

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO  
DE LA APLICACIÓN DE UNA NORMA DE EMISIÓN  
PARA TERMOELÉCTRICAS**

**INFORME FINAL**

**ESTUDIO DESARROLLADO POR:  
+MG MEDIOAMBIENTE | GESTIÓN  
EN ASOCIACIÓN CON  
LUIS A. CIFUENTES PHD.**

**MARZO 2010**



## Equipo de Consultores

### LAC

Luis Abdón Cifuentes (*luisabdoncifuentes@gmail.com*)

Cristóbal De La Maza (*cdelamaza@ing.puc.cl*)

Francisco J. Donoso (*fodonoso@uc.cl*)

### +MG Medioambiente | Gestión

Sergio García O. (*sgarcia@masmg.cl*)

Viviana Flores Peters (*vflores@masmg.cl*)

Loreto Madrid F (*lmadrid@masmg.cl*)

## ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE UNA NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS

### CONTENIDOS

<b><u>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</u></b>	<b><u>1</u></b>
<b><u>CAPÍTULO 2. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO.....</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b>1 BASE DE DATOS DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO NACIONAL .....</b>	<b>3</b>
1.1 ESTRUCTURA DE LA BASE DE DATOS .....	3
1.2 CONTENIDOS DE LA BASE DE DATOS .....	4
<b>2 ANÁLISIS DEL PARQUE .....</b>	<b>6</b>
2.1 PARQUE INSTALADO.....	10
2.2 PARQUE PROYECTADO.....	14
<b>3 SISTEMAS DE ABATIMIENTO INSTALADOS .....</b>	<b>16</b>
3.1 TIPOS DE SISTEMAS INSTALADOS.....	17
3.2 POTENCIAL DE ABATIMIENTO .....	22
<b><u>CAPÍTULO 3. ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES .....</u></b>	<b><u>24</u></b>
<b>1 SELECCIÓN DE REFERENCIAS REGULATORIAS .....</b>	<b>24</b>
<b>2 NORMATIVA DE EMISIONES DE ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.....</b>	<b>25</b>
2.1 HISTORIAL DE LA NORMATIVA .....	25
2.2 ENFOQUE NORMATIVO .....	26
2.3 LÍMITES DE EMISIÓN PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A VAPOR .....	27
2.4 LÍMITES DE EMISIÓN PARA TURBINAS A GAS ESTACIONARIAS.....	29
<b>3 NORMATIVA DE EMISIONES DE LA UNIÓN EUROPEA .....</b>	<b>29</b>
3.1 HISTORIAL DE LA REGULACIÓN .....	29
3.2 ENFOQUE Y DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVA VIGENTE.....	30
3.3 PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA FUENTES EXISTENTES .....	31
3.4 LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES “EXISTENTES” Y “NUEVAS” .....	32
3.5 LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES “NUEVAS-NUEVAS” .....	33
<b>4 LÍMITES DE EMISIÓN RECOMENDADOS POR EL BANCO MUNDIAL .....</b>	<b>33</b>
<b>5 REVISIÓN DE CRITERIOS GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS NORMAS .....</b>	<b>34</b>
5.1 GENERALIDADES.....	34
5.2 CRITERIOS GENERALES.....	35
<b><u>CAPÍTULO 4. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS REGULATORIOS .....</u></b>	<b><u>38</u></b>
<b>1 ESCENARIOS DE REFERENCIA EVALUADOS .....</b>	<b>38</b>

1.1	ESCENARIO BANCO MUNDIAL .....	38
1.2	NORMA DE LA UNIÓN EUROPEA .....	39
2	ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DEL BENEFICIO SOCIAL.....	41
3	ESCENARIOS REGULATORIOS DEFINIDOS POR LA AUTORIDAD AMBIENTAL .....	41
<b><u>CAPÍTULO 5. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.....</u></b>		<b>43</b>
1	ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS .....	43
1.1	EFFECTOS EN LA SALUD HUMANA.....	44
1.2	EFFECTOS EN LA AGRICULTURA .....	64
1.3	BENEFICIOS (DAÑOS) MARGINALES POR REDUCCIÓN DE CONTAMINANTES .....	67
2	ESTIMACIÓN DE COSTOS .....	74
2.1	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ABATIMIENTO .....	75
2.2	CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE ABATIMIENTO.....	77
2.3	CÁLCULO DE CURVAS DE COSTOS-EFICIENCIA DE ABATIMIENTO.....	80
2.4	COSTO DE LA NORMATIVA .....	85
<b><u>CAPÍTULO 6. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE ESCENARIOS.....</u></b>		<b>88</b>
1	DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE EMISIÓN SOCIALMENTE ÓPTIMOS Y PROPUESTA DE NORMA .....	88
2	DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE EMISIÓN NORMA PROPUESTA.....	97
3	REDUCCIÓN DE EMISIONES SEGÚN NORMA .....	98
3.1	DEFINICIÓN DEL CASO BASE.....	98
3.2	EFICIENCIA ADICIONAL EXIGIDA POR CADA ESCENARIO DE NORMA .....	101
3.3	REDUCCIÓN DE EMISIONES.....	106
4	RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS .....	107
4.1	RESULTADOS DE COSTOS.....	107
4.2	ANÁLISIS DE COSTOS POR PROPIETARIO .....	115
5	EVALUACIÓN DE BENEFICIOS .....	116
6	INDICADORES ECONÓMICOS.....	119
<b><u>CAPÍTULO 7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE DAÑOS MARGINALES.....</u></b>		<b>126</b>
1.1	ANÁLISIS APEEP .....	128
1.2	RESUMEN DE DAÑOS MARGINALES .....	132
1.3	EVALUACIÓN DE LAS NORMAS CON DAÑOS ANALIZADOS.....	133
<b><u>CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</u></b>		<b>135</b>
1	ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD.....	135
2	NORMA ALTERNATIVA CON BENEFICIOS POR TRANSPORTE Y OZONO .....	137
3	SENSIBILIDAD DE OTROS PARÁMETROS .....	138
<b><u>CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DE CASO ZONA DE VENTANAS.....</u></b>		<b>140</b>

<b>CAPÍTULO 10. DISCUSIONES Y CONCLUSIONES .....</b>	<b>145</b>
<b>1 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>145</b>
1.1 REGULACIONES INTERNACIONALES DE EMISIONES.....	145
1.2 ENFOQUE DE LAS NORMAS DE EMISIÓN .....	146
1.3 SOBRE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	149
1.4 SOBRE LOS CONTAMINANTES REGULADOS .....	149
1.5 SOBRE LOS IMPACTOS EVALUADOS .....	150
1.6 BENEFICIOS NO CUANTIFICADOS .....	151
1.7 SOBRE LAS NORMAS EVALUADAS.....	152
1.8 SOBRE LA EVALUACIÓN SOCIAL.....	154
1.9 SOBRE LAS LIMITACIONES DE ESTE ESTUDIO Y EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	155
<b>2 CONCLUSIONES FINALES .....</b>	<b>157</b>
<b>CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>158</b>
<b>CAPÍTULO 12. ANEXOS .....</b>	<b>160</b>

#### LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A</b>	<b>BASE DE DATOS DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>RESUMEN DE NORMATIVA DE EMISIONES DE TERMOELÉCTRICAS</b>
<b>ANEXO C</b>	<b>FACTOR DE AJUSTE DE RETROFIT POR CENTRAL</b>

#### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Configuración de la Base de datos del parque termoeléctrico.....	4
Tabla 2 Número de unidades generadoras en los sistemas SING y SIC.....	8
Tabla 3 Resumen de características del parque existente.....	17
Tabla 4 Resumen de Límites recomendados por el Banco Mundial para Centrales termoeléctricas.....	34
Tabla 5 Resumen de criterios de segmentación de las normas EEUU y UE y límites de emisión recomendados por Banco Mundial.....	36
Tabla 6 Escenario simplificado de Límites recomendados por el Banco Mundial para Centrales termoeléctricas .....	38
Tabla 7 Normativa Europea para SO <sub>2</sub> .....	39
Tabla 8 Normativa Europea para NO <sub>x</sub> .....	40
Tabla 9 Normativa Europea para PM.....	41
Tabla 10 Anteproyecto de CONAMA (mg/Nm <sup>3</sup> ).....	41
Tabla 11 Efectos en la salud que han sido relacionados con la contaminación atmosférica .....	45

Tabla 12 Efectos en la salud cuantificables relacionados con la contaminación atmosférica.....	48
Tabla 13 Impactos en Salud considerados en el Estudio.....	50
Tabla 14 Reducción de casos por millón de personas por ug/m <sup>3</sup> de PM <sub>2.5</sub> reducido.....	53
Tabla 15 Efectos en la salud valorizables relacionados con la contaminación atmosférica .....	54
Tabla 16 Beneficios unitarios 2009 (2009 US\$/Persona * ug/m <sup>3</sup> PM <sub>2.5</sub> ) .....	57
Tabla 17 Beneficios no Cuantificados ni valorizados en el Estudio .....	58
Tabla 18 Fracción de PM <sub>2.5</sub> emitido por combustible.....	61
Tabla 19 Tasas de oxidación de SO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> considerados por escenario (%/h) .....	62
Tabla 20 Tasas de oxidación de SO <sub>2</sub> (%/h) .....	62
Tabla 21 Tasas de oxidación de SO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> considerados por escenario (%/h).....	63
Tabla 22 Especies agrícolas afectadas por SO <sub>2</sub> y O <sub>3</sub> .....	64
Tabla 23 Datos de producción y precio de las especies .....	67
Tabla 24 Beneficios unitarios por reducción de emisiones (USD 2009/Ton).....	68
Tabla 25 Medidas de abatimiento PM consideradas en el estudio .....	75
Tabla 26 Medidas de abatimiento SO <sub>2</sub> consideradas en el estudio.....	76
Tabla 27 Medidas de abatimiento NO <sub>x</sub> consideradas en el estudio .....	77
Tabla 28 Configuraciones evaluadas por nivel de abatimiento.....	79
Tabla 29 Datos de medidas de abatimiento de NO <sub>x</sub> .....	80
Tabla 30 Datos de medidas de abatimiento de PM .....	81
Tabla 31 Datos de medidas de abatimiento de SO <sub>2</sub> .....	81
Tabla 32 corrección de emisiones respecto de O <sub>2</sub> .....	88
Tabla 33 Norma Óptima: niveles que maximizan el beneficio neto nacional .....	96
Tabla 34 Norma Propuesta.....	97
Tabla 35 Criterios para definir la norma Propuesta.....	97
Tabla 36 Eficiencia base por chimenea para cada contaminante.....	99
Tabla 37 Reducción porcentual requerida según normas analizados (%) – NO <sub>x</sub> .....	102
Tabla 38 Reducción porcentual requerida según normas analizados (%) – PM.....	103
Tabla 39 Reducción porcentual requerida según norma (%) – SO <sub>2</sub> .....	104
Tabla 40 Emisiones Base considerando fuentes nuevas sin ninguna medida de abatimiento (ton/año) .....	106
Tabla 41 Reducción de emisiones según escenario de norma (ton/año).....	106
Tabla 42 Reducción de emisiones por escenario de norma y contaminante (% del total).....	106

Tabla 43 Valor presente de costos totales por chimenea y escenarios de norma (Millones USD) .....	107
Tabla 44 Costos de inversión por chimenea y escenarios de norma al 2020 (Millones USD).....	109
Tabla 45 Costos de operación y mantención por chimenea y escenarios de norma 2020 (Millones USD/año).....	111
Tabla 46 Costos de pérdida de potencia firme y generación por chimenea y escenarios de norma – 2020 (Millones USD/año) .....	112
Tabla 47 Detalle de Costos por tipo y sistema, según escenarios de norma (Valor Presente, MUSD). 114	
Tabla 48 Valor presente de los costos totales por propietario de central y normativa (Millones USD) 115	
Tabla 49 Valor presente de beneficios por chimenea y escenarios de norma (Millones USD) .....	117
Tabla 50 Valor presente de beneficios y costos de los escenarios evaluados (Millones USD, percentil 50 e IC del 95% entre paréntesis).....	119
Tabla 51 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos por contaminante (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales) .....	120
Tabla 52 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos de escenarios evaluados por Sistema (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales) .....	121
Tabla 53 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos según estado de las chimeneas (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales) .....	122
Tabla 54 Valor presente de beneficios netos por contaminante, grupo y escenarios de norma (Millones USD).....	123
Tabla 55 Valor presente de beneficios netos por chimenea y escenarios de norma (Millones USD) ...	124
Tabla 56 VSL considerados por estudio y factor de ajuste (USD/ton).....	128
Tabla 57 Promedio daños EMGA-LAC y APEEP por contaminante (USD/ton) .....	131
Tabla 58 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton).....	132
Tabla 59 Propuesta de Norma Escenario con beneficios por Transporte y Ozono.....	138
Tabla 60 Estadígrafos ajuste cúbico curva de costos de Generación Eléctrica de Ventanas.....	141
Tabla 61 Reducción exigida de cada sector de la zona de Ventanas según el principio de equimarginalidad (ug/m3) y costos totales (MUSD/año) .....	143
Tabla 62 Propuesta de Norma considerando beneficios mayores, y su comparación con propuesta base. ....	156

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Capacidad instalada según sistema interconectado. ....	7
Figura 2 Capacidad de generación del parque termoelectrico instalado y proyectado.....	8

Figura 3 Distribución de la capacidad nominal del parque instalado y proyectado por década. ....	9
Figura 4 Distribución de la capacidad nominal del parque instalado según tecnología de combustión. .	10
Figura 5 Utilización de combustibles en el parque existente.....	11
Figura 6 Distribución de la capacidad nominal del parque existente según clase de combustible.....	12
Figura 7 Distribución del parque instalado de acuerdo al tamaño. ....	13
Figura 8 Distribución del parque instalado de acuerdo al tamaño según combustibles. ....	14
Figura 9 Distribución de la capacidad nominal del parque proyectado según tecnología de combustión. .....	15
Figura 10 Utilización de combustibles en el parque proyectado. ....	16
Figura 11 Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Material Particulado .....	18
Figura 12 Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de Material Particulado .....	19
Figura 13 Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Dióxido de Azufre.....	19
Figura 14 Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de Dióxido de Azufre.20	
Figura 15 Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Óxidos de Nitrógeno .....	21
Figura 16 Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de óxidos de Nitrógeno .....	22
Figura 17 Línea base de emisiones considerando restricciones del SEIA en centrales con RCA aprobado y plan de obras .....	23
Figura 18 Generación eléctrica de Estados Unidos (2002) y de la Unión Europea (2006) .....	24
Figura 19 Esquema Metodológico del análisis.....	43
Figura 20 Radio de influencia de 100 km de las centrales termoeléctricas en Chile.....	60
Figura 21 Distribución de tamaño material particulado por combustible.....	61
Figura 22 Distribución de probabilidades triangular NOx.....	64
Figura 23 Cambio relativo del rendimiento o “yield” de producción ante variaciones de [SO <sub>2</sub> ] (%) .....	66
Figura 24 Beneficios unitarios por reducción de PM <sub>2.5</sub> (USD 2009/Ton).....	71
Figura 25 Beneficios unitarios por reducción de NOx (USD 2009/Ton) .....	72
Figura 26 Beneficios unitarios por reducción de SO <sub>2</sub> (USD 2009/Ton).....	73
Figura 27 Curva de costos de inversión PM (USD/KWh) vs Eficiencia (%) .....	82
Figura 28 Curva de costos de inversión NOx (USD/KWh) vs Eficiencia (%) .....	83
Figura 29 Curva de costos de inversión SO <sub>2</sub> (USD/KWh) vs Eficiencia (%) .....	83

Figura 30 Costo adicional de cumplimiento de la norma .....	86
Figura 31 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: PM - Sólido,.....	89
Figura 32 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: PM - Líquido .....	90
Figura 33 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Sólido .....	91
Figura 34 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Líquido .....	92
Figura 35 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Gas .....	93
Figura 36 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: SO <sub>2</sub> - Sólido .....	94
Figura 37 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: SO <sub>2</sub> - Líquido.....	95
Figura 38 Determinación de Norma Óptima SO <sub>2</sub> - TV FO (Millones USD) .....	96
Figura 39 VP de costos totales Propuesta de norma por propietario (MUSD) .....	116
Figura 40 VP de costos totales Anteproyecto de norma por propietario (MUSD).....	116
Figura 41 Valor presente de beneficios y costos escenarios evaluados (Millones USD) .....	120
Figura 42 CFA para SO <sub>2</sub> estudios APEEP y EMGA-LAC (propio) según altura efectiva .....	129
Figura 43 CFA para NOx estudios APEEP y EMGA-LAC (propio) según altura efectiva.....	130
Figura 44 CFA para PM <sub>2.5</sub> estudios APEEP y EMGA-LAC según altura efectiva.....	131
Figura 45 Costos y Beneficios por norma y contaminante con beneficios ajustado según (Levy, 2009) .....	134
Figura 46 Costos y Beneficios por norma y contaminante con beneficios ajustado según (APEEP, 2006) .....	134
Figura 47 VP Costos y Beneficios por escenario normativo 2010-2020 (MUSD) .....	136
Figura 48 VP Beneficio Neto por escenario normativo 2010-2020 (MUSD) .....	137
Figura 49 Sensibilidad VP de Beneficio, Neto Norma Óptimo y con respecto a la tasa de descuento (Millones USD 2009) .....	139
Figura 50 Costos totales del sector Generación Eléctrica de la zona de ventanas y curva de ajuste cúbico .....	141
Figura 51 Costo marginal por sector emisor, zona de Ventanas (MUSD/año ug/m <sup>3</sup> ) .....	142
Figura 52 Costo total por sector emisor, zona de Ventanas (MUSD/año ug/m <sup>3</sup> ).....	144
Figura 53 Valor presente de beneficios y costos escenarios evaluados (Millones USD) .....	155

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la autoridad ambiental se encuentra elaborando una nueva regulación para limitar las emisiones atmosféricas de las centrales termoeléctricas. De acuerdo al desarrollo del proceso regulatorio, la autoridad ha publicado recientemente un Anteproyecto de norma de emisiones, en el cual indica que regulará las emisiones tanto de las centrales nuevas como de las existentes. Considerando la operación interconectada del sistema eléctrico chileno, esta nueva regulación ambiental impondría una necesidad de adaptación al sistema existente que requiere ser analizada en profundidad.

El presente documento corresponde al informe final del estudio “Análisis Técnico-Económico de la Aplicación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas”, que incluye el análisis costo beneficio de la norma de emisiones para centrales termoeléctricas propuesta por la autoridad ambiental. Este informe presenta una revisión de los enfoques regulatorios existentes en EEUU, la Unión Europea y el Banco Mundial, la caracterización del parque a regular, el detalle la metodología de evaluación costo beneficio empleada, la construcción de escenarios de regulación y los resultados de su evaluación social.

Como objetivo general, el presente estudio se propuso determinar los niveles de emisión que maximizan el beneficio neto social mediante una evaluación de costos y beneficios, comparándolo con una serie de escenarios regulatorios de emisiones atmosféricas para centrales termoeléctricas, para lo cual se consideraron los siguientes aspectos:

- Justificar los contaminantes a regular y fuentes a ser reguladas y estimar los correspondientes potenciales de reducción de emisiones y sus costos, entre otros aspectos.
- Evaluar económica y socialmente, para el sector regulado y la población afectada, distintos escenarios normativos considerando la sensibilidad respecto a los valores de norma y el óptimo del beneficio social.
- Examinar las consecuencias privadas y sociales de los escenarios normativos propuestos.

Desde el punto de vista metodológico, el estudio se desarrolló sobre la base dos herramientas principales: una base de datos con información acabada del parque termoeléctrico existente y proyectado y un modelo de análisis costo beneficio que permitió evaluar distintos escenarios normativos. La aplicación de este modelo permitió, además, determinar el escenario de norma que maximiza el beneficio social. Para la elaboración de la base de datos se utilizó información base generada por la CNE y el CDEC, la cual fue complementada con información de proyectos nuevos y existentes disponible a través del Sistema de Evaluación de Impacto ambiental (Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental), así como también de estudios previos realizados por la autoridad ambiental y de energía. Como referencia de costos y eficiencias de medidas y sistemas de mitigación de emisiones se utilizó información de la USA EPA disponible en la base de datos Air Control Net.

El presente estudio ha sido financiado por las empresas eléctricas AES Gener S.A., Norgener

S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. Las opiniones y análisis contenidos a lo largo de este trabajo sólo compromete a sus autores: la empresa consultora +MG Medio Ambiente y Gestión y al académico e investigador Luis A. Cifuentes, especialista Sénior en Evaluación Costo-Beneficio de regulaciones ambientales.

Se adjuntan como anexos a este informe la información utilizada y generada en archivos MS Excel.

## CAPÍTULO 2. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO

Para la definición de una norma que regule las emisiones del parque termoeléctrico nacional se requiere de un conocimiento acabado de sus características generales y singulares. Para esto, se construyó una base de datos de información que permitiera realizar un análisis del parque existente y proyectado, a fin de construir y evaluar distintos escenarios normativos. La Base de Datos del estudio fue construida a partir de las fuentes de información disponible en la Comisión Nacional de Energía y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. También se consultaron las bases de datos del CDEC SING y CDEC-SIC:

### 1 BASE DE DATOS DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO NACIONAL

La información utilizada para llevar a cabo los distintos análisis del presente estudio se encuentra contenida en la Base de Datos adjunta en el Anexo A.

La base de datos se ha construido a partir de información de las siguientes instituciones públicas y privadas:

- [Comisión Nacional de Energía \(CNE\)](#),
- [Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central \(CDEC-SIC\)](#)
- [Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande \(CDEC-SING\)](#)
- [Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental \(SEIA\)](#)
- Estudios desarrollados para la elaboración de la norma de emisiones de Termoeléctricas por CONAMA.

En cuanto a capacidad instalada y niveles de actividad se consultó las bases de datos de la CNE y de ambos CDEC, por otro lado la información relativa a las unidades que aún no se encuentran en operación y que cuentan con RCA favorable fue extraída desde los respectivos expedientes contenidos en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y, por último, se han recopilado antecedentes de estudios realizados por la autoridad ambiental (CONAMA) y la Comisión Nacional de Energía. La validación de la información de la base de datos fue realizada en conjunto con los Departamentos de Ingeniería de AES Gener S.A y Guacolda S.A.

#### 1.1 ESTRUCTURA DE LA BASE DE DATOS

Dada la cantidad de información requerida para el análisis, se dividió la información en cinco categorías:

**Tabla 1 Configuración de la Base de datos del parque termoeléctrico**

Categoría	Base de Datos
Características de las Unidades	BD_Unidades
Características de los Combustibles	BD_Combustibles
Tecnologías de abatimiento de contaminantes	BD_Abatimiento
Costo y eficiencia de las tecnologías de abatimiento	BD_Costos Abatimiento
Generación del parque termoeléctrico	BD_Generación

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se detalla el contenido de estas bases de datos y las fuentes de información utilizadas para su construcción

## 1.2 CONTENIDOS DE LA BASE DE DATOS

### 1.2.1 Base de Datos Unidades

Esta base de datos contiene las principales características de operación de las unidades: ubicación geográfica, potencia, combustibles utilizados, año de puesta en marcha, etc. Los datos contenidos en esta base de datos fueron recogidos desde los últimos documentos de Capacidad de generación instalada en el país disponible en la Comisión Nacional de Energía. Para aquellas unidades que aún no se encuentran operativas, la información fue obtenida desde su expediente en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

### 1.2.2 Base de Datos combustibles

Esta Base de Datos contiene las características de los diferentes combustibles utilizados por las diferentes unidades de generación en operación y los que serán utilizados por aquellas unidades en construcción o que cuenten con Resolución de Calificación Ambiental favorable. Esta información fue complementada con información proporcionada por las áreas de Ingeniería de AES Gener y Guacolda para sus centrales.

### 1.2.3 Base de datos Emisiones

Los datos de la emisión de contaminantes generada por cada unidad que se presentan en la Base de Datos son, principalmente, aquellos declarados por las diferentes empresas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y que se encuentran disponibles en la página web de dicho sistema. Dado que la puesta en marcha de varias unidades del Parque Termoeléctrico se

llevó a cabo antes de que se promulgara la Ley de Bases del Medio Ambiente, muchos de estos datos no se encuentran disponibles en dicho portal; en estos casos se revisaron también en el SEIA los proyectos de ampliación o modificación que involucran a centrales existentes para recopilar esta información.

La información de las centrales pertenecientes a AES Gener S.A y sus filiales, y a la Empresa Eléctrica Guacolda S.A fue proporcionada por sus respectivos Equipos de Ingeniería.

Por último, las emisiones de centrales para las que no se logró obtener información oficial, fueron estimadas mediante factores de emisión o de información generada en el estudio realizado por GAMMA para la Comisión Nacional de energía (CNE) en el 2007.

Construida esta base de datos se compararon sus resultados en términos globales por contaminante con la base de datos que elaboró la autoridad Ambiental en su estudio (Kas&Geoaire 2009). Si bien en el caso del Material Particulado en términos globales tenían el mismo orden de magnitud, finalmente se optó por usar los factores de emisión que CONAMA reportó en el AGIES de manera que los análisis tuviesen una línea de base comparable.

#### **1.2.4 Base de Datos Abatimiento**

En cada unidad del parque termoeléctrico se identificaron los sistemas de abatimiento para cada contaminante a normar, ya sea  $PM_{10}$ ,  $SO_2$  y  $NO_2$ .

En el caso de las unidades que han sido evaluadas por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, los datos relativos a tecnologías de abatimiento fueron obtenidos del expediente público de dicho sistema.

La información de las centrales pertenecientes a AES Gener S.A y sus filiales, y a la Empresa Eléctrica Guacolda S.A fue proporcionada por sus respectivos Equipos de Ingeniería.

Por último, los sistemas de abatimiento de centrales para las que no se logró obtener información oficial, se obtuvieron del estudio realizado por GAMMA para la CNE.

#### **1.2.5 Base de datos Costos de Abatimiento**

Dada la gran variedad de tecnologías de abatimiento existentes para  $PM_{10}$ ,  $SO_2$  y  $NO_x$  se elaboró una base de datos individual con la eficiencia, costos de inversión, y costos de operación y mantención para cada tecnología de reducción de emisiones existente en el mercado.

Estos valores fueron obtenidos a partir de la base de datos utilizada por la aplicación AirControlNet, desarrollada por EPA como herramienta de análisis de estrategias de control de la contaminación del aire con el propósito de apoyar a la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos en el análisis de las Normas y Políticas relativas a la contaminación atmosférica. La base de datos de esta aplicación contiene el detalle de las tecnologías de control

e información de costos para la reducción de emisiones desde fuentes presentes en el Inventario Nacional de Emisiones de la EPA.

Adicionalmente, se incluyeron datos referenciales de inversiones realizadas por AES Gener y Guacolda en sus centrales. Por último en menor medida, se incluyeron datos referenciales de estudios económicos específicos de sistemas de abatimiento, los cuales se indican en la base de datos.

### 1.2.6 Base de datos Generación

Con el fin de analizar el nivel real de emisiones del parque termoeléctrico se creó una base de datos con la generación eléctrica de cada unidad operativa.

La información relativa a la generación del Parque Termoeléctrico fue obtenida a partir de la Base de Datos de Generación bruta <sup>1</sup>del SIC y SING elaborada por la Comisión Nacional de Energía, que contiene la generación diaria de cada unidad en ambos sistemas y que se encuentra disponible en la página web de la institución.

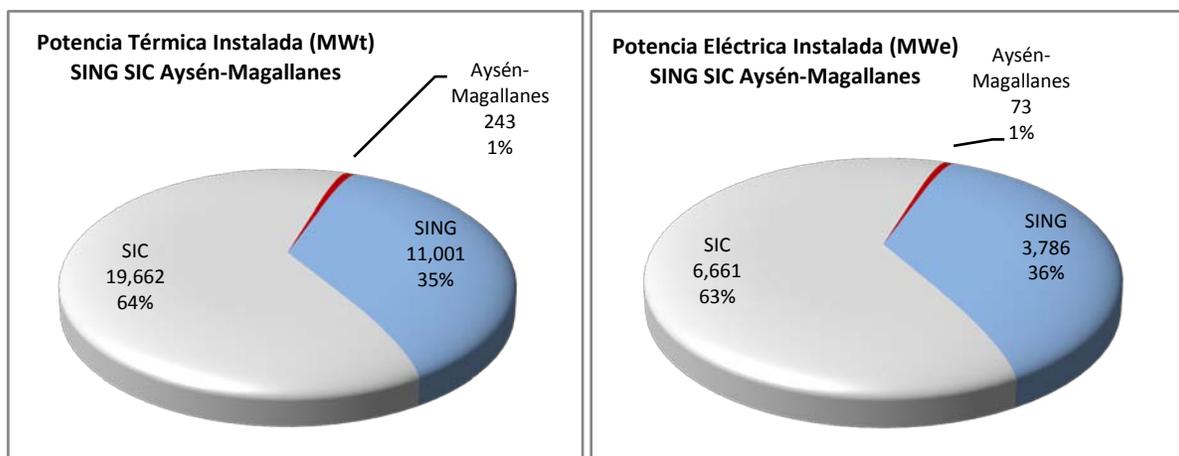
## 2 ANÁLISIS DEL PARQUE

Si bien en una primera instancia la base de datos construida abordó todos los sistemas interconectados del país, como se puede apreciar en los gráficos incluidos en la Figura 1, los sistemas SING y SIC representan el 99% de la capacidad instalada del parque termoeléctrico nacional. Debido a esto, se concentraron los esfuerzos en construir una base de datos que incluyera a la mayor cantidad de información de centrales que entregan energía al SING y SIC, sin que eso haya implicado no incluir a las centrales de los Sistemas de Magallanes y de Aysén las cuales presentan características diferentes al promedio del parque.

---

<sup>1</sup> [http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06\\_Estadisticas/energia/Electricidad.html](http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html)

Figura 1 Capacidad instalada según sistema interconectado.



Fuente: Elaboración propia.

Un criterio utilizado, tanto como condición de aplicación de la norma como de nivel de corte a normar, es la potencia térmica nominal de la unidad de generación. Por este motivo el análisis del parque termoeléctrico se realizará considerando ambas potencias: *térmica*, referida a la energía calórica producida por la quema de un combustible y la *eléctrica* referida a la energía eléctrica generada en la turbina, dado que ésta última es la unidad comúnmente utilizada para caracterizar el parque.

La utilización de la potencia térmica posibilita asociar una central con un nivel y tipo de emisiones debido a su directa relación con la cantidad y clase de combustible utilizado en la generación. Además, la presentación de ambas potencias permite inferir el nivel de eficiencia asociado a las unidades generadoras.

En primer lugar, se analizó el estado de las centrales, identificando 4 categorías: Existentes, En Construcción, Con Resolución de Calificación Ambiental y Sin Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

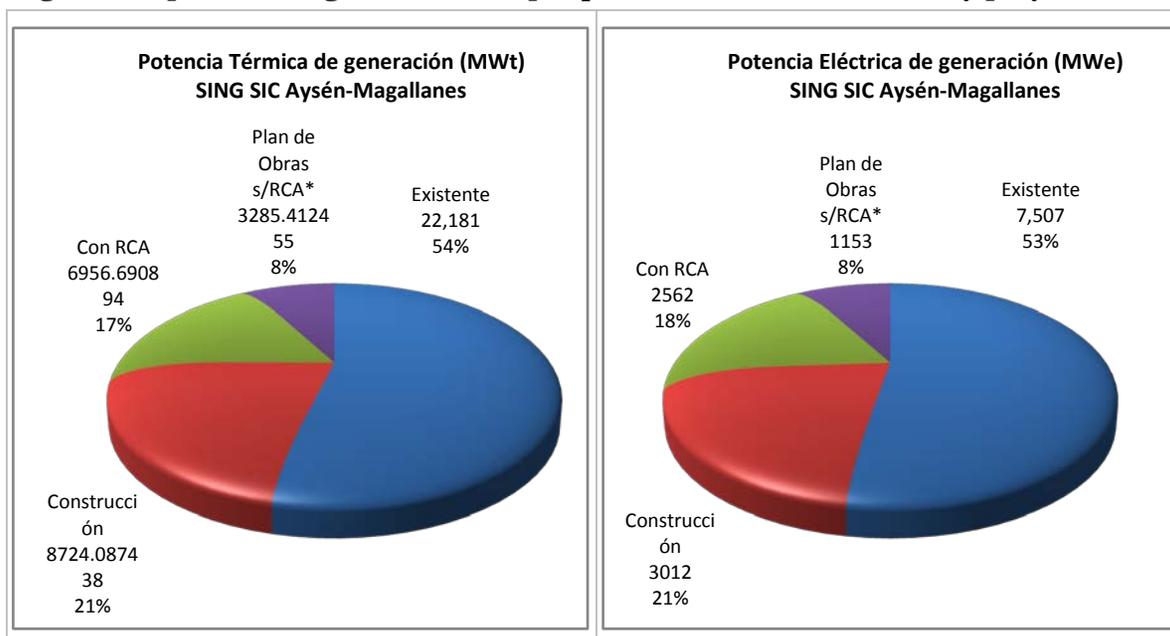
- Existentes: centrales que actualmente se encuentran instaladas y operativas.
- En construcción: centrales que poseen RCA favorable y han comenzado sus obras de construcción.
- Con RCA: centrales que poseen la RCA favorable, pero aún no han comenzado a materializarse.
- Plan de obras sin RCA: proyectos de centrales termoeléctricas que figuran en el Plan de Obras definido por la CNE y que no han terminado su proceso de evaluación ambiental, o bien no lo han iniciado.

A partir de las categorías antes señaladas, se ha considerado como *parque instalado* a las centrales que pertenecen a las categorías existentes y en construcción, y como *parque proyectado* a aquellas

centrales y proyectos que se encuentran en las categorías con RCA y Plan de Obras sin RCA. Es importante destacar que las unidades consideradas como Plan de obras sin RCA fueron consideradas sólo en esta parte del estudio, por carecer de información relevante para ser incluidas en la evaluación costo-beneficio (sin localización y sin definición de emisiones).

En los siguientes gráficos se presenta la capacidad de generación expresada en potencia térmica y potencia eléctrica para el parque termoeléctrico nacional instalado y proyectado según las categorías mencionadas anteriormente.

**Figura 2 Capacidad de generación del parque termoeléctrico instalado y proyectado.**



Nota: \* Según el listado del Plan de Obras del SIC y SING elaborado por la CNE.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al número de unidades generadoras que componen la totalidad del parque instalado y proyectado para los sistemas SING y SIC, a continuación se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 2 Número de unidades generadoras en los sistemas SING y SIC**

Estado	Número de Unidades			
	SING	SIC	A-M	Total
Existentes	20	52	8	80
En construcción	4	8	0	12
Con RCA	2	6	0	8
Plan de Obras sin RCA*	0	10	0	10

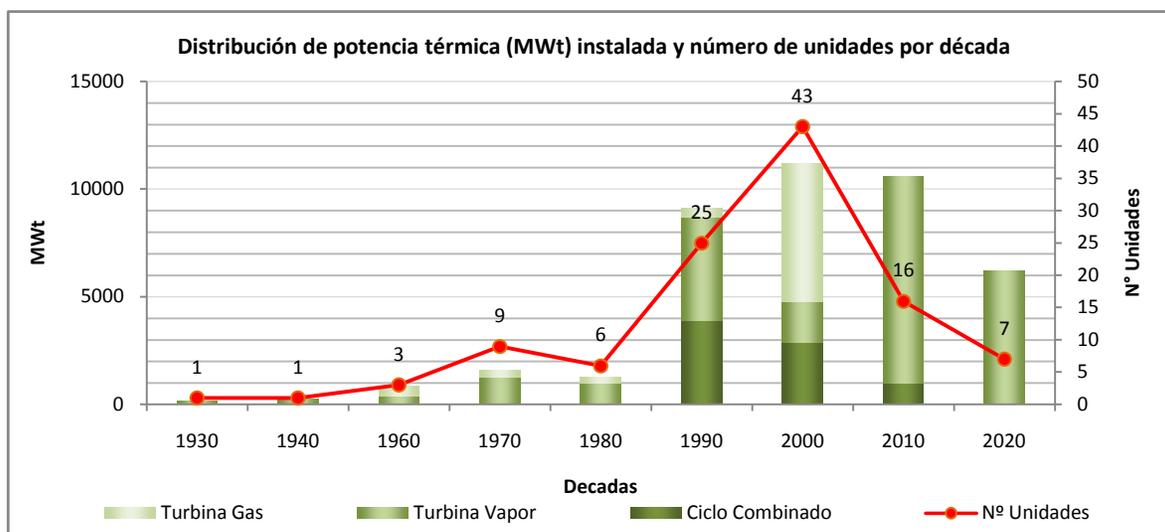
Nota: \* Según el listado del Plan de Obras del SIC y SING elaborado por la CNE.

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente se consideró la evolución de la capacidad del parque instalado y proyectado en el tiempo, para lo cual se realizó un análisis por década de entrada en operación, incluyéndose las centrales y proyectos estimados para las décadas 2010 y 2020.

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de la capacidad nominal del parque instalado y proyectado por antigüedad de las centrales, expresada como potencia térmica, en donde se observan los cambios en la tecnología de combustión en el tiempo. En efecto, durante la primera mitad del siglo XX sólo se construyeron dos centrales, ambas con turbina a vapor como tecnología. Esta situación comienza a cambiar a partir de la década del sesenta, donde comienzan a introducirse como tecnología las turbinas a gas, aunque las turbinas a vapor continúan siendo las predominantes. Durante la década del noventa se producen cambios significativos tanto en el número de unidades como en la potencia instalada, por cuanto se instalaron la mayor cantidad de unidades consideradas para ese siglo (25 unidades), equivalente a 9.000 MWt; del mismo modo, si bien continua siendo importante el número de unidades con turbinas a vapor como tecnología, también irrumpen de forma importante las unidades de ciclo combinado, que representaron cerca del 40% de la potencia instalada para dicha época; las turbinas a gas en ciclo abierto tienen escasa participación en este periodo.

**Figura 3 Distribución de la capacidad nominal del parque instalado y proyectado por década.**



Fuente: Elaboración propia.

Continuando con la tendencia de los años noventa, en la primera década del siglo XXI se produce nuevamente un aumento tanto en la cantidad de unidades, 43 en total, como en la potencia generada, la que llega a los 11.000 MWt. Respecto a la tecnología empleada, destaca el claro predominio de las turbinas a gas en ciclo abierto por sobre las de vapor y unidades de ciclo combinado.

