2E+02	3E+02	7E+01	2E+02	3E+02
	Praderas	498,499	9E+00	2E+01	3E+01	8E+00	2E+01	3E+01
	Renovales	1,207,135	2E+01	6E+01	9E+01	2E+01	5E+01	8E+01
Sur	Agrícola	839,957	4E+00	1E+01	2E+01	4E+00	1E+01	2E+01
	Bosque	3,199,207	3E+00	8E+00	1E+01	3E+00	8E+00	1E+01
	Plantaciones	843,067	5E+00	1E+01	2E+01	4E+00	1E+01	2E+01
	Praderas	1,867,616	3E+00	7E+00	1E+01	3E+00	6E+00	1E+01
	Renovales	1,397,750	3E+00	7E+00	1E+01	3E+00	7E+00	1E+01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	1E-03	2E-03	5E-04	1E-03	2E-03
	Bosque	1,407,686	1E-01	4E-01	6E-01	1E-01	4E-01	6E-01
	Plantaciones	7,836	1E-03	3E-03	5E-03	1E-03	3E-03	5E-03
	Praderas	2,967,492	1E-01	4E-01	7E-01	1E-01	4E-01	7E-01
	Renovales	1,144,900	1E-01	3E-01	5E-01	1E-01	3E-01	5E-01
<b>TOTAL</b>	<b>20,692,924</b>	<b>170</b>	<b>422</b>	<b>649</b>	<b>161</b>	<b>412</b>	<b>640</b>	

### 7.3.3 Depositación de Mercurio

Tal como se explicó en Capítulo 3, el mercurio liberado a la atmósfera tiene altos tiempos de residencia, pudiendo llegar a grandes distancias desde su fuente de emisión. El efecto más común de este contaminante, es a través de su transformación en metilo de mercurio (MeHg) en los cuerpos de agua, el cual es ingerido por peces, y de esta forma puede llegar a ser consumido por las personas afectando su sistema nervioso central. Para determinar la cantidad de mercurio depositado en los cuerpos de agua dulce en Chile, se modelaron las deposiciones de este contaminante a través del sistema CALMET/CALPUFF.

La evaluación del beneficio de la norma de emisión de mercurio para las Centrales Termoeléctricas, se realizó en términos de la reducción de mercurio sedimentable sobre los cuerpos de agua. La Figura 7.16 muestra la distribución espacial de las termoeléctricas y los cuerpos de agua para la zona norte, central, sur, y austral del país.

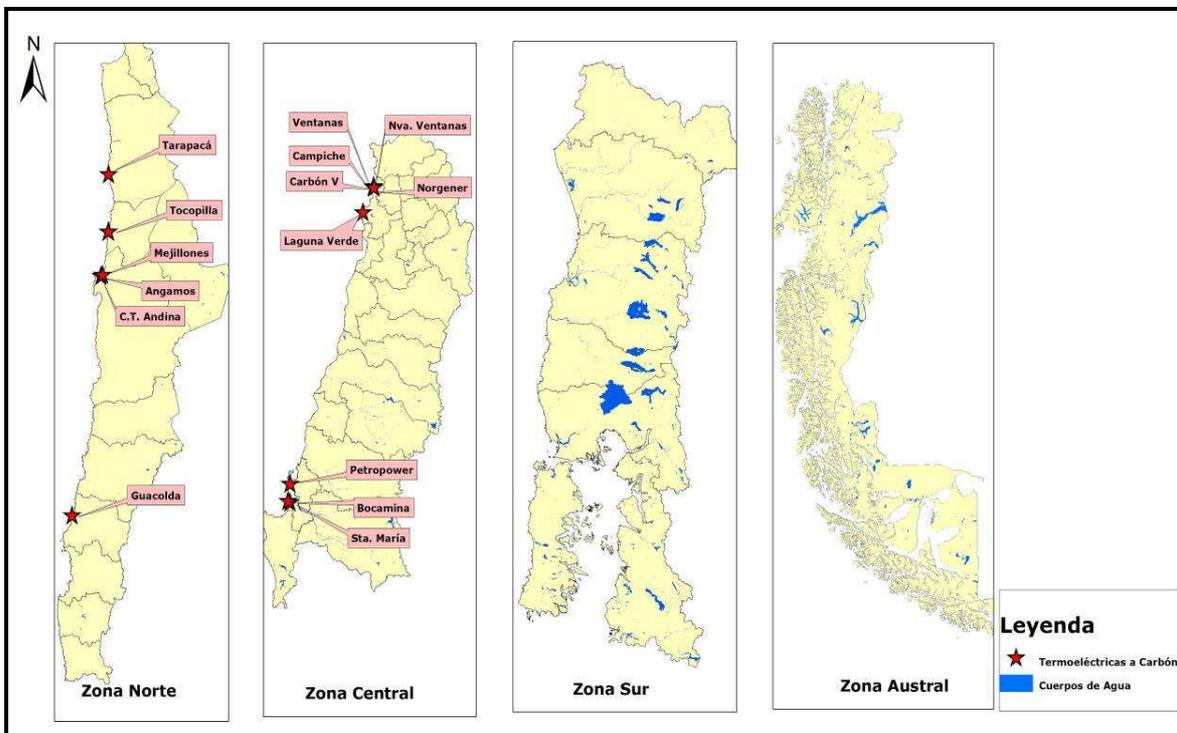


Figura 7. 16: Distribución de cuerpos de agua por Zona del país.

Las Tablas 7.21 y 7.22 muestran la depositación evitada de mercurio en los cuerpos de agua según zona del país, para los años 2014 y 2020 respectivamente. De ellas se desprende que para ambos cortes temporales los mayores beneficios por reducción de depositación de Hg en cuerpos de agua se obtendrían en la zona norte al considerar los escenarios 1 y 2, mientras que con el escenario 3 la zona central sería la que presenta los mayores beneficios.

**Tabla 7. 21: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2014.**

Zona	Área Há	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	27,923	32,7	44,1	50,8
Central	89,134	5,8	40,6	140,3
Sur	380,912	0,3	7,4	23,4
Austral	693,973	0,0	0,9	3,3
<b>Total País</b>	<b>1,191,942</b>	<b>38,9</b>	<b>92,9</b>	<b>217,8</b>

**Tabla 7. 22: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2020.**

Zona	Área Há	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	27,923	32,8	44,8	52,6
Central	89,134	6,0	41,2	142,0
Sur	380,912	0,5	7,8	24,2
Austral	693,973	0,0	0,9	3,3
<b>Total País</b>	<b>1,191,942</b>	<b>39,3</b>	<b>94,7</b>	<b>222,1</b>

## 7.4 Otros Beneficios

Existen muchos otros beneficios no cuantificables y/o no valorados, los cuales se describen cualitativamente en esta sección.

### Beneficios en Salud

Además de la valoración de los efectos en salud, debido a la reducción de casos de mortalidad y morbilidad cardio-respiratoria asociada a una reducción en las emisiones de gases y partículas producto de la norma de emisión para las termoeléctricas, existen otros beneficios en salud, debido a la reducción de metales, contenidos en el carbón y diesel.

El mercurio inorgánico liberado por la combustión del carbón y diesel, será transportado por el viento y finalmente se depositará en cuerpos de agua y suelos. En particular, el mercurio depositado en cuerpos de agua sufrirá transformaciones a mercurio orgánico (metilo de mercurio), el cual será ingerido por peces y otros organismos acuáticos. El consumo de pescado contaminado con metilo de mercurio (MeHg) es la principal fuente de exposición humana a este metal. Existen varios estudios (FAO, USEPA, Health Canada, UE) que indican dosis de referencia que aseguran una protección a la salud humana, cuyos rangos varían entre 0,1 a 0,4 µg de MeHg por Kg de peso corporal por día<sup>92</sup>. El MeHg es totalmente absorbido en la sangre y distribuidos a todos los tejidos, incluido el cerebro. También pasa fácilmente a través de la placenta al cerebro del feto. El MeHg es un neurotóxico que genera efectos adversos sobre el sistema nervioso central. Que se manifiestan entre otras cosas, por la reducción en el Coeficiente Intelectual de los niños. Existe un estudio que ha compilado una base de datos de efectos en salud debido a la exposición al mercurio<sup>93</sup>.

<sup>92</sup> Jozef Pcyna, et al. NILU 2008

<sup>93</sup> <http://drops.nilu.no>

En Joseph Spadaro y Ari Rabl<sup>94</sup>, estimaron el impacto global sobre la salud y sus costos, debido a las emisiones de mercurio, utilizando funciones de daño y valores monetarios asociados a una disminución del CI (US\$18000/CI), encontrando valores entre US\$78 y US\$344 por persona.

El níquel emitido por termoeléctricas puede sedimentar sobre la vegetación y cuerpos de agua. El níquel depositado en suelos es absorbido por la vegetación, que finalmente es ingerida por humanos y animales. El níquel depositado en aguas afecta el crecimiento de ciertas especies entre ellas las algas. Por tanto al disminuir las emisiones de níquel, se producirán importantes efectos positivos en salud humana y recursos naturales.