En el caso del parque proyectado (parte de la década del 2010 y década del 2020), es posible visualizar una clara vuelta a las unidades con tecnología de turbinas a vapor, donde las de gas y

ciclo combinado son casi inexistentes.

En este análisis, se dejaron fuera 12 unidades de generación que actualmente no se encuentran operativas, de estas centrales 4 dejaron de funcionar en la década de 1990 y 8 no presentan operación en la década del 2000.

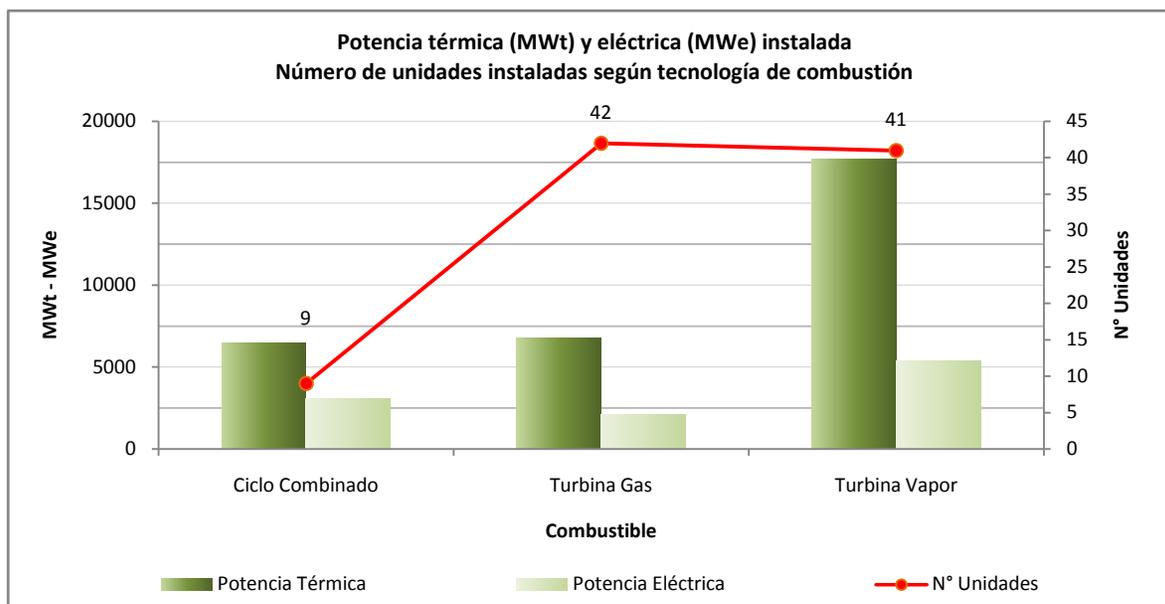
## 2.1 PARQUE INSTALADO

El parque termoeléctrico instalado, que incluye las centrales existentes y en construcción, se presenta con características heterogéneas considerando la gran variedad de tamaños (capacidad nominal instalada), tecnología y combustibles. De este modo, para estudiar sus principales características, así como singularidades, se examinó el parque de acuerdo a los siguientes criterios: tecnología empleada para la combustión, combustibles empleados y capacidad nominal.

En relación a la tecnología utilizada para la combustión, es posible establecer que si bien se tienen 9 unidades con tecnología de ciclo combinado, éstas representan la misma capacidad nominal que las unidades con turbinas a gas, equivalente a 42 unidades (ver Figura 4). Lo anterior se debe a que los ciclos combinados presentan eficiencias mayores y son plantas de no más de 20 años de antigüedad.

Por su parte, las 41 unidades con turbina a vapor del parque instalado presentan una capacidad nominal significativamente mayor respecto a las otras tecnologías consideradas.

**Figura 4 Distribución de la capacidad nominal del parque instalado según tecnología de combustión.**



Fuente: Elaboración propia.

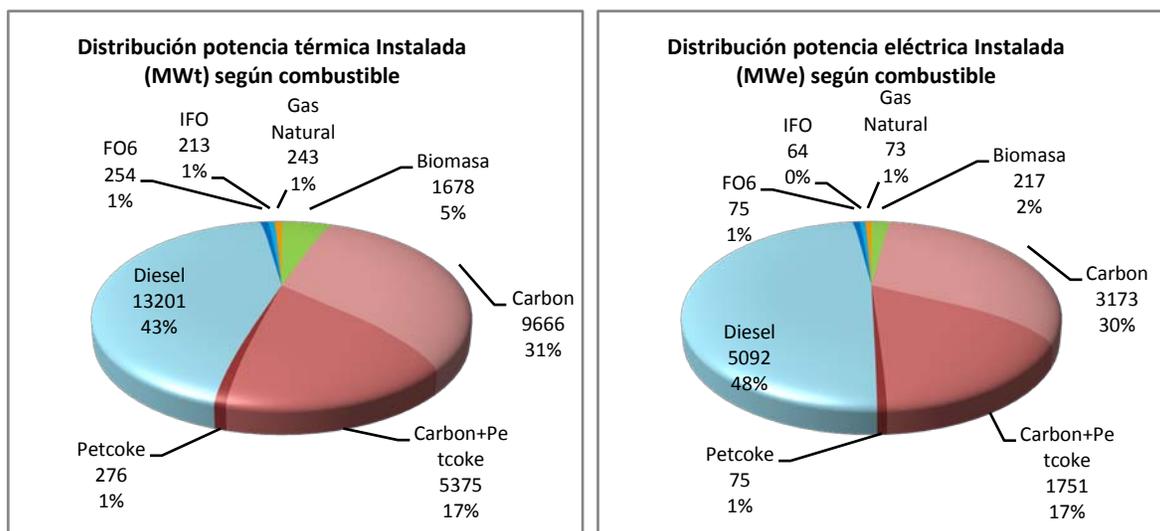
En cuanto a la eficiencia asociada a cada tecnología, el parque presenta el comportamiento esperado mostrando que los ciclos combinados poseen mayor eficiencia que las turbinas a vapor. Pese a esto y como se mencionaba anteriormente, la tecnología con mayor presencia en el país corresponde a las turbinas de vapor.

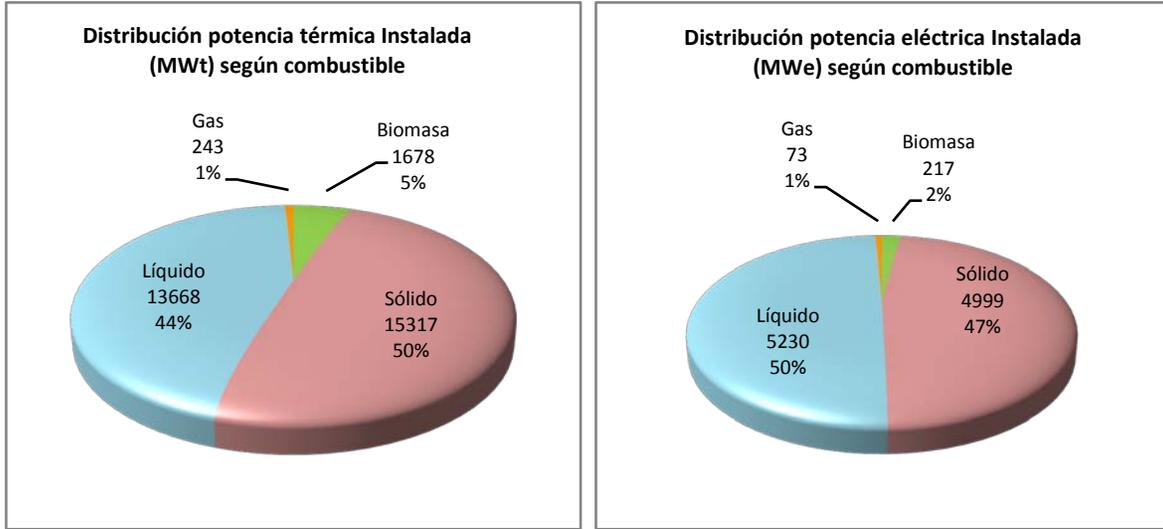
Respecto a la utilización de los diferentes tipos de combustibles presentes en el mercado, se debe indicar que los análisis de combustibles se han realizado para un escenario sin Gas Natural, considerándose el combustible utilizado actualmente en forma permanente, es decir, en el caso de las centrales que utilizaban gas natural se ha considerado el combustible líquido declarado como respaldo, a excepción de las centrales que pertenecen al sistema Aysén-Magallanes.

En la Figura 5 se aprecia que el parque instalado emplea mayoritariamente diesel (43%), carbón (31%) y mezclas de carbón y Petcoke (17%). La biomasa y clases de petróleo pesado representan menos del 10% del combustible utilizado por el total parque instalado (ver Figura 5 izquierda).

Para facilitar el análisis, se agruparon los combustibles en 3 categorías: sólidos (carbón y mezclas de carbón y petcoke), líquidos (diesel, FO e IFO) y biomasa. De acuerdo a la Figura 5 derecha, es posible apreciar que la utilización de combustibles sólidos es similar a la de combustibles líquidos.

**Figura 5 Utilización de combustibles en el parque existente.**

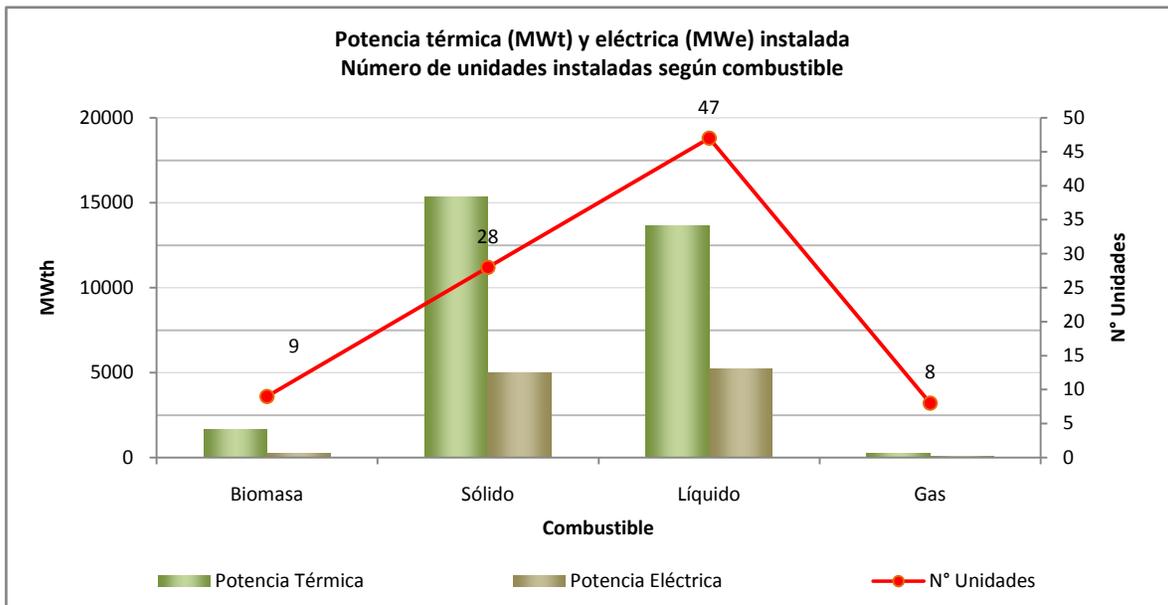




Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente gráfico se presenta un análisis más detallado de la distribución de la capacidad nominal del parque instalado de acuerdo a la clase de combustible utilizado, donde es posible apreciar que los combustibles líquidos son utilizados en unidades generadoras con tecnología más eficientes a diferencia de los combustibles sólidos y biomasa que pueden ser empleados solamente en turbinas de vapor.

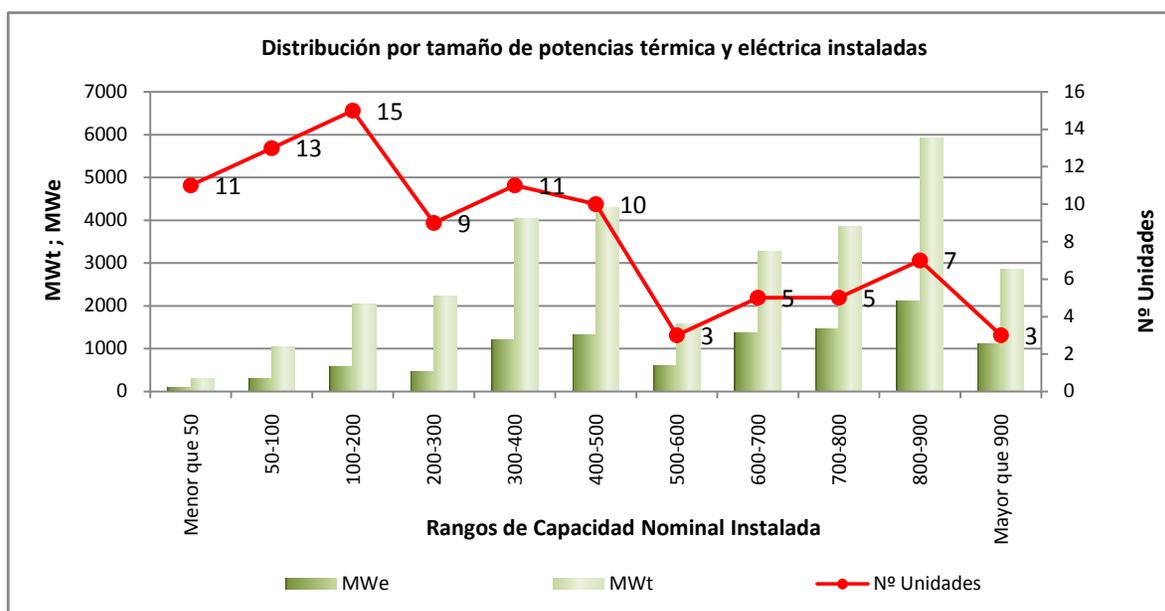
**Figura 6 Distribución de la capacidad nominal del parque existente según clase de combustible.**



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, en relación al tamaño de las unidades de generación, se observa en la Figura 7 que la mayor cantidad de unidades de generación del parque instalado se encuentran en el rango de 100 a 200 MWt de capacidad nominal (15 unidades), seguidas por las de 50 a 100 MWt (13 unidades), 300 a 400 MWt y menor 50 MW<sub>t</sub> (11 unidades cada una). Pese a lo anterior, son los grupos que se encuentra en el rango de 800 a 900 MWt (con 7 unidades), 300 a 400 MWt (con 11 unidades) y 400 a 500 MWt (con 10 unidades) los que contribuyen con mayor importancia al total de la capacidad nominal instalada.

**Figura 7 Distribución del parque instalado de acuerdo al tamaño.**

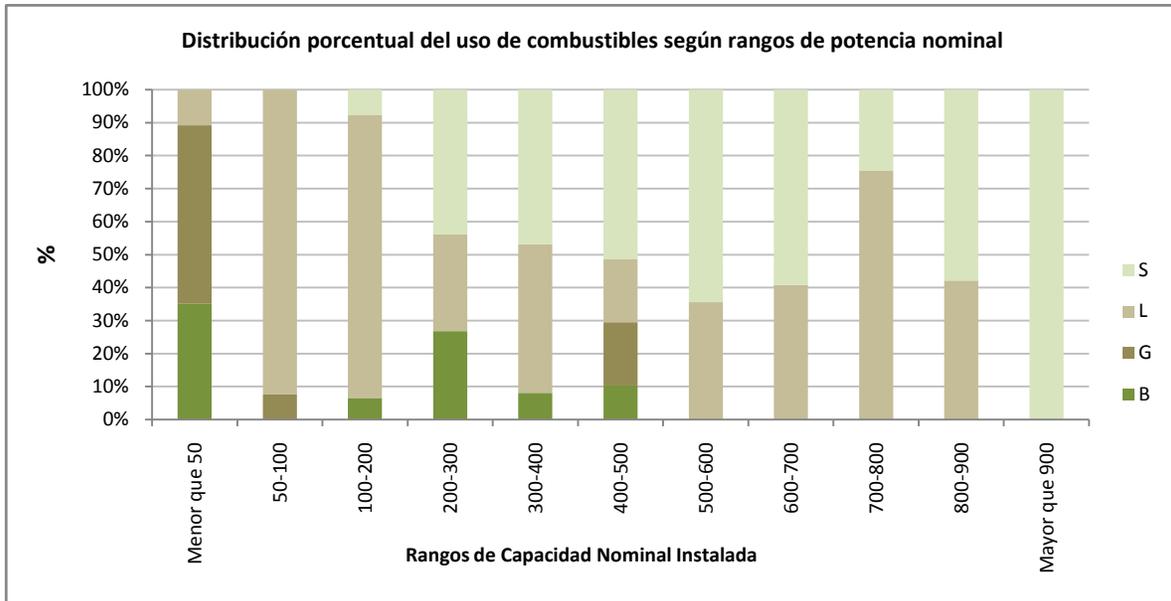


Fuente: Elaboración propia.

Si bien el tamaño mínimo de aplicación de la norma se determinará a partir de la evaluación costo-beneficio, al aplicar el criterio de tamaño mínimo de entrada de la Unión Europea de 50 MWt de potencia nominal, similar al que está proponiendo la autoridad ambiental en su propuesta normativa se dejaría fuera a 11 unidades de generación, .

Por otra parte en relación al uso de los combustibles, en la Figura 8 se observa que los combustibles sólidos y líquidos son utilizados indistintamente a la capacidad nominal de las centrales de generación. No obstante, si se analizan separadamente cada categoría de combustible, es preciso mencionar que las unidades de menos de 200 MWt predomina el uso de los combustibles líquidos por sobre los sólidos. Por su parte, a partir de los 500 MWt de capacidad nominal, el uso de biomasa no se presenta como alternativa de uso.

Figura 8 Distribución del parque instalado de acuerdo al tamaño según combustibles.



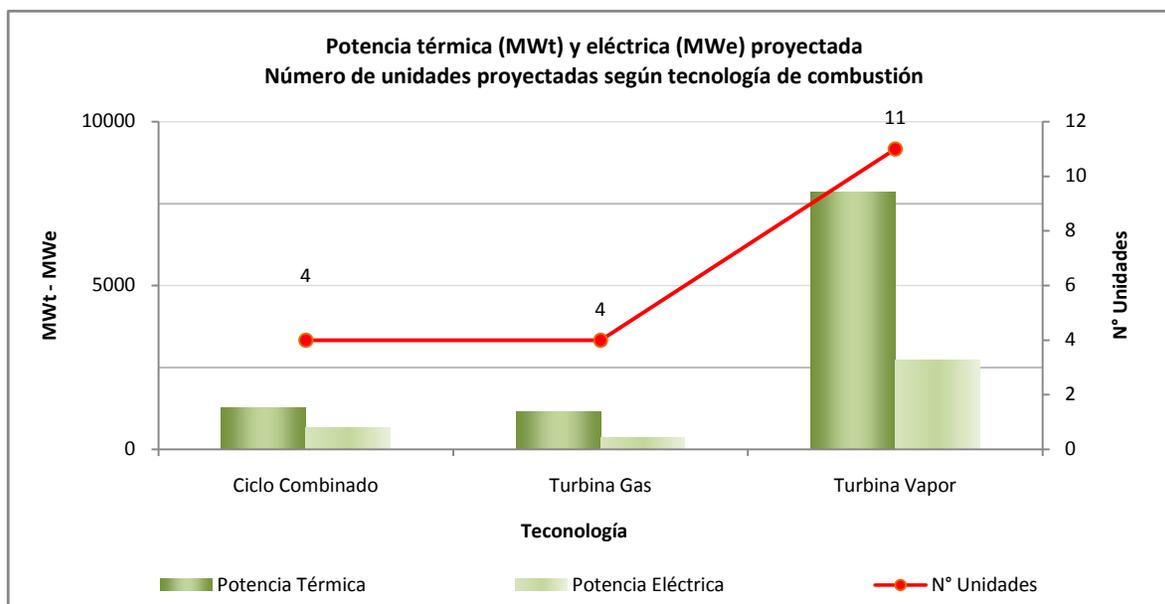
Fuente: Elaboración propia.

## 2.2 PARQUE PROYECTADO

El parque termoeléctrico proyectado, que considera los proyectos que no se han materializado, con y sin RCA, se encuentra constituido a la fecha por 19 unidades, equivalente a unos 10.500 MWt.

En la Figura 9 se observa, el importante aumento de proyectos basados en turbinas a vapor debido a los recortes de gas natural que impulsaron el cambio tecnológico hacia el consumo de carbón y/o petcoke, en menor medida por las turbinas a gas y los ciclos combinados, con 11, 4 y 4 proyectos respectivamente. Este comportamiento sigue la tendencia que tiene el parque termoeléctrico instalado en donde las turbinas a vapor muestran amplia presencia.

**Figura 9 Distribución de la capacidad nominal del parque proyectado según tecnología de combustión.**

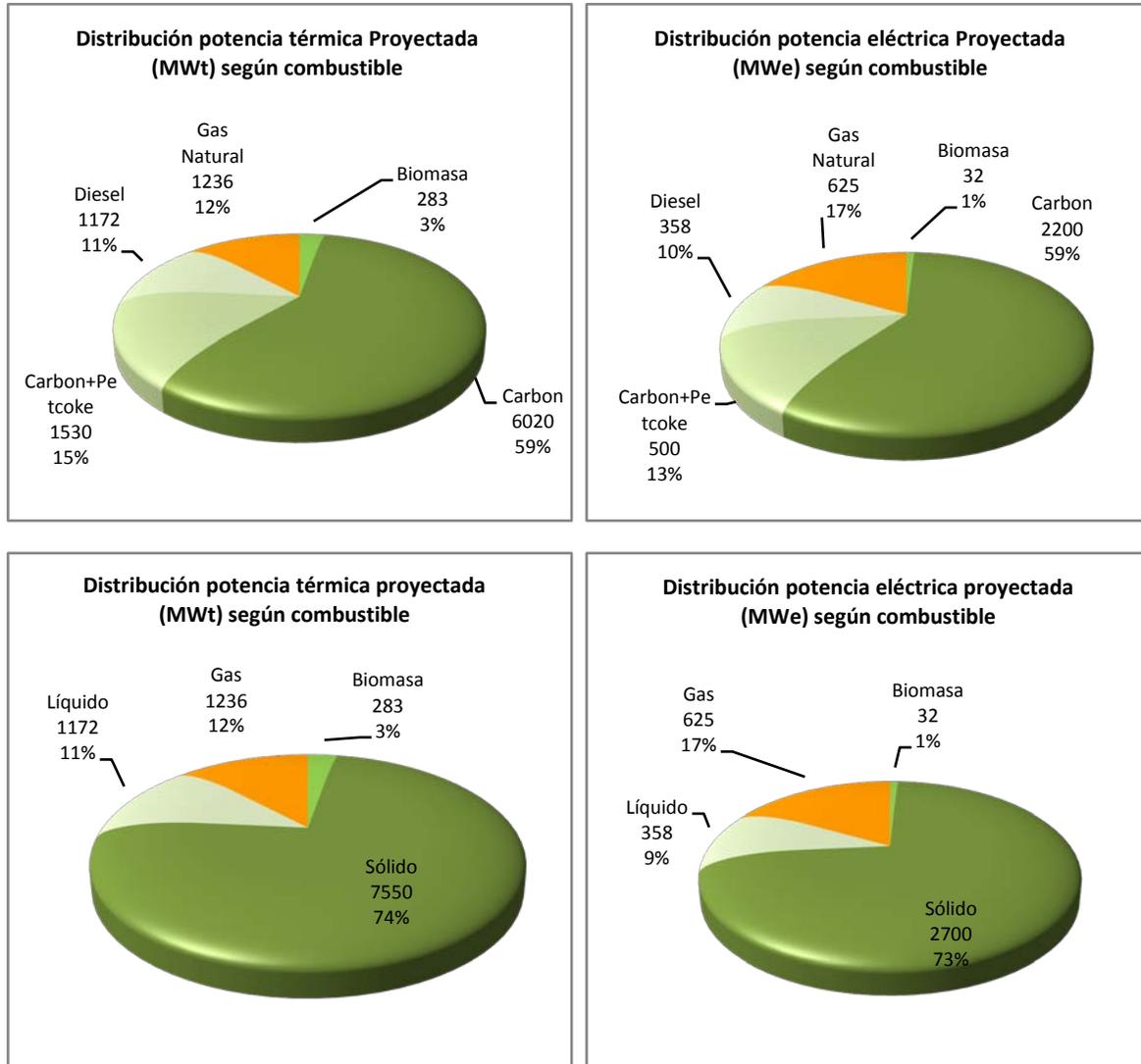


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la utilización de los distintos tipos de combustibles (ver Figura 10 izquierda), el parque proyectado empleará carbón como combustible principal (equivalente al 59%), seguido muy atrás de las mezclas de carbón y Petcoke (15%). Esta situación muestra una clara diferencia en relación a la situación analizada para el parque existente, que tiene como combustible principal al diesel, seguido del carbón.

De los 19 proyectos considerados dentro del parque proyectado, 9 emplearán carbón, mientras que diesel sólo 5. De acuerdo a la Figura 10 derecha, es posible apreciar que la mayor parte de los combustibles empleados son sólidos (74%), líquidos y gas (12% respectivamente).

Figura 10 Utilización de combustibles en el parque proyectado.



Fuente: Elaboración propia.

### 3 SISTEMAS DE ABATIMIENTO INSTALADOS

El parque termoeléctrico, en concordancia con el crecimiento de las exigencias ambientales y sociales, ha ido implementando paulatinamente diversos sistemas de abatimiento a las emisiones atmosféricas, tanto en las plantas existentes como a los nuevos proyectos, en el caso del primero para dar cumplimiento a los planes de descontaminación aplicados y en el caso de los últimos debido a la necesidad de dar cumplimiento a la normativa de calidad del aire. Estos sistemas se han orientado a tres contaminantes principales: Material Particulado, Dióxido de

Azufre y Óxidos de Nitrógeno.

A continuación se presenta un diagnóstico de la penetración de los sistemas de abatimiento para material particulado, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> en las centrales termoeléctricas existentes, para efectos de este estudio se ha considerado en todo el análisis que las centrales que están en etapa de construcción o de modificación se consideran como existentes. Asimismo, se ha considerado también, que en el caso de las turbinas a gas existentes el combustible principal es diesel y como respaldo los combustibles gaseosos.

En el anexo A de este estudio se presenta un listado detallado de las centrales existentes. Así como también, se debe aclarar que se considera como sistemas de mitigación de NO<sub>x</sub> a los quemadores de bajo NO<sub>x</sub>

### 3.1 TIPOS DE SISTEMAS INSTALADOS

El siguiente análisis consiste en cuantificar las unidades generadoras que tienen algún sistema de abatimiento, estimar su correspondencia en capacidad instalada de generación y, a su vez analizar la participación en la generación anual de las centrales que presentan sistemas de abatimiento. Para esto último se ha considerado como año de estudio el año 2008, utilizando la generación anual reportada por la CNE como fuente de información.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las características del parque existente:

**Tabla 3 Resumen de características del parque existente**

Tecnología de Combustión	Combustible	Nº Unidades Totales	Nº Unidades c/abatimiento		
			MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Ciclos Combinados	Líquido	9	0	0	7
	Gaseoso	0	-	-	-
Turbinas Gas	Líquido	25	1	0	8
	Gaseoso	0	-	-	-
Turbinas Vapor	Sólido	15	14	3	2
	Líquido	5	1	0	0
	Gaseoso	0	-	-	-
	Biomasa	8	3	0	0

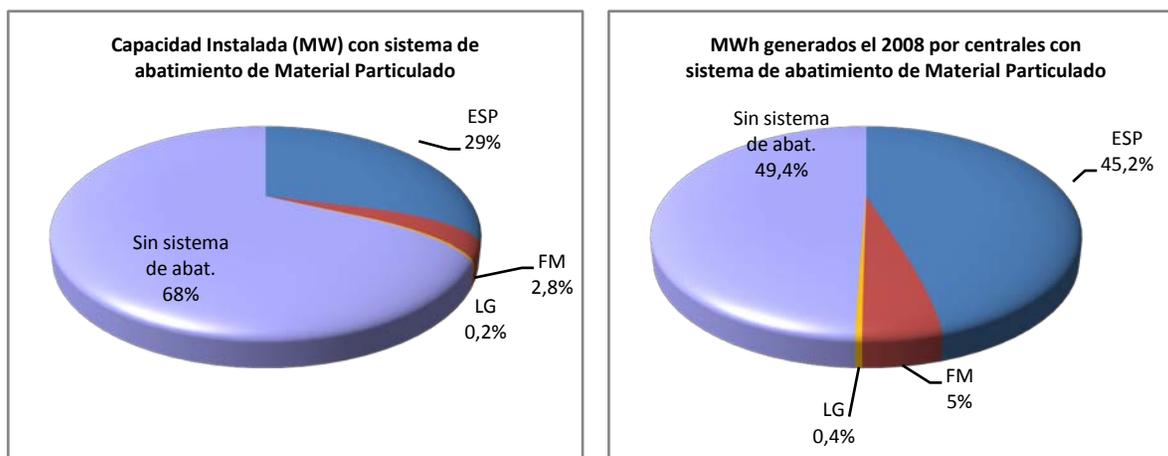
Nota: Se utilizaron sólo valores numéricos para el caso en que hubiesen unidades generadoras, en caso contrario se empleó “-“  
Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior, se debe indicar que en el caso de las turbinas a vapor de los tres sistemas de abatimiento, dos corresponden a retrofit en centrales existentes los cuales se encuentran en construcción (Ventanas 2 y Bocamina). Otro sistema que se debe desatacar es el uso de un sistema de control de partículas en una turbina gas, la cual se encuentra en una zona declarada saturada por MP.

### ➤ Material Particulado

En la siguiente figura se observa la capacidad nominal instalada y los MWh generados el año 2008, ambos distribuidos según los sistemas de abatimiento de Material Particulado que poseen las centrales generadoras.

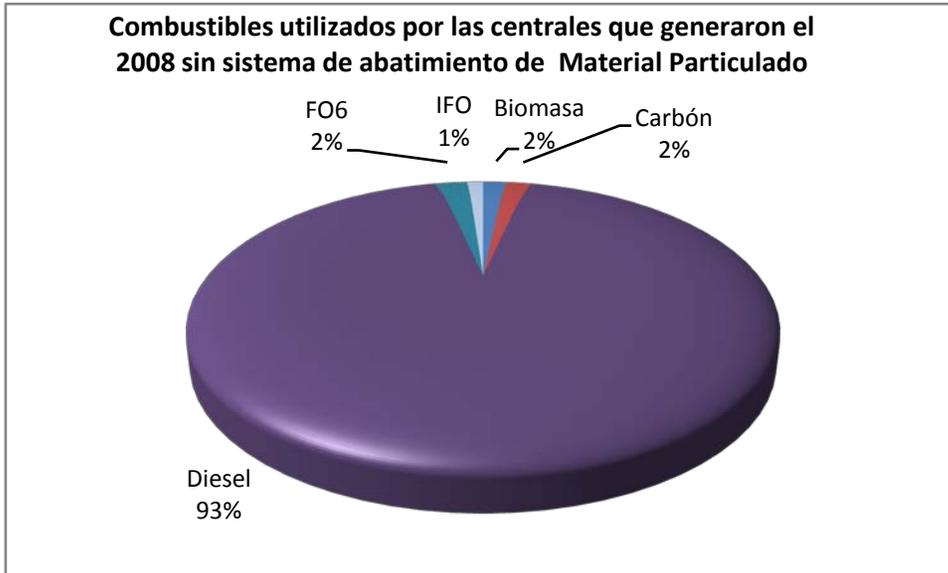
**Figura 11 Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Material Particulado**



ESP: Precipitador Electrostático; FM: Filtro de manga; LG: Lavador de gases.  
Fuente: Elaboración propia.

Tal como es posible apreciar en la Figura 12 izquierda, cerca del 32% de las unidades generadoras del parque termoeléctrico nacional poseen un sistema de abatimiento para el Material Particulado donde el más común corresponde al Precipitador Electrostático (ESP) con un 26% de unidades con este sistema; seguido más atrás por el filtro de manga (FM) con un 11% y en muy menor medida el Lavador de gases (LG). Por su parte, si se considera la generación eléctrica (ver Figura 11 derecha), se aprecia que cerca del 50,6% de la generación del año 2008 se realizó utilizando un sistema de abatimiento para este contaminante. Sin embargo, se debe considerar que de este 49,4% de generación eléctrica sin sistema de abatimiento de Material Particulado el 93% corresponde a generación con diesel y sólo un 2% de la generación con carbón sin control de particulado. Tal como se muestra en la siguiente figura:

**Figura 12** Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de Material Particulado

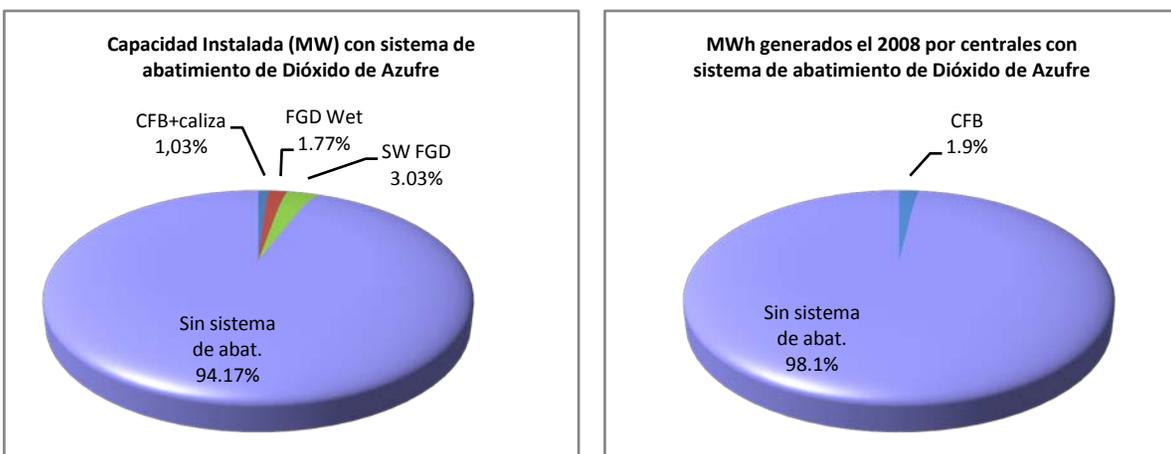


Fuente: Elaboración propia.

➤ **Dióxido de Azufre**

En el caso de las emisiones de Dióxido de azufre, en la Figura13 se presenta la capacidad nominal instalada y la capacidad de generación eléctrica en MW durante el año 2008 que presentan algún tipo de abatimiento para este contaminante.

**Figura 13** Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Dióxido de Azufre

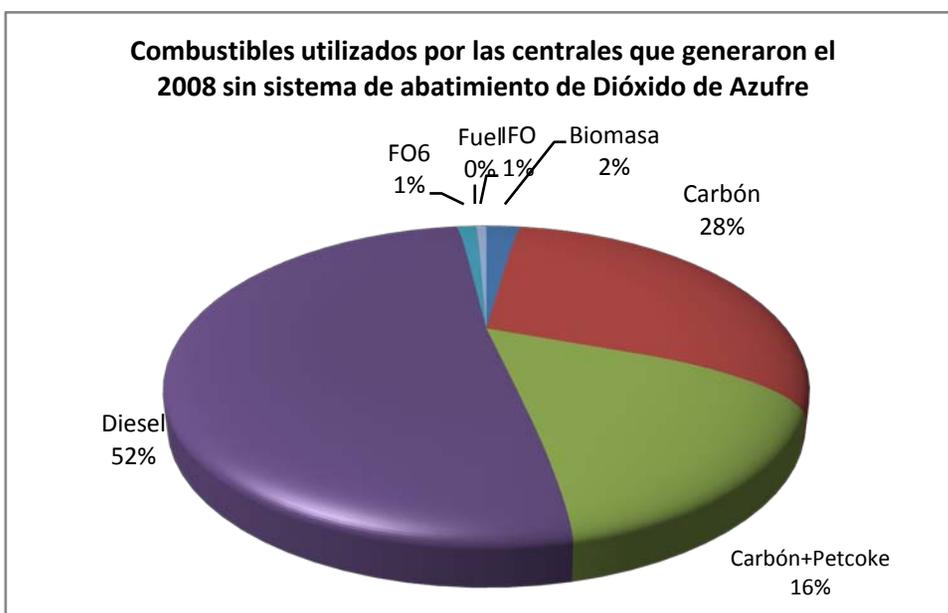


Nota: CFB+caliza: Calderas de lecho fluidizado +caliza; FGD Wet: Desulfurizador húmedo; SDA: Desulfurizador seco; SW FGD: Desulfurizador con agua de mar.  
Considera los sistemas

Fuente: Elaboración propia.

En esta figura se aprecia que aproximadamente el 6% de la generación total posee o está en proceso de instalación de algún sistema para disminuir dichas emisiones, principalmente mediante un desulfurizador o cuenta con una caldera de lecho fluidizado que le permite quemar el combustible junto con caliza para reducir sus emisiones de SO<sub>2</sub>. Por su parte, si se considera el abatimiento por generación durante el 2008, el panorama demuestra que cerca del 98 % no contempló ningún sistema de control para este contaminante. Sin embargo, se debe agregar que el 52% de la generación sin control de SO<sub>2</sub> utilizó diesel, el cual contiene significativamente menos contenido de azufre que el resto de los combustibles y un 28% fue generado utilizando carbón y un 16% utilizando mezcla de carbón con petcoke, estos resultados se muestran en la Figura 14.

**Figura 14 Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de Dióxido de Azufre.**



Fuente: Elaboración propia.