En un estudio realizado el año 2006 por el CENMA de la Universidad de Chile, para la Ilustre Municipalidad de Huasco<sup>95</sup>, demostró que las concentraciones de Níquel en los suelos eran en promedio, mayores en Huasco (15 mg/kg) que en Domeyko (12 mg/kg) y Cachiyuyo (6 mg/kg), y aún cuando el estudio concluye que no existen diferencias en las concentraciones de Níquel en la orina de los escolares en las distintas localidades, si se reconoce que en Huasco existe una incidencia de enfermedades respiratorias mayor al promedio país (RR=1.10).

### **Beneficios en Visibilidad**

Las partículas en la atmósfera reducen la visibilidad producto de la dispersión de la luz. Por tal motivo, una disminución de las concentraciones de partículas en el aire, en especial de la fracción fina (PM 2.5), implicará una mejor visibilidad generando beneficios al disminuir los riesgos asociados a accidentes automovilísticos, mejoras estéticas y por lo tanto externalidades positivas que se pueden traducir por ejemplo en un estímulo para el turismo.

### **Beneficios en Materiales**

En la actualidad, se presta cada vez más atención a los efectos que la contaminación tiene sobre los daños, en muchas ocasiones irreparables, sobre objetos y monumentos históricos, lo cual implica altas inversiones económicas para su mantención y/o restauración.

La acción de los contaminantes sobre los materiales puede manifestarse a través de:

- Sedimentación de partículas sobre superficies afectando su aspecto visual, como su composición.
- Los óxidos de azufre causan daños a los materiales principalmente producto de su acción corrosiva, acción que se ve favorecida en presencia de humedad. Es importante mencionar que los SOx generan alteraciones sobre materiales como el papel, fibras textiles, y sobre contactos eléctricos de sistemas eléctricos, esto último puede producir un mal funcionamiento por ejemplo del alumbrado público.
- Los NOx estropean y decoloran materiales de la industria textil.

En base a lo anterior, la norma de emisión puede significar beneficios con un alto valor estético, y evitar gastos económicos y costos de mantención.

---

<sup>94</sup> Risk Analysis, vol 28, No 3, 2008.

<sup>95</sup> Análisis de la exposición a Níquel en Huasco, CENMA 2006.

Por lo anterior, los beneficios estimados en este Capítulo sólo reflejan una parte que pudo ser cuantificada y valorada, entendiéndose como una cota inferior a los beneficios reales de contar con una norma de emisión para las termoeléctricas.

## 8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se realiza la evaluación económica para determinar los resultados netos de comparación entre los beneficios de la norma de termoeléctricas y los costos totales que tiene su aplicación, para cada uno de los escenarios analizados.

Los principales supuestos de la evaluación económica se presentan a continuación:

- Tasa de descuento social de 6% anual
- Vida útil de los equipos de control de abatimiento de 24 años
- Periodo de Evaluación de 20 años
- Cálculo de valor presente a Enero 2010
- Para efectos de la evaluación económica, desde el año 2021 en adelante se consideró la proyección estática de los valores de costos y beneficios

### 8.1 Escenarios Evaluados

#### 8.1.1 Resumen de Costos

Para la evaluación económica de los costos de los equipos de abatimiento se han anualizado los valores de inversión de acuerdo a la vida útil utilizada de 24 años a una tasa del 6%. En el siguiente cuadro se muestra el resultado de los costos de inversión anualizados y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento de los equipos de control.

**Tabla 8. 1: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$.**

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Esc1	-	-	-	15.28	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82
	Esc2	-	0.18	0.18	25.97	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25
	Esc3	-	0.86	0.86	36.55	103.44	103.51	103.51	103.81	103.83	103.89	103.92
Costos Fijos Anuales	Esc1	-	-	-	2.37	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98
	Esc2	-	0.01	0.01	4.05	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48
	Esc3	-	0.42	0.42	7.29	20.85	20.86	20.86	20.93	20.93	20.94	20.94
Costos del Sistema Eléctrico	Esc1	-	-	0.94	8.74	13.97	13.71	14.91	13.93	13.76	12.80	15.76
	Esc2	0.00	2.19	2.91	22.55	37.08	37.58	40.03	36.93	38.49	37.79	40.22
	Esc3	0.43	9.63	13.77	49.84	75.00	78.76	79.31	76.92	78.90	78.13	83.65
<b>Total Anual</b>	Esc1	-	-	<b>0.94</b>	<b>26.40</b>	<b>65.77</b>	<b>65.51</b>	<b>66.71</b>	<b>65.73</b>	<b>65.56</b>	<b>64.60</b>	<b>67.56</b>
	Esc2	<b>0.00</b>	<b>2.37</b>	<b>3.09</b>	<b>52.56</b>	<b>133.81</b>	<b>134.31</b>	<b>136.76</b>	<b>133.66</b>	<b>135.22</b>	<b>134.53</b>	<b>136.95</b>
	Esc3	<b>0.43</b>	<b>10.92</b>	<b>15.06</b>	<b>93.68</b>	<b>199.29</b>	<b>203.12</b>	<b>203.67</b>	<b>201.66</b>	<b>203.67</b>	<b>202.97</b>	<b>208.51</b>

### 8.1.2 Resumen de Beneficios

De acuerdo al análisis realizado en el Capítulo 7 del presente documento, donde se determinaron los beneficios en salud por la aplicación de los escenarios estudiados de norma de emisiones para los años 2014 y 2020, se tiene el siguiente cuadro resumen de beneficios según el valor mínimo, promedio y máximo determinados para su valorización.

**Tabla 8. 2: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$.**

Escenario	2014	2020	2014	2020	2014	2020
	min	min	promedio	promedio	max	max
Esc1	114	127	171	190	228	254
Esc2	190	240	286	361	382	482
Esc3	275	335	413	504	551	672

Para realizar la evaluación económica se realizó una interpolación lineal entre los resultados de beneficios de los años 2014 y 2020, utilizando la valorización promedio de los efectos en salud, de modo de obtener el flujo de beneficios entre los años 2015 y 2019.

**Tabla 8. 3: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$.**

Escenario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Esc1	171	174	177	180	184	187	190
Esc2	286	299	311	324	336	349	361
Esc3	413	428	443	458	473	489	504

### 8.1.3 Resultados de la Evaluación

De acuerdo a los resultados obtenidos en costos y beneficios, el siguiente cuadro entrega el VAN (Valor Actual Neto) a enero 2010, de la aplicación de la norma de emisión para cada escenario analizado, utilizando una tasa de 6% anual y un periodo de evaluación de 20 años.

**Tabla 8. 4: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 20 años).**

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	429	798	1,035
Costo Sistema Eléctrico	127	335	707
<b>Costo Total</b>	555	1,134	1,742
<b>Beneficio salud</b>	1,477	2,713	3,816
<b>VAN</b>	<b>922</b>	<b>1,579</b>	<b>2,075</b>

Del cuadro anterior, se observa que en el Escenario 1, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a 922 millones de US\$, por su parte, la aplicación del Escenario 2 entrega un resultado neto de 1,579 millones de US\$ y finalmente, el Escenario 3 obtiene un beneficio neto de 2,075 millones de US\$.

La utilización de distintos periodos en la evaluación económica nos entrega un detalle del potencial económico de la aplicación de la norma. Si consideramos la evaluación en un periodo de 11 años, 30 años y a perpetuidad se tienen los resultados presentados en los cuadros siguientes.

**Tabla 8. 5: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 11 años).**

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	243	452	588
Costo Sistema Eléctrico	70	191	407
<b>Costo Total</b>	313	643	994
<b>Beneficio salud</b>	795	1,418	2,011
<b>VAN</b>	<b>481</b>	<b>775</b>	<b>1,016</b>

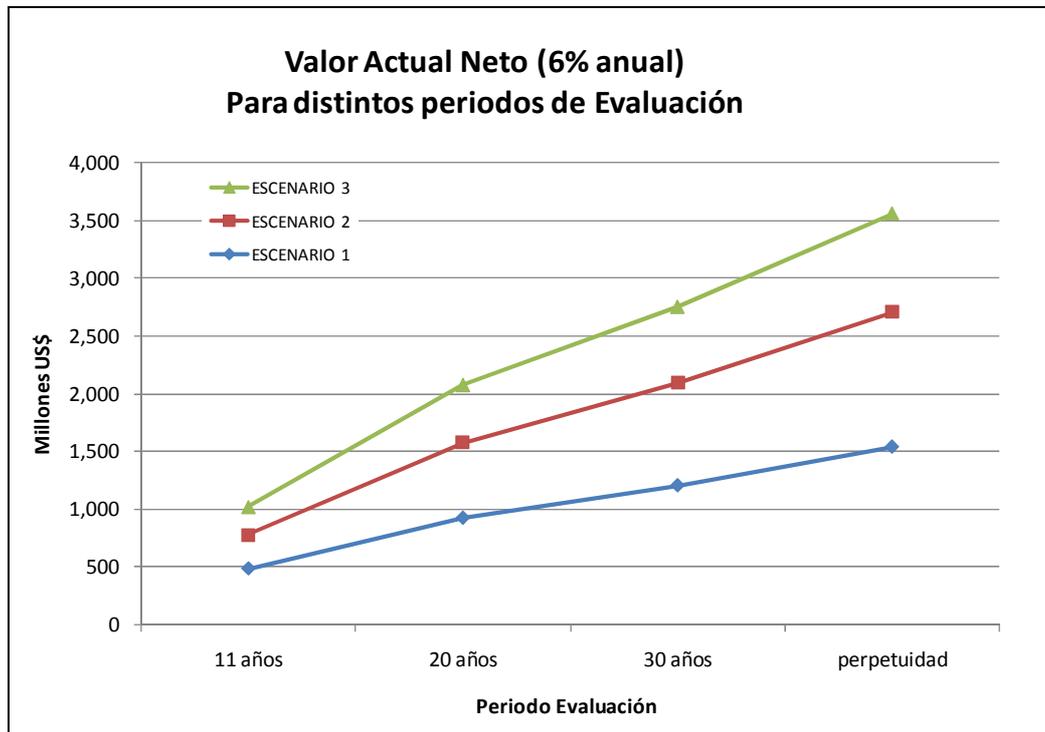
**Tabla 8. 6: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 30 años).**