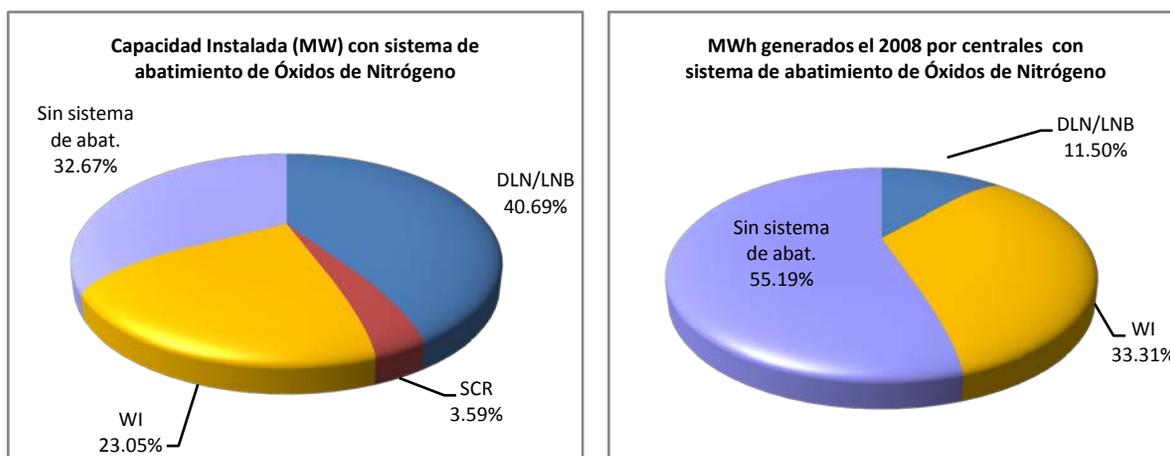
### ➤ Óxidos de Nitrógeno

Al contrario de lo que sucede con el Dióxido de Azufre, casi el 67% de la capacidad nominal instalada del parque termoeléctrico existente posee algún tipo de sistema de abatimiento de Óxidos de Nitrógeno (ver Figura derecha). En general, se aprecia gran presencia de dispositivos de control de NO<sub>x</sub> en la combustión en comparación con la utilización de dispositivos post-combustión como es el caso del desnitrificador de reducción catalítica selectiva, (SCR por sus siglas en inglés). En efecto, la inyección de agua (WI por sus siglas en inglés) junto a los quemadores de bajo NO<sub>x</sub> en seco (DLN) constituye casi el total los sistemas de mitigación empleados para este contaminante. En construcción se encuentran dos SCR uno

como retrofit en una central de ciclo combinado existente y otro en una central en construcción del tipo PC (turbina a vapor), se debe destacar que en el caso del ciclo combinado, la adición de este dispositivo fue requerido por el PPDA de la Región Metropolitana y en el diseño original de la central se contempló la posibilidad de instalar un sistema de post combustión de este tipo, de lo contrario habría sido necesario una reconstrucción de la central para su instalación.

Ahora, si se analiza la situación por capacidad de generación durante el 2008, se aprecia que cerca del 45% de la generación se realizó con un sistema de abatimiento para este contaminante.

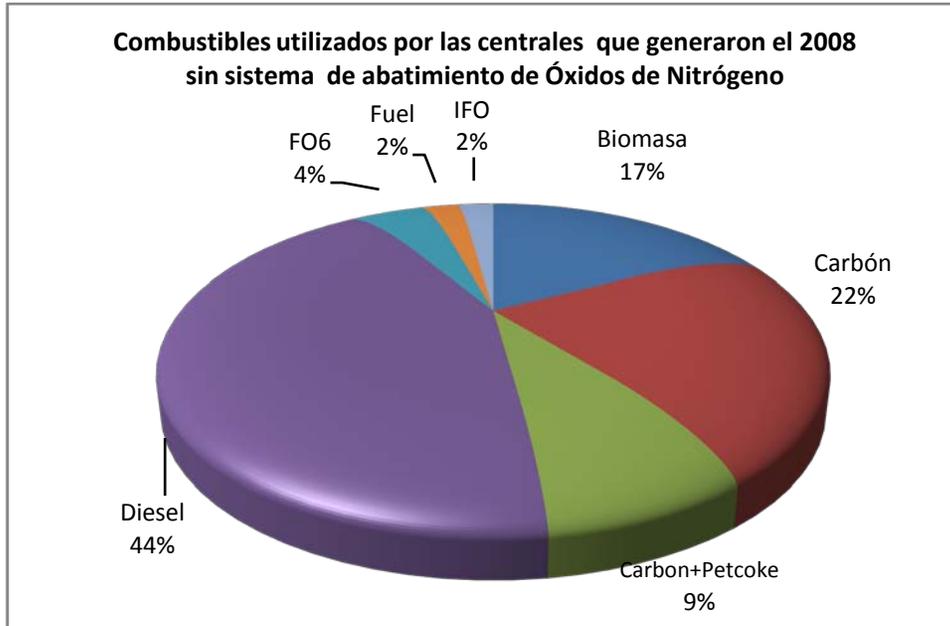
**Figura 15 Capacidad nominal instalada y capacidad de generación con sistemas de abatimiento para Óxidos de Nitrógeno**



Nota: DLN/LNB: Quemadores de bajo NO<sub>x</sub>; SCR: Desnitrificador de reducción catalítica selectiva; WI: Inyección de agua.  
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los combustibles y tecnologías que generaron el año 2008 sin sistema de abatimiento de NO<sub>x</sub> se debe destacar que el 59% corresponde a carbón y su mezcla con petcoke y el 19% a diesel.

Figura 16 Uso de combustibles en generación 2008 sin sistema de abatimiento de óxidos de Nitrógeno

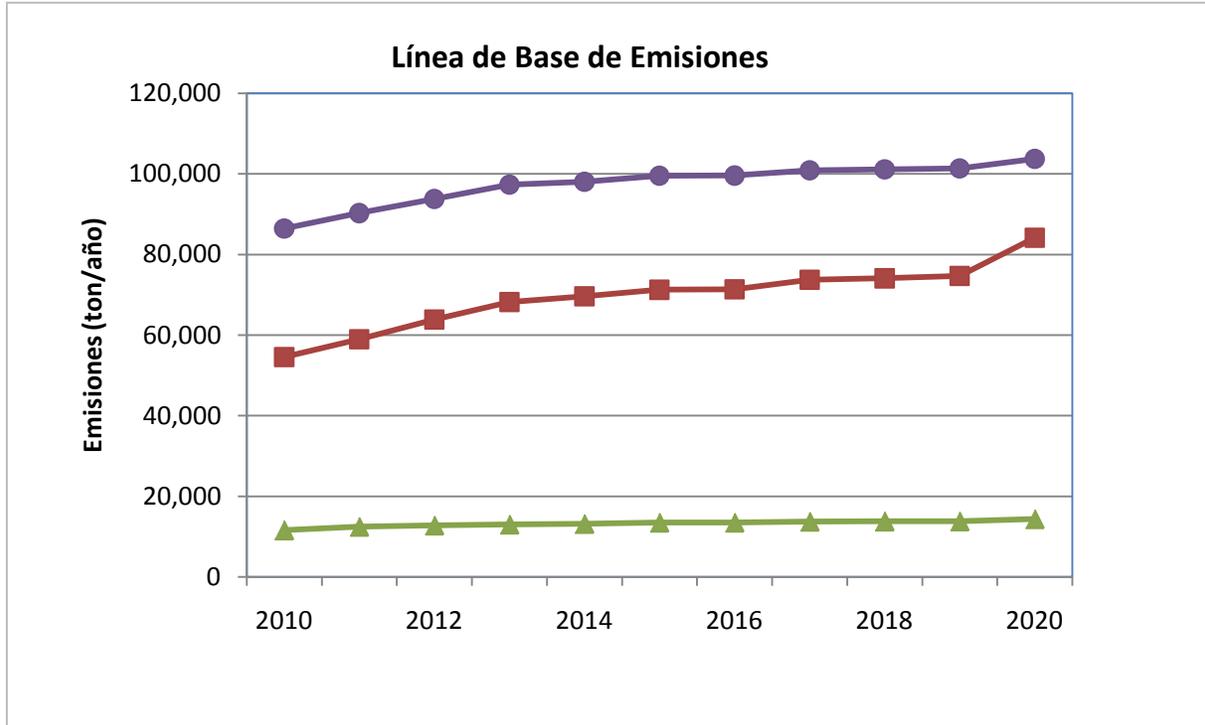


Fuente: Elaboración propia.

### 3.2 POTENCIAL DE ABATIMIENTO

El potencial de abatimiento de emisiones corresponde al volumen de emisiones que actualmente no se encuentran bajo ningún sistema de abatimiento o a la reducción por sobre el monto de emisiones generado actualmente que cuenta con algún sistema de control de emisiones instalado y que es posible mejorar tecnológicamente.

Figura 17 Línea base de emisiones considerando restricciones del SEIA en centrales con RCA aprobado y plan de obras



Fuente: Elaboración propia.

## CAPÍTULO 3. ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES

En este capítulo se analizarán los enfoques normativos esenciales que podrían ser aplicables a una normativa nacional de emisiones para termoeléctricas, se presenta una revisión del historial normativo, lo cual permite entender el por qué de algunos criterios. Asimismo, se presentan los criterios y excepciones que presentan estas regulaciones internacionales. Dado lo extenso de algunas normas, en el Anexo B se presenta en mayor detalle los valores límite de las normas analizadas.

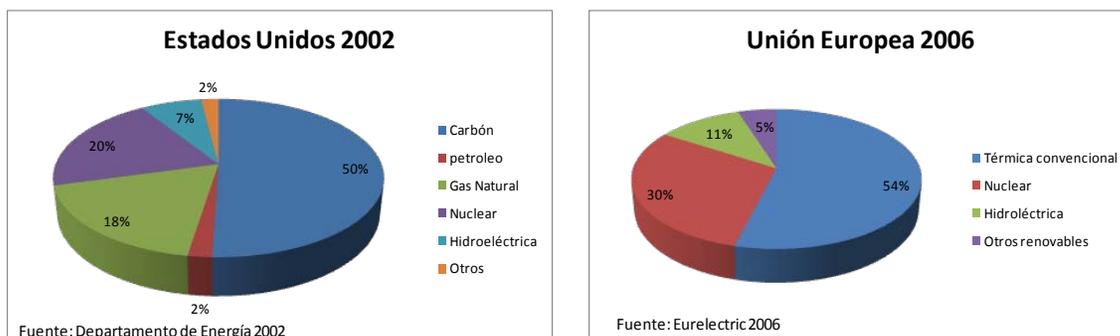
### 1 SELECCIÓN DE REFERENCIAS REGULATORIAS

Para el análisis de las regulaciones de emisiones para termoeléctricas se seleccionaron las definidas por la Unión Europea y la de los Estados Unidos, de acuerdo a las siguientes razones:

- i. ambas legislaciones tienen una larga data en el ámbito regulatorio y una continua revisión;
- ii. ambas regiones cuentan con un parque termoeléctrico diverso donde los combustibles fósiles tienen una importante representatividad, y;
- iii. el carbón es un combustible relevante en ambos parques y, en el caso de la Unión Europea, ésta ha manifestado a través de sus regulaciones para controlar CO<sub>2</sub> que éste seguirá formando parte importante de la matriz energética, por lo que su efecto en el calentamiento global, deberá ser mitigado a través del desarrollo de sistemas captura y almacenamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En los siguientes gráficos se muestra la composición de la generación eléctrica de Estados Unidos y de la Unión Europea, apreciándose que la térmica tiene una fuerte participación.

**Figura 18 Generación eléctrica de Estados Unidos (2002) y de la Unión Europea (2006)**



Otra información internacional revisada en este estudio corresponde a los límites de emisión recomendados por el Banco Mundial. Se incluyeron en el análisis debido a que estos límites forman parte de las exigencias ambientales para las nuevas centrales termoeléctricas de países

en desarrollo que solicitan financiamiento internacional.

## 2 NORMATIVA DE EMISIONES DE ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

### 2.1 HISTORIAL DE LA NORMATIVA

El primer esfuerzo normativo de fuentes de combustión surge a partir del *Clean Air Act* de 1970, en que se instituye en la sección 111(b) la necesidad de prevenir problemas de contaminación a través del establecimiento de normas de emisión para nuevas instalaciones denominadas “*New Source Performance Standard*” (NSPS), entre las cuales se consideró establecer límites de emisión para las nuevas calderas de generación de vapor. Así es como se establece la primera norma de emisiones para las calderas construidas o modificadas a partir de septiembre de 1971, en ella se estableció el requerimiento de reducir SO<sub>2</sub> a través del uso de scrubbers o a través del uso de combustible de bajo azufre y para el caso del NO<sub>x</sub> se requirió el uso de quemadores de Bajo NO<sub>x</sub>. Posteriormente, en 1978 se establecieron límites de emisión específicos para las Nuevas Centrales de Generación Eléctrica, incorporándose límites más estrictos para SO<sub>2</sub>.

Paralelamente, en 1970 se establecieron permisos federales previos a la construcción para las grandes Fuentes estacionarias, entre las cuales se incluye las Unidades de Generación Eléctricas nuevas, sin embargo este permiso no fue incluido en el *Clean Air Act* hasta su modificación en 1977. Este permiso, comúnmente llamado “NSR program”, establece limitaciones a las emisiones mediante la utilización de sistemas de control basados en la mejor tecnología disponible, denominado BACT<sup>2</sup> por sus siglas en inglés, y sistemas de control con la tasa más baja de emisión denominados LAER<sup>3</sup> por sus siglas en Inglés.

Ninguno de estos programas, NSPS ni el NSR, establecen limitaciones a las Unidades de generación eléctrica que existían previo a la dictación de estas normativas. A menos que estas sean modificadas.

En 1990 se modificó el *Clean Air Act* y se introdujeron nuevos requerimientos de reducción de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub> para las Fuentes de Combustión que utilizan combustibles fósiles entre las que se incluyen las Unidades de Generación Eléctrica (EGU por sus siglas en inglés), uno de los nuevos requerimientos corresponde al Programa de Lluvia Ácida, establecido en el título IV del *Clean Air Act*. Este programa fija para el SO<sub>2</sub> un cupo permanente del total de emisiones de SO<sub>2</sub> que pueden ser emitidas por las Unidades de Generación Eléctrica, que corresponde al 50% de las emisiones que estas fuentes emitieron en 1980. Utilizando un mecanismo de transacción de emisiones las fuentes tuvieron la flexibilidad de escoger su forma

---

<sup>2</sup> Best Available Control Technology: mejor tecnología de control disponible, es requerida en grandes fuentes nuevas o modificadas en áreas limpias (por ejemplo, áreas dentro de norma)

<sup>3</sup> Lowest Achievable Emission Rate: tasa de emisión disponible más baja, es requerida en grandes fuentes nuevas o modificadas en áreas fuera de las normas previamente establecidas.

de cumplimiento. En el caso del NO<sub>x</sub>, el programa estableció limitaciones a las emisiones de ciertas unidades de generación a carbón, con el objetivo de reducir en 2 millones de toneladas de NO<sub>x</sub> a las emisiones proyectadas de NO<sub>x</sub> que habrían sido emitidas en el año 2000 sin la implementación del Programa de lluvia ácida.

Otro de los requerimientos establecido en 1990 en el Clean Air Act fue el mayor énfasis en la reducción de NO<sub>x</sub>, cuyo objeto es controlar el transporte interestatal de NO<sub>x</sub> para reducir las concentraciones de Ozono troposférico y el incumplimiento de las normas de calidad del aire. Posteriormente en 1998 se promulgó un nuevo programa de control de NO<sub>x</sub>, denominado “NO<sub>x</sub> SIP Call” que requirió a 21 Estados más el distrito de Columbia reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> que contribuían al no cumplimiento las normas de calidad del aire en los estados ubicados viento abajo. Esta reducción se realizó bajo el programa de transacción de emisiones “cup and trade”, lo cual generó la instalación de un importante número de sistemas de reducción catalítica (SCR).

En el año 2005 se promulgó el programa interestatal de aire limpio “Clean Air Interstate Rule” (CAIR) para reducir el transporte de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> con el objeto de recuperar la calidad del aire por PM<sub>2.5</sub> y Ozono en zonas con incumplimiento de estas normas. Estos requerimientos de reducción están basados en controles reconocidos por ser el más costo-efectivo para las Unidades de Generación Eléctrica. Cada estado incluido en el CAIR puede determinar que fuentes controlar para reducir sus emisiones y que sistemas de control adoptar, sin embargo EPA fomenta el control de las Unidades de generación eléctrica ya que estas serían las más altamente costo efectivas<sup>4</sup> y permiten generar reducciones en zonas con problemas de contaminación mediante la transacción de emisiones.

Las regulaciones de emisiones en Estados Unidos han sido periódicamente revisadas, estableciéndose límites más estrictos y criterios de aplicación adicionales para las instalaciones posteriores a la promulgación de cada revisión de la norma. Es importante destacar que estos límites son aplicables a las centrales existentes solo cuando éstas fueran modificadas o reconstruidas, ambos estados están definidos explícitamente en la normativa.

El detalle de los límites establecidos desde 1971 en adelante, puede ser revisado en el Anexo B de este estudio.

## 2.2 ENFOQUE NORMATIVO

El enfoque de regulación de emisiones aplicado históricamente al sector de generación eléctrica es el de emisión por energía del combustible consumida (IBR: *Input-based regulation*). Cuando se establecieron las primeras normas, se tenía fácilmente disponible los datos del combustible consumido y de allí la energía consumida (heat input). Por otra parte, los test de cumplimiento de la regulación estaban basados en el heat input y la medición de energía generada no se recolectaba ni almacenaba como parte de los requerimientos de las normas de emisiones.

---

<sup>4</sup> 40 CFR Parts 51 and 52

Actualmente, EPA está impulsando la regulación de emisiones basada en la energía producida (OBR: Output-based regulations), la que se mide en masa emitida de contaminante por energía generada. Este enfoque permite relacionar las emisiones con la energía generada de un proceso, ya sea ésta eléctrica, calórica o mecánica. El enfoque OBR ha sido aplicado por EPA desde hace tiempo en otras industrias como masa de emisión por unidad de producto, por ejemplo en el clinker de cemento y fundiciones de metales. El propósito de la OBR es fomentar la eficiencia en la conversión del combustible y la energía renovable como parte de la estrategia para controlar la contaminación ambiental. Desde el punto de vista de la Autoridad, la aplicación de este enfoque contribuye al logro de otros programas ambientales relacionados con la eficiencia energética (Energy STAR Buildings and Homes, Energy STAR Labeling), y la Reducción de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico (Combined Heat and Power Partnership, Green Power Partnership).

A continuación se presenta en forma resumida los límites de emisión de Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), material particulado (MP) y mercurio (Hg) contenidos en los estándares de emisión. Como se podrá observar, hay normas que siguen ambas filosofías, IBR y OBR.

### 2.3 LÍMITES DE EMISIÓN PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A VAPOR

La normativa de emisiones de termoeléctricas corresponde a la aplicación de lo dispuesto en la Título I, Parte A, sección 111(b) del *Clean Air Act (CAA)*. A continuación se presenta en forma resumida los límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Material Particulado (MP) y Mercurio contenidos en el Código de Regulaciones Federal, Título 40, Parte 60 relativo a los estándares de desempeño de emisión para nuevas fuentes estacionarias. Específicamente están normadas las siguientes fuentes relacionadas con el sector de estudio:

- Subparte D: Generadores de vapor que utilicen combustibles fósiles que comenzaron su construcción después de 17 de agosto de 1971.
- Subparte Da: Unidades de generación eléctrica a vapor que comenzaron su construcción después del 18 de septiembre de 1978.
- Subparte GG—Turbinas de Combustión estacionarias que comenzaron su construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de Febrero de 2005
- Subparte KKKK—Turbinas de Combustión (pequeñas) estacionarias que comenzaron su construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de Febrero de 2005.

Se debe indicar que existen un listado importante de fuentes de distintos sectores productivos que se normaron bajo estas disposiciones del *CAA*, algunos de ellos son: *Unidades de generación a vapor institucionales, comerciales o industriales, Fundiciones de Cobre, incineradores, producción de pulpa de celulosa, Refinerías de petróleo, incineradores de residuos domiciliarios, incineradores de residuos hospitalarios, Cementeras, Plantas de ácido Nítrico, Plantas de ácido sulfúrico, Asfaltos, tanques de almacenamiento de petróleo, fundiciones de Plomo, Producción de Bronce, , Zinc, Aluminio, Plomo, primario, Fundiciones de Zinc*

*primario, incineradores, etc.*

**Subparte D:** se establecen Límites de emisión de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> a las instalaciones de generación a vapor que utilicen combustibles fósiles y residuos de madera cuya construcción haya comenzado después del 17 de agosto de 1971, esta incluye todas los tipos de unidades de generación a vapor, lo que incluye a las de generación eléctrica. Esta norma rige para las unidades de generación a vapor cuya tasa de consumos de energía de entrada sea mayor a 73 MW (heat input) y establece diferentes niveles según tipo de combustible utilizado.

**Subparte Da:** establece límites para instalaciones de generación eléctrica a vapor que comenzaron su construcción después del 18 de septiembre de 1978. Esta normativa aplica específicamente a cada unidad de generación eléctrica a vapor que es capaz de consumir una taza de energía de entrada (heat input) de combustible fósil superior a 73 MW (250 Millones BTU/h) diferenciando por combustibles solido, liquido o gaseoso utilizado o combinación de ellos y que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después de 18 de septiembre de 1978.

Los límites de emisión de Material Particulado, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y opacidad para instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación entre el 18 de septiembre de 1978 y el 25 de febrero de 2005 son los presentados en el punto 2.1.1 del Anexo B. Los límites impuestos en cada caso dependen del tipo de combustible y, en el caso del SO<sub>2</sub>, los límites varían en función de los combustibles cuando éstos se mezclan.

Los límites de emisión de Material Particulado, SO<sub>2</sub> y opacidad para instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después del 25 de febrero de 2005 son los presentados en el punto 2.1.2 del Anexo B. En estos casos los límites siguen dependiendo del tipo de combustible, pero hay diferenciación adicional según se está construyendo, reconstruyendo o modificando una instalación, al tiempo que se da la opción de elegir entre una eficiencia mínima de control de emisiones y un nivel de emisión o un nivel de emisiones estricto ya sea medido en función de la energía de entrada o por energía bruta producida.

Los límites de emisión de Óxidos de Nitrógeno para instalaciones que comenzaron su construcción entre el 18 de septiembre de 1978 y el 9 de julio de 1997 son los presentados en el punto 2.1.3 del Anexo B. En este caso se realizan distinciones según tipo de combustible e incluso según procedencia del mismo, se exceptúan de la exigencia algunos combustibles y se establecen metas de eficiencia en la reducción de emisiones.

Los límites de emisión de Óxidos de Nitrógeno para instalaciones que comenzaron su construcción o reconstrucción después del 9 de julio de 1997 son los presentados en el punto 2.1.4 del Anexo B. En este caso se diferencia entre construcción o reconstrucción de unidades. Para aquellas unidades posteriores al 28 de febrero del 2005 se hace también la distinción de si se trata de la modificación de una unidad a ciclo combinado.

Los límites de emisión de Mercurio para todas las instalaciones construidas, reconstruidas o modificadas después del 30 de enero de 2004 son los presentados en el punto 2.1.5 del Anexo B. Las exigencias dependen del tipo de combustible, de la tecnología empleada y del nivel de

precipitaciones en el área en que se localicen las unidades.

## 2.4 LÍMITES DE EMISIÓN PARA TURBINAS A GAS ESTACIONARIAS

Los límites de emisión para turbinas a gas estacionarias son los indicados en el *40 CFR parte 60 subparte GG*. Esta normativa afecta a las turbinas a gas estacionarias que han iniciado su construcción, reconstrucción o modificación después del 3 de octubre de 1977 y que sean capaces de consumir una energía de entrada referida al combustible (heat input) superior a 2,97 MW (10 millones de BTU) por hora (basado en la capacidad calorífica inferior del combustible).

Los estándares exigidos para la emisión de óxidos de nitrógeno y de azufre bajo esta normativa se muestran en el punto 2.2 del Anexo B. En relación a los NO<sub>x</sub>, la normativa permite a cada generador incluir un parámetro que es función del contenido de nitrógeno en el combustible, mientras que para el SO<sub>2</sub> se colocan restricciones en volumen y en peso.

## 3 NORMATIVA DE EMISIONES DE LA UNIÓN EUROPEA

### 3.1 HISTORIAL DE LA REGULACIÓN

En 1984 la Comunidad Económica Europea (CEE), a través de la Directiva 84/360/CEE del Consejo, estableció una normativa general para autorizar a las nuevas instalaciones industriales, entre las que se incluyó a las Centrales de capacidad térmica nominal mayor a 50 MW, esta normativa tenía el propósito de prevenir la contaminación atmosférica proveniente de nuevas fuentes de emisión. Esta normativa tenía como objetivo que los países miembros otorgasen los permisos de construcción una vez que se asegurara el cumplimiento de los siguientes requerimientos preventivos:

- que se hayan tomado todas las medidas adecuadas de prevención de la contaminación atmosférica, incluyendo la utilización de la mejor tecnología disponible, a condición de que la aplicación de dichas medidas no ocasionen gastos excesivos;
- que la explotación de la instalación no producirá contaminación atmosférica de un nivel significativo.
- que no se superará ningún valor límite de emisión aplicable;
- que se tendrán en cuenta todos los valores límites de calidad del aire aplicables.

Asimismo, considerando la evolución de la mejor tecnología disponible y de la situación del medio ambiente instaba a los países miembros a aplicar medidas adecuadas para adaptar progresivamente las instalaciones existentes teniendo en cuenta:

- las características técnicas de la instalación ,
- el índice de utilización y el período de vida residual de la instalación ,
- la naturaleza y el volumen de las emisiones contaminantes de la instalación,
- la conveniencia de que no ocasionen gastos excesivos a las instalaciones de que se trate, en atención en particular a la situación económica de las empresas pertenecientes a la categoría considerada.

Posteriormente en 1988, la CEE promulgó la *Directiva 88/609/CEE*<sup>5</sup> como norma específica para limitar las emisiones provenientes de las grandes instalaciones de Combustión Nuevas. Asimismo, se incluyen cupos de emisión de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> para los países miembros para regular las fuentes existentes. Esta normativa ha sido modificada en varias ocasiones hasta la actual versión correspondiente a la *Directiva 2001/80/CE*, la cual reduce los valores límite de emisión y sustituye completamente las anteriores versiones de esta norma.

### 3.2 ENFOQUE Y DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVA VIGENTE

La Unión Europea, a través de la *Directiva 2001/80/CE*<sup>6</sup> del Parlamento Europeo y del Consejo, establece actualmente los límites de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión. Esta directiva se aplica a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso) y tiene como fin limitar las emisiones anuales de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de particulado.

Es importante destacar que el cumplimiento de los valores límite de emisión establecidos en esta Directiva es una condición necesaria pero no suficiente para el cumplimiento de los estándares de la UE, ya que hay normativas complementarias como la *Directiva 96/61/CE* relativa a la utilización de las mejores técnicas disponibles, en la que se establecen otros requerimientos que pueden implicar valores límite de emisión más estrictos, valores límite de emisión para otras sustancias y otros medios, y otras condiciones.

Esta normativa establece distintas exigencias de plazos y niveles para las instalaciones nuevas y existentes, así como también hace distinción por tamaño de la instalación y por el combustible que utiliza, incluyendo una excepción para las turbinas de combustión al establecerle una normativa específica para NO<sub>x</sub>.

La Directiva separa las instalaciones en tres grupos de acuerdo a la fecha en que obtuvieron su autorización:

- “nueva-nueva”: plantas de combustión: autorizadas después del 27 Noviembre 2002;
- “nueva” plantas de combustión: autorizadas entre el 1 de julio de 1987 y el 27

<sup>5</sup> Se incluye en el Anexo B copia original de esta normativa.

<sup>6</sup> Se incluye en el Anexo B copia original de esta normativa

noviembre de 2002; y

- “existente” plantas de combustión: autorizadas con anterioridad al 1 Julio de 1987.

Esta directiva da un tratamiento especial a las instalaciones que hayan obtenido permisos en una fecha cercana a su promulgación.

Respecto de los valores límites establecidos, en muchos casos éstos presentan excepciones y alternativas de cumplimiento, ya sea por restricciones de funcionamiento o mínimos tecnológicos de eficiencia, entre otros, por lo que al momento de aplicar un determinado límite se debe considerar siempre las excepciones o alternativas para cada caso. Asimismo, es importante destacar que dentro de las excepciones se puede observar la prevalencia de la seguridad energética por sobre la ambiental; las situaciones en que esto ocurre están acotadas y definidas explícitamente.

Los Estados miembros deben lograr reducciones significativas de emisiones a través del cumplimiento de un *Plan Nacional de Reducción de Emisiones Anuales*, para lo cual la misma normativa establece techos de emisión para los Estados miembros, con plazos para reducir emisiones específicas para cada Estado, imponiendo además un límite a alcanzar en el largo plazo (a más tardar el 1 de enero de 2008). Alternativamente al plan, los Estados miembros pueden adoptar los límites de emisión de las instalaciones existentes.

A continuación se presenta el programa de reducción de emisiones para las fuentes existentes y posteriormente los valores límites de emisión para las instalaciones existentes y nuevas de los contaminantes: Dióxido de Azufre, Dióxido de Nitrógeno y Material Particulado, expresado en masa por volumen de los gases residuales ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ), entendiéndose su contenido de oxígeno por volumen en el gas residual del 3 % en el caso de combustibles líquidos y gaseosos, del 6 % en el caso de combustibles sólidos y del 15 % en el caso de las turbinas de gas.

### 3.3 PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA FUENTES EXISTENTES

En el punto 3.1 del Anexo B se presentan los techos de emisión y los correspondientes porcentajes de reducción, fijados para el dióxido de azufre y para los óxidos de nitrógeno provenientes de las grandes instalaciones de combustión existentes, que deben cumplir los Estados miembros anualmente hasta el año 2003, exigiéndoseles que cuenten con los respectivos planes de implementación a más tardar el 1 de julio de 1990.

El programa reconoce las diferencias de desarrollo entre los países integrantes de la Unión Europea, de modo que a los países desarrollados impone reducciones de emisiones sobre los niveles de 1980 de 40% para el  $\text{NO}_x$  y 70% para el  $\text{SO}_2$ , mientras que para los países en desarrollo no sólo no impone reducciones, sino que acepta un aumento del nivel de emisiones.

### 3.4 LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES “EXISTENTES” Y “NUEVAS”

A continuación se presentan los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas para las siguientes fuentes:

- Instalaciones Existentes (con anterioridad al 1 Julio de 1987)
- “Nuevas” con autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación que a juicio de la autoridad competente sea objeto de una solicitud de autorización antes de 27 de noviembre de 2002, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

Los límites de emisión de dióxido de azufre se muestran en detalle en el punto 3.2.1 Anexo B. En el caso de los combustibles sólidos y líquidos se han impuesto relaciones lineales de emisión de  $\text{SO}_2$  en función de la potencia de las unidades y se ha permitido que, cuando los valores límite de emisión exigidos no puedan conseguirse debido a las características del combustible, deberá alcanzarse un porcentaje de desulfurización de entre 60% y 94%, dependiendo del tamaño de las unidades. El rango aceptable para los combustibles sólidos va de los 400 a los 2.000  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  y para los combustibles líquidos de 400 a los 1.700  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ . En el caso de los combustibles gaseosos, se han impuesto restricciones específicas por tipo de combustible.

Los límites de emisión de  $\text{NO}_x$  (medidos en  $\text{NO}_2$ ) se muestran en el punto 3.2.2 del Anexo B. La normativa acepta un rango de 200 a 1.200  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , distinguiendo por estado del combustible, por la ubicación de la central (dentro o fuera de la ultraperiferia<sup>7</sup>), por el tamaño de la unidad, por las características del combustible usado el año 2001 y por las horas de funcionamiento de las unidades. En este último caso, a modo de ejemplo, se utiliza la media móvil calculada en un período de cinco años y si no se supera las 1.500 horas, se permiten emisiones de 450  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  y, en caso de algunas unidades de más de 500  $\text{MW}_t$ , dicho límite se eleva a 600  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  y a un período máximo de 2.000 horas de funcionamiento medio anual.

Los límites de emisión de material particulado se muestran en el punto 3.2.3 del Anexo B. La norma discrimina según potencia nominal de las unidades y tipo de combustible, realizando consideraciones como el contenido de cenizas, el poder calorífico inferior o el contenido de humedad. A modo de ejemplo, en el caso de los combustibles sólidos, las centrales (i) de más de 500  $\text{MW}_t$  o (ii) de menos de 500  $\text{MW}_t$  que quemem determinados tipos de combustible, su límite será de 100  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , fijándose un límite de 50  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  en los demás casos.

<sup>7</sup> Las regiones ultra periféricas son: los departamentos franceses de ultramar en el caso de Francia, las islas Azores y Madeira en el caso de Portugal, y las islas Canarias en el caso de España.

### 3.5 LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES “NUEVAS-NUEVAS”

La directiva establece que los Estados miembros tomarán las medidas adecuadas para que cualquier autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación que entre en funcionamiento con posterioridad al 27 de noviembre de 2003 y tenga una capacidad de al menos 50 MW<sub>e</sub>, exijan los valores que a continuación se resumen.

Los límites de emisión de dióxido de azufre que deberán cumplir las instalaciones nuevas, con excepción de las turbinas de gas se muestran en detalle en el punto 3.3 del Anexo B. La norma distingue por tipo de combustible, tamaño de las unidades y ubicación de las mismas. En el caso general de los combustibles sólidos, el límite varía entre 200 y 850 mg/Nm<sup>3</sup>, dependiendo del tamaño de las unidades y de si éstas cuentan con una ubicación ultraperiférica o no, aceptándose además incrementos en el piso de emisiones cuando las características del combustible lo impidan, sujeto a la consecución de metas de eficiencia en el abatimiento.

Los límites de emisión de NO<sub>x</sub> que deberán cumplir las instalaciones nuevas, con excepción de las turbinas de gas, se muestran en el punto 3.3.2 del Anexo B. La norma distingue por tipo de combustible, tamaño de las unidades y ubicación de las mismas. En el caso general de los combustibles sólidos, el límite varía entre 200 y 400 mg/Nm<sup>3</sup>, dependiendo del tamaño de las unidades y de si éstas cuentan con una ubicación ultraperiférica o no.

Los límites de emisión de NO<sub>x</sub> que deberán cumplir las turbinas de gas se muestran en el punto 3.3.2.4 del Anexo B. La norma distingue por tipo de combustible y es válido sólo para unidades sobre los 50 MW<sub>e</sub>. Adicionalmente, los límites no aplican a las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales, así como se permiten límites mayores de emisiones en algunos casos calificados, en función de la eficiencia de las unidades.

Los límites de emisión de partículas que deberán cumplir las instalaciones nuevas, con excepción de las turbinas de gas, se muestran en el punto 3.3.3 del Anexo B. La norma distingue por tipo de combustible tamaño de las unidades. En el caso de los combustibles sólidos y líquidos, se acepta emisiones de 50 mg/Nm<sup>3</sup> para las unidades de menos de 100 MW<sub>e</sub> y de 30 mg/Nm<sup>3</sup> para unidades de más de 100 MW<sub>e</sub>.

## 4 LÍMITES DE EMISIÓN RECOMENDADOS POR EL BANCO MUNDIAL

El Banco Mundial a través de sus recomendaciones Ambientales, de Salud y Seguridad establece referencias técnicas que los proyectos deben cumplir para establecer algún vínculo con esta institución. Específicamente establece recomendaciones de límites de emisión de Material Particulado (PM), Dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) para turbinas de combustión y Calderas que operan más de 500 horas al año, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 4 Resumen de Límites recomendados por el Banco Mundial para Centrales termoeléctricas**

Tecnología de Combustión	combustible	Tamaño de las Unidades	Material Particulado (PM) mg/Nm <sup>3</sup>		Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> ) mg/Nm <sup>3</sup>		Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )		Exceso de O <sub>2</sub> (%) BS
			NDA	DA	NDA	DA	NDA	DA	
Turbinas de Combustión	Gas Natural	todas los tipos de turbinas >50MWt	N/A	N/A	N/A	N/A	51 (25 ppm)		15%
	Otros	> 50MWt	50	30	Uso de 1% o menos de S en comb.	Uso de 0.5% o menos de S en comb.	152 (74 ppm) <sup>a</sup>		15%
Calderas	Gas Natural		N/A	N/A	N/A	N/A	240	240	3%
	Otros comb. gaseosos		50	30	400	400	240	240	3%
	Líquidos	>50 MWt a <600 MWt	50	30	900 – 1,500 <sup>a</sup>	400	400	200	3%
		>/=600 MWt	50	30	200 – 850 <sup>b</sup>	200	400	200	3%
	Sólidos	>50 MWt a <600 MWt	50	30	900 – 1,500 <sup>a</sup>	400	510 o hasta 1,100 si mat. vol. es <10%	200	6%
		>/=600 MWt	50	30	200 – 850 <sup>b</sup>	200	200	200	6%

MWt: Potencia térmica nominal, N/A: No aplicable, NDA: Áreas no degradadas, DA: área Degradada  
Fuente: (World Bank Group 1999), (IFC 2008)

Entre las recomendaciones que este organismo entrega, se destaca el máximo aporte a las concentraciones de calidad del aire, el cual es de no más de 25%, valor que en nuestro país el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental define en no más del 80% de la norma de manera de evitar la generación de una zona latente.

## 5 REVISIÓN DE CRITERIOS GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS NORMAS

### 5.1 GENERALIDADES

Para el análisis de los enfoques normativos vigente de emisiones atmosféricas de los Estados

Unidos (regulación Federal) y de la Unión Europea, tan importante como los valores límite que las regulaciones imponen a su parque térmico, son el enfoque y criterios de aplicación que cada una de ellas contiene y las excepciones que plantean, observándose que dichas excepciones reflejan las singularidades de un parque.

Respecto de los valores límites establecidos en estas normas muchos casos presentan excepciones y alternativas de cumplimiento, ya sea por restricciones de funcionamiento o mínimos tecnológicos de eficiencia, entre otros, por lo que al momento de aplicar un determinado límite se debe considerar siempre las excepciones o alternativas para cada caso.

Por último, se debe considerar a la hora de revisar una normativa el contexto normativo complementario. Por ejemplo, en el caso de la UE, se establecen en forma complementaria la Directiva 96/61/CE relativa a la utilización de las mejores técnicas disponibles, la cual establece otros requerimientos que pueden implicar valores límite de emisión más estrictos, valores límite de emisión para otras sustancias, etc. En el caso de la regulación federal de los Estados Unidos, la normativa se complementa con los permisos de emisión transables y los permisos del programa *New Source Review*.