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	548	1,020	1,322
Costo Sistema Eléctrico	163	428	899
<b>Costo Total</b>	710	1,448	2,220
<b>Beneficio salud</b>	1,914	3,542	4,972
<b>VAN</b>	<b>1,203</b>	<b>2,094</b>	<b>2,752</b>

**Tabla 8. 7: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Perpetuidad).**

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	689	1,285	1,664
Costo Sistema Eléctrico	206	538	1,128
<b>Costo Total</b>	895	1,823	2,791
<b>Beneficio salud</b>	2,435	4,531	6,352
<b>VAN</b>	<b>1,540</b>	<b>2,708</b>	<b>3,561</b>

En la figura siguiente se ilustra los resultados de Valor Actual Neto de la aplicación de la norma de emisión en cada escenario, según los periodos de evaluación calculados.



**Figura 8. 1: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación.**

De las figuras anteriores se puede concluir que la consideración de un aumento en los años de evaluación incrementa significativamente el valor de la aplicación de la norma de emisión en el país. Cabe mencionar que a partir del año 2020 se supone un congelamiento en el aumento del parque generador térmico y de los beneficios, sin embargo se debe considerar que dicha suposición implica una subestimación de los beneficios, debido a que la densidad de la población sí aumenta, por lo cual más personas se ven beneficiadas por la aplicación de la norma.

## 8.2 Combinación de Escenarios

Aún cuando se han evaluado tres escenarios de norma, es posible realizar combinaciones de ellos, y de esta forma determinar los beneficios y costos de dichas alternativas de norma. Es así como durante las discusiones con la contraparte técnica, se propusieron tres combinaciones de los escenarios originales, para los cuales se solicitó su evaluación. Estas combinaciones permiten generar los antecedentes para la definición del gradualismo de la norma, y la diferenciación de límites para fuentes nuevas y existentes.

Las combinaciones de los escenarios originales se presentan en las siguientes Tablas. Básicamente corresponden a tres alternativas de combinaciones de los escenarios 2 y 3 originales.

**Tabla 8. 8: Combinación 1.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	50	200	200	0,1	0,5	1
Líquido	50	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

**Tabla 8. 9: Combinación 2.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	50	400	400	0,1	0,5	1
Líquido	30	30	200		-	-
Gas Natural	-	-	80	-	-	-
Otros gases	-	200	80	-	-	-

**Tabla 8. 10: Combinación 3.**

Combustible	mg/m <sup>3</sup> N					
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Hg	Ni	V
Sólido	50	200	200	0,1	0,5	1
Líquido	30	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

### 8.2.1 Resumen de Costos de Combinaciones

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los costos correspondientes a cada combinación considerada.

**Tabla 8. 11: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$ (Combinaciones).**

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Comb1	-	0.83	0.83	35.86	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71
	Comb2	-	0.18	0.18	26.33	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43
	Comb3	-	0.83	0.83	36.22	102.90	102.96	102.96	103.26	103.29	103.35	103.37
Costos Fijos	Comb1	-	0.21	0.21	6.28	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69