## 5.2 CRITERIOS GENERALES

Los criterios generales de segmentación identificados en las normativas corresponden a los siguientes:

- Clasificación de fuentes según tamaño: Instalaciones grandes y menores; diferentes normas para diferentes potencias instaladas.
- Clasificación de fuentes según sea existentes o nuevas, modificadas o reconstruidas
- Clasificación de fuentes según antigüedad (distintas revisiones normativas)
- Clasificación de fuentes según tecnología: Turbinas de combustión, turbinas de vapor.
- Clasificación de fuentes según combustible
- Clasificación según ubicación: dentro o fuera una zona degradada o en la ultraperiferia.
- Clasificación según despacho: menor o mayor a una media de horas anuales.

Dada la diversidad de tamaños de las distintas unidades de generación termoeléctrica y su importancia en relación al aporte en emisiones, el primer criterio de aplicación de la normativa es la diferenciación entre grandes y pequeños emisores.

A continuación se presenta una tabla resumen de los criterios identificados:

**Tabla 5 Resumen de criterios de segmentación de las normas EEUU y UE y límites de emisión recomendados por Banco Mundial**

Criterio	UE	EE.UU.	Banco Mundial	Ventaja	Desventaja
Tamaño	Mayor a 50 MW energía nominal	Mayor a 73 MW heat input	Mayor a 50 MW energía térmica. Separa a las mayores de 600 MWt	Permite controlar a los mayores emisores.	Requiere elaborar normas diferentes por cada corte de tamaño
Antigüedad	Existentes y nuevas	Existentes y nuevas, reconstrucción, modificación	Aplica en todos las etapas del ciclos de vida de un proyecto	Permite establecer medidas costo-efectivas para cada fuente.	Alto consto de inversión al no diferenciarlas y requiere de plazos de adaptación más altos
Tecnología	Turbinas de vapor Turbinas a gas sólo para NOx	Turbinas de combustión Ciclo combinado Turbinas de vapor	Turbinas de combustión Calderas	Permite establecer límites adecuados para cada tecnología, capturando los beneficios de cada una.	Requiere un adecuado conocimiento de todas las tecnologías para desarrollar normas para cada una.
Combustible	Establece distintos valores de acuerdo a si el combustibles es: Sólido, Líquido o Gaseoso; y algunas subcategorías de Gas	Establece distintos valores de acuerdo a si el combustibles es: Sólido, Líquido o Gaseoso; y Subcategorías de cada una de estas.	Para turbinas de combustión separa entre gas natural y otros. Para calderas separa entre: Gas natural, Otros combustibles gaseosos Líquidos o Sólidos	Permite rescatar el beneficio ambiental que proporciona cada tipo de combustible, sin discriminar uno por sobre otro	Requiere un adecuado conocimiento de todas las tecnologías para desarrollar normas para cada una. Requiere elaborar normas diferentes por cada combustible
Potencia	Curva de emisión tamaño	Ninguna	Ninguna	Combinado con concentración permite poner un techo de emisión total a cada fuente según su tamaño.	
Unidades	Concentración: mg/Nm <sup>3</sup>	MP y SO <sub>2</sub> : ng/J energía combustible o energía generada SO <sub>2</sub>	Concentración: mg/Nm <sup>3</sup>	Concentración: permite comparar con otro tipo de fuentes (mineras). Permite poner techos de emisión por área (región, ciudad	Energía por combustible: desincentiva la eficiencia

Criterio	UE	EE.UU.	Banco Mundial	Ventaja	Desventaja
				zona) Emisión por energía producida fomenta la eficiencia, reduce las emisiones totales. Permite comparar distintas tecnologías de generación	
Por nivel de calidad del aire	Ninguna	Ninguna	Separa entre áreas no degradadas y áreas degradadas.	Permite dar énfasis en aquellas zonas que requieren mayor cuidado.	Requiere la identificación de la calidad del aire en la zona de implementación.
Excepciones	Existentes: limita horas de funcionamiento Nuevas: permite mayores emisiones para las < 400MW que operen ciertas horas al año	Establece límites específicos para innumerables casos	Las que operan menos de 430 horas al año	Ciertas excepciones pueden favorecer la seguridad energética.	Requiere un grado de conocimiento de cada caso singular: combustibles y mercado, de manera de proponer las excepciones

Fuente: Elaboración propia

## CAPÍTULO 4. REGULATORIOS

### DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Dado que el criterio básico de las normativas internacionales revisadas es la aplicación de tecnología probada, económicamente viable o en algunos casos la Mejor Tecnología Disponible, se consideró evaluar como primeros escenarios las normas y recomendaciones existentes que ya han incorporado estos criterios, por lo tanto se evaluó en primer lugar la aplicación de la norma de la comunidad Europea para grandes fuentes de combustión de generación eléctrica y la recomendación de límites de emisión del Banco Mundial al parque termoeléctrico nacional.

Por otra parte, en se diseñó un escenario óptimo social en el que se determina el valor límite de emisión que para cada central optimiza el beneficio neto social, Este escenario (una norma para cada central) luego fue simplificado generándose el escenario óptimo social, el cual agrupa las centrales en cluster (tecnología combustible), con la finalidad de optimizar los beneficios sociales netos.

Finalmente se evaluaron los escenarios propuestos en el AGIES de CONAMA (Kas&Geoaire 2009) y el escenario incluido en el Anteproyecto de Norma.

A continuación se presenta la descripción de los escenarios ya indicados.

#### 1 ESCENARIOS DE REFERENCIA EVALUADOS

A continuación se presentan los escenarios evaluados en el estudio.

##### 1.1 ESCENARIO BANCO MUNDIAL

A partir de las recomendaciones de límites de emisiones del Banco Mundial se generó un escenario normativo denominado Banco Mundial aplicable a centrales nuevas en su versión del 1999 (World Bank Group 1999), aunque en el presente estudio se evaluó además en las existentes<sup>8</sup>. A continuación se incluye una tabla resumen con los valores límite para cada contaminante (PM, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>) para zonas con calidad del aire degradada y no degradada, en este último caso se consideran las zonas latentes o saturadas por alguno de los contaminante como degradada.

**Tabla 6 Escenario simplificado de Límites recomendados por el Banco Mundial para Centrales termoeléctricas**

Tecnología	Combustible	PM	NOX	SO2
------------	-------------	----	-----	-----

<sup>8</sup> Se evaluó la norma del Banco Mundial 1998, con la corrección del SO<sub>2</sub> en 1500 mg/Nm<sup>3</sup> IFC (2008). Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica, World Bank Group.en lugar de los 2000 mg/Nm<sup>3</sup> de dicha versión.

Tecnología	Combustible	PM	NOX	SO2
Sólido	Turbina vapor	50	750	1500
Líquido	Turbina vapor	50	460	1500
	Turbina gas	50	300	1500
	Ciclo Combinado	50	300	1500
Gas	Turbina vapor	50	320	1500
	Turbina gas	50	125	1500
	Ciclo Combinado	50	125	1500

Fuente: (World Bank Group 1999), (IFC 2008)

## 1.2 NORMA DE LA UNIÓN EUROPEA

A continuación se resumen los valores límites de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP establecidos en la Normativa de la Unión Europea para Grandes Instalaciones de Combustión.

**Tabla 7 Normativa Europea para SO<sub>2</sub>**

Tipo Combustible	Estado Operación	Combustible	Rango de Potencia (MWt)	Valor Norma (mg/Nm <sup>3</sup> )
Sólido	Existente	General	0-50	Sin límite
			50-100	2000
			100-500	2000-400 (lineal)
			>500	400
	Nueva	General	0-50	Sin límite
			50-100	850
			100-300	200
			>300	200
		Biomasa	0-50	Sin límite
			50-100	200
			100-300	200
			>300	200
Líquido	Existente	General	0-50	Sin límite
			50-300	1700
			300-500	1700-400 (lineal)
			>500	400
	Nueva	General	0-50	Sin límite
			50-100	850

Tipo Combustible	Estado Operación	Combustible	Rango de Potencia (MWt)	Valor Norma (mg/Nm3)
			100-300	400-200 (Lineal)
			>300	200
Gas	Existente	General	Todas	35
	Nueva	General	Todas	35

Fuente: Directiva 2001/80/ce del parlamento europeo y del consejo

**Tabla 8 Normativa Europea para NOx**

Tipo Combustible	Estado Operación	Combustible	Rango de Potencia (MWt)	Valor Norma (mg/Nm3)
Sólido	Existente	General	0-50	Sin límite
			50-500	600
			>500	400
	Nueva	General	0-50	Sin límite
			50-100	400
			100-300	200
			>300	200
		Biomasa	0-50	Sin límite
			50-100	400
			100-300	300
Líquido	Existente	General	0-50	Sin límite
			50-500	450
			>500	400
	Nueva	General	0-50	Sin límite
			50-100	400
			100-300	200
			>300	200
Gas	Existente	General	0-50	Sin límite
			50-500	300
			>500	200
	Nueva	Gas Natural	0-50	Sin límite
			50-300	150
			>300	100
		General	0-50	Sin límite
			50-300	200

Tipo Combustible	Estado Operación	Combustible	Rango de Potencia (MWt)	Valor Norma (mg/Nm3)
			>300	200

Fuente: Directiva 2001/80/ce del parlamento europeo y del consejo

**Tabla 9 Normativa Europea para PM**

Tipo Combustible	Estado Operación	Combustible	Rango de Potencia (MWt)	Valor Norma (mg/Nm3)
Sólido	Existente	General	0-500	100
			>500	50
	Nueva	General	0-50	Sin límite
			50-100	50
			>100	30
Líquido	Existente	General	Todas	50
			0-50	Sin límite
	Nueva	General	50-100	50
			>100	30
Gas	Existente	General	Todas	5
	Nueva	General	Todas	5

Fuente: Directiva 2001/80/ce del parlamento europeo y del consejo

## 2 ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DEL BENEFICIO SOCIAL

La normativa a proponer será el resultado de un análisis donde los niveles de emisión propuestos serán justificados mediante el análisis Costo-Beneficio maximizando los beneficios netos sociales.

## 3 ESCENARIOS REGULATORIOS DEFINIDOS POR LA AUTORIDAD AMBIENTAL

En la tabla siguiente se presentan los valores definidos en el anteproyecto de norma promulgado en diciembre del 2009 (CONAMA 2009)

**Tabla 10 Anteproyecto de CONAMA (mg/Nm3)**

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm3)	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	50	30
	Líquido	30	30
	Gas	s/n	s/n

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
	Otros Gases	s/n	s/n
NOX	Sólido	400	200
	Líquido	200	120
	Gas	50	50
	Otros Gases	50	50
SO <sub>2</sub>	Sólido	200	200
	Líquido	30	10
	Gas	s/n	s/n
	Otros Gases	100	100

Fuente: (CONAMA 2009)

## CAPÍTULO 5.

## ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

La metodología de análisis costo-beneficio empleada en el estudio responde al estado del arte internacional en la materia y ha sido aplicada por el consultor en estudios similares para evaluar otros instrumentos de regulación ambiental a nivel nacional.

### 1 ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS

El modelo aplicado para la estimación de beneficios corresponde a la *función de daño*<sup>9</sup>, utilizado ampliamente para evaluar medidas que impliquen beneficios ambientales.

En grandes líneas, la secuencia metodológica del análisis comprende la definición de los escenarios a evaluar, la estimación del cambio en las emisiones de contaminantes asociados a dichos escenarios, la estimación de los consecuentes cambios en la calidad ambiental, los efectos correspondientes sobre la salud de las personas, visibilidad u otros elementos del medio ambiente, la valorización social de estos impactos y, finalmente, la agregación de los beneficios ambientales totales del proyecto. La Figura 19 muestra las etapas consideradas en la evaluación.

**Figura 19 Esquema Metodológico del análisis**



Fuente: Elaboración propia

En esta aplicación metodológica, las etapas del análisis costo-beneficio se expresan de la siguiente manera:

1. Proyección de la línea de base emisiones para cada central termoeléctrica en actividad (ver caracterización del parque en el Capítulo 1).
2. Estimación de la reducción de emisiones derivada de la aplicación de la norma (a nivel de central).
3. Estimación de mejoras en la calidad del aire equivalentes a reducciones marginales en emisiones (una tonelada por año) a través del modelo de dispersión simplificado ISC3

<sup>9</sup> La función de daño muestra la relación entre los daños ambientales, que en términos físicos puede incluir muchos tipos de impactos, y la concentración de un contaminante contenido en el ambiente.

para cada central.

4. Estimación del número de casos de mortalidad y morbilidad evitados en las poblaciones expuestas a través de funciones concentración-respuesta<sup>10</sup>.
5. Estimación de beneficios unitarios por reducción de  $PM_{2.5}$ , [ $PM_{2.5}$  ó  $PM_{10}$ ],  $NO_2$  y  $SO_2$  usando valores consistentes con la disposición a pagar o costo de enfermedad por evitar eventos como los analizados.
6. Estimación de costos sociales por instalación de equipos de abatimiento de emisiones contaminantes requeridos para cumplir la norma.
7. Estimación de beneficios netos de la nueva norma.

El detalle de esta aplicación se indica a continuación.

En la siguiente sección se describe la metodología utilizada para la estimación de beneficios de una norma de emisión para centrales termoeléctricas.

## 1.1 EFECTOS EN LA SALUD HUMANA

### 1.1.1 Contaminantes primarios y secundarios asociados a efectos en la salud

La implementación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas implica una disminución de emisiones de material particulado ( $MP_{10}$  y  $MP_{2.5}$ ), óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ) y dióxido de azufre ( $SO_2$ ). Esto a su vez conlleva reducciones en la concentración de material particulado primario y secundario en el ambiente.

Los estudios internacionales analizan los impactos en salud de reducciones en la concentración ambiental de ozono troposférico ( $O_3$ ) y material particulado fino ( $PM_{2.5}$ ). Estos contaminantes son los que más significativamente han sido asociados a eventos de mortalidad y morbilidad en la población ((Pope and Dockery 2006)). Sin embargo, los impactos derivados de la formación de ozono generado por la reducción en emisiones de  $NO_x$ , no son considerados en este estudio ya que la estimación de las concentraciones de ozono en el aire mediante modelación fotoquímica es de alta complejidad y nivel de incertidumbre. De todas formas se consideró un escenario de valoración de ozono detallado en el Capítulo 6, donde se estima el orden de magnitud de los beneficios por este contaminante.

La aplicación de medidas de control permiten reducir las emisiones de contaminantes primarios a la atmósfera, lo que implica reducciones en las concentraciones de contaminantes ambientales. Dada la disponibilidad de información y emisiones del parque termoeléctrico, se considera evaluar los siguientes contaminantes:

---

<sup>10</sup> Representan la relación entre los niveles de contaminación y la incidencia del efecto en la salud. Idealmente, estas funciones se deben haber estimado en el mismo lugar para el cual se realiza el análisis, pero a falta de ellas, es posible incorporar funciones estimadas en otras partes, aunque con un aumento en la incertidumbre de las estimaciones (APHEBA).

- **Contaminantes primarios:** son emitidos directamente a la atmósfera, ya sea por procesos de combustión, evaporación o resuspensión. En este estudio se considera evaluar: Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Material Particulado (PM) y Dióxidos de Azufre (SO<sub>2</sub>).
- **Contaminantes Secundarios:** se forman en la atmósfera a partir de los contaminantes primarios mencionados. En este estudio se considera evaluar la fracción fina del Material Particulado, PM<sub>2.5</sub>.

### 1.1.2 Identificación de los efectos en salud

Estudios nacionales e internacionales han demostrado que existe asociación entre el nivel de concentración de ciertos contaminantes, la incidencia de muertes y la incidencia de varias enfermedades cardiorespiratorias, tanto en niños como en adultos, además de otros efectos como días de restricción de actividad y pérdida de días de trabajo, entre otros. El principal contaminante asociado a efectos en salud que será evaluado es el material particulado (PM). La siguiente tabla muestra algunos de los efectos a la salud para los que se considera existe asociación con el nivel de contaminación atmosférica.

**Tabla 11 Efectos en la salud que han sido relacionados con la contaminación atmosférica**

Efectos asociados CON evidencia científica suficiente	Efectos asociados SIN evidencia científica suficiente
Mortalidad (adultos mayores)	Inducción de asma
Mortalidad (infantil)	Efectos de desarrollo fetales / neonatales
Mortalidad neonatal	Mayor sensibilidad de vías respiratorias
Bronquitis – crónica y aguda	Enfermedades respiratorias crónicas no bronquitis
Ataques de asma	Cáncer
Admisiones hospitalarias respiratorias	Cáncer pulmonar
Admisiones hospitalarias cardiovasculares	Efectos conductuales (Ej., dificultades de aprendizaje)
Visitas a sala de urgencia	Desordenes neurológicos
Enfermedades respiratorias inferiores	Exacerbación de alergias
Enfermedades respiratorias superiores	Alteración de mecanismos de defensa
Síntomas respiratorios	Daño a células respiratorias
Días de ausentismo laboral y escolar	Menor tiempo de desarrollo de angina

Efectos asociados CON evidencia científica suficiente	Efectos asociados SIN evidencia científica suficiente
Días con actividad restringida	Cambios morfológicos en el pulmón
Irritación de ojos	Arritmia cardiovascular

Fuente: Adaptado de (EPA 1999).

Dentro del material particulado, la fracción más fina ( $PM_{10}$ ,  $PM_{2.5}$  e incluso más pequeñas, como sulfatos) ha sido consistentemente asociada a impactos en salud. Aunque los mecanismos fisiológicos de los efectos de  $PM_{10}$  aún no son comprendidos cabalmente, cientos de estudios epidemiológicos realizados en diferentes partes del mundo han mostrado efectos en poblaciones diversas y en diferentes grupos de edad. Una revisión exhaustiva se encuentra en el documento de Criterios de la USEPA (EPA 2004), y en otros estudios recientes (NRC 2004; AIRNET 2005).

Existe evidencia de que los estratos socio-económicos más bajos son más susceptibles a los efectos del material particulado (O'Neill, Jerrett et al. 2003) (Bell, O'Neill et al. 2005). En nuestro país también se han encontrado efectos más importantes en los estratos con nivel menor de educación. (Cifuentes, Vega et al. 1999) (Cifuentes, Vega et al. 2000).

Para efectos del presente estudio, los impactos en salud de las emisiones de  $SO_2$  y de  $NO_x$  se asocian principalmente como precursores de material particulado fino a través de un grado de conversión a  $PM_{2.5}$ .

### 1.1.3 Cuantificación de efectos en salud

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

Las funciones se obtienen, en su mayoría, de estudios epidemiológicos de series de tiempo, de cohorte, o de sección transversal. Los primeros consisten en observar los cambios temporales (generalmente diarios) en la incidencia de efectos en una población (por lo general, una ciudad o comunidad completa) y relacionarlo estadísticamente con los cambios en los niveles de contaminantes. Como la población es la misma, esta actúa como su propio control estadístico. Los mayores efectos de confusión son, en este caso, variables ambientales como temperatura y humedad que al igual que la contaminación, varían en forma diaria.

Los estudios de sección transversal estiman una relación funcional entre la incidencia de un cierto efecto a la salud en un área metropolitana y diversas variables propias del área en cuestión, incluyendo la concentración de contaminantes. Esto se realiza analizando en forma conjunta muchas áreas metropolitanas a la vez. Estos estudios pueden entregar una estimación

de efectos de largo plazo, pero son mucho más sensibles al efecto de variables de confusión, por lo que su uso no es tan extendido.

Los estudios de cohorte toman una muestra de individuos, generalmente seleccionada de manera aleatoria, y monitorean su estado de salud durante períodos largos de tiempo (diez o más años), relacionándolo con características de los individuos y con variables ambientales. De esta manera, estiman el efecto que exposiciones de mediano y largo plazo a la contaminación tienen sobre la salud de los individuos. Estos estudios requieren una gran cantidad de recursos, por lo que se han realizado muy pocos, todos ellos en los Estados Unidos.

La mayoría de las funciones C-R son del tipo “riesgo relativo”, estiman el cambio en efectos relativo a una situación considerada como base, generalmente, la tasa de incidencia del efecto observada en la población de análisis. El cambio en el efecto que una población determinada experimenta, producto de cambios del nivel de concentración de un contaminante queda dada como:

#### Ecuación 1

$$\Delta E_{ij}^k = F(Pop_j^k, IR_{ij}, \beta_{ij}^k, \Delta C^k)$$

Donde

$Pop_j^k$ : Número de personas del grupo j que está expuesta al contaminante k.

$IR_{ij}$ : Tasa incidencia del endpoint<sup>11</sup> i en la población j.

$\beta_{ij}^k$ : Riesgo unitario de que el endpoint i afecte una subpoblación j producto de un contaminante k.

$\Delta C^k$ : Cambio de concentración en el contaminante k.

Esto puede ser reescrito como:

#### Ecuación 2

$$\Delta E_{ij}^k = F((Pop_j^k \times IF_{ij}^k(IR_{ij}, \beta_{ij}^k)), \Delta C^k)$$

Donde  $IF_{ij}^k(IR_{ij}, \beta_{ij}^k)$  es el factor de impacto del endpoint i en la población j producto de un nivel de contaminación k, que incorpora el riesgo unitario  $\beta_{ij}^k$  y la tasa de incidencia  $IR_{ij}$  del

<sup>11</sup> En la literatura los efectos a la salud estudiados son llamados “endpoints”. Los endpoints relacionados con la contaminación atmosférica pueden ser clasificados en cuatro categorías: muerte prematura; acciones médicas, como hospitalizaciones; enfermedades propiamente tales y restricción de actividad (incluyendo días perdidos de trabajo). Pueden ser también clasificados según la naturaleza de sus efectos, en crónicos y agudos; y según sus causas de acuerdo a “The International Classification of Diseases 9th Revision ICD9 [The international classification of diseases 9th revision](#)”.

efecto.

De acuerdo a esto, los efectos a la salud son cuantificados considerando tres dimensiones principales: (i) efecto analizado (ii) subpoblación estudiada y (iii) contaminante específico asociado.

**Tabla 12 Efectos en la salud cuantificables relacionados con la contaminación atmosférica**

Exposición	Exposición Largo Plazo (LP) - Exposición Corto		Endpoint (causa específica)	PM10 - Ciudad/país donde se obtuvieron las funciones C-R
Largo Plazo	Muerte prematura (LP)		Todas las causas	USA
			Enfermedad cardiopulmonar	USA
			Cáncer al pulmón	USA
	Enfermedad (LP)		Bronquitis crónica	USA
Corto Plazo	Muerte prematura (CP)		Mortalidad todas las causas	Several LA cities / USA
			Causas respiratorias	USA
			Causas cardiorespiratorias	USA
	Acciones médicas (CP)	Admisiones hospitalarias (CP)	Enfermedad cardiovascular	USA
			Asma	USA
			Desorden pulmonar crónico obstructivo	USA
			Arritmia	USA
			Enfermedad isquémica al corazón	Sao Paulo
			Causas respiratorias	Sao Paulo/USA
			Neumonía	Sao Paulo/USA
			Asma (ICD9 493)	Sao Paulo
		Visitas a la sala de emergencias (CP)	Enfermedad isquémica al corazón	Sao Paulo
			Causas respiratorias	Santiago
			Neumonía and Influenza	USA
			Neumonía	Santiago
			Enfermedades respiratorias bajas-RSP	Santiago
			Síntomas respiratorios altos-RSP	Santiago
	Visitas médicas (CP)	Síntomas respiratorios bajos -RSP	México City	
		Enfermedades respiratorias bajas-RSP	México City	
		Asma (ICD9)	Juárez	
Enfermedad (CP)		Ataques asmáticos	USA	
Días de actividad restringida	Enfermedad (CP)		Bronquitis aguda	USA
			Días perdidos de trabajo (WLD)	USA

Exposición	Exposición Largo Plazo (LP) - Exposición Corto	Endpoint (causa específica)	PM10 - Ciudad/país donde se obtuvieron las funciones C-R
	(CP)	Días de actividad restringida (RAD)	USA
		Días de actividad menor restringida (MRAD)	USA
		Días con falta de aire	USA

Fuente: basado en (Cifuentes, Krupnick et al. 2005)

En base a las funciones CR recopiladas de estudios chilenos e internacionales, se definió que los impactos de salud a considerar en el análisis serían entonces los siguientes

**Tabla 13 Impactos en Salud considerados en el Estudio**

Tipo Efecto	Nombre	Edad afectada	Grupo-Edad	Contaminante	Fuente	Beta	Stderr	Tasa-Base
Mortalidad Prematura	Exp. De largo plazo	todas	Todos	PM2.5	Pope et al 2004	6.20E-03	2.40E-03	450
Mortalidad Prematura	Exp de Largo Plazo Cardiopulmonar	>30	Adultos	PM2.5	Pope et al 2004	9.30E-03	2.90E-03	232
Mortalidad Prematura	Exp de Largo Plazo Cardiopulmonar	>30	Adultos Mayores	PM2.5	Pope et al 2004	9.30E-03	2.90E-03	232
Mortalidad Prematura	Exp. Aguda	todas	Todos	PM2.5	Cifuentes et al, 2000	1.20E-03	3.00E-04	450
Admisiones Hospitalarias	Asma	<65	Niños	PM25	Dockery et al., 1989	3.32E-03	1.05E-03	2000
Admisiones Hospitalarias	Asma	<65	Adultos	PM25	Dockery et al., 1989	3.32E-03	1.05E-03	2000
Admisiones Hospitalarias	Chronic Lung	18-64	Adultos	PM25	Schwartz & Morris, 1995	2.20E-03	7.30E-04	0
Admisiones Hospitalarias	CVD	18-64	Adultos	PM25	Schwartz 1997	1.40E-03	3.40E-04	0
Admisiones Hospitalarias	Chronic Lung	65+	Adultos Mayores	PM25	Whittemore and Korn, 1980	1.85E-03	5.20E-04	2500
Admisiones Hospitalarias	Congestive Heart Failure	65+	Adultos Mayores	PM25	Metanalysis from Mexico	3.07E-03	1.29E-03	0
Admisiones Hospitalarias	CVD	65+	Adultos Mayores	PM25	Schwartz & Morris, 1995	1.58E-03	3.40E-04	2500
Admisiones Hospitalarias	Dysrhythmia	65+	Adultos Mayores	PM25	Pooled	1.25E-03	2.03E-03	0

Tipo Efecto	Nombre	Edad afectada	Grupo-Edad	Contaminante	Fuente	Beta	Stderr	Tasa-Base
Admisiones Hospitalarias	Ischemic Heart (less Myocardial Infarctions)	65+	Adultos Mayores	PM25	Pooled	1.44E-03	1.16E-03	0
Admisiones Hospitalarias	Neumonía	65+	Adultos Mayores	PM25	Metanalysis from Mexico	3.98E-03	1.66E-03	0
Admisiones Hospitalarias	Respiratorias	65+	Adultos Mayores	PM10	Pooled	3.07E-03	8.10E-04	2000
Visitas Sala Urgencia	Causas Respiratorias	All	Todos	PM10	Metanalysis from Mexico	5.65E-03	4.27E-03	0
Visitas Sala Urgencia	Asma	0-64 yrs	Niños	PM10	Schwartz 1993 Seattle	6.67E-03	2.29E-03	0
Visitas Sala Urgencia	Asma	0-64 yrs	Adultos	PM10	Schwartz 1993 Seattle	6.67E-03	2.29E-03	0
Visitas Medicas	Niños con IRA baja	3-15 yrs	Niños	PM10	Ostro et al, 1999	1.51E-03	6.00E-04	4.18E+04
Otros	Días Laborales Perdidos	18-65 yrs	Adultos	PM2.5	Ostro et al, 1987	4.64E-03	3.50E-04	4.00E+05
Otros	Días con Actividad Restringida	18-65 yrs	Adultos	PM2.5	Ostro et al, 1987	4.75E-03	2.90E-04	6.46E+05
Otros	Días con Actividad Restringida Menor	18-65 yrs	Adultos	PM2.5	Ostro et al, 1989	7.41E-03	7.00E-04	7.80E+05

Fuente: Elaboración propia

**i) Linealización de la relación concentración-respuesta**

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

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

**ii) Calculo de efectos anuales a partir de efectos diarios**

La ecuación anterior se aplica a efectos crónicos y efectos de corto plazo. Estos últimos provienen de estudios en que la unidad de análisis temporal es un día. Es decir, usando la ecuación anterior se calcula el cambio en efectos para un día en particular. Para obtener el cambio en efectos para el año completo, es necesario sumar los cambios de efectos para todos los días del año:

$$\Delta E_{ij}^k = \sum_{l=1}^{365} \Delta E_{ij}^{kl} = \sum_{l=1}^{365} [\beta_{ij}^k \cdot \Delta C^{kl} \cdot ND_{ij}^{kl}]$$

En donde el índice l representa un día del año, por lo que  $ND_{ij}^{kl}$  representa el número base de efectos en el día l, y  $\Delta C^{kl}$  representa el cambio diario de concentraciones ambientales, que pueden ser diferentes cada día.

Si suponemos que el número de efectos diario es constante durante todo el año:

$$ND_{ij}^{kl} = ND_{ij}^k = \frac{N_{ij}^k}{365},$$

Entonces podemos calcular el número total de efectos durante todo el año de la siguiente manera:

$$\Delta E_{ij}^k = \beta_{ij}^k \cdot ND_{ij}^k \sum_{l=1}^{365} \Delta C^{kl} = \beta_{ij}^k \cdot ND_{ij}^k \cdot 365 \bar{\Delta C}^k = \beta_{ij}^k \cdot N_{ij}^k \cdot \bar{\Delta C}^k$$

En donde  $\bar{\Delta C}^k$  corresponde al cambio en el promedio anual de la concentración del contaminante k.

De esta manera, la aplicación de esta ecuación sería análoga para el cálculo de efectos crónicos, aunque ahora la unidad de análisis correspondería a un año completo, en contraste con cálculo

de efectos agudos, en que la unidad de análisis es un día.

### iii) Cálculo de indicadores unitarios

Para simplificar los cálculos, es útil calcular indicadores unitarios, que luego se pueden aplicar directamente a los cambios de concentración para calcular los efectos. Definiendo el “Factor de Impacto”  $FI_{ij}^k = \beta_{ij}^k \cdot IR_{ij}$ , el cálculo de los efectos en exceso se puede simplificar escribiéndola de la siguiente manera:

$$\Delta E_{ij}^k = [\beta_{ij}^k \cdot IR_{ij}] \cdot \Delta C^k \cdot Pop_j^k = FI_{ij}^k \cdot \Delta C^k \cdot Pop_j^k$$

En base a las funciones concentración respuesta disponibles y las características de la población expuesta (tasas base de efectos) se estimó la reducción de casos por Millón de personas por  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  reducido de  $\text{PM}_{2.5}$  como promedio nacional<sup>12</sup>. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 14 Reducción de casos por millón de personas por  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  de  $\text{PM}_{2.5}$  reducido.**

Efecto	Causa	Grupo Edad	Casos en Excesos (Casos/Millones personas por $\mu\text{g}/\text{m}^3$ $\text{PM}_{2.5}$ )
Mortalidad Prematura	Todas las causas, exposición de largo plazo	Todos	(7 – 40)
	Causas Cardiopulmonares, exposición de largo plazo	30+	(8 – 27)
Admisiones Hospitalarias	Enfermedades Respiratorias Crónicas	Todos	(20 – 68)
	Enfermedades Cardiovasculares	Todos	(22 – 54)
	Enfermedades Respiratorias	<65	(29 – 85)
Visitas Médicas	Niños con Infección Respiratoria Aguda (IRA) baja	3 a 15	(138 – 1,100)
Otros	Días laborales perdidos	Adultos	(14,600 -19,000)
	Días con Actividad Restringida	Adultos	(25,000 –31,000)
	Días con Actividad Restringida Menor	Adultos	(42,000 –58,000)

\* Solo exposición a corto plazo

\*\* Visitas médicas para todos los grupos de edad

Fuente: (DICTUC 2009)

<sup>12</sup> Contaminantes mayormente asociados a efectos en la salud

### 1.1.4 Valorización de impactos en salud

Una vez cuantificada la magnitud de los impactos en salud es necesario llevar estos valores a términos monetarios para poder utilizarlos en un análisis costo beneficio. El valor monetario de efectos a la salud puede ser estimado de dos formas: (1) a través de medidas del costo que incluyen el tratamiento de la enfermedad y pérdida de productividad por días no trabajados (método COI, de su sigla en inglés “Cost of illness”) (2) a través de medidas de la disposición a pagar de los individuos por disminuir riesgos a su salud, que incluyen los niveles valorizados por el método COI más la pérdida de bienestar que implica estar enfermo (WTP, de su sigla en inglés “Willingness to pay”). Los impactos económicos de efectos en la salud producto de la contaminación del aire incluyen entonces tres niveles: (i) costo de tratamiento, (ii) productividad perdida y (iii) pérdida de bienestar.

Para un análisis completo de los beneficios sociales que genera la reducción del nivel de contaminación del aire es necesario disponer de un valor monetario para cada uno de los efectos a la salud cuyo cambio puede ser cuantificado. Idealmente, valores de WTP son las mejores aproximaciones de los beneficios totales de mejoras en la calidad del aire en el bienestar de las personas. Desafortunadamente, estos valores no se encuentran generalmente disponibles para el caso chileno, por lo que en estos casos, serán utilizados valores basados en el método COI.

Otra opción es transferir valores desde otros contextos (WTP o COI transferidos) reescalando valores unitarios obtenidos en USA para representar la realidad de nuestro país. Basándose en la información recabada en el estudio (Cifuentes, Krupnick et al. 2005) fue posible identificar el total de efectos en salud (endpoints) cuantificables que es posible valorizar. La siguiente tabla muestra un resumen de efectos en salud (endpoints) clasificados como valorizables que serán considerados en la evaluación costo beneficio.

**Tabla 15 Efectos en la salud valorizables relacionados con la contaminación atmosférica**

Efectos a la salud		Disponibilidad de valores (WTP, COI) / Local (L) o Transferido (T)				
Tipo de efecto (endpoint)	Causa específica (endpoint)	Todos	Niños	Adultos	Ancianos	
Muerte Prematura	Todas las causas	WTP (L)				
Enfermedad	Bronquitis crónica	WTP (T)				
Acciones Médicas	Admisiones hospitalarias	Enfermedad cardiovascular (ICD9 390-429)	WTP (T)			
		Asma	WTP (T)			
		Arritmia (ICD9 427)	COI			COI
		COPD (ICD 490-496)	WTP (T)			
		Causas respiratorias (ICD9 460-519)	COI			COI

Efectos a la salud		Disponibilidad de valores (WTP, COI) / Local (L) o Transferido (T)				
Tipo de efecto (endpoint)	Causa específica (endpoint)	Todos	Niños	Adultos	Ancianos	
Visitas a la sala de emergencia	Enfermedad isquémica al corazón (ICD9 390-429)	WTP (T)				
	Neumonía (ICD9 480-487)	WTP (T)				
	Asma (ICD9 493)	WTP (T)				
	Causas respiratorias (ICD9 460-519)	WTP (T)				
	Neumonía (ICD9 480-486)	COI			COI	
	Enfermedades respiratorias bajas-RSP	COI	WTP (T)			
	Síntomas respiratorios altos-RSP (ICD9 460, 465, 487)	COI	WTP (T)		COI	
	Visitas médicas	Síntomas respiratorios bajos - RSP (ICD9 460, 465, 487)		COI		
		Enfermedades respiratorias bajas-RSP		COI		
Enfermedad	Ataques asmáticos	COI	WTP (T)	WTP (T)		
	Bronquitis aguda	WTP (T)				
Días de actividad restringida (RAD)	Días de trabajo perdido (WLD)	COI				
	Días de actividad restringida (RAD)	WTP (T)				
	Días de actividad menor restringida (MRAD)	WTP (T)				
	Días con falta de aire	WTP (T)				

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

### i) Transferencia de valores de WTP y COI

Como se observa claramente en la Tabla 15 no es posible disponer de valores estimados en Chile para cada uno de los efectos en salud (endpoints) estudiados, y para algunos específicos de estos ni siquiera es posible disponer de valores estimados en Latinoamérica. En estos casos es necesario transferir valores desde otras ciudades o países, usando la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 3} \quad WTP_{Chile} = WTP_{paísBase} \times (IPC_{Chile}/IPC_{paísBase})^{\eta}$$

Donde IPC es el ingreso per cápita del país correspondiente y  $\eta$  es la elasticidad de la demanda con respecto al ingreso por salud. La hipótesis subyacente en el método de transferencia de beneficios es que las diferencias en valoración pueden ser explicadas principalmente debido a

diferencias en ingresos entre ambos países. Una elasticidad de 1 significaría que los valores de WTP transferidos son proporcionales a las diferencias en ingreso, mientras que una elasticidad de 0 implicaría que la demanda por salud no depende del ingreso; por lo que los valores de WTP transferidos serían los mismos para la ciudad analizada que para la ciudad base. Información de valores COI puede ser transferida de ser necesario.

## ii) Productividad Perdida

Valores para la productividad perdida son computados a través del promedio de días perdidos de trabajo producto de ocurrencia de un evento por el salario promedio diario de la ciudad. Los días de trabajo perdido son representados principalmente con el periodo en que el individuo se ve obligado a permanecer hospitalizado. Probablemente individuos que requieren un periodo de hospitalización requerirán un periodo de convalecencia, aumentando su productividad perdida.

## iii) Agregación de beneficios

Finalmente, para calcular el beneficio social de mejoras en la calidad del aire se requiere el valorizar cada uno de los efectos en exceso y luego sumarlos para cada contaminante sobre la población afectada y sobre los efectos, como muestra la siguiente ecuación:

$$BS^k = \sum_{\text{efectos } i} \sum_{\text{pob } j} BS_{ij}^k = \sum_{\text{efectos } i} \sum_{\text{pob } j} (\Delta E_{ij}^k \cdot VS_{ij})$$

En la ecuación anterior  $VS_{ij}$  corresponde al valor social del efecto  $i$  en la población  $j$ , y puede corresponder a un valor de costo de la enfermedad o disposición a pagar, según sea la disponibilidad de casos.

En la agregación de beneficios es necesario tener cuidado con no contar dos veces el valor de algunos efectos. Por ejemplo, si se dispone de los costos médicos y de la disposición a pagar por evitar una hospitalización, no es posible sumar ambos, ya que la disposición a pagar incluye el costo médico evitado. Sin perjuicio de esto, se pueden presentar los resultados desagregados lo más posible, cuidando de no sumarlos cuando no corresponda.

## iv) Cálculo de Beneficios Unitarios

Al igual que para el cálculo de efectos, es útil calcular los beneficios unitarios que luego se pueden aplicar sobre una cierta población y cambio de concentraciones ambientales para calcular directamente los beneficios. El beneficio unitario está dado por:

$$BSU_j^k = \sum_{\text{efectos } i} \beta_{ij}^k \cdot IR_{ij} \cdot VS_{ij}$$

El beneficio social unitario, expresado generalmente en dólares por persona por  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  de concentración de  $\text{PM}_{2.5}$  reducida, sintetiza entonces la disposición al pago (WTP) o costo de la enfermedad (COI). De esta manera es posible calcular directamente el beneficio social resultante de la reducción de concentraciones del contaminante k como:

$$BS(\Delta C_k) = BSU_j^k \cdot \Delta C_k \cdot Pop_j$$

Para el cálculo de los beneficios unitarios se consideraron dos escenarios de valoración: Alto y Bajo, como muestra la Tabla 16. El escenario bajo considera mortalidad de largo plazo cardiopulmonar y un valor conservador de la disposición a pagar por reducciones de riesgo. En cambio el escenario alto considera mortalidad de largo plazo por todas las causas, y un valor medio de la disposición a pagar por reducciones de riesgo de muerte.

Finalmente, para calcular el beneficio social de mejoras en la calidad del aire, se requiere el beneficio social unitario de la reducción de concentraciones ambientales de  $\text{PM}_{2.5}$ , que corresponde a los costos evitados por la exposición a una mejora marginal de la concentración de  $\text{PM}_{2.5}$ .

Los valores marginales, en dólares por  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  de  $\text{PM}_{2.5}$  deben sintetizar entonces la disposición al pago (WTP), costo de la enfermedad (COI) que se asignaría a evitar el número de eventos de morbilidad y mortalidad cuantificados al reducir un  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  de  $\text{PM}_{2.5}$  en el ambiente.

Estos valores incluyen, para el caso de COI, el tratamiento de la enfermedad y pérdida de productividad por días no trabajados y para el caso de WTP, la disposición a pagar de los individuos por disminuir riesgos a su salud, que incluyen los niveles valorizados por el método COI más la pérdida de bienestar que implica estar enfermo.

**Tabla 16 Beneficios unitarios 2009 (2009 US\$/Persona \*  $\mu\text{g}/\text{m}^3$   $\text{PM}_{2.5}$ )<sup>13</sup>**

Escenario	Valor $\text{PM}_{2.5}$ (US\$/persona * $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )
Bajo	7
Alto	33

Fuente: (DICTUC 2009)

Multiplicando estos valores por la reducción en concentraciones y la población respectiva de la ciudad en estudio se obtienen los beneficios sociales unitarios de mejoras en la calidad del aire

<sup>13</sup> La valoración del  $\text{PM}_{2.5}$  de la tabla anterior fue modelado asumiendo una distribución uniforme entre los valores ahí considerados. (ver capítulo de resultados)

en la ciudad/comuna afectada. Estos valores se deben proyectar en el tiempo para representar el aumento en el ingreso per cápita y la población afectada a lo largo del período de evaluación (DICTUC 2009).

Los beneficios unitarios presentados en la Tabla 16 corresponden a los valores actualizados por (DICTUC 2009) de los beneficios estimados por (Cifuentes, Krupnick et al. 2005)<sup>14</sup> y son los utilizados para calcular los beneficios sociales de la reducción de concentraciones obtenidas. Los valores presentados son valores promedio para todo el año. En las situaciones de emergencia, los valores son proporcionalmente mayores.

El beneficio social de medidas que implican mejoras en la calidad del aire (PM<sub>2,5</sub>) corresponde a las reducciones en concentraciones producidas por el proyecto evaluado con respecto a la situación sin proyecto. Los beneficios sociales de las reducciones en concentración de PM<sub>2,5</sub> obtenidas por la norma, serán estimados entonces multiplicando los beneficios unitarios por µg/m<sup>3</sup> de PM<sub>2,5</sub> reducido disponibles por la aplicación de la norma.

Por otra parte, la implementación de una normativa para el sector termoeléctrico tendrá otros beneficios no cuantificados ni valorizados en este estudio y que por lo tanto no serán incluidos en el beneficio total de la norma. En la siguiente tabla se resumen los beneficios no considerados en el análisis.

**Tabla 17 Beneficios no Cuantificados ni valorizados en el Estudio**

Beneficio	Receptor Impactado	Descripción	Observaciones
Visibilidad	Paisaje	Aumento en la visibilidad, lo que además conlleva a beneficios estéticos asociados a un aumento del valor escénico de los entornos naturales y artificiales del País, una disminución en el riesgo de contraer accidentes automovilísticos y un estímulo al turismo, entre otros beneficios.	Beneficio sólo incluido para la ciudad de Santiago
Materiales	Construcciones	Alteración de los materiales de construcción y recubrimientos evitada en edificaciones expuestas a la contaminación (corrosión en superficies metálicas, suciedad sobre las fachadas por la sedimentación de las partículas)	Beneficio sólo incluido para la ciudad de Santiago
Biodiversidad	Flora y Fauna	Protección Biodiversidad	
	Ecosistemas	Protección de Ecosistemas por disminución de deposición seca y/o húmeda	
	Suelo y Cuerpos de Agua	Protección de los suelos y aguas superficiales de la acidificación y eutrofización.	

<sup>14</sup> En DICTUC (2009) se actualizó el Valor de la Vida Estadística estimado por Cifuentes, L. and J. J. Prieto (2000). Valuation of mortality risk reductions at present and at an advanced age: preliminary results from a contingent valuation study. [Tenth annual conference of the european association of environmental and resource economics](#). Crete, Greece., para representar los cambios en el ingreso per cápita en Chile entre el año de estudio y el año actual y nueva evidencia en cuanto a funciones dosis respuesta.

Fuente: AGIES PPDA 2008, WBG. (1998) Pollution Prevention and Abatement Handbook 1998: toward cleaner, Laurenzi Tabasso M. y Marabelli M. (1992)

### **1.1.5 Cálculo del beneficio marginal por reducción de emisiones**

Para estimar el beneficio social de la reducción de emisiones esperada por la norma se requiere conocer la relación entre los cambios en las emisiones de contaminantes primarios y los cambios en las concentraciones de contaminantes primarios y secundarios.

Se optó por utilizar el modelo de la EPA (ICS3) para encontrar la relación entre emisiones de contaminantes y concentraciones ambientales, que calcula la dispersión de contaminantes suponiendo una distribución gaussiana de las concentraciones en el aire. El modelo exige como valores de input 2 grupos de datos: primero, necesita información básica de la meteorología del lugar, y segundo, valores de las características de las emisiones.

Para los datos de meteorología se asumió un valor de la velocidad del viento constante como promedio anual de 2.5 m/s. Los valores de estabilidad atmosférica se calcularon para todos los casos (A-F) y se tomó como resultado final el valor promedio de las concentraciones obtenidas.

Por otro lado, los valores de las características de la fuente emisora (altura de la chimenea, velocidad y temperatura de salida de gases, etc.) fueron obtenidos a través de diferentes fuentes como GENER, GAMMA, SEIA y propia. Los datos que no fue posible obtener fueron completados por proyectos semejantes en tamaño, tecnología, combustible y ubicación según fuera el caso.

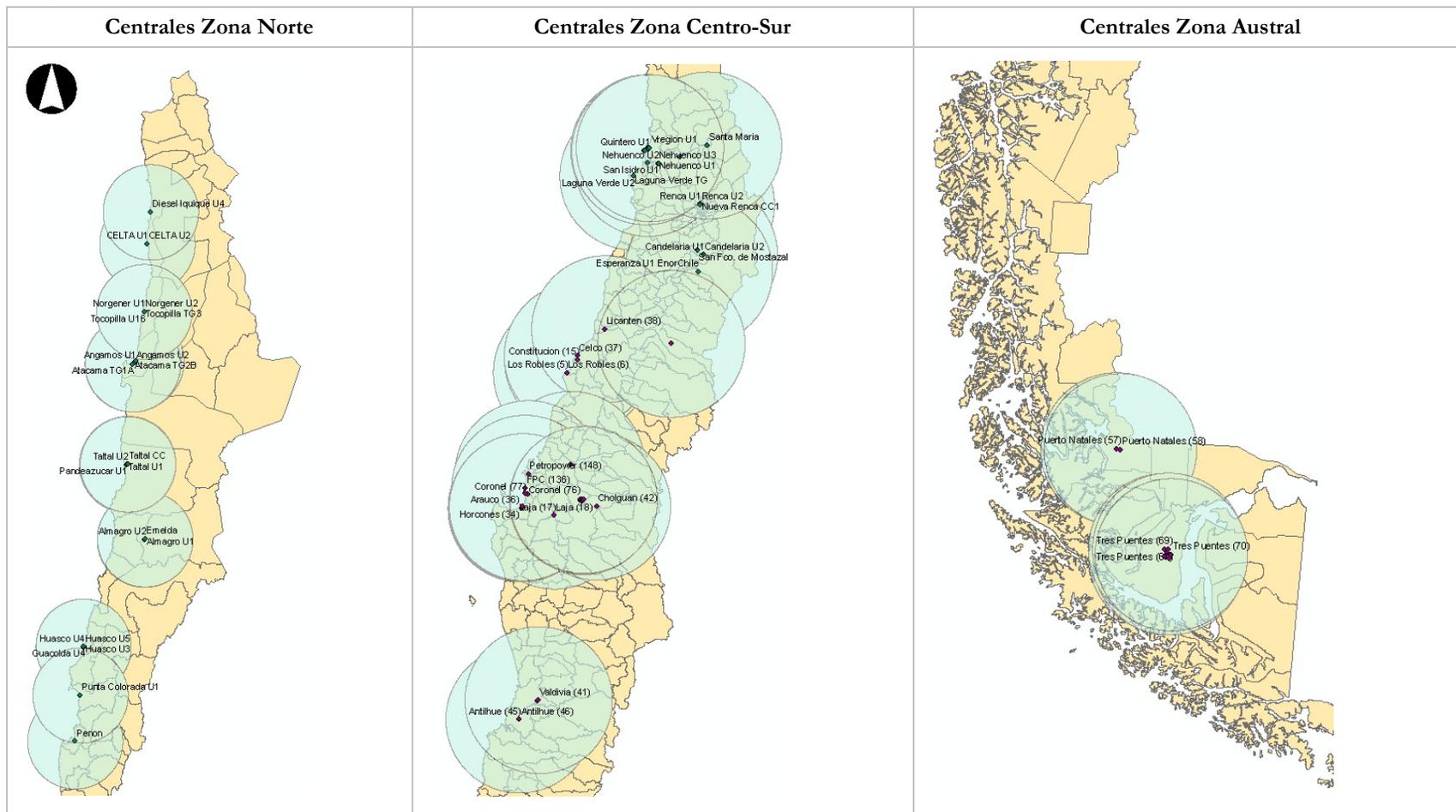
El modelo utilizado se comparó con una corrida CALL-PUFF en la zona de Ventanas donde se encontraron diferencias en grillas entre 0.3 y 2.5 veces para los valores máximos y mínimos. Tomando como  $C$  el valor dado por el modelo, se asume entonces una distribución de probabilidades triangular con mínimo, moda y máximo de  $0.3C$ ,  $C$  y  $2.5C$ , incertidumbre que se propaga a través del análisis hasta los resultados finales.

Mediante el ISC es posible encontrar las concentraciones a cualquier distancia de la fuente en un radio de 100 km, límite de los modelos tipo gaussiano con el fin de evitar errores significativos. La Figura 20 muestra la ubicación y el radio de influencia de cada chimenea.

Para la evaluación de la norma se estimó el daño o beneficio marginal<sup>15</sup> que implica la emisión en una tonelada al año de  $SO_2$ , PM y  $NO_x$  en la población expuesta dentro de un radio de 100 km de distancia de cada central (ver definición del parque evaluado en el Capítulo 1). En base al modelo de dispersión empleado es posible entonces estimar la variación en la concentración ambiental de cada contaminante en los centroides de las comunas ubicadas en el radio de influencia definido. Se ha supuesto como simplificación que la población de la comuna respectiva se encuentra en su totalidad en dicho punto.

<sup>15</sup> En el presente informe se refiere indistintamente al “Beneficio Marginal” y “Daño Marginal”. Se habla de “Daño” pues corresponden a la valorización de los efectos nocivo causado por la contaminación al receptor considerado (población, agricultura, biodiversidad, etc.). En un escenario de reducción de emisiones se evita el daño, o equivalentemente, implica un “Beneficio” por dicha reducción.

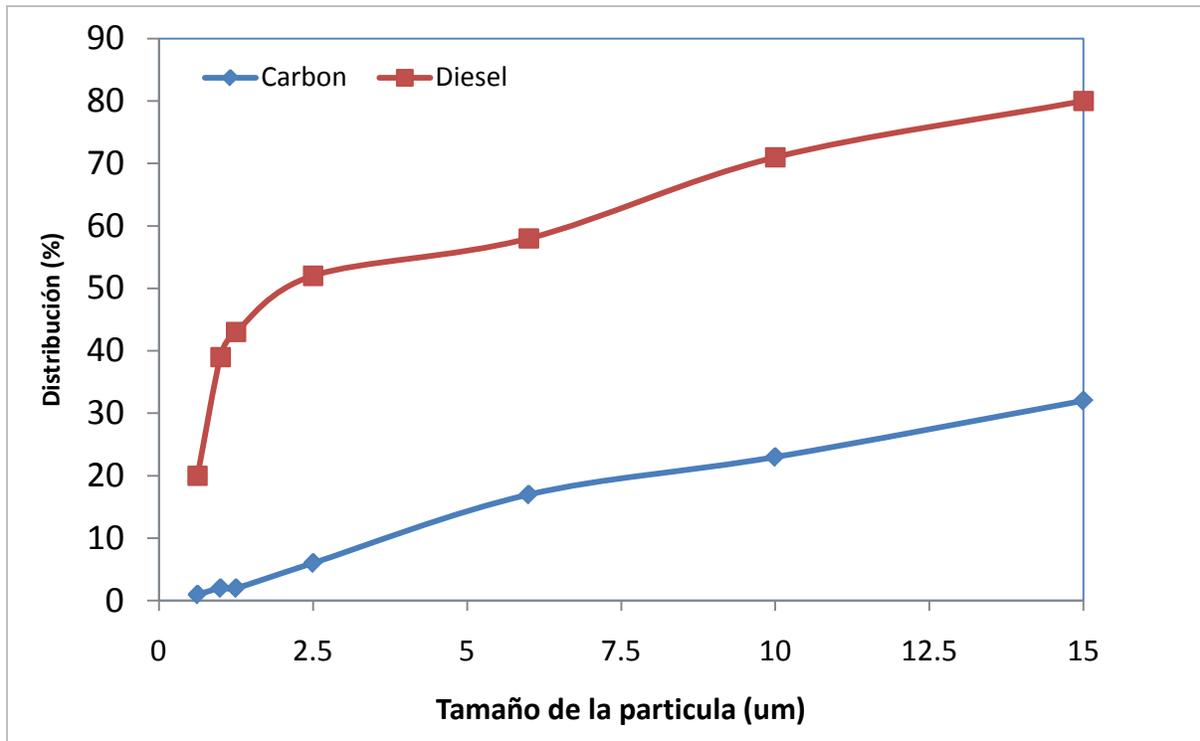
Figura 20 Radio de influencia de 100 km de las centrales termoeléctricas en Chile



Fuente: Elaboración Propia

El porcentaje de material particulado fino, fracción valorizada en este estudio<sup>16</sup>, dependen del combustible utilizado en el proceso de combustión (EPA 1995). Por ello se utilizó curvas de distribución de tamaños de partículas por combustible de operación de la planta a partir de la Figura 21.

**Figura 21 Distribución de tamaño material particulado por combustible**



Fuente: (EPA 1995)

Con ello se asume la proporción  $PM_{2.5}$  vs  $PM_{10}$  que se señala en la Tabla 18:

**Tabla 18 Fracción de  $PM_{2.5}$  emitido por combustible**

Combustible	Fracción Fina
Carbón	30%
Diesel	80%
Gas	80%

Fuente: Elaboración propia en base a (EPA 1995)

El aporte secundario al  $PM_{2.5}$  formado a partir del  $SO_2$  y  $NO_x$  se determinó en base a lo propuesto por (Hewitt 2001). A partir de este estudio se supuso 3 escenarios de tasas de oxidación para el  $NO_x$  y  $SO_2$  señalados en la Tabla 19.

<sup>16</sup> En los estudios epidemiológicos internacionales no existe consenso que el  $PM_{10-2.5}$  tenga una causalidad en los casos de mortalidad de la población.

**Tabla 19 Tasas de oxidación de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> considerados por escenario (%/h)**

Contaminante	Bajo	Medio	Alto
SO <sub>2</sub>	0.2	2.0	5.0
NO <sub>x</sub>	0.8	11.0	35.0

Fuente: (Hewitt 2001)

El material particulado secundario se forma en la atmósfera a partir de reacciones químicas que afectan a los óxidos de nitrógeno (NO<sub>2</sub> y NO<sub>3</sub>) y al dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).

Debido a que el modelo de dispersión de contaminantes utilizados no modela el aporte de material particulado secundario, se utiliza como supuesto una tasa de conversión de dichos contaminantes a PM<sub>2.5</sub> de acuerdo a la bibliografía recopilada.

En (Hewitt, 2001) se estudia el comportamiento químico en la atmósfera de los dos contaminantes en cuestión asociado a emisiones de centrales termoeléctricas, y recopila las tasas de oxidación para el SO<sub>2</sub> de distintos autores la cual se presenta a continuación.

**Tabla 20 Tasas de oxidación de SO<sub>2</sub> (%/h)**

Referencia	Tasa de Oxidación SO <sub>2</sub> (%/h)		
	Mínima	Máxima	Promedio
Anlaufetal. (1982)	0.0	8.7	4.0
Cheng et. Al (1987)	0.0	4.4	
Davis et. Al (1979)	0.2	2.3	0.7
Dittenhoeffer and de Peña (1982)	1.0	6.0	
Dittenhoeler and De Peña (1980)	0.0	5.9	0.1
Easteretal. (1980)	0.0	3.7	1.0
Eatoughetal. (1981)	1.0	7.0	
Forrest et. Al (1981)			1.8
Forrest et al. (1979b)			0.3
Forrest et al. (1981)	0.1	7.0	3.0
Garber et al. (1981)	0.0	5.1	2.2
Gillani and Wilson (1980)	0.3	3.2	2.0
Gillani et al. (1977,1978,1983)	0.1	7.5	3.0
Hegg and Hobbs (1980)	0.0	0.1	
Hobbs et al. (1979)	0.2	0.6	
Husar et al. (1978)	0.1	4.8	1.6
Liebsch and DePena (1982)	0.0	2.3	0.2
Mamane and Pueschel (1980)	0.2	0.5	
Meagher and Luria (1982)	0.8	2.8	1.3
Meagher et al. (1981)	0.0	1.3	

Referencia	Tasa de Oxidación SO <sub>2</sub> (%/h)		
	Mínima	Máxima	Promedio
Melo (1977)	0.3	12.6	
Miller and Alkezweeny (1980)			0.2
Richards et al. (1981)	0.0	0.8	
Roberts and Williams (1979)	0.1	0.5	0.3
Traegaardh (1980)	0.3	5.2	1.4
Wilson and McMurry (1981)	0.3	6.6	
Zak (1981)	1.1	8.5	5.5
Grand Total	0.2	4.5	1.6

Fuente: (Hewitt 2001)

El estudio de (Hewitt 2001) concluye que la tasa de oxidación del NO<sub>x</sub> en la pluma de contaminantes se calcula entre 4 a 7 veces la tasa de SO<sub>2</sub>, valores con los cuales es posible crear los intervalos para la tasa de oxidación del NO<sub>x</sub>. La Tabla 21 resume los valores considerados para el SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> a través de una distribución de probabilidades triangular con media en el valor promedio de oxidación.

**Tabla 21 Tasas de oxidación de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> considerados por escenario (%/h)**

Contaminante	Escenario de oxidación (%/h)		
	Bajo	Medio	Alto
SO <sub>2</sub>	0.2	2.0	5.0
NO <sub>x</sub>	8.0	11.0	35.0

Fuente: Elaboración propia a partir de (Hewitt 2001)

Los valores finales de la tabla corresponden a los promedios de todos los estudios considerados con los cuales se supuso una distribución de probabilidades triangular. Este parámetro es muy relevante en el estudio dado que dependiendo de la tasa de transformación de los contaminantes a material particulado fino dependerá los beneficios en la reducción y por ende, una norma probablemente más estricta.

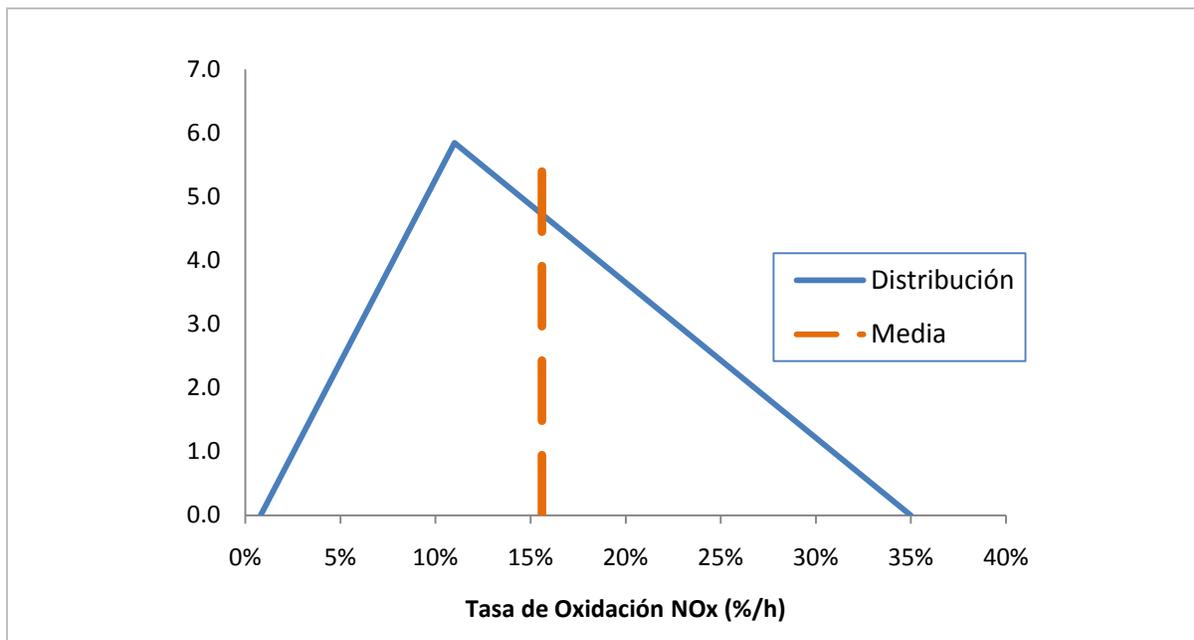
Debido a la importancia y variabilidad de este parámetro se incorporó la incertidumbre asociada de las tasas de oxidación asumiendo entonces que podía ser representada como una distribución triangular asimétrica con valor mínimo y máximo correspondiente a los escenarios bajo y alto respectivamente, y con una moda<sup>17</sup> igual al valor medio, procedimiento análogo al utilizado por (Levy, Baxter et al. 2009).

La distribución de probabilidades para el caso del NO<sub>x</sub> se muestra en la Figura 22. En ella se aprecia la diferencia entre considerar la incertidumbre o bien sólo el valor medio. Como se trata de una triangular asimétrica, el valor para el percentil 50 de los datos aumenta 56% con

<sup>17</sup> Valor de máxima frecuencia en un muestreo

respecto al valor base, obteniendo un valor de oxidación para el NOx de 17%. En el SO<sub>2</sub> ocurre lo mismo, donde el percentil 50 es un 15% mayor a la moda alcanzando un valor de 2.3% de oxidación.

**Figura 22 Distribución de probabilidades triangular NOx**



Fuente: Elaboración propia

## 1.2 EFECTOS EN LA AGRICULTURA

Las emisiones de contaminantes, además de los daños en salud, impacta en la producción agrícola de algunas especies. El programa *ExternE* de la Unión Europea tiene por objetivo estudiar las externalidades de la generación eléctrica, y particularmente en su documento “*New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies*” estima el impacto del SO<sub>2</sub> y O<sub>3</sub> para los cultivos que indica la tabla siguiente:

**Tabla 22 Especies agrícolas afectadas por SO<sub>2</sub> y O<sub>3</sub>**

Especie Afectada	SO2	O3
Arroz		X
Avena	X	X
Betarraga	X	
Caña de azúcar	X	
Cebada	X	X
Centeno		X

Especie Afectada	SO <sub>2</sub>	O <sub>3</sub>
Girasol (semilla)		X
Papa	X	X
Tabaco		X
Trigo	X	X

Fuente: (IER 2004)

En agricultura los efectos de emisiones de SO<sub>2</sub> están asociados al proceso de acidificación del suelo, causando que cultivos con una tolerancia relativamente baja a pH bajos sean los más afectados en su crecimiento.

Las formación de ozono producto de las reacciones fotoquímicas a partir de las emisiones de NO<sub>x</sub>, afecta directamente a la materia orgánica de los cultivos principalmente hojas dado su gran poder de oxidación. No obstante, en este estudio no se consideró el impacto evitado por menores concentraciones de O<sub>3</sub> generado por la reducción en emisiones de NO<sub>x</sub>, ya que la estimación de las concentraciones de ozono en el aire mediante modelación fotoquímica excede el alcance del estudio, debido a su alta complejidad y nivel de incertidumbre.

### 1.2.1 Función Dosis-Respuesta

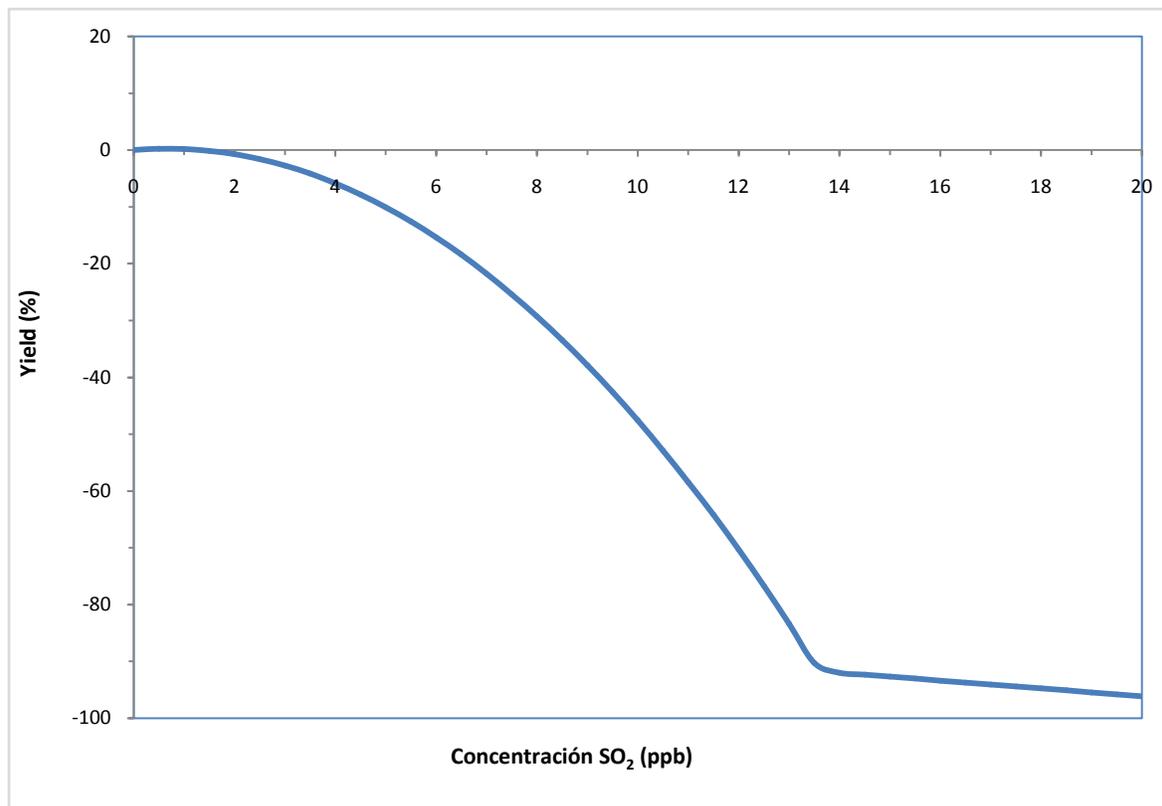
El estudio estima curvas de dosis-respuesta que relaciona la concentración en el ambiente de los contaminantes con el rendimiento o “*yield*” en la producción. Para cuantificar los impactos en nuestro país se asume que la pérdida porcentual de productividad en Europa es igual a la nacional, o análogamente, asumir que las especies afectadas por los contaminantes tienen las mismas respuestas, independiente del lugar de cultivo.

En el presente estudio se consideraron daños solamente por SO<sub>2</sub> dada la complejidad de las estimaciones de concentraciones de ozono atmosférico. La Ecuación 4 y Figura 23 detallan la función dosis respuesta para el SO<sub>2</sub> y su representación gráfica respectivamente.

#### Ecuación 4

$$yield_{SO_2}(\%) = \begin{cases} 0.74 \cdot [SO_2] - 0.55 \cdot [SO_2]^2, & \text{si } 0 < [SO_2] < 13.6 \text{ ppb} \\ -0.69 \cdot [SO_2] + 82.31, & \text{si } [SO_2] > 13.6 \text{ ppb} \end{cases}$$

Figura 23 Cambio relativo del rendimiento o “yield” de producción ante variaciones de [SO<sub>2</sub>] (%)



Fuente: (IER 2004)

Se aprecia en la figura anterior un leve aumento en la producción a bajas concentraciones de SO<sub>2</sub> explicada por la necesidad de pequeñas cantidades de azufre de los vegetales como nutriente para vivir. Posterior a los 2 ppb, existe un rápido descenso en el yield, con valores cercanos al 100% de pérdida para concentraciones altas, superiores a 15 ppb.

### 1.2.2 Cálculo de los Beneficios

Para modelar el año base, se utilizaron los datos del Censo Agropecuario 2007, en el cual se detalla la producción anual de todas las especies para todas las comunas del país y se asume constante en el tiempo para los años de evaluación.

Es necesario establecer la producción agrícola de las especies afectadas para el caso con proyecto calculada a través del rendimiento o “yield” modificado producto de la disminución en la concentración de SO<sub>2</sub> atmosférico. La Ecuación 5 relaciona la producción base con la producción con normativa a través de los rendimientos de producción.

## Ecuación 5

$$Prod_{C/N} = \left( \frac{1 + yield_{C/N}}{1 + yield_{Base}} \right) \cdot Prod_{Base}$$

## Ecuación 6

$$\Delta Prod = Prod_{C/N} - Prod_{Base}$$

El cociente indicado en la Ecuación 5 es un número mayor o igual a 1, debido a que el  $yield_{C/N}$  es un número negativo pero mayor a  $yield_{Base}$  por tener concentraciones de  $SO_2$  menores producto de la implementación de la norma. Con esto, la producción con norma es mayor a la del caso base por lo que se esperan beneficios en agricultura

**Tabla 23 Datos de producción y precio de las especies**

Especie Afectada	Precio Mercado (USD/ton)	Producción anual 2007 (Miles ton/año)
betarraga	70	15177
cebada	562	806
papa	250	8235
trigo	1696	11790

Fuente: Elaboración propia a partir de censo agropecuario 2007.

A partir de la función de daño y los precios de los productos se estiman los beneficios marginales correspondientes a los USD por cada tonelada reducida de  $SO_2$ . Se debe recordar que los beneficios por disminución en las concentraciones de ozono no están cuantificados en este estudio por lo que los valores que se obtiene de agricultura están subestimados.

### 1.3 BENEFICIOS (DAÑOS) MARGINALES POR REDUCCIÓN DE CONTAMINANTES

En cada Chimenea y contaminante analizado se obtuvieron los beneficios marginales por salud y agricultura, los que son presentados en la Tabla 24 ordenados decrecientemente según la población afectada por cada chimenea, denominada Población Expuesta.<sup>18</sup>

Los beneficios en salud dependen directa y fundamentalmente de la población expuesta a la contaminación, motivo por el cual las chimeneas ubicadas en la zona norte del país son las que poseen los valores más bajos, y al contrario, la zona central los más altos. Santiago, por ejemplo, es la ciudad donde el beneficio marginal alcanza su valor máximo debido a que cada tonelada de contaminante afecta a más de 6 millones de personas, representado principalmente mediante las centrales de Renca U1, U2 y Nueva Renca.

Por otra parte, es posible apreciar que los beneficios por reducción de MP son hasta 100 veces

<sup>18</sup> La población expuesta se calculó como el número de habitantes de las comunas cuyo centroide se ubican hasta 100 km de distancia de la fuente emisora.

mayores que los beneficios de reducir otros contaminantes pues ante la misma tonelada emitida, los efectos a la salud de las personas son mucho mayores. En la Tabla 24 se presentan las tablas con el detalle los beneficios unitarios (salud y agricultura) por reducción de emisiones para cada central y por cada contaminante en USD2009/ton.