Anuales	Comb2	-	0.01	0.01	4.08	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59
	Comb3	-	0.21	0.21	6.31	19.80	19.81	19.81	19.89	19.89	19.90	19.90
Costos del Sistema Eléctrico	Comb1	0.42	8.93	12.25	45.10	67.46	71.36	71.96	69.06	71.39	69.74	74.59
	Comb2	0.09	1.88	3.04	22.74	36.83	37.45	40.07	36.97	38.77	37.63	42.12
	Comb3	-	8.89	13.18	44.91	67.84	71.13	72.38	68.91	72.03	69.67	75.82
<b>Total Anual</b>	<b>Comb1</b>	<b>0.42</b>	<b>9.97</b>	<b>13.29</b>	<b>87.24</b>	<b>188.87</b>	<b>192.76</b>	<b>193.36</b>	<b>190.46</b>	<b>192.79</b>	<b>191.15</b>	<b>196.00</b>
	<b>Comb2</b>	<b>0.09</b>	<b>2.06</b>	<b>3.23</b>	<b>53.14</b>	<b>134.85</b>	<b>135.47</b>	<b>138.09</b>	<b>135.00</b>	<b>136.80</b>	<b>135.66</b>	<b>140.14</b>
	<b>Comb3</b>	<b>-</b>	<b>9.94</b>	<b>14.23</b>	<b>87.44</b>	<b>190.54</b>	<b>193.89</b>	<b>195.14</b>	<b>192.05</b>	<b>195.20</b>	<b>192.91</b>	<b>199.09</b>

### 8.2.1 Resumen de Beneficios de Combinaciones

El siguiente cuadro resume los beneficios de las distintas combinaciones según el valor mínimo, promedio y máximo determinados para su valorización.

**Tabla 8. 12: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$ (combinaciones).**

Combinación	2014	2020	2014	2020	2014	2020
	min	min	promedio	promedio	max	max
Comb1	275	335	413	504	551	672
Comb2	190	240	286	361	382	482
Comb3	275	335	413	504	551	672

Al igual que en la evaluación de los escenarios originales, se realizó una interpolación lineal entre los resultados de beneficios de los años 2014 y 2020, utilizando la valorización promedio de los efectos en salud, de modo de obtener el flujo de beneficios entre los años 2015 y 2019.

**Tabla 8. 13: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$ (combinaciones).**

Combinación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Comb1	413	428	443	458	473	489	504
Comb2	286	299	311	324	336	349	361
Comb3	413	428	443	458	473	489	504

### 8.2.2 Resultados de la Evaluación de Combinaciones

En las siguientes tablas se presentan los resultados de las evaluaciones de combinaciones considerando horizontes de tiempo de 11, 20 y 30 años junto con la evaluación a perpetuidad.

**Tabla 8. 14: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 20 años).**

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,007	809	1,021

Costo Sistema Eléctrico	634	343	640
<b>Costo Total</b>	1,641	1,152	1,661
<b>Beneficio salud</b>	3,816	2,713	3,816
<b>VAN</b>	<b>2,175</b>	<b>1,561</b>	<b>2,155</b>

Se puede observar que todas las tienen un beneficio neto positivo, llegando a 2,175 millones US\$ en la combinación 1.

**Tabla 8. 15: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 11 años).**

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	572	458	579
Costo Sistema Eléctrico	367	192	368
<b>Costo Total</b>	939	650	948
<b>Beneficio salud</b>	2,011	1,418	2,011
<b>VAN</b>	<b>1,072</b>	<b>768</b>	<b>1,063</b>

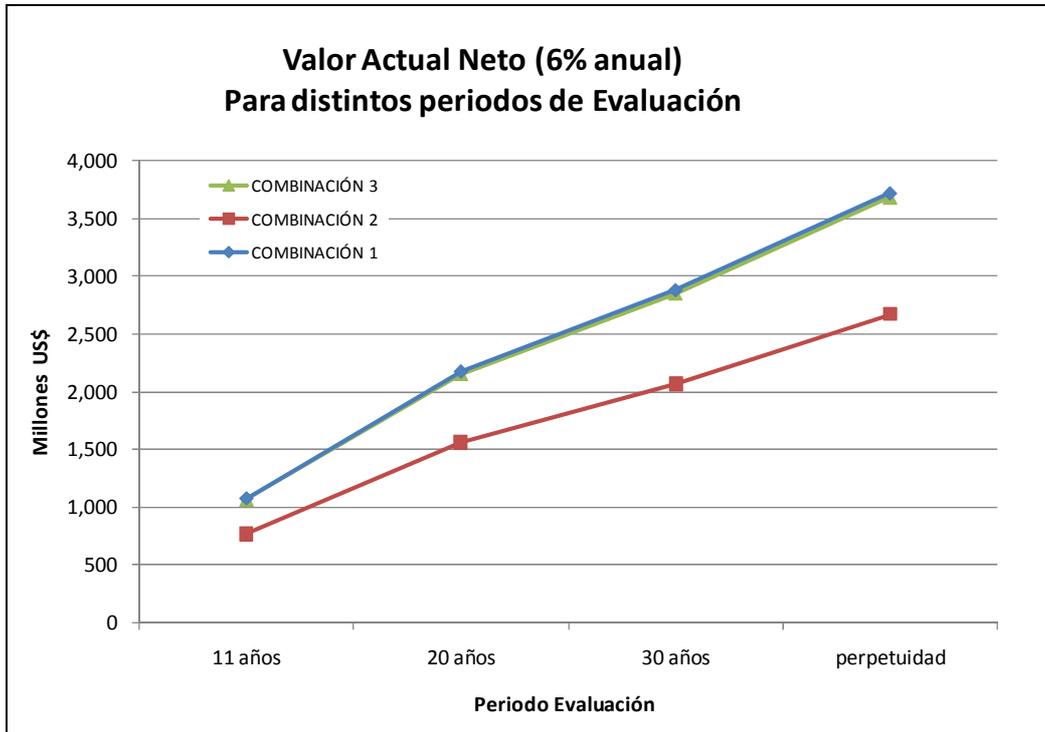
**Tabla 8. 16: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 30 años).**