**Tabla 24 Beneficios unitarios por reducción de emisiones (USD 2009/Ton)**

Chimenea	Zona	Población afectada	NOx			MP			SO2		
			p50	p5	p95	p50	p5	p95	p50	p5	p95
Renca U1	Centro	7,789,999	20,849	11,924	33,234	138,086	79,104	212,497	2,904	1,624	4,570
Renca U2	Centro	7,789,999	20,188	11,714	34,374	135,218	77,780	218,426	2,792	1,546	4,665
Nueva Renca CC1	Centro	7,777,045	11,868	6,393	19,182	79,592	43,786	126,488	1,583	877	2,601
Los Vientos U1	Centro	7,230,763	4,499	2,481	7,252	32,676	18,123	51,329	328	189	525
Nehuenco U1	Centro	6,841,942	3,617	2,060	5,721	26,132	13,955	41,064	329	182	545
Nehuenco U2	Centro	6,841,942	4,054	2,269	6,383	28,493	16,061	45,481	358	195	584
Nehuenco U3	Centro	6,841,942	4,264	2,376	6,729	30,144	16,770	48,649	373	203	619
San Isidro U1	Centro	6,841,942	4,119	2,420	6,940	29,442	17,026	47,660	412	235	673
San Isidro U2	Centro	6,841,942	2,105	1,223	3,428	14,765	8,323	24,144	201	117	329
Candelaria U1	Centro	6,754,125	4,062	2,327	6,590	29,209	16,217	45,814	370	205	596
Candelaria U2	Centro	6,754,125	4,101	2,205	6,652	29,194	15,729	47,405	368	196	610
Esperanza U1	Centro	6,662,565	7,057	4,107	11,507	52,256	30,598	83,670	523	307	852
Colmito U1 y U2	Centro	4,483,279	5,322	3,007	8,832	38,056	21,666	61,066	519	297	846
Laguna Verde TG	Centro	3,387,197	4,188	2,292	7,387	29,546	17,281	49,977	396	207	739
Laguna Verde U1	Centro	3,387,197	4,143	2,185	7,620	29,355	15,634	48,100	466	246	807
Laguna Verde U2	Centro	3,387,197	4,275	2,260	7,002	29,878	16,505	46,536	471	240	794
Energía Minera U1	Centro	2,242,305	1,259	667	2,102	8,942	4,887	14,168	140	71	219
Energía Minera U2	Centro	2,242,305	1,228	657	2,077	8,713	4,771	13,976	141	74	221
Energía Minera U3	Centro	2,242,305	1,258	680	2,004	8,597	5,118	13,807	134	77	224
Maitencillo U1	Centro	2,155,100	1,387	807	2,509	9,950	5,826	17,180	155	90	279
Quintero U1	Centro	1,960,475	1,677	930	2,823	11,823	6,699	19,284	155	91	273
Quintero U1 CC	Centro	1,960,475	1,730	965	2,865	12,187	6,979	19,682	167	93	281
Ventanas U1	Centro	1,873,270	1,889	1,031	3,092	12,891	7,239	20,508	213	116	355
Ventanas U2	Centro	1,873,270	1,524	787	2,559	10,449	6,043	16,954	165	92	276
Ventanas U3	Centro	1,873,270	1,259	738	2,062	8,626	4,980	14,186	140	74	240
Ventanas U4	Centro	1,873,270	1,249	724	2,086	8,818	4,853	13,926	144	74	220
Los Pinos U1	Sur	1,709,200	1,056	565	1,727	7,489	4,180	12,001	94	53	153
Santa Lidia U1	Sur	1,709,200	1,058	585	1,781	7,527	4,293	12,040	97	55	150
Campanario U1	Sur	1,674,327	1,026	582	1,645	7,400	4,194	11,863	92	53	148

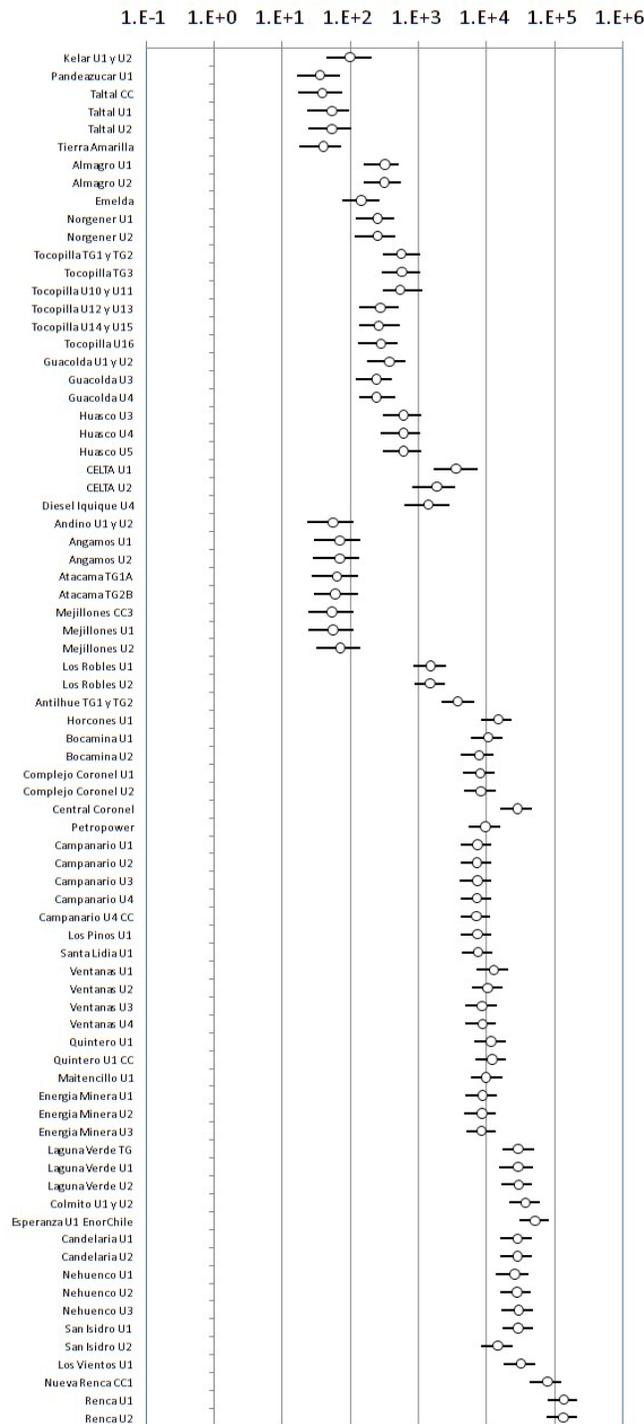
Chimenea	Zona	Población afectada	NOx			MP			SO2		
			p50	p5	p95	p50	p5	p95	p50	p5	p95
Campanario U2	Sur	1,674,327	1,036	602	1,634	7,366	4,180	11,860	91	52	149
Campanario U3	Sur	1,674,327	1,014	617	1,611	7,408	4,070	11,771	94	53	147
Campanario U4	Sur	1,674,327	1,018	567	1,670	7,251	4,186	11,876	89	53	151
Campanario U4 CC	Sur	1,674,327	1,018	579	1,674	7,170	4,183	11,507	91	50	144
Petropower	Sur	1,511,109	1,421	787	2,522	9,729	5,565	16,285	178	100	313
Central Coronel	Sur	1,421,282	4,340	2,092	6,867	28,757	16,125	47,020	479	266	787
Bocamina U1	Sur	1,398,428	1,581	827	2,646	10,688	5,907	17,104	186	98	320
Bocamina U2	Sur	1,398,428	1,127	623	1,934	7,824	4,259	12,524	136	76	226
Complejo Coronel U1	Sur	1,398,428	1,228	654	2,057	8,219	4,561	13,242	149	79	249
Complejo Coronel U2	Sur	1,398,428	1,275	652	2,096	8,404	4,701	13,598	149	87	256
Horcones U1	Centro	1,383,044	2,136	1,155	3,426	14,954	8,207	23,561	193	110	320
Antihue TG1 y TG2	Sur	597,733	571	280	1,081	3,853	2,156	6,762	66	29	146
Los Robles U1	Sur	472,262	212	108	378	1,514	845	2,515	21	10	34
Los Robles U2	Sur	472,262	204	116	376	1,503	862	2,416	19	11	33
Andino U1 y U2	Norte	305,323	8	3	18	56	24	113	1	0	2
Angamos U1	Norte	305,323	9	3	25	71	29	139	1	0	3
Angamos U2	Norte	305,323	9	3	23	71	28	137	1	0	3
Atacama TG1A	Norte	305,323	9	3	23	64	27	130	1	0	3
Atacama TG2B	Norte	305,323	8	3	23	61	29	130	1	0	3
Mejillones CC3	Norte	305,323	8	3	18	54	24	113	1	0	2
Mejillones U1	Norte	305,323	7	3	19	56	24	111	1	0	2
Mejillones U2	Norte	305,323	9	3	24	72	32	139	1	0	3
Diesel Iquique U4	Norte	179,633	177	64	452	1,429	634	2,844	13	5	32
CELTA U1	Norte	177,034	506	162	1,350	3,628	1,686	7,419	69	23	155
CELTA U2	Norte	177,034	258	98	578	1,893	802	3,497	34	12	81
Guacolda U1 y U2	Norte	65,372	50	22	102	379	176	637	5	2	10
Guacolda U3	Norte	65,372	32	14	62	244	122	412	3	2	6
Guacolda U4	Norte	65,372	34	16	73	244	133	452	3	2	7
Huasco U3	Norte	65,372	83	35	177	613	302	1,104	7	3	13
Huasco U4	Norte	65,372	85	33	168	606	283	1,067	7	3	14
Huasco U5	Norte	65,372	79	34	179	607	303	1,099	7	3	14
Norgener U1	Norte	39,934	32	13	74	251	120	448	4	2	10
Norgener U2	Norte	39,934	33	13	80	251	115	456	4	2	9
Tocopilla TG1 y TG2	Norte	39,934	82	35	162	572	305	1,070	9	4	20

Chimenea	Zona	Población afectada	NOx			MP			SO2		
			p50	p5	p95	p50	p5	p95	p50	p5	p95
Tocopilla TG3	Norte	39,934	81	30	168	574	292	1,065	9	3	21
Tocopilla U10 y U11	Norte	39,934	77	30	177	551	299	1,144	9	3	22
Tocopilla U12 y U13	Norte	39,934	38	14	83	278	133	513	5	2	11
Tocopilla U14 y U15	Norte	39,934	38	14	80	262	137	526	4	2	11
Tocopilla U16	Norte	39,934	36	17	84	282	131	489	5	2	10
Almagro U1	Norte	32,132	42	18	87	327	155	524	4	2	7
Almagro U2	Norte	32,132	40	19	91	317	158	547	4	2	8
Emelda	Norte	32,132	19	9	42	146	76	271	2	1	4
Pandezucar U1	Norte	11,100	4	2	11	36	17	71	0	0	1
Taltal CC	Norte	11,100	5	2	12	39	17	77	0	0	1
Taltal U1	Norte	11,100	6	2	17	54	23	95	0	0	1
Taltal U2	Norte	11,100	6	2	15	54	24	102	0	0	1
Tierra Amarilla	Norte	11,100	5	2	13	40	18	74	0	0	1
Kelar U1 y U2	Norte	8,418	14	5	35	100	44	210	2	1	5

Fuente: elaboración propia

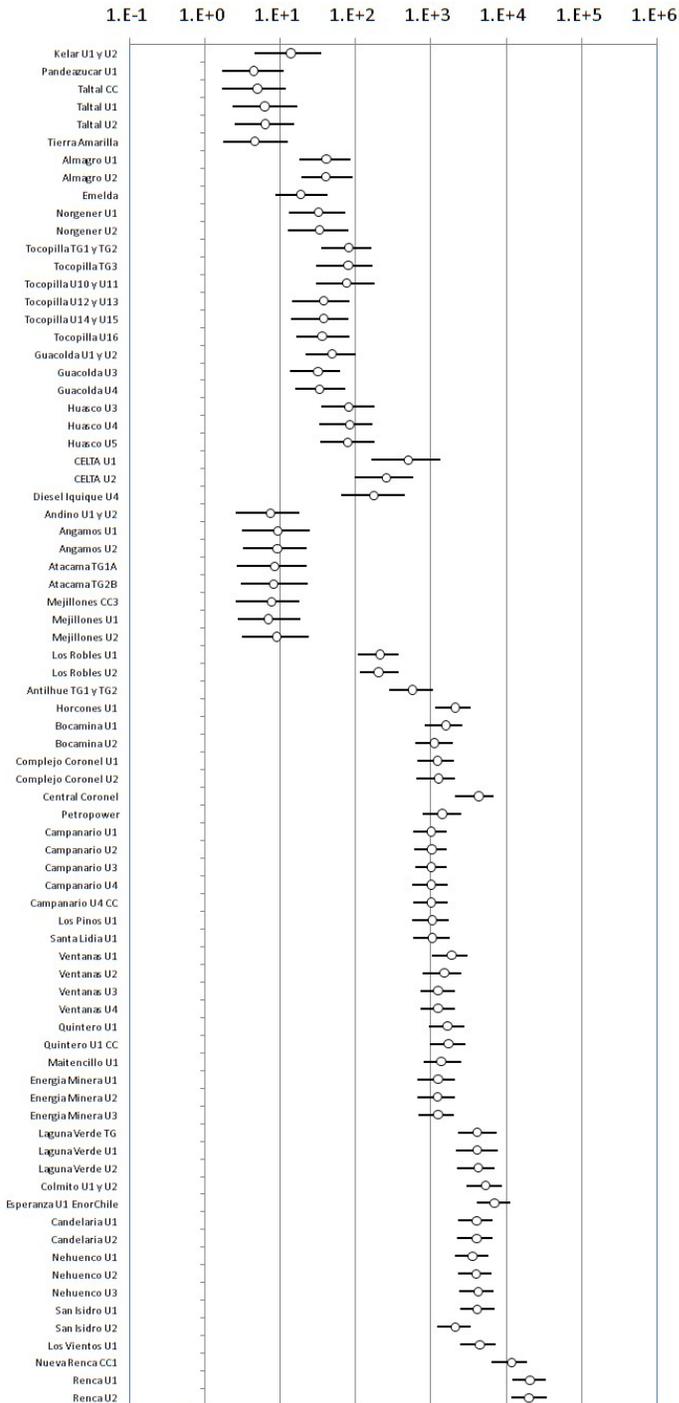
En las siguientes figuras se grafican los valores de la tabla anterior, donde el percentil 50 queda representado con un círculo y barras para indicar el intervalo de confianza para los percentiles 5 y 95.

Figura 24 Beneficios unitarios por reducción de PM<sub>2.5</sub> (USD 2009/Ton)



\*Escala Logarítmica  
Fuente: Elaboración propia

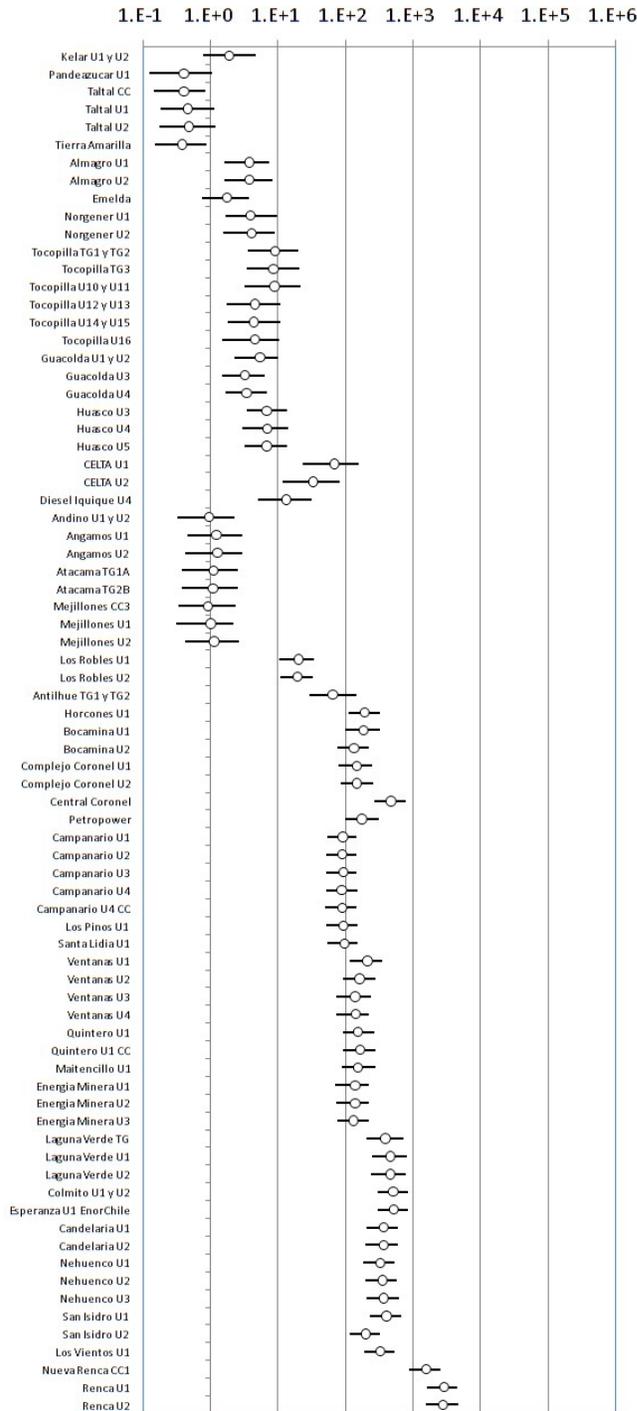
Figura 25 Beneficios unitarios por reducción de NOx (USD 2009/Ton)



\*Escala Logarítmica

Fuente: Elaboración propia

Figura 26 Beneficios unitarios por reducción de SO<sub>2</sub> (USD 2009/Ton)



\*Escala Logarítmica  
Fuente: Elaboración propia

La norma de emisión incide de manera directa en el factor de emisión a través de un valor máximo en la concentración de los contaminantes. La central que deba reducir las emisiones instalará un equipo de abatimiento el cual, mediante su eficiencia de remoción de contaminantes  $\eta$ , reduce el FE (en masa por unidad de energía) disminuyendo finalmente las toneladas emitidas (para una misma generación).

Ecuación 7

$$FE_{c/norma} \left( \frac{ton}{kWh} \right) = (1 - \eta) \cdot FE_{s/norma} \left( \frac{ton}{kWh} \right)$$

La reducción en el factor de emisión que implica una medida de abatimiento disminuye las emisiones totales anuales como se señala en la Ecuación 8, que corresponde a la diferencia de emisiones entre el caso base y el escenario con normativa.

Ecuación 8

$$\Delta E \left( \frac{Ton}{Año} \right) = E_{s/norma} - E_{c/norma} = Gen \left( \frac{kWh}{Año} \right) \cdot (FE_{s/norma} - FE_{c/norma}) \left( \frac{ton}{kWh} \right)$$

El beneficio de la norma corresponderá a la reducción en emisiones  $\Delta E$  requerida multiplicada por el beneficio marginal de reducir una tonelada del contaminante analizado de cada central tal como señala la Ecuación 9<sup>19</sup>.

Ecuación 9

$$Beneficio Norma \left( \frac{USD}{Año} \right) = \Delta E \left( \frac{Ton}{Año} \right) \cdot BMg \left( \frac{USD}{Ton} \right)$$

## 2 ESTIMACIÓN DE COSTOS

La estimación de los costos asociada a la aplicación de una norma de emisiones a centrales termoeléctricas se desarrolló sobre la base del parque a regular y el estudio de las distintas tecnologías de abatimiento disponibles y su viabilidad de ser aplicadas a las distintas fuentes en estudio.

La secuencia metodológica aplicada a esta estimación fue la siguiente:

- Determinación de las medidas de abatimiento factibles<sup>20</sup> de emplear en Chile.
- Recopilación y cálculo de eficiencias y costos de abatimiento de las medidas consideradas.
- Determinación de las configuraciones factibles de medidas de abatimiento para cada central según su tecnología y combustible.

<sup>19</sup> La Ecuación 9 está simplificada, pues tanto el valor de  $\Delta E$  como los BMg son a nivel de chimenea y contaminante, por lo que los beneficios totales anuales de la norma corresponden a la sumatoria de los productos para estos dos índices.

<sup>20</sup> Se utilizó como referencia al AirControlNet desarrollado por EPA

- Determinación de las “alternativas de abatimiento” por central analizada.
- Cálculos de curvas de costos por contaminante y alternativa de abatimiento.
- Asignación de costos por central.

Los costos considerados en el estudio son los siguientes

- Costos de inversión.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Costos por pérdida de potencia y energía.

Además se realizaron ajustes a los costos genéricos de los equipos de abatimiento por economías de escala y según centrales nuevas y existentes.

## 2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ABATIMIENTO

Con la finalidad de asociar un nivel de costos para reducir los niveles de emisiones de los escenarios evaluados, se estudiaron los equipos considerados para el abatimiento. Por este motivo, se construyó una base de datos con las medidas de abatimiento factibles de emplear en Chile, asociadas a un nivel de eficiencia y un contaminante en particular.

En la siguiente tabla se presentan las medidas de abatimiento contempladas en la evaluación para controlar el material Particulado, las medidas y parámetros fueron extraídos del Air control net de EPA (EPA 2006).

**Tabla 25 Medidas de abatimiento PM consideradas en el estudio**

Medida	Principio	Aplicabilidad	Eficiencia típica de reducción PM (%)
<b>Equipos</b>			
Lavador de Gases (LG)	Remoción de MP por fuerzas centrífugas e inerciales, inducidas al forzar el cambio de dirección del gas cargado de partículas	Se utiliza para centrales de menor tamaño	50
Filtro de Manga (FF)	Recolección del MP que trae el gas residual al pasar por una tela de tejido apretado o de fieltro	Para cualquier tipo de turbina	90-99.9
Precipitador Electrostático (ESP)(Espino, Ortúzar et al.)	Remoción mediante fuerzas eléctricas que movilizan las partículas encauzadas dentro de una corriente de emisión hacia las superficies de recolección.	Para cualquier tipo de turbina	90-99.9 (PM10) 90-99.8 (PM2.5)
<b>Medidas o mejoras al sistema de abatimiento</b>			

Medida	Principio	Aplicabilidad	Eficiencia típica de reducción PM (%)
Aumento de campos del precipitador electrostático	Aumento de la superficie de recolección.	Para cualquier tipo de turbina que tenga instalado un ESP	44-67
Aglomerador Índigo	Inyección de reactivo previo al ESP para aglomerar las partículas y aumentar el tamaño para aumentar la eficiencia del ESP	Para cualquier tipo de turbina que tenga instalado un ESP	40-45
Instalación de CEM y aumento de frecuencia de monitoreo	Monitoreo continuo de las emisiones en la Chimenea y aumento de la frecuencia de control de las emisiones	Para cualquier tipo de turbina que ya cuente con un sistema de abatimiento	7

Fuente: (EPA 2006)

Para el control de las emisiones de SO<sub>2</sub> se han considerado las siguientes medidas de abatimiento:

**Tabla 26 Medidas de abatimiento SO<sub>2</sub> consideradas en el estudio**

Medida	Principio	Aplicabilidad	Eficiencia de reducción típica de SO <sub>2</sub> (%)
<b>Equipos</b>			
Desulfurizador con agua de mar (SW FGD)	Desulfurización a través de agua de mar como agente alcalino	Centrales que tengan acceso al recurso marino	60-90
Desulfurizador semi húmedo (SDA)	Desulfurización a través de spray semiseco de lechada de cal o caliza como agente alcalino	Para cualquier tipo de turbina	60-90
Desulfurizador Húmedo (FGD Wet)	Desulfurización a través de lechada de cal o caliza como agente alcalino	Para cualquier tipo de turbina	60-90
<b>Medidas o mejoras al sistema de abatimiento</b>			
Cambio de Combustible (FS)	Cambiar combustible por uno <u>con la mitad del contenido de S</u>	Toda central que pueda utilizar combustibles con diferentes contenidos de azufre	50

Fuente: (EPA 2006)

A su vez, el control de emisiones de NO<sub>x</sub> se efectuará a través de las medidas de abatimiento contempladas en la siguiente tabla.

Tabla 27 Medidas de abatimiento NOx consideradas en el estudio

Medida	Principio	Aplicabilidad	Eficiencia de reducción típica de NOx %
<b>Equipos</b>			
Inyección de agua (WI)	Disminuye la temperatura de combustión a través de la inyección de agua.	Para turbinas de gas y ciclos combinados	15-70
Quemadores de bajo NOx (LNB)	Evita la combinación de N2 con O2 mediante el escalonamiento del aire que entra al quemador.	Para calderas o turbinas de vapor. Para turbinas a gas o ciclos combinados que quemen gas natural	50
Reducción catalítica selectiva (SCR)	Reducción química por medio de un agente reductor y un catalizador	Para calderas de vapor y ciclos combinados.	70-90

Fuente: (EPA 2006)

## 2.2 CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE ABATIMIENTO

Una vez estudiados los equipos y medidas a considerar para lograr los niveles de emisión de cada escenario a evaluar, se determinó un orden de entrada de los equipos de abatimiento y sus combinaciones, considerando el nivel de emisiones a reducir requerido. Para esto se diseñaron configuraciones específicas de abatimiento, las cuales dependen directamente del nivel de reducción que se deba alcanzar y de la compatibilidad de las diferentes tecnologías.

El diseño considera combinaciones de dos o tres equipos para lograr abatir un contaminante determinado y con el supuesto de que un mismo equipo de abatimiento no disminuye emisiones en un contaminante diferente al cual se diseñó. Esto implica que si se desea reducir PM, NOx y SO<sub>2</sub> en una misma chimenea, necesariamente se deben implementar al menos tres medidas, es decir no se consideran reducciones adicionales sobre otros contaminantes<sup>21</sup>.

Se definieron niveles de abatimiento asignando una configuración de equipos de abatimiento para cada uno de ellos. Esta metodología de asignación de niveles es acorde con lo que realiza la EPA la cual define 3 niveles de abatimiento genéricos: *Reasonably Available Control Technology* (RACT), *Best Available Control Technology* (BACT) y *Lowest Achievable Emissions Rate* (LAER), cada uno más estricto en reducción de emisiones. De esta forma no se exige un límite de emisión sino una tecnología de acuerdo a los equipos de abatimiento disponibles.

Para cada uno de los contaminantes analizados finalmente se determinaron 6 niveles de abatimiento en orden creciente de eficiencias y costo para las centrales, que abarca desde el Nivel 0, el cual no conlleva ningún equipo de abatimiento (0% de reducción de emisiones), hasta el Nivel 5, que corresponde al conjunto de medidas que más reduce emisiones. A grandes

<sup>21</sup> Por ejemplo: No se consideran las reducciones de un lavador de gases sobre el material Particulado.

rasgos estos niveles son:

- Nivel 0: Corresponde al nivel basal en donde no existe ningún equipo de abatimiento instalado.
- Nivel 1: Corresponde al mínimo tecnológico compuesto por las tecnologías más simples y de menor costo, que permitan hacer una mejora en las emisiones.
- Nivel 2 al 4: Corresponden al conjunto de equipos de abatimiento compuesto por tecnologías crecientes en cuanto a nivel de eficiencia y costos.
- Nivel 5: Corresponde al conjunto de equipos de abatimiento que permitan lograr la máxima reducción posible de emisiones.

Es importante tener en cuenta que la decisión de cuál equipo de abatimiento instalar es diferente para cada central, dado un mismo nivel de eficiencia, debido a razones técnicas y/o económicas. Por ejemplo, para la reducción de PM en una central que ya posea un Precipitador Electroestático, el camino lógico (o de mínimo costo) sería realizar un *upgrade* a dicho equipo de abatimiento en lugar de la instalación de un Filtro de Mangas. A su vez, existen impedimentos tecnológicos de combinar algunos equipos de abatimiento. Por ello, se realizó un análisis caso a caso para determinar las “alternativas de abatimiento”, es decir, las medidas-equipos que más probablemente efectuarán cada una de las centrales en caso de exigirle una reducción de contaminantes, partiendo siempre de la línea de base de los sistemas ya instalados en una central.

Como resultado del análisis se obtuvieron 4 combinaciones para NO<sub>x</sub>, 2 para PM y 4 para SO<sub>2</sub>.

La Tabla 28 detalla las diferentes alternativas de abatimiento o configuraciones posibles según los niveles para cada contaminante. Cabe hacer notar que se hizo una diferenciación entre los ciclos combinados, en el caso del NO<sub>x</sub>, dado que existen limitaciones tecnológicas y diferencias en costos para la misma eficiencia.

Tabla 28 Configuraciones evaluadas por nivel de abatimiento.

Contaminante	Alternativa	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	Aplicación
NOx	NOx-1	Nada	LNB 50%	LNB 50% (*)	SCR 70%	SCR 90%	SCR90% + LNB50%	Turbinas de Vapor
	NOx-2	Nada	WI 15%	WI 30%	SCR 70%	SCR 90%	SCR90% + WI 30%	Ciclos combinados operando a diesel
	NOx-3	Nada	WI 15%	WI 30%	WI 50%	WI 60%	WI 70%	Turbina de gas
	NOx-4	Nada	LNB CC50%	LNB CC50%	SCR 70% CC	SCR 90% CC	SCR 90% + LNB CC	Ciclos combinados operando a gas
PM	PM-1	Nada	FS 10%	LG 50%	FM 90%	FM 99.9%	FM99.9% + CEM IMF	Todo tipo de turbinas
	PM-2	Nada	FS 10%	LG 50%	ESP 90%	ESP 99.8%	ESP+2P+IA+CEM IMF	Todo tipo de turbinas
SO2	SO2.1	Nada	FS 25%	FS 50%	SDA 60%	SDA 90%	FS 50% + SDA 90%	Todo tipo de turbinas
	SO2.2	Nada	FS 25%	FS 50%	FGD Wet 60%	FGD Wet 90%	FS 50% + FGD Wet	Todo tipo de turbinas
	SO2.3	Nada	FS 25%	FS 50%	SW FGD 60%	SW FGD 90%	FS 50% + SW FGD 90%	Todo tipo de turbinas
	SO2.4	Nada	CFB+caliza 10%	CFB+caliza 30%	CFB+caliza 50%	CFB+caliza 70%	CFB 70% + caliza 90%	Todo tipo de turbinas

(\*): Ídem al nivel anterior  
Fuente: Elaboración propia

### 2.3 CÁLCULO DE CURVAS DE COSTOS-EFICIENCIA DE ABATIMIENTO

Los costos de abatimiento están asociados esencialmente a la instalación, operación, pérdida de energía y potencia<sup>22</sup> que los equipos de abatimiento produzcan con el fin de cumplir con los límites de emisión de la norma. Los costos de estos equipos fueron recopilados de distintas fuentes como EPA, datos proporcionados por las empresas AES Gener y Guacolda S.A. y estudios económicos nacionales e internacionales específicos de sistemas de abatimiento.

Los costos de O&M variables y la pérdida de potencia de los equipos de abatimiento considerados en la Tabla 28 que operan a una eficiencia diferente a la de los equipos genéricos (ver sección 2.1 del capítulo 5), fueron modificados proporcionalmente a dicho cambio de eficiencia. Tanto los costos de inversión como los de O&M fijos se mantuvieron idénticos al original. De esta forma las tablas siguientes muestran los costos de los sistemas separados por contaminante a abatir.

**Tabla 29 Datos de medidas de abatimiento de NOx**

Medida	Eficiencia (%)	Costos de Inversión (Miles USD/MWe)	Costos O&M Fijos (Miles USD/MWe)	O&M Costos Variables (USD/MWh)	Pérdida Potencia (%)	Vida Útil (Años)
LNB	50.0%	21	0	0	0%	30
LNB CC	50.0%	21	0	0	0%	30
SCR 70%	70.0%	130	3	0.583	0%	30
SCR 90%	90%	130	3	0.75	0%	30
SCR 60% CC	60.0%	39	0	1.3	0%	30
SCR 70% CC	70.0%	39	0	1.517	0%	30
SCR 90% CC	90.0%	39	0	1.95	0%	30
WI 15%	15.0%	20	0	0.107	-1%	15
WI 30%	30.0%	20	0	0.214	-2%	15
WI 50%	50.0%	20	0	0.357	-3%	15
WI 60%	60.0%	20	0	0.429	-3%	15
WI 70%	70.0%	20	0	0.5	-4%	15
WI 15% CC	15.0%	13	0	0.071	-1%	15
WI 30% CC	30.0%	13	0	0.143	-1%	15
WI 50% CC	50.0%	13	0	0.238	-2%	15
WI 60% CC	60.0%	13	0	0.286	-2%	15
WI 70% CC	70.0%	13	0	0.333	-3%	15

<sup>22</sup> - Pérdida de potencia: disminución de la potencia por la operación del equipo de abatimiento, disminuyendo el ingreso por potencia firme.

-Pérdida de Energía: energía consumida por el equipo de abatimiento que no es posible despacharla al sistema.

Medida	Eficiencia (%)	Costos de Inversión (Miles USD/MWe)	Costos O&M Fijos (Miles USD/MWe)	O&M Costos Variables (USD/MWh)	Pérdida Potencia (%)	Vida Útil (Años)
SCR 90% + LNB50%	95.0%	151	3	0.75	0%	30
SCR + WI 30%	91.7%	150	3	0.964	-2%	30
SCR + WI 30% CC	93.0%	52	0	2.093	-1%	15
SCR + LNB CC	95.0%	60	0	1.95	0%	30

Fuente: Elaboración propia a partir de datos GENER y Air Control, Net EPA (2006)

**Tabla 30 Datos de medidas de abatimiento de PM**

Medida	Eficiencia (%)	Costos de Inversión (Miles USD/MW)	Costos O&M Fijos (Miles U\$\$/MW)	O&M Costos Variables (USD/MWhr)	Pérdida Potencia (%)	Vida Útil (Años)
LG	50.0%	31	0	0	0	30
ESP 90%	90.0%	110	0.6	0	0.001	30
ESP	98.0%	110	0.6	0	0.002	30
ESP+2P+IA+CEM IMF	99.6%	268	0.6	0.021	0.002	30
FM 90%	90.0%	90	0	0.455	0.002	30
FM 99%	99.0%	90	0	0.5	0.003	30
FM99% + CEM IMF	99.1%	91	0	0.5	0.003	30
LG	50.0%	31	0	0	0	30
ESP 90%	90.0%	110	0.6	0	0.001	30

Fuente: Elaboración propia a partir de datos GENER y Air Control, Net EPA (2006)

**Tabla 31 Datos de medidas de abatimiento de SO<sub>2</sub>**

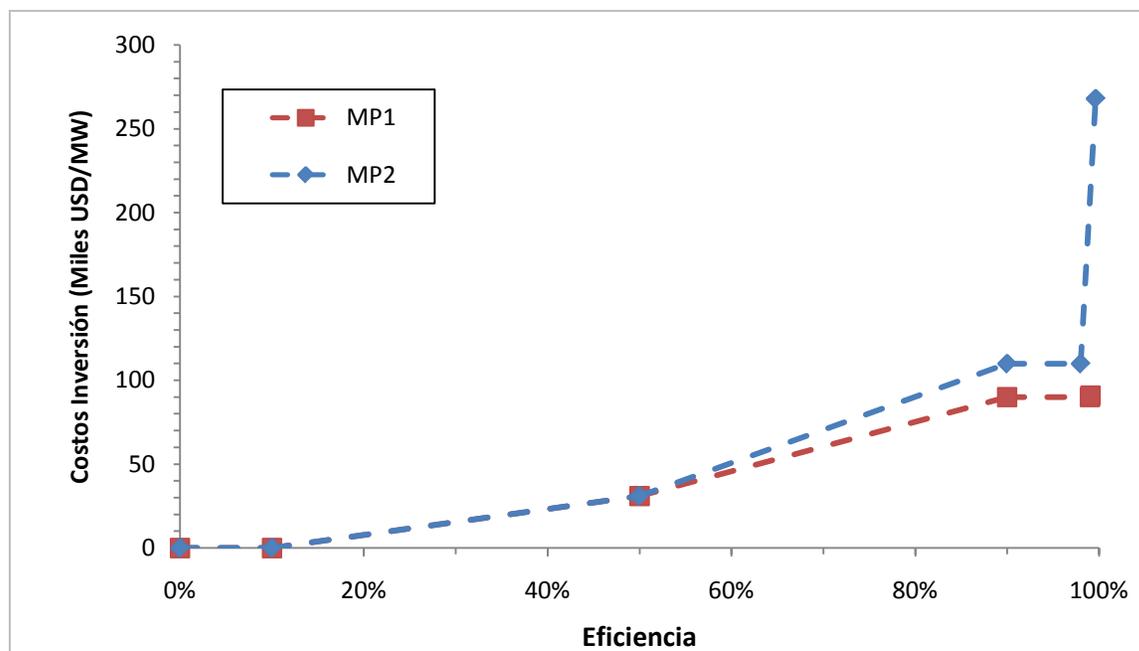
Medida	Eficiencia (%)	Costos de Inversión (Miles USD/MW)	Costos O&M Fijos (Miles U\$\$/MW)	O&M Costos Variables (USD/MWhr)	Pérdida Potencia (%)	Vida Útil (Años)
CFB+caliza 10%	10.0%	0	0	0.26	0%	30
CFB+caliza 30%	30.0%	0	0	0.78	0%	30
CFB+caliza 50%	50.0%	0	0	1.3	1%	N/A
CFB+caliza 70%	70.0%	0	2	1.82	1%	30
CFB+caliza 90%	90.0%	0	2	2.34	1%	30
CFB+caliza +FGD Wet	95.0%	220	2	1.8	3%	30
FS 10%	10.0%	0	0	0.05	0%	N/A
FS 25%	25.0%	0	0	0.05	0%	N/A

Medida	Eficiencia (%)	Costos de Inversión (Miles USD/MW)	Costos O&M Fijos (Miles U\$\$/MW)	O&M Costos Variables (USD/MW hr)	Pérdida Potencia (%)	Vida Útil (Años)
FS 50%	50.0%	0	0	0.1	0%	N/A
FGD Wet 60%	60.0%	220	2	0.333	0.013	30
FGD Wet	90.0%	220	2	0.5	0.02	30
SDA 60%	60.0%	160	2	0.867	0%	30
SDA	90.0%	160	2	1.3	1%	30
SW FGD 60%	60.0%	200	2	0	1%	30
SW FGD	90.0%	200	2	0	2%	30
FS + FGD Wet	95.0%	220	2	0.6	2%	30

Fuente: Elaboración propia a partir de datos GENER y Air Control, Net EPA (2006)

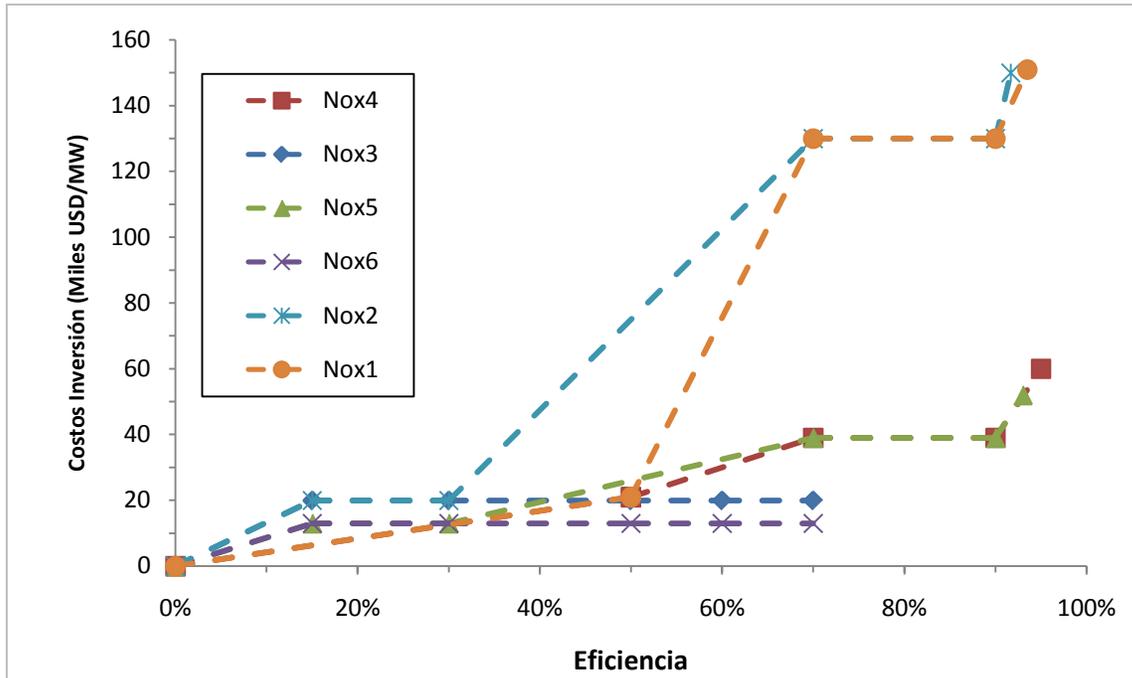
Los gráficos siguientes representan los 6 niveles para las alternativas de abatimiento de cada contaminante. Se representó mediante curvas segmentadas debido a que el cálculo de los costos de los equipos de abatimiento (costos de inversión) se asumieron discretos, es decir, las centrales sólo tienen los 6 niveles propuestos para elegir y no existe interpolación entre los datos. Este supuesto es conservador pues en algunos casos es posible modificar de manera continua la eficiencia de los equipos, por lo que los costos de inversión se mantendrían y sólo aumentarían los de O&M.

Figura 27 Curva de costos de inversión PM (USD/KWh) vs Eficiencia (%)



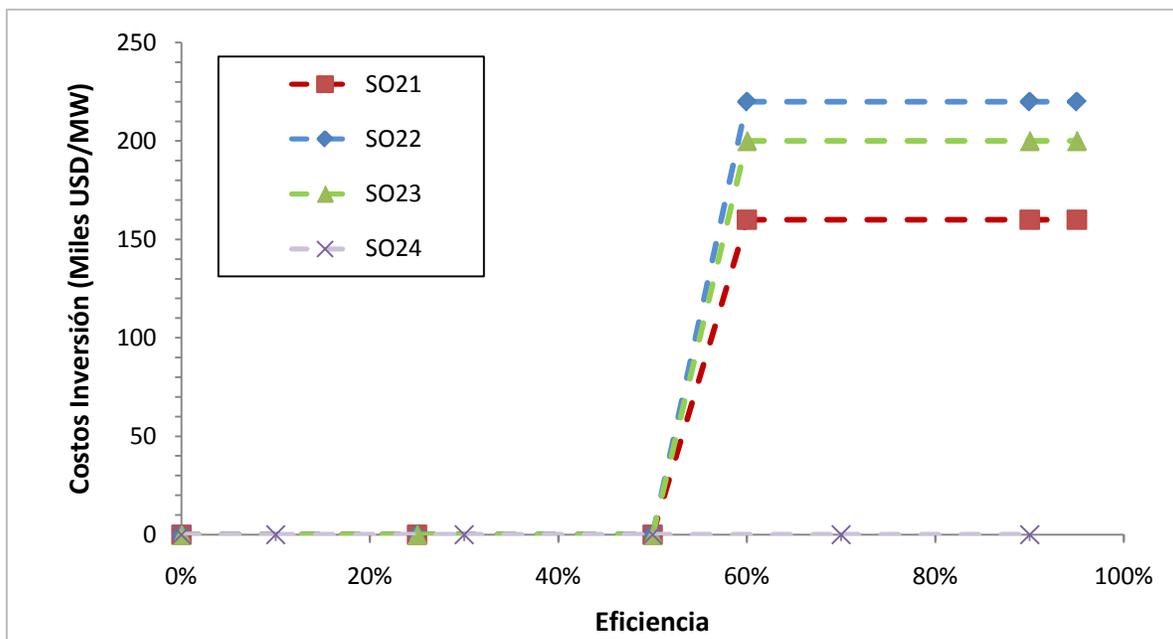
Fuente: Elaboración propia.