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,286	1,034	1,304
Costo Sistema Eléctrico	805	440	814
<b>Costo Total</b>	2,091	1,474	2,118
<b>Beneficio salud</b>	4,972	3,542	4,972
<b>VAN</b>	<b>2,881</b>	<b>2,068</b>	<b>2,855</b>

**Tabla 8. 17: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Perpetuidad).**

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,618	1,302	1,641
Costo Sistema Eléctrico	1,009	555	1,021
<b>Costo Total</b>	2,627	1,857	2,663
<b>Beneficio salud</b>	6,352	4,531	6,352
<b>VAN</b>	<b>3,724</b>	<b>2,674</b>	<b>3,689</b>

En la figura siguiente se ilustra los resultados de Valor Actual Neto de la aplicación de la norma de emisión en cada combinación, según los periodos de evaluación calculados.



**Figura 8. 2: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación (Combinaciones).**

Del gráfico se obtiene que los beneficios netos de las combinaciones 1 y 3 son similares, y por otra parte que todas las combinaciones presentan un aumento en el VAN al considerar más años en la evaluación.

## 9 CONCLUSIONES

Este estudio ha evaluado los beneficios y los costos que implica el establecimiento de una norma de emisión para las termoeléctricas en Chile.

Con este fin se realizaron las siguientes tareas:

- Se caracterizó el parque termoeléctrico al año 2008 a través de una encuesta de emisiones al sector regulado y su posterior procesamiento y validación.
- Se proyectaron las emisiones al año 2014 y 2020 según el Plan de Obras de la CNE.
- Se revisaron las normas extranjeras y su evolución,
- Se visitaron varias unidades en Chile, y se tomó contacto con agencias internacionales, como el IFC del Banco Mundial, NILU de Noruega, y EPA de Estados Unidos.

A partir de todo este análisis se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas.

Para simular el comportamiento del mercado eléctrico se utilizó el modelo OSE2000, el cual simula el despacho económico a largo plazo. Además de ser utilizado por la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, es ampliamente usado por el sector privado a nivel nacional, como también ha sido la herramienta escogida para estudios internacionales como evaluar la factibilidad técnica y económica de la interconexión entre países de la comunidad andina, realizado por el PNUD. El modelo representa para ambos sistemas, la oferta existente y el plan de obras, la proyección de demanda por barra, el sistema de transmisión, la gestión óptima de embalses (en el SIC) y los precios de combustibles, considerando la correcta modelación de los convenios de riego de las cuencas del Maule y del Laja.

Para simular la relación emisión-calidad para la línea de base y las reducciones en cada escenario, se seleccionó el modelo CALMET-CALPUFF, el cual ha sido utilizado ampliamente a nivel nacional e internacional para evaluar a este tipo de fuente emisora. El modelo estima contaminantes primarios y secundarios, es aplicable en caso de terreno complejo e interfases de tierra-agua (la mayoría de las centrales termoeléctricas están ubicadas en la costa), incorpora la formación de aerosoles secundarios (MP2.5) producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Como entrada al modelo se utiliza la topografía, el uso de suelo, la meteorología tanto de superficie como de altura y las emisiones de cada fuente emisora. Para este estudio destaca la valiosa información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, que sirvió de entrada al modelo y para el análisis posterior de su aplicación, información que fue entregada por el propio sector de termoeléctricas a través de la encuesta que realizó el estudio. Como resultado de salida del modelo, se obtienen las concentraciones de MP10, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, MP2.5 y la depositación de MP, SO<sub>2</sub> y Hg.

El contar con una norma de emisión para termoeléctricas implicará reducir significativamente la cantidad de contaminantes emitidos directamente a la atmósfera. Es así como se espera una reducción de 14.000 ton/año de MP, 53.000 ton/año de NO<sub>x</sub>, y 118.000 ton/año de SO<sub>2</sub>.