**Figura 28** Curva de costos de inversión NO<sub>x</sub> (USD/KWh) vs Eficiencia (%)



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 29** Curva de costos de inversión SO<sub>2</sub> (USD/KWh) vs Eficiencia (%)



Fuente: Elaboración propia.

El costo de inversión total por chimenea  $i$  se calcula multiplicando el costo de inversión unitario de cada nivel  $j$  por la potencia respectiva como señala la Ecuación 10.

Ecuación 10

$$\text{Costo Inversión}_{i,j}(\text{USD}) = \text{CI Unitario}_{i,j} \left( \frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right) \cdot \text{Potencia}_i(\text{MW})$$

Posteriormente los costos de inversión es necesario anualizarlos dado que los costos O&M son por año de funcionamiento y de esta manera pueden ser sumados. Además, los equipos poseen distinta vida útil, por lo que la anualización permite llevar el valor a la misma unidad.

El costo total anualizado para cada chimenea corresponde a la suma entre el costo de inversión anualizado y el de operación.

Ecuación 11

$$\text{Costo Total} \left( \frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right) = \text{Inversión} + \text{Operación} + \text{Potencia} + \text{Energía} \left( \frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right)$$

Además de los costos mencionados, se evaluaron los costos de pérdida de carga y de generación. La instalación de los equipos de abatimiento por una parte implica una pérdida de potencia de la centrales (determinado por cada equipo de abatimiento indicados con anterioridad) por lo que disminuye los ingresos por potencia instalada. Según datos de GENER, el valor unitario de este monto es de 7 USD/MW-mes.

Asimismo, se usa energía de manera adicional para operar el equipo de abatimiento, lo que se denomina pérdida de generación. Se estima un valor de la energía no vendida en 0.1112 USD/kWh, constante para los años de evaluación (KAS Ingeniería and GeoAire. 2009).

### 2.3.1 Ajustes de Costos de Inversión

Se realizaron 2 ajustes a los costos de inversión, según si la central es nueva o existente y según economías de escala.

#### i) Ajuste por centrales nuevas y existentes

Los costos detallados en la Tabla 29, Tabla 30 y Tabla 31 corresponden a valores promedio de equipos a instalar en centrales nuevas, es decir, no incluyen costos adicionales que pudieran existir en las centrales actualmente en operación por problemas de espacio, cambio en la configuración de los flujos de gases, etc. Para una mejor estimación, los valores fueron ajustados de acuerdo a características de las plantas, aumentando los costos de inversión desde

un 30% a un 60% según sea el caso.

De esta manera, como criterio para el cálculo del costo de retrofit o de instalación de un equipo en este tipo de centrales se supuso, en base al criterio utilizado en el modelo de estimación de sistemas de abatimiento CUECOST<sup>23</sup> desarrollado por la EPA (Yelverton 2009), aumentar un 30% el costo total de abatimiento en centrales con dificultad media de instalación de retrofit o un 60% en centrales con mayor dificultad (falta de espacio, posibles necesidades de reconfiguración, etc.). Se adjunta en Anexo C los factores de ajuste por chimenea y contaminante.

En algunos casos, como los ciclos combinados se supuso que estos habían dejado el espacio para un sistema de control de NOx de postcombustión, de lo contrario el costo de agregar el sistema significa reconstruir la planta, situación que no está incluida en este estudio.

## ii) Ajuste por economías de escala

Se realizó un ajuste de acuerdo al tamaño de las centrales (en MW), entendiéndose que los costos disminuyen mientras mayor sea el tamaño de la central. Se ajustó una curva de tendencia para cada contaminante por separado a partir de los datos de costos de los equipos de abatimiento para centrales nuevas y existentes proporcionados por AES Gener, resultados que son detallados a continuación.

### Ecuación 12

$$NOx: \text{ Ajuste} = -0.001 \cdot \text{Potencia}(MW) + 1.277$$

$$PM: \text{ Ajuste} = -0.001 \cdot \text{Potencia}(MW) + 1.233$$

$$SO_2: \text{ Ajuste} = -0.001 \cdot \text{Potencia}(MW) + 1.212$$

Las ecuaciones anteriores consideran el tamaño base de las centrales en 200 MW. Por ejemplo, para una central de 50 MW, el costo de inversión de un ESP se verá incrementado en un 18% con respecto al caso base, obteniéndose un valor final de 130.000 US\$/MW. Del mismo modo, una central de mayor tamaño, 300 MW, el costo disminuye un 7% con respecto al original.

## 2.4 COSTO DE LA NORMATIVA

Dado que la línea de base en las centrales existentes ya tiene una eficiencia de abatimiento asociada a los equipos instalados en las centrales que son considerados como costos hundidos sería incorrecto considerar como los costos del proyecto los obtenidos de la Ecuación 10.

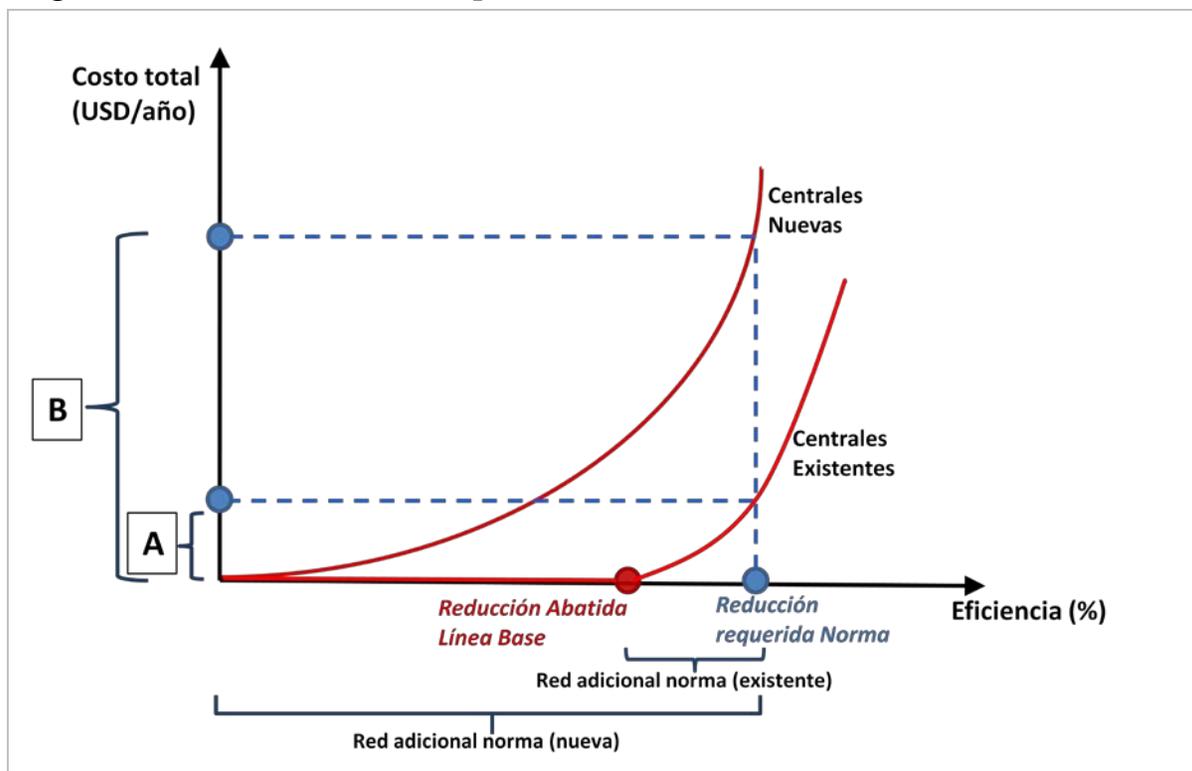
<sup>23</sup> The CUECOST es una planilla de análisis económico diseñada para estimar costos de inversión y de operación anualizados de sistemas de mitigación acorde a las normas de emisión para centrales termoelectricas de EEUU con una precisión de (+30%/-30%). Disponible en EPA's Technology Transfer Network (TTN) en [www.epa.gov/ttn/catc](http://www.epa.gov/ttn/catc)

En consideración de lo anterior, se supuso que las medidas de abatimiento de línea de base estarán vigentes, por lo que el costo adicional de la norma es el costo de las medidas de abatimiento que se requieren para cumplir con la concentración de la norma. Estas medidas de abatimiento son adicionales a las ya existentes cuyos costos no se consideran.

Para las centrales nuevas se ha tomado como línea base una situación sin abatimiento (a pesar de lo exigido en el SEIA a cada central nueva para cumplir con los niveles de calidad del aire), por lo que los costos de cada norma corresponden a los costos de cada reducción. Posteriormente se evalúan los costos que exige el SEIA y permite analizar la eficacia de este sistema como controlador de emisiones.

La Figura 30 representa lo dicho anteriormente, donde la curva de costos totales par las centrales existentes es diferente a 0 para el punto donde la normativa exige más de lo que actualmente se está abatiendo. Por el contrario, las centrales nuevas al considerarse sin medida de abatimiento, los costos totales son únicamente nulos si se le exige cero reducción.

**Figura 30 Costo adicional de cumplimiento de la norma**



**A:** Costo total central nueva

**B:** Costo total central existente

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, se supuso en el escenario de línea de base la disminución de emisiones en las zonas donde existen Planes de Descontaminación y/o Prevención Atmosférica a

implementarse próximamente (Tocopilla y Santiago) mediante la incorporación de equipos de abatimiento de acuerdo la reducción exigida. De otro modo se estarían atribuyendo beneficios y costos a la norma, cuando éstos corresponden a dichos planes.

## CAPÍTULO 6. ESCENARIOS

## RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE

En este acápite, se define el escenario base de evaluación y se detalla la metodología y los niveles obtenidos para la norma que maximiza los Beneficios Netos llamada “Norma Propuesta”.

Para el análisis de costos y beneficios se consideró un horizonte de evaluación de 10 años a partir del 2010, con una tasa de descuento del 6% de acuerdo a lo que recomienda MIDEPLAN.

### 1 DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE EMISIÓN SOCIALMENTE ÓPTIMOS Y PROPUESTA DE NORMA

Los límites de emisión propuestos en este estudio son el resultado de un análisis donde los niveles de emisión se han justificado mediante el Análisis Costo-Beneficio (ACB) maximizando los beneficios netos sociales para todo el país. En adelante denominaremos a estos niveles como “Propuesta”.

Para la construcción de esta norma se siguieron los siguientes pasos:

1. Se determinan las variables a normar de acuerdo a similitudes en las emisiones. El resultado fue diferenciar por contaminante (PM, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>), Estado de Operación (Existente y Nuevas) y Tipo de Combustible de Operación (Sólido, Líquido, Gas). Independiente a ella se diferenció el caso de las emisiones de SO<sub>2</sub> para las Turbinas a Vapor que utilizan FO debido a que las emisiones de este contaminante difieren drásticamente a las de otros combustibles líquidos.
2. Se evalúan los costos y beneficios para todo el rango de concentraciones que presentan las chimeneas de acuerdo a los grupos definidos con anterioridad.
3. Se determina el nivel de concentraciones que maximiza el beneficio social neto para cada uno de los grupos.
4. A partir de los resultados obtenidos de los beneficios netos, se formula la Propuesta del estudio.

Las emisiones utilizadas en este estudio han sido corregidas de acuerdo a la Tabla 32, se debe indicar que en algunos casos en que la información de emisiones proveniente del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en donde no se informó esta corrección, se debió suponer que se utiliza la corrección de la Tabla 32, previo análisis de consistencia de los niveles de acuerdo a la tecnología de combustión y de abatimiento informada:

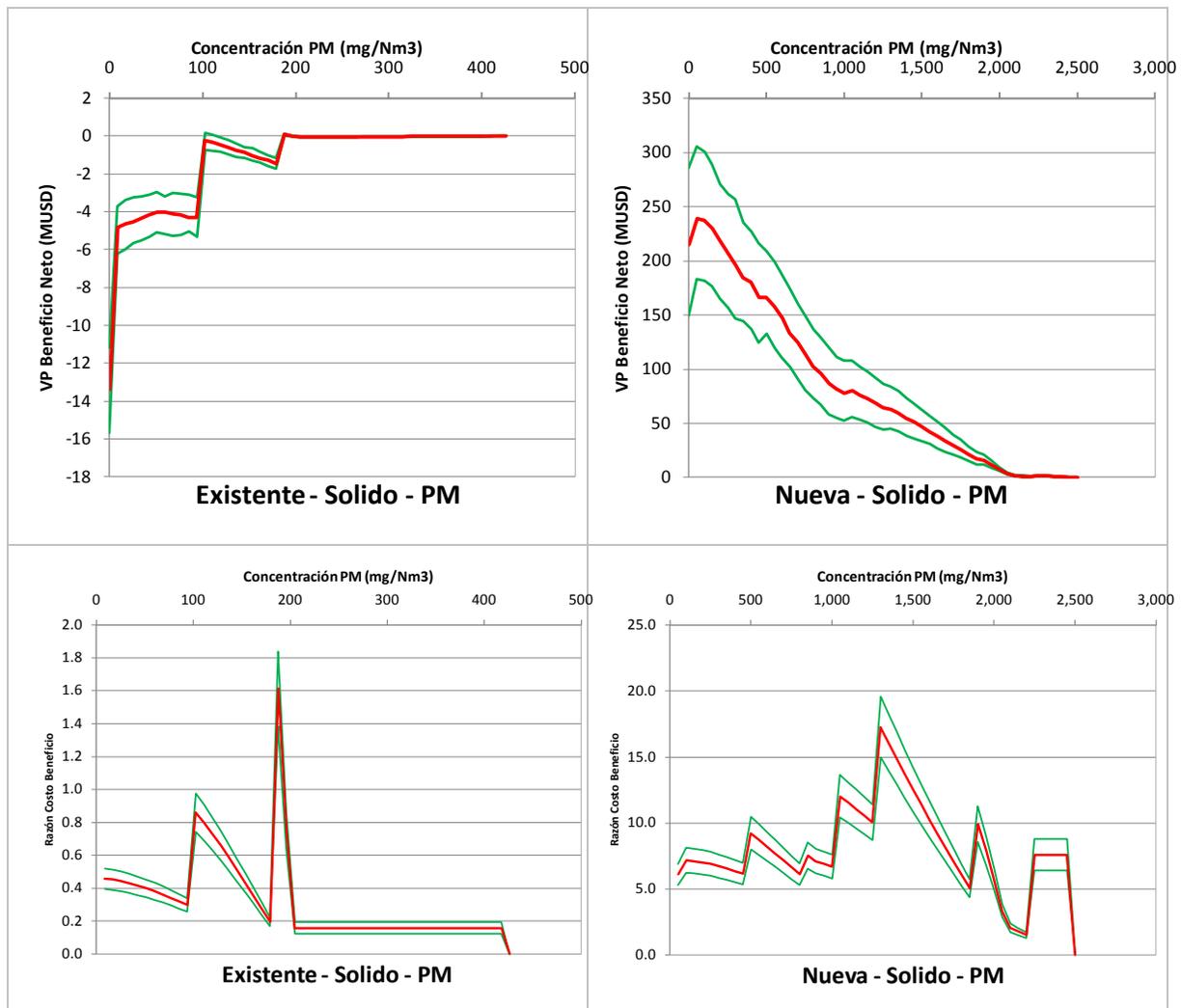
**Tabla 32 corrección de emisiones respecto de O<sub>2</sub>**

Combustible	Tecnología	Corrección de O <sub>2</sub> en base seca
Sólido		6%

Combustible	Tecnología	Corrección de O2 en base seca
Líquido	calderas	3%
	turbinas a gas	15%
Gaseoso	calderas	3%
	turbinas a gas	15%

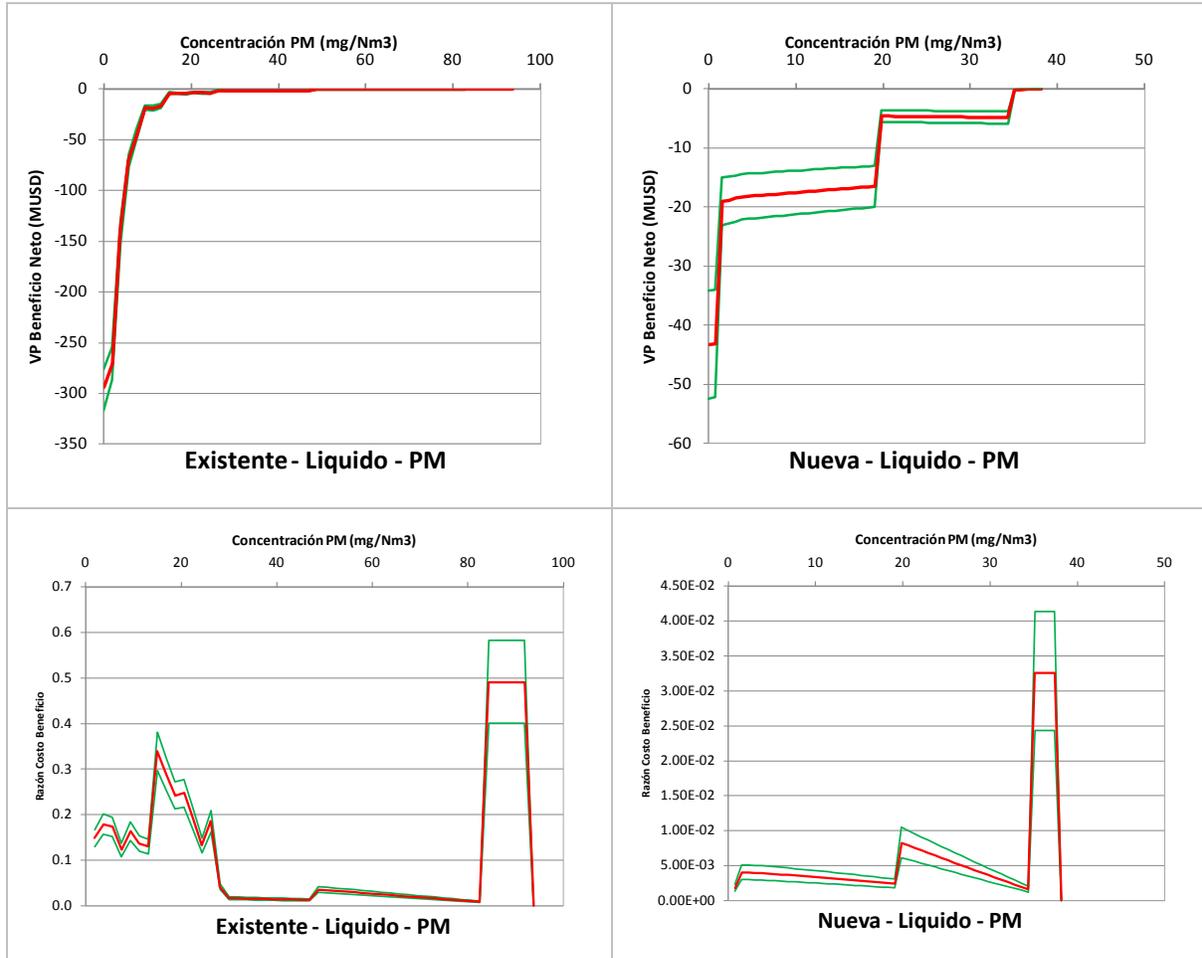
La Figura 31 a Figura 36 muestra las curvas de beneficio neto y la razón beneficio costo. Con ellas es posible determinar el valor que maximiza el beneficios social neto en cada caso, que es presentado en la

**Figura 31 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: PM - Sólido,**



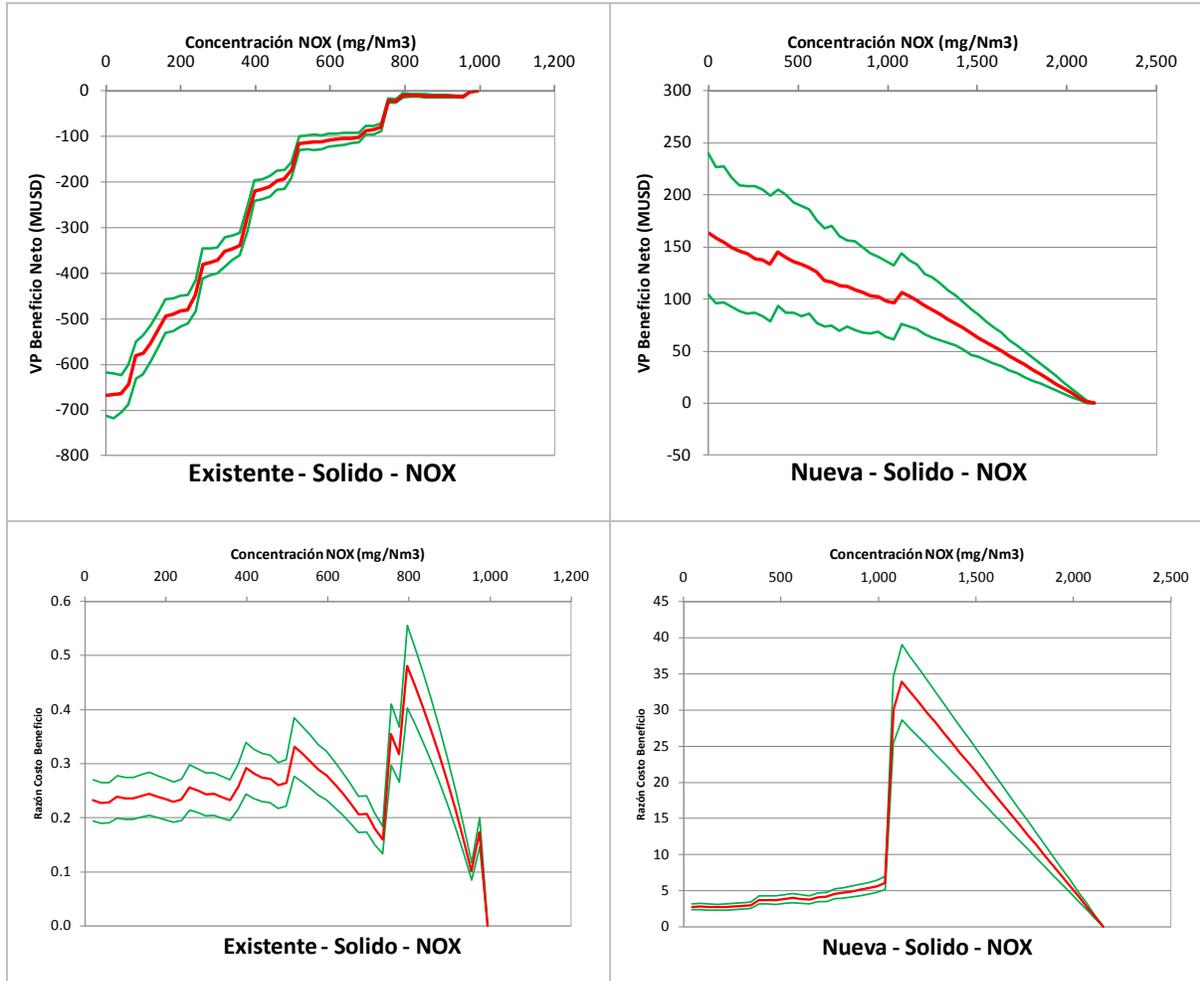
(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 32 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: PM - Líquido



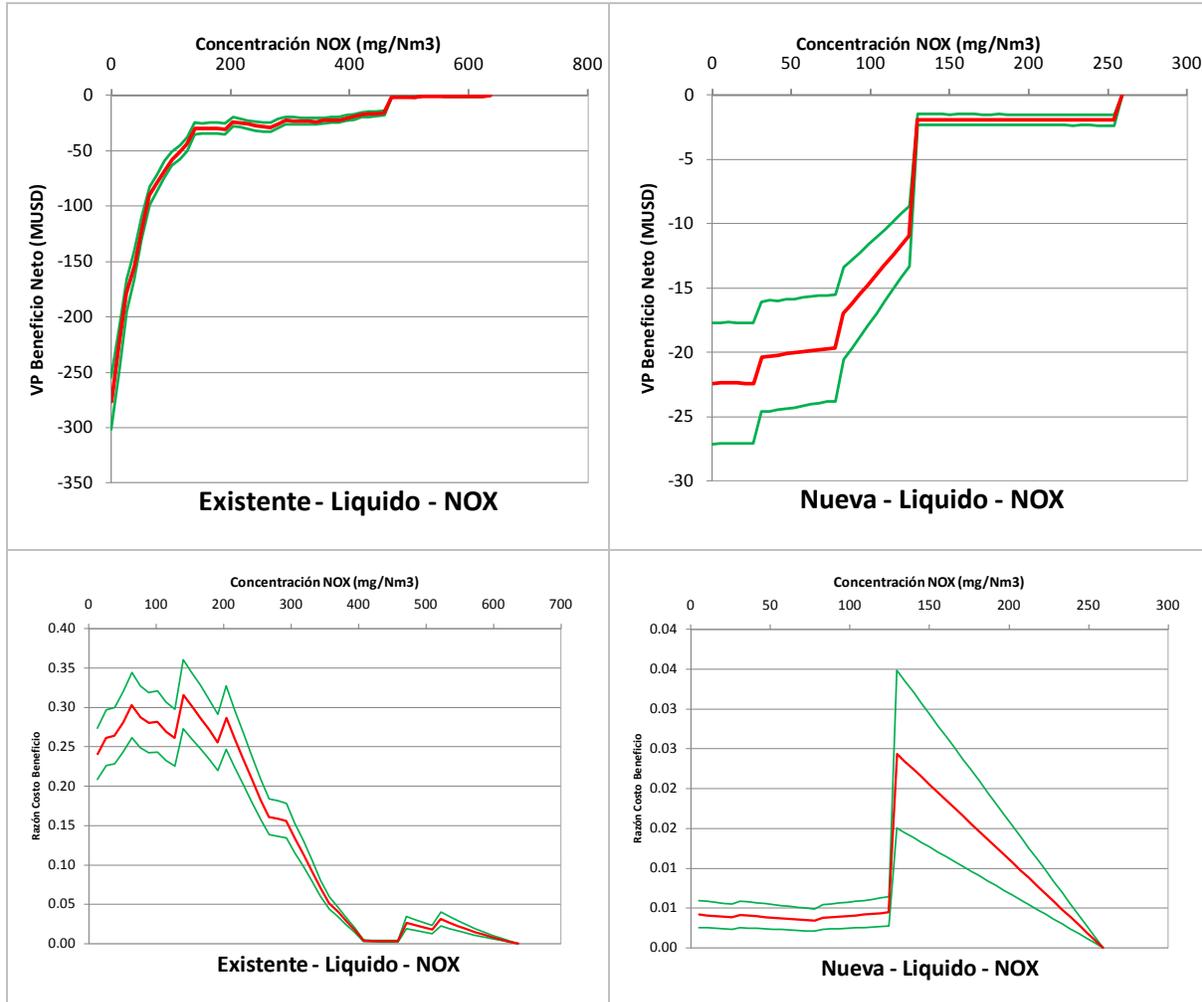
(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 33 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Sólido



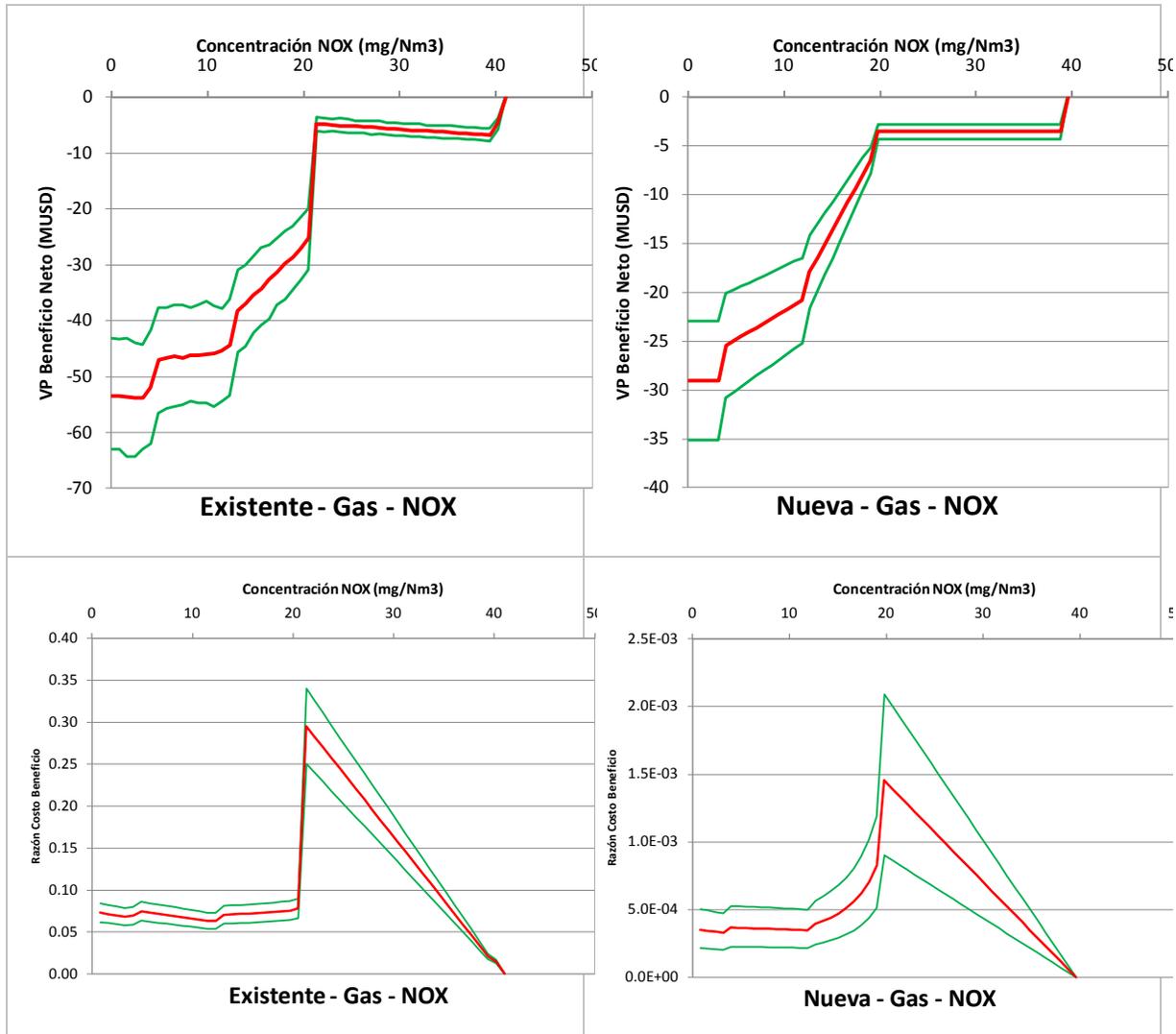
(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 34 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Líquido



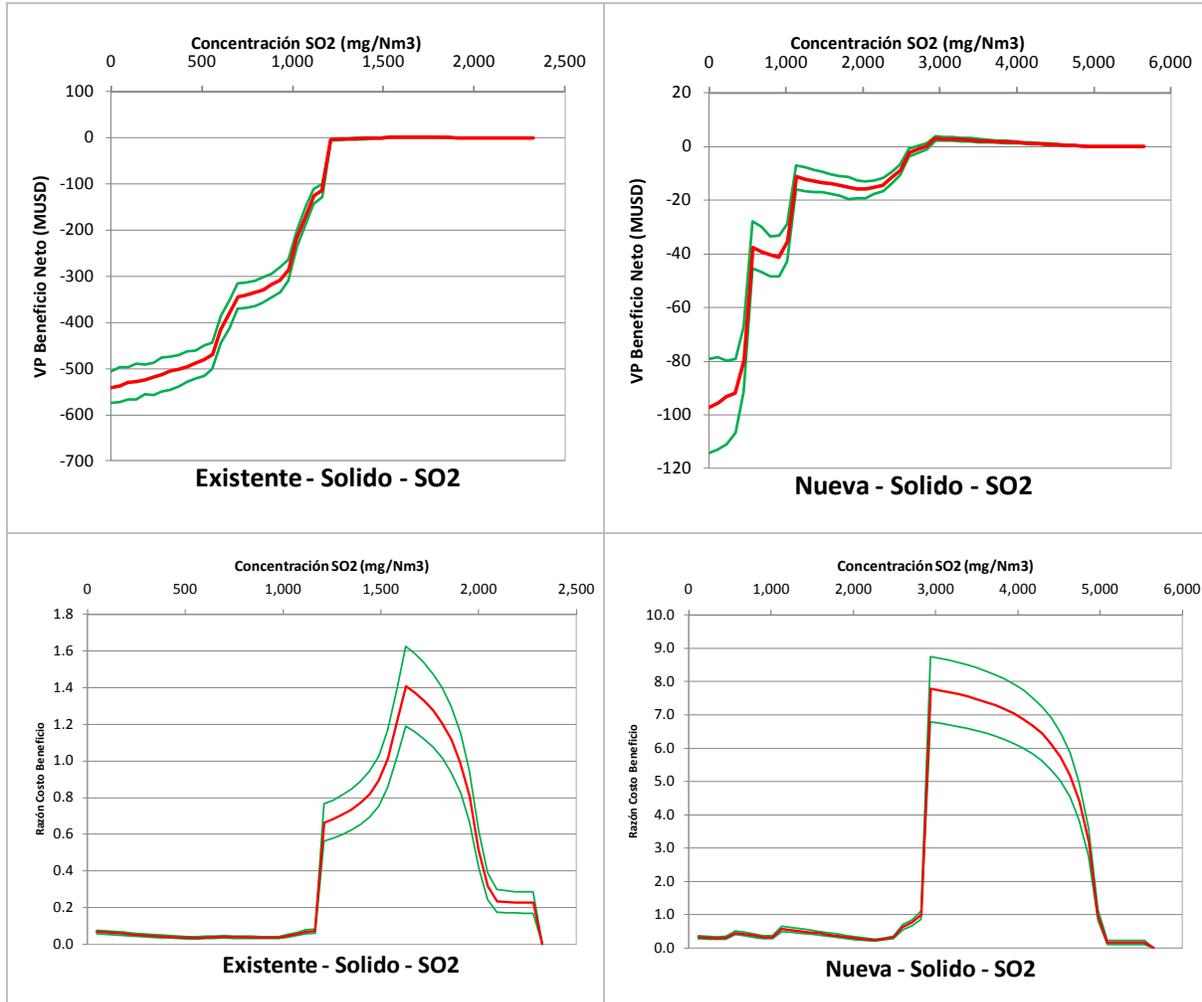
(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 35 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: NOx - Gas



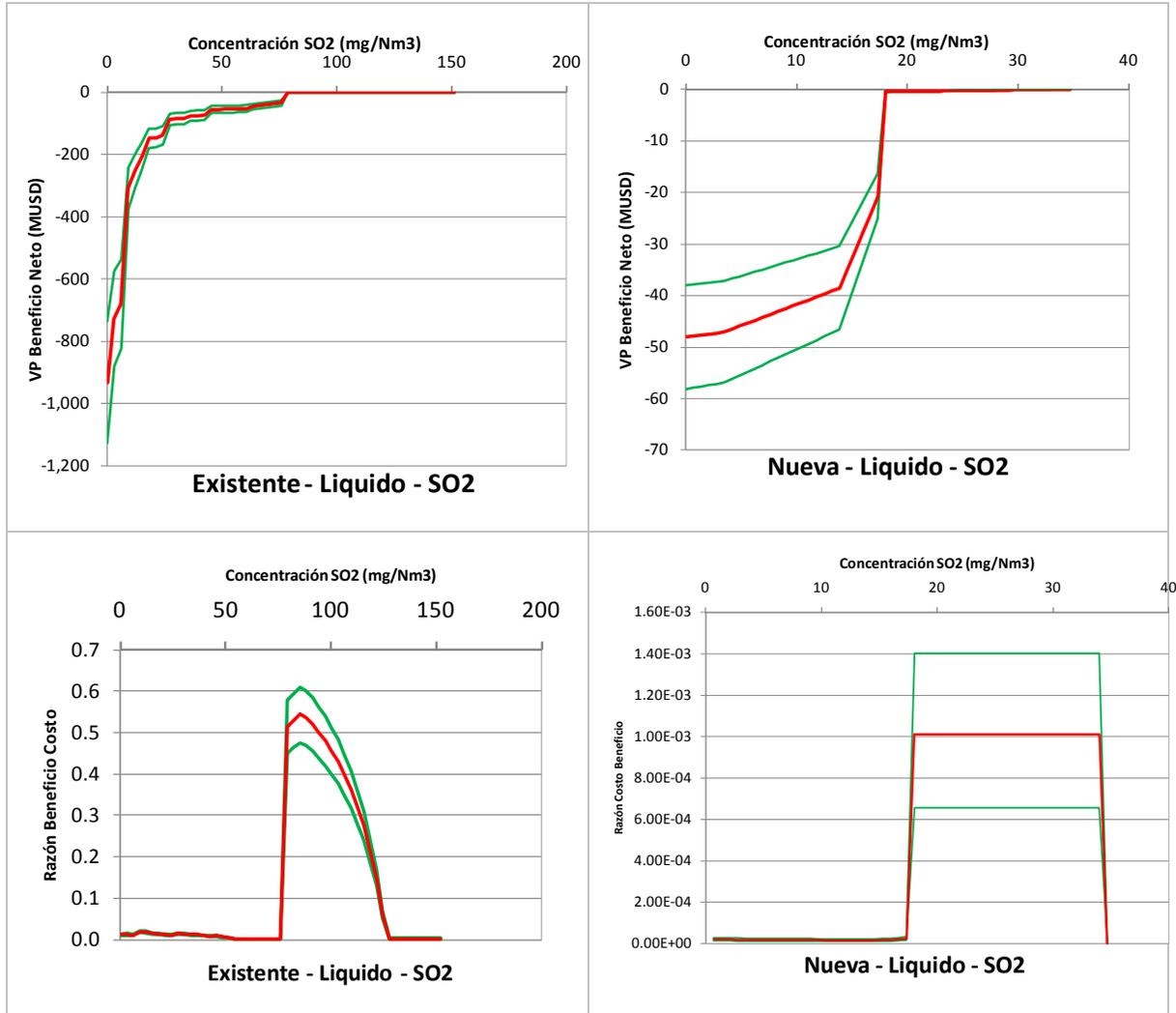
(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 36 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: SO<sub>2</sub> - Sólido

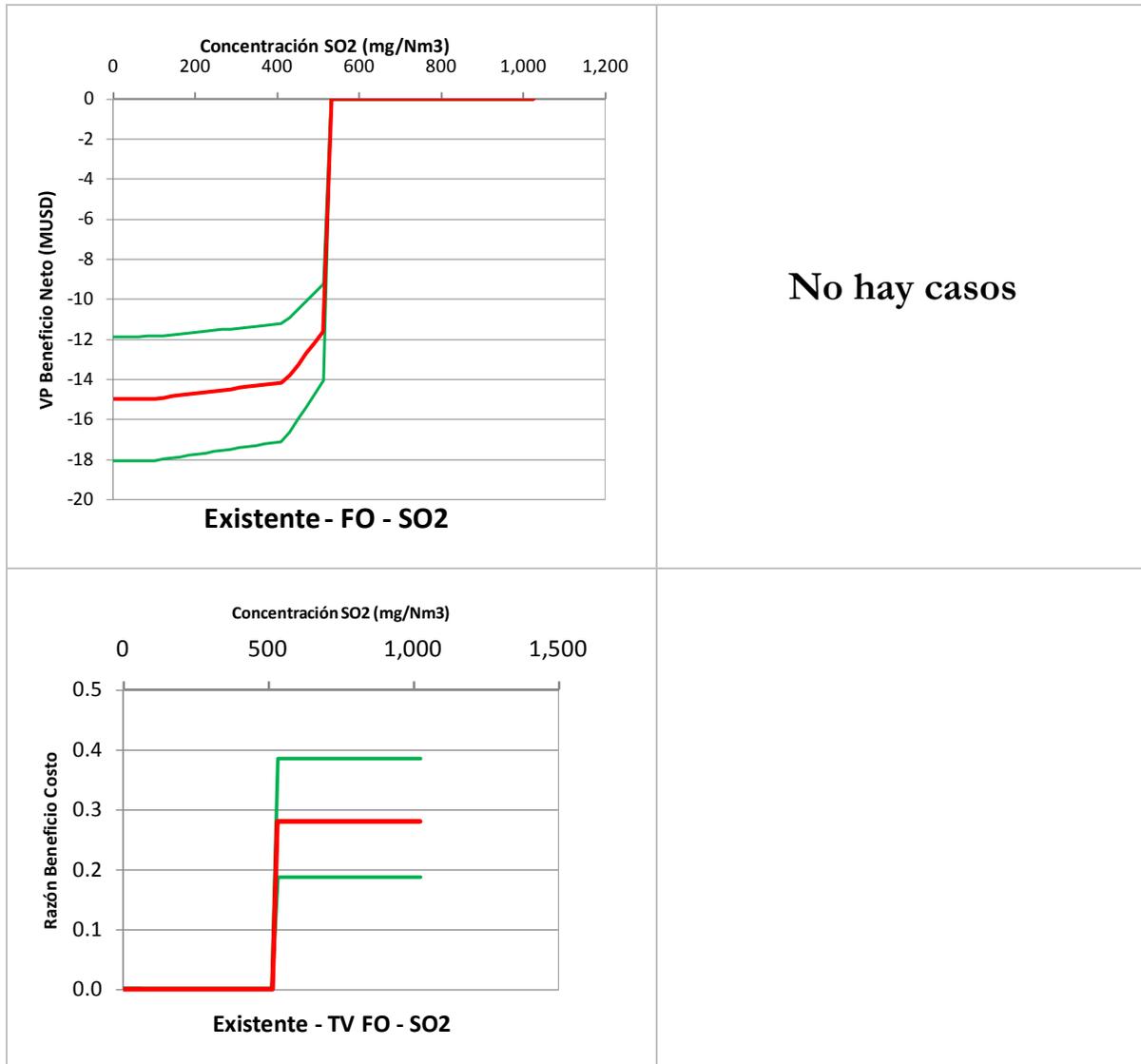


(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 37 Beneficio Neto (Millones USD) y Razón Beneficio-Costo: SO<sub>2</sub> - Líquido



(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Figura 38 Determinación de Norma Óptima SO<sub>2</sub> - TV FO (Millones USD)

(\*) Percentiles 5, 50 y 95  
Fuente: Elaboración propia

Tabla 33 Norma Óptima: niveles que maximizan el beneficio neto nacional

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	187	50
	Líquido	94	38
	Gas	s/n	s/n
NOX	Sólido	994	0

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
	Líquido	636	259
	Gas	40	40
SO <sub>2</sub>	Sólido	1628	2938
	Turbina Vapor FO6	1024	s/d
	Líquido	80	35
	Gas	s/n	s/n

Fuente: Elaboración Propia

## 2 DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE EMISIÓN NORMA PROPUESTA

La normativa Propuesta Tabla 34 se hace en base a la norma que maximiza los beneficios sociales netos, pero con los criterios adicionales detallados en la Tabla 35.