Con la aplicación de la norma de emisión, se espera evitar 282 muertes por año por concepto de mejor calidad del aire (menores concentraciones de contaminantes), y se evitará la depositación de 640 ton/año de MP las cuales impactarían sobre terrenos agrícolas, plantaciones, bosques, praderas, y renovales del país. Se evitará además, la depositación de 222 mg/año de mercurio sobre cuerpos de agua dulce, lo cual traerá un beneficio indirecto en la cadena trófica, debido a la bioacumulación del mercurio en peces principalmente.

En términos monetarios, la reducción de mortalidad y morbilidad, implicará un beneficio (costo evitado) de hasta 672 millones de dólares al año.

Para las unidades existentes que operan con combustibles sólidos, no será necesario invertir en nuevos equipos para el control del MP, debido a que la mayoría (12 de 13) ya cuenta con algún sistema de control. Por tanto se requerirá alguna mantención o reacondicionamiento menor.

Para el control del SO<sub>2</sub> se deberá invertir en tecnología que es estándar para este tipo de fuente.

Para lograr los niveles norma para emisión de metales, no será necesario contar con un equipo específico, sino que las reducciones requeridas se lograrán como un co-beneficio (beneficio indirecto) al controlar las emisiones de MP y gases.

Con respecto a los efectos que podría suponer la aplicación de la norma de emisiones sobre las tarifas de clientes regulados y libres se tiene lo siguiente:

Para los primeros, es necesario considerar que, dada la actual estructura de contratos que regirán a partir del año 2010, los clientes regulados poseen tarifas definidas que no son afectadas por los aumentos de costos que implicará la norma. Esto se debe a los procesos de licitaciones llevados a cabo en el periodo 2006-2009, que dieron como resultado asegurar la contratación de la energía de clientes regulados por periodos de entre 10 a 15 años. Como consecuencia directa, hasta los próximos procesos de licitación que deberían iniciarse el año 2018, los costos asociados a equipos de abatimiento no afectarán a la tarifa de tales clientes. Tales tarifas se encuentran en general indexadas a insumos de generación (carbón, gas natural, petróleo diesel, etc.) y al índice de precios de Estados Unidos (CPI).

Por otra parte, los procesos de licitación de clientes regulados ya incluyen como información de mercado los costos asociados a equipos de abatimiento (inversión, mantención, operación, etc.). Esto se debe a que el precio techo de dichas licitaciones definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) incorporan dichos costos de inversión. La CNE incluye los costos asociados a sistemas de abatimiento, para las centrales futuras consideradas en el Plan de Obras, desde la fijación de precio de Nudo de Octubre del año 2004.

Para los clientes libres, la señal dada por el sector regulado, a través del proceso de licitaciones, influye directamente en la definición de los contratos con los generadores, por ende, dichos contratos incorporan la información relacionada con los costos asociados a los sistemas de abatimiento.

Otra conclusión es que la aplicación de la norma, en ninguno de sus escenarios implica riesgo alguno en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados. Como condición de operación del sistema, la instalación de equipos de abatimiento debe ser coordinada en los programas de

mantenimiento de las centrales eléctricas. Las entidades encargadas de tal tarea, son los Centros de Despacho Económico de Carga (o CDECs) respectivos: El CDEC-SIC para el Sistema Interconectado Central, y el CDEC-SING, para el Sistema Interconectado del Norte Grande. Entre otras funciones deben supervisar en forma eficiente cada uno de estos programas de forma de que se puedan instalar los equipos de control de emisiones dentro del periodo exigido por la norma. En caso de ocurrir eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad del abastecimiento del sistema, tienen la obligación de reprogramar los mantenimientos, de forma de lograr el costo mínimo para el sistema eléctrico en cuestión.

El costo marginal de largo plazo, como señal de mercado, desde el año 2004 incorpora los costos asociados a equipos de abatimiento, lo que implica que tanto las centrales nuevas como existentes obtienen ingresos por venta de energía adecuados para financiar la inversión en dichos equipos. En el caso de las centrales existentes, estos ingresos adicionales deberían ser suficientes para financiar los costos asociados a equipos de abatimiento, en caso contrario la central estaría tecnológicamente obsoleta, debiendo ser sustituida por nueva oferta de energía. El costo marginal de largo plazo se adecuará a esta nueva situación de forma de garantizar una rentabilidad de mercado tanto para las centrales futuras como las existentes.

Finalmente, todos los escenarios analizados presentan beneficios netos positivos, donde el escenario 3 entrega el mayor valor actual neto, el cual asciende a 2,075 millones de US\$ en un horizonte de 20 años. Por su parte, los costos totales de ese período (inversión – 1,035 millones de US\$ y operación – 707 millones de US\$), alcanzarían a los 1,742 millones de US\$.