**Tabla 34 Norma Propuesta**

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	100	55
	Líquido	90	40
	Gas	s/n	s/n
NO <sub>x</sub>	Sólido	1000	400
	Líquido	650	140-200 <sup>24</sup>
	Gas	200	100
SO <sub>2</sub>	Sólido	1600	1200
	Turbina Vapor FO6	550	250
	Líquido	80	35
	Gas	s/n	s/n

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 35 Criterios para definir la norma Propuesta**

Contaminante	Combustible	Existente	Nueva
PM	Sólido	BN casi 0. B/C cercano a 1 y percentil 95 alcanza valores positivos.	BN Max

<sup>24</sup> Para efectos de la evaluación de la Propuesta, se tomó el valor de 140 mg/Nm<sup>3</sup> para las emisiones de NO<sub>x</sub> en chimeneas nuevas que operan con combustible líquido

Contaminante	Combustible	Existente	Nueva
	Líquido	BN Max. Control no es rentable socialmente, B/C bajo	BN Max. Control no es rentable socialmente B/C bajo
	Gas		
NOX	Sólido	BN Max. Control no es rentable socialmente	Óptimo Local y en rango de la UE
	Líquido	BN Max	1 Sola central: Se recomienda un rango entre óptimo local de 140 y 200 UE
	Gas	Sólo 2 centrales para su evaluación. Se recomienda aplicar el límite de la UE	Sólo 1 central para su evaluación. Se recomienda aplicar el límite de la UE
SO2	Sólido	BN Max	El límite óptimo no cumpliría con la calidad del aire. Se propone óptimo local en 1200
	Turbina Vapor FO6	Cambio de razón B/C significativa	No hay centrales nueva TV FO. Se propone una razón semejante a la relación existente-nueva de la norma SO2-Líquidos
	Líquido	BN Max. Control no es rentable socialmente, B/C bajo	BN Max. Control no es rentable socialmente B/C bajo
	Gas		

Fuente: Elaboración Propia

Cabe destacar que la norma propuesta para centrales existentes implica que las chimeneas que cumplen con holgura el límite fijado deberán mantener su nivel de emisión, es decir, deberán mantener el nivel de abatimiento al que operan actualmente. Sin embargo, si alguna central supera los límites fijados deberá reducir sus emisiones hasta cumplir con el nivel propuesto.

Por otra parte, el nivel propuesto para centrales nuevas indica el nivel de emisión que deberá cumplir toda chimenea que ingrese al parque eléctrico. Sin perjuicio de las exigencias adicionales que en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental o Sistema de evaluación Ambiental se le exija para cumplir los niveles de calidad del aire.

### 3 REDUCCIÓN DE EMISIONES SEGÚN NORMA

#### 3.1 DEFINICIÓN DEL CASO BASE

Se definió un caso base de evaluación como aquel en que todas las centrales que tuvieran RCA favorable (es decir las centrales consideradas como “nuevas”) entrarían sin los equipos de abatimiento exigidos en el SEIA. Con esta definición es posible evaluar el escenario de norma del SEIA, que si bien no tiene un límite de emisión general o explícito, exige que las centrales entren con un nivel de emisión reducido para dar cumplimiento a las normas de calidad del aire

localmente, es decir las centrales evaluadas en el SEIA deben incorporar ciertos equipos de abatimiento para que les sea permitido generar, pero los requerimientos varían debido a las condiciones locales de calidad del aire y a los distintos criterios regionales. De esta manera es posible evaluar la efectividad de esta norma implícita que posee cada central aprobada en el SEIA.

A continuación en la Tabla 36 se detalla los niveles de eficiencia de los sistemas de mitigación existente:

**Tabla 36 Eficiencia base por chimenea para cada contaminante**

Estado	Combustible	Chimenea	NOx	PM	SO2
Existente	Carbón	Angamos U1		99%	90%
Existente	Carbón	Angamos U2		99%	90%
Existente	Carbón	Bocamina U1		99%	90%
Existente	Carbón	Bocamina U2	50%	99%	90%
Existente	Carbón	CELTA U2		98%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1	50%	98%	90%
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2	50%	98%	90%
Existente	Carbón	Guacolda U3	50%	98%	90%
Existente	Carbón	Guacolda U4	94%	98%	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1			
Existente	Carbón	Laguna Verde U2			
Existente	Carbón	Ventanas U1		98%	
Existente	Carbón	Ventanas U2	50%	98%	90%
Existente	Carbón	Ventanas U3	50%	99%	90%
Existente	Carbón	Ventanas U4	50%	99%	90%
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		98%	70%
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		98%	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		98%	
Existente	Diesel	Almagro U1			
Existente	Diesel	Almagro U2			
Existente	Diesel	Antilhue TG1 y TG2	50%		
Existente	Diesel	Atacama TG1A	30%		
Existente	Diesel	Atacama TG2B	30%		

Estado	Combustible	Chimenea	NOx	PM	SO2
Existente	Diesel	Campanario U1			
Existente	Diesel	Campanario U2			
Existente	Diesel	Campanario U3			
Existente	Diesel	Campanario U4	50%	98%	90%
Existente	Diesel	Campanario U4 CC	50%	98%	90%
Existente	Diesel	Candelaria U1	50%		
Existente	Diesel	Candelaria U2	50%		
Existente	Diesel	CELTA U1			
Existente	Diesel	Central Coronel			
Existente	Diesel	Colmito U1 y U2	50%		
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4			
Existente	Diesel	Emelda	50%	98%	90%
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile			
Existente	Diesel	Horcones U1			
Existente	Diesel	Laguna Verde TG			
Existente	Diesel	Los Pinos U1	50%		
Existente	Diesel	Los Vientos U1	50%		
Existente	Diesel	Mejillones CC3			
Existente	Diesel	Nehuenco U1	30%		
Existente	Diesel	Nehuenco U2	30%		
Existente	Diesel	Nehuenco U3	50%		
Existente	Diesel	Nueva Renca CC1	70%		
Existente	Diesel	Renca U1			
Existente	Diesel	Renca U2			
Existente	Diesel	San Isidro U1			
Existente	Diesel	San Isidro U2	30%		
Existente	Diesel	Santa Lidia U1	50%		
Existente	Diesel	Taltal U1	50%		
Existente	Diesel	Taltal U2	50%		
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2		99%	
Existente	Diesel	Tocopilla TG3		99%	
Existente	Diesel	Tocopilla U16	30%	99%	
Existente	FO6	Huasco U3			
Existente	FO6	Huasco U4			
Existente	FO6	Huasco U5			
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11		99%	

Estado	Combustible	Chimenea	NOx	PM	SO2
Existente	GNL	Quintero U1	50%		
Existente	GNL	Quintero U1 CC	50%		
Existente	Petcoke	Petropower	50%	99%	70%
Nueva	Carbón	Energía Minera U1			
Nueva	Carbón	Energía Minera U2			
Nueva	Carbón	Energía Minera U3			
Nueva	Carbón	Los Robles U1			
Nueva	Carbón	Los Robles U2			
Nueva	Carbón	Maitencillo U1			
Nueva	Carbón	Pandeazucar U1			
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2			
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla			
Nueva	GNL	Taltal CC			

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2 EFICIENCIA ADICIONAL EXIGIDA POR CADA ESCENARIO DE NORMA

El porcentaje de abatimiento adicional requerido por los diferentes escenarios de norma a cada una de las centrales para NOx, MP y SO<sub>2</sub> corresponde a la diferencia entre el actual nivel de abatimiento  $\eta$  que posee la central y el exigido por las diferentes escenarios de norma, tal cual como señala la Ecuación 13. Recordar que para las centrales nuevas se consideró que entraban sin equipo de abatimiento, por lo que  $\eta_{Actual}$  es igual a 0%, esto para poder evaluar la exigencia del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en forma independiente.

#### Ecuación 13

$$\eta_{Requerido} = \begin{cases} \eta_{norma} - \eta_{Actual}, & \text{si } \eta_{norma} > \eta_{Actual} \\ 0, & \text{si } \eta_{norma} \leq \eta_{Actual} \end{cases}$$

La medida de abatimiento que la central deberá instalar deberá ser tal que su eficiencia  $\eta_{Medida}$  cumpla con la Ecuación 14.<sup>25</sup>

#### Ecuación 14

$$\eta_{Chimenea} = \eta_{Actual} + \eta_{Requerido} = 1 - (1 - \eta_{Actual}) \cdot (1 - \eta_{Medida})$$

A continuación se presentan los porcentajes de reducción de emisiones obtenidos de la evaluación de los diferentes escenarios de norma analizados. Éstos corresponden a los

<sup>25</sup> Para las centrales nuevas,  $\eta_{Actual} = 0\%$ , por mediante la Ecuación 14 se llega a  $\eta_{chimenea} = \eta_{Medida}$

escenarios del SEIA, Directiva Europea, Banco Mundial, el escenario del Anteproyecto y la norma de Niveles Óptimos determinado en este estudio.

\* **Nota:** Se presentan las centrales que tienen reducción adicional diferente a 0 para al menos una normativa.

**Tabla 37 Reducción porcentual requerida según normas analizadas (%) – NOx**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1				20.0%	
Existente	Carbón	Angamos U2				20.0%	
Existente	Carbón	Bocamina U1		23.5%	4.4%	49.0%	
Existente	Carbón	Bocamina U2		16.7%		23.3%	
Existente	Carbón	CELTA U2				19.8%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		16.7%		23.3%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		16.7%		23.3%	
Existente	Carbón	Guacolda U3		2.5%		20.8%	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		39.6%	24.5%	59.8%	
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		39.6%	24.5%	59.8%	
Existente	Carbón	Ventanas U1		39.6%	24.5%	59.8%	
Existente	Carbón	Ventanas U2		24.0%	11.0%	29.2%	
Existente	Carbón	Ventanas U3		1.3%		11.0%	
Existente	Carbón	Ventanas U4		1.3%		11.0%	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		11.2%		45.4%	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		17.9%	5.3%	49.5%	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		17.9%	5.3%	49.5%	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		20.0%		46.7%	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		24.2%	5.3%	49.5%	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		33.4%	0.1%	46.7%	
Existente	Diesel	Almagro U1		12.0%	41.4%	60.9%	
Existente	Diesel	Almagro U2		12.0%	41.4%	60.9%	
Existente	Diesel	Campanario U1				26.4%	
Existente	Diesel	Campanario U2				26.4%	
Existente	Diesel	Campanario U3				26.4%	
Existente	Diesel	CELTA U1			27.8%	51.9%	
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4				26.4%	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				26.4%	
Existente	Diesel	Horcones U1			17.6%	45.0%	
Existente	Diesel	Laguna Verde TG			2.9%	35.3%	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Diesel	Renca U1			15.2%	43.5%	
Existente	Diesel	Renca U2			26.3%	50.9%	
Existente	Diesel	Taltal U1		1.8%	17.9%	28.6%	
Existente	Diesel	Taltal U2		1.8%	17.9%	28.6%	
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2			27.8%	51.9%	
Existente	Diesel	Tocopilla TG3				22.8%	
Existente	FO6	Huasco U3		29.3%	52.9%	68.6%	
Existente	FO6	Huasco U4		29.3%	52.9%	68.6%	
Existente	FO6	Huasco U5		29.3%	52.9%	68.6%	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				48.2%	
Existente	Petcoke	Petropower				3.9%	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	93.5%	90.7%	65.2%	90.7%	81.4%
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	93.5%	90.7%	65.2%	90.7%	81.4%
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	93.5%	90.7%	65.2%	90.7%	81.4%
Nueva	Carbón	Los Robles U1	50.0%	81.8%	31.8%	81.8%	63.6%
Nueva	Carbón	Los Robles U2	50.0%	81.8%	31.8%	81.8%	63.6%
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	90.0%	73.9%	2.1%	73.9%	47.8%
Nueva	Carbón	Pandeazucar U1	50.0%	73.9%	2.1%	73.9%	47.8%
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	50.0%	80.0%	25.0%	80.0%	60.0%
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	50.0%	22.8%		53.7%	46.0%
Nueva	GNL	Taltal CC	50.0%				

Fuente: Elaboración propia en base a información de: SEIA, Gamma 2007, AES Gener y Guacolda

Se destaca de la Tabla 37 la ausencia de reducciones de NO<sub>x</sub> en el escenario de Norma Propuesta para las centrales existentes debido al alto costo que implica efectuar medidas de abatimiento versus el beneficio estimado de la disminución de contaminantes. Para el caso de Nueva Renca, donde existen problemas de NO<sub>x</sub> constatados en la Región Metropolitana a la vez que afecta a una gran población, se ha considerado como escenario base el SCR que por Plan de Descontaminación debe ser instalado. Del mismo modo, se han fijado como emisión máxima 345,8 ton/año. De no hacer esta excepción, se estarían considerando beneficios y costos que no corresponden a la norma.

**Tabla 38 Reducción porcentual requerida según normas analizadas (%) – PM**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		0.0%	0.0%	0.0%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		0.0%	0.0%	0.0%	
Existente	Carbón	Guacolda U4			0.6%	0.6%	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		49.8%	74.9%	74.9%	49.8%

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		49.8%	74.9%	74.9%	49.8%
Existente	Carbón	Ventanas U1			1.0%	1.0%	
Existente	Carbón	Ventanas U2		1.0%	1.0%	1.0%	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		1.1%	1.1%	1.1%	0.1%
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		1.5%	1.5%	1.5%	1.0%
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		1.5%	1.5%	1.5%	1.0%
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		0.5%	1.2%	1.2%	0.5%
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		0.5%	1.2%	1.2%	0.5%
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		1.8%	1.8%	1.8%	1.5%
Existente	FO6	Huasco U3		46.6%	46.6%	68.0%	4.0%
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11		0.4%	0.4%	0.6%	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	98.0%	96.7%	94.4%	96.7%	93.9%
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	98.0%	96.7%	94.4%	96.7%	93.9%
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	98.0%	96.7%	94.4%	96.7%	93.9%
Nueva	Carbón	Los Robles U1	98.0%	98.8%	98.0%	98.8%	97.8%
Nueva	Carbón	Los Robles U2	98.0%	98.8%	98.0%	98.8%	97.8%
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	98.0%	98.6%	97.6%	98.6%	97.3%
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	98.0%	98.6%	97.6%	98.6%	97.3%
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	98.0%	98.8%	98.0%	98.8%	97.8%
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	98.0%	21.4%		21.4%	
Nueva	GNL	Taltal CC	98.0%				

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la siguiente tabla la norma europea y el escenario propuesto por CONAMA son los que requieren mayores exigencias en el control de SO<sub>2</sub>.

**Tabla 39 Reducción porcentual requerida según norma (%) – SO<sub>2</sub>**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Ante- proyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1		2.0%		6.0%	
Existente	Carbón	Angamos U2		2.0%		6.0%	
Existente	Carbón	Bocamina U1		3.3%		8.6%	
Existente	Carbón	Bocamina U2				4.3%	
Existente	Carbón	CELTA U2		70.8%		85.4%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		2.0%		6.0%	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		2.0%		6.0%	
Existente	Carbón	Guacolda U3		5.2%		7.6%	
Existente	Carbón	Guacolda U4		80.6%	27.2%	90.3%	22.3%

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Ante-proyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		13.6%	27.2%	90.3%	22.3%
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		26.6%	27.2%	90.3%	22.3%
Existente	Carbón	Ventanas U1		53.6%	25.0%	90.0%	20.0%
Existente	Carbón	Ventanas U2		8.0%	2.5%	9.0%	2.0%
Existente	Carbón	Ventanas U3		1.1%		5.6%	
Existente	Carbón	Ventanas U4		1.1%		5.6%	
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		22.6%	2.1%	26.3%	0.2%
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		82.8%	35.5%	91.4%	31.2%
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		82.8%	35.5%	91.4%	31.2%
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		82.8%	35.5%	91.4%	31.2%
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		34.9%		84.6%	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		58.1%	25.0%	90.0%	20.0%
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		81.7%	31.5%	90.9%	26.9%
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		64.9%		82.5%	
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4				57.7%	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				57.7%	
Existente	Diesel	Horcones U1				76.2%	36.4%
Existente	Diesel	San Isidro U1				44.9%	
Existente	Diesel	Taltal U1				80.2%	47.1%
Existente	Diesel	Taltal U2				80.2%	47.1%
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2				65.5%	8.0%
Existente	Diesel	Tocopilla TG3				13.5%	
Existente	Diesel	Tocopilla U16				11.8%	
Existente	FO6	Huasco U3				64.8%	6.1%
Existente	FO6	Huasco U4				64.8%	6.1%
Existente	FO6	Huasco U5				64.8%	6.1%
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				97.1%	47.2%
Existente	Petcoke	Petropower				22.1%	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	90.0%	80.4%		80.4%	
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	90.0%	80.4%		80.4%	
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	90.0%	80.4%		80.4%	
Nueva	Carbón	Los Robles U1	90.0%	96.0%	70.0%	96.0%	76.0%
Nueva	Carbón	Los Robles U2	90.0%	96.0%	70.0%	96.0%	76.0%
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	90.0%	91.0%	32.8%	91.0%	46.3%
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	90.0%	91.0%	32.8%	91.0%	46.3%
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	90.0%	96.5%	73.5%	96.5%	78.8%
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	90.0%			71.2%	
Nueva	GNL	Taltal CC	90.0%				

Fuente: Elaboración propia

Acorde con la eficiencia adicional exigida por cada normativa se encuentra la reducción de emisiones totales proyectadas para cada norma analizada. El Anteproyecto, al ser la más estricta, es la que proporciona la mayor disminución de emisiones para todos los contaminantes analizados.

### 3.3 REDUCCIÓN DE EMISIONES

A continuación se presentan las reducciones de emisiones obtenidas, considerando a las centrales nuevas sin ningún tipo de abatimiento. Por lo tanto, la línea base correspondería a las emisiones en el caso sin exigencias propias del SEIA.

La norma de la UE y el Anteproyecto son las más exigentes y por lo tanto las que más reducen emisiones. Por otra parte destaca la similitud de la normativa del BM con la Propuesta, exceptuando para el año 2020 en NOx donde la segunda incrementa sus reducciones en un 10% adicional.

**Tabla 40 Emisiones Base considerando fuentes nuevas sin ninguna medida de abatimiento (ton/año)**

Contaminante	2010	2015	2020
NOX	55,742	93,820	156,990
PM	3,994	8,760	38,847
SO2	86,790	117,340	218,888

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 41 Reducción de emisiones según escenario de norma (ton/año)**

Norma	2010			2015			2020		
	NOX	PM	SO2	NOX	PM	SO2	NOX	PM	SO2
SEIA	1,169	270	282	22,518	4,529	17,731	72,770	34,442	115,130
UE	5,671	94	45,718	27,759	4,396	62,522	88,393	34,595	161,187
BM	1,255	41	14,189	14,018	4,296	17,471	45,723	34,233	77,136
Propuesta	1,075	22	12,192	18,454	4,264	16,823	68,632	34,132	82,937
Anteproyecto	13,081	102	57,964	36,517	4,403	74,974	95,818	34,599	172,630

\* Considera que fuentes con RCA entran sin abatimiento

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 42 Reducción de emisiones por escenario de norma y contaminante (% del total)**

Norma	2010	2015	2020
-------	------	------	------

	NOX	PM	SO2	NOX	PM	SO2	NOX	PM	SO2
SEIA	2.1%	6.8%	0.3%	24.0%	51.7%	15.1%	46.4%	88.7%	52.6%
UE	10.2%	2.4%	52.7%	29.6%	50.2%	53.3%	56.3%	89.1%	73.6%
BM	2.3%	1.0%	16.3%	14.9%	49.0%	14.9%	29.1%	88.1%	35.2%
Propuesta	1.9%	0.6%	14.0%	19.7%	48.7%	14.3%	43.7%	87.9%	37.9%
Anteproyecto	23.5%	2.6%	66.8%	38.9%	50.3%	63.9%	61.0%	89.1%	78.9%

\* Considera que fuentes nuevas entran sin abatimiento

Fuente: Elaboración propia

## 4 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS

### 4.1 RESULTADOS DE COSTOS

A continuación en la Tabla 43 se detalla el valor presente de los costos muestra por escenario de norma. En ella se observa que tanto la normativa del BM como la Norma Propuesta son las que implican menores costos a nivel nacional. Esto se atribuye a que estas normas son menos exigentes en NOx y SO<sub>2</sub>, por lo que no se requieren grandes inversiones para su cumplimiento.

Cabe mencionar que los costos presentados corresponden al valor presente de los costos de inversión anualizados más los costos de operación, mantenimiento, pérdida de carga y generación de cada central.

Los escenarios de la UE y Anteproyecto obligan a las centrales de Tocopilla y Ventanas a grandes costos para cumplir con la norma (principalmente debido al SO<sub>2</sub>), con más del 20% de los nacionales.

**Tabla 43 Valor presente de costos totales por chimenea y escenarios de norma (Millones USD)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1		0.5		6.2	
Existente	Carbón	Angamos U2		0.5		6.1	
Existente	Carbón	Bocamina U1		3.1	2.9	3.6	
Existente	Carbón	Bocamina U2		46.9		59.5	
Existente	Carbón	CELTA U2		48.1		55.1	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		29.8		37.7	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		26.5		33.7	
Existente	Carbón	Guacolda U3		16.5		29.5	
Existente	Carbón	Guacolda U4		42.7	0.5	44.8	0.4
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		1.2	3.1	11.6	0.7

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		1.8	4.3	14.6	1
Existente	Carbón	Ventanas U1		30.6	3	59.6	0.2
Existente	Carbón	Ventanas U2		25.9	17.4	26.3	0.3
Existente	Carbón	Ventanas U3		24.5		35.3	
Existente	Carbón	Ventanas U4		21.5		30.5	
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		21.8	2	25.4	0.2
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		87.4	0.9	90.3	0.7
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		57.3	4.1	59.3	0.4
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		61.6	4.3	63.9	0.5
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		3.4	0.1	34.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		34.2	3.4	36.9	0.2
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		41.1	4.1	41.5	0.4
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		56.1		58.6	
Existente	Diesel	Almagro U1		0.3		0.1	
Existente	Diesel	Almagro U2		0.4	0.4	0.4	
Existente	Diesel	Campanario U1				0.1	
Existente	Diesel	Campanario U2				0.9	
Existente	Diesel	Campanario U3				0.9	
Existente	Diesel	CELTA U1			0.2	0.2	
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4				4.6	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				3.5	
Existente	Diesel	Horcones U1			0.2	4.8	
Existente	Diesel	Laguna Verde TG			0.3		
Existente	Diesel	Renca U1			0.9	0.7	
Existente	Diesel	Renca U2			0.8	0.8	
Existente	Diesel	San Isidro U1				0.4	
Existente	Diesel	Taltal U1		7.5	10.4	38.5	
Existente	Diesel	Taltal U2		7.5	10.5	39.4	
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2			0.7	9.7	
Existente	Diesel	Tocopilla TG3				0.3	
Existente	Diesel	Tocopilla U16				0.1	
Existente	FO6	Huasco U3		0.6	0.6	6.6	
Existente	FO6	Huasco U4		0.4	0.5	4.6	
Existente	FO6	Huasco U5		0.4	0.5	4.6	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				16.7	
Existente	Petcoke	Petropower				8.5	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	130.1	107.4	43.4	107.4	51.1
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	15.3	12.8	4.6	12.8	5.4
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	15.3	12.8	4.6	12.8	5.4
Nueva	Carbón	Los Robles U1	12.4	16	11.3	16	12
Nueva	Carbón	Los Robles U2	12.4	16	11.3	16	12
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	51.2	49.4	7.8	49.4	7.9
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	33	43.7	6.8	43.7	6.8
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	19.1	24.7	17.2	24.7	18.8
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	92.3	6.8		58.3	2
Nueva	GNL	Taltal CC	91.9				
<b>Total</b>			<b>473.1</b>	<b>989.5</b>	<b>183.1</b>	<b>1351.3</b>	<b>126.3</b>

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

Se presentan adicionalmente, los costos de inversión y de operación y mantenimiento requeridos en cada escenario normativo.

**Tabla 44 Costos de inversión por chimenea y escenarios de norma al 2020 (Millones USD)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1				8.7	
Existente	Carbón	Angamos U2				8.7	
Existente	Carbón	Bocamina U1		4.7	4.7	4.7	
Existente	Carbón	Bocamina U2		43.7		53.5	
Existente	Carbón	CELTA U2		47.6		53.3	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		28.4		34.8	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		28.4		34.8	
Existente	Carbón	Guacolda U3		23.3		28.5	
Existente	Carbón	Guacolda U4		41.2		41.2	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		2	4.8	14.6	1.1
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		2.9	6.8	20.7	1.6
Existente	Carbón	Ventanas U1		41.9	4.5	60.9	
Existente	Carbón	Ventanas U2		21.7	17.7	21.7	
Existente	Carbón	Ventanas U3		37.7		37.7	
Existente	Carbón	Ventanas U4		37.7		37.7	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		88.4		88.4	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		55.5	5.9	55.5	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		58.1	6.2	58.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		5		46.9	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		48.3	5.1	48.3	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		56.9	6.1	56.9	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		70.5		70.5	
Existente	Diesel	Almagro U1		0.6	0.6	0.6	
Existente	Diesel	Almagro U2		0.6	0.6	0.6	
Existente	Diesel	Campanario U1				1.3	
Existente	Diesel	Campanario U2				1.3	
Existente	Diesel	Campanario U3				1.3	
Existente	Diesel	CELTA U1			0.6	0.6	
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4				6.8	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				5.3	
Existente	Diesel	Horcones U1			0.6	6.9	
Existente	Diesel	Laguna Verde TG			0.4	0.4	
Existente	Diesel	Renca U1			1.2	1.2	
Existente	Diesel	Renca U2			1.2	1.2	
Existente	Diesel	Taltal U1		11.8	11.8	43.3	
Existente	Diesel	Taltal U2		11.8	11.8	43.3	
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2			1.2	13.9	
Existente	Diesel	Tocopilla TG3				0.9	
Existente	FO6	Huasco U3		1.6	1.6	9.1	
Existente	FO6	Huasco U4		0.5	0.5	6.1	
Existente	FO6	Huasco U5		0.5	0.5	6.1	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				21.7	
Existente	Petcoke	Petropower				12.3	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	189.5	140.7	67.8	140.7	73.9
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	189.5	140.7	67.8	140.7	73.9
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	189.5	140.7	67.8	140.7	73.9
Nueva	Carbón	Los Robles U1	155.7	190.5	155.7	190.5	133.3
Nueva	Carbón	Los Robles U2	155.7	190.5	155.7	190.5	133.3
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	110.1	105	21.8	105	21.8
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	106.8	142.6	29.6	142.6	29.6
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	188.8	252.2	188.8	252.2	182.6
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	103.1	10.9		58.1	3.2

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Nueva	GNL	Taltal CC	162.2				
<b>Total</b>			<b>1550.9</b>	<b>2085.2</b>	<b>849.2</b>	<b>2431</b>	<b>728.3</b>

\*Percentil 50

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 45 Costos de operación y mantenimiento por chimenea y escenarios de norma 2020 (Millones USD/año)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1				0.1	
Existente	Carbón	Angamos U2				0.1	
Existente	Carbón	Bocamina U1				0.1	
Existente	Carbón	Bocamina U2		2.2		2.9	
Existente	Carbón	CELTA U2		0.5		0.5	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		2.2		2.9	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		2.5		3.2	
Existente	Carbón	Guacolda U3		0.3		1.3	
Existente	Carbón	Guacolda U4		1.4	0.1	1.5	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1				0.1	
Existente	Carbón	Laguna Verde U2				0.2	
Existente	Carbón	Ventanas U1		0.2		0.7	
Existente	Carbón	Ventanas U2		1.3	0.7	1.3	
Existente	Carbón	Ventanas U3		0.2		1.3	
Existente	Carbón	Ventanas U4		0.1		1.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		1.8	0.2	2.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		1.2	0.1	1.3	0.1
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		0.7	0.1	0.7	0.1
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		0.7	0.1	0.7	0.1
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1				0.5	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		0.4		0.6	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		0.6		0.6	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		0.9		1	
Existente	Diesel	Horcones U1				0.1	
Existente	Diesel	Taltal U1			0.3	0.6	
Existente	Diesel	Taltal U2			0.3	0.6	
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2				0.1	
Existente	FO6	Huasco U3				0.1	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	FO6	Huasco U4				0.1	
Existente	FO6	Huasco U5				0.1	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				0.2	
Existente	Petcoke	Petropower				0.1	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	3.9	3.9	2.1	3.9	3
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	3.7	3.7	2.1	3.7	2.9
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	3.7	3.7	2.1	3.7	2.9
Nueva	Carbón	Los Robles U1	1	4.2	1	4.2	2.8
Nueva	Carbón	Los Robles U2	1	4.2	1	4.2	2.8
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	2.1	2	0.2	2	0.2
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	1.3	2.9	0.2	2.9	0.3
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	3.2	7.8	2.9	7.8	4.8
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	0.5			0.5	
Nueva	GNL	Taltal CC	1.5				
<b>Total</b>			<b>21.9</b>	<b>49.6</b>	<b>13.4</b>	<b>59.7</b>	<b>19.9</b>

\*Percentil 50

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 46 Costos de pérdida de potencia firme y generación por chimenea y escenarios de norma – 2020 (Millones USD/año)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Bocamina U2		0.3		0.3	
Existente	Carbón	CELTA U2		1.7		2.1	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		0.3		0.3	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		0.3		0.3	
Existente	Carbón	Guacolda U3				0.1	
Existente	Carbón	Guacolda U4		0.6		0.7	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1				0.2	
Existente	Carbón	Ventanas U1		0.4		1.9	
Existente	Carbón	Ventanas U2		0.2	0.1	0.2	
Existente	Carbón	Ventanas U3				0.1	
Existente	Carbón	Ventanas U4				0.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		0.8	0.1	0.9	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		2.8		3.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		2.2		2.4	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		2.5		2.7	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1				0.1	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		0.2		0.3	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		0.1		0.2	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		0.7		0.9	
Existente	Diesel	Taltal U1				0.8	
Existente	Diesel	Taltal U2				0.9	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				0.3	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	5.7	5.1	0.7	5.1	0.8
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	5.7	5.1	0.7	5.1	0.8
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	5.7	5.1	0.7	5.1	0.8
Nueva	Carbón	Los Robles U1	5.7	6.1	4.6	6.1	5.2
Nueva	Carbón	Los Robles U2	5.7	6.1	4.6	6.1	5.2
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	2.9	2.9	0.2	2.9	0.2
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	4	4.1	0.4	4.1	0.3
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	9.9	10.4	8.2	10.4	8.9
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	2.9			2.1	
Nueva	GNL	Taltal CC	5.8				
<b>Total</b>			<b>53.9</b>	<b>57.8</b>	<b>20</b>	<b>65.4</b>	<b>22.2</b>

\*Percentil 50

Fuente: Elaboración propia

En Tabla 47 se presentan los valores correspondientes al valor presente de todos los costos separados por norma, sistema eléctrico y contaminante. Se aprecia la similitud de los costos totales para cada contaminante en la Norma Propuesta y la gran diferencia en el Anteproyecto, donde los costos de SO<sub>2</sub> representan más del 60% de los totales.

Como era de esperar, los costos para el SIC son mayores independiente de la norma evaluada y del contaminante, con la sola excepción del SO<sub>2</sub> en la norma UE y Anteproyecto. Esto se debe nuevamente a la combinación entre la exigencia entre contaminantes y a que en el SING se encuentran principalmente plantas a carbón que bajo esta norma deben bajar sus emisiones.

Tabla 47 Detalle de Costos por tipo y sistema, según escenarios de norma (Valor Presente, MUSD)

Contaminante	Tipo	SEIA			UE			BM			Anteproyecto			Propuesta		
		SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
NOX	Generación Perdida	2.4	0.0	2.4	9.5	0.2	9.7	1.5	-0.3	1.2	12.4	-0.4	12.1	2.2	0.1	2.3
	Inversión Anualizada	38.0	2.5	40.5	193.1	22.2	215.3	56.7	16.2	72.9	242.2	47.8	290.0	24.8	4.6	29.3
	O&M	24.8	0.0	24.8	90.5	2.3	92.8	25.1	0.2	25.3	136.5	3.8	140.3	20.8	1.0	21.8
	Perdida de Carga	0.5	0.0	0.5	0.8	0.2	1.0	-0.9	-0.5	-1.3	-0.9	-0.6	-1.5	0.6	0.1	0.7
	<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>2</b>	<b>68</b>	<b>294</b>	<b>25</b>	<b>319</b>	<b>83</b>	<b>16</b>	<b>98</b>	<b>390</b>	<b>51</b>	<b>441</b>	<b>48</b>	<b>6</b>	<b>54</b>
PM	Generación Perdida	8.7	2.6	11.3	6.1	0.5	6.6	5.5	0.5	6.0	6.2	0.5	6.7	5.3	0.5	5.8
	Inversión Anualizada	97.0	44.3	141.3	47.0	8.7	55.7	38.5	4.0	42.5	52.3	8.7	61.0	29.7	1.6	31.3
	O&M	3.3	0.9	4.2	2.6	0.8	3.4	2.8	0.7	3.5	2.9	0.9	3.8	2.3	0.5	2.8
	Perdida de Carga	2.0	0.5	2.5	1.6	0.4	2.0	1.5	0.4	1.9	1.7	0.4	2.1	1.5	0.4	1.9
	<b>Total</b>	<b>111</b>	<b>48</b>	<b>159</b>	<b>57</b>	<b>10</b>	<b>68</b>	<b>48</b>	<b>6</b>	<b>54</b>	<b>63</b>	<b>10</b>	<b>73</b>	<b>39</b>	<b>3</b>	<b>42</b>
SO2	Generación Perdida	75.6	25.6	101.2	79.1	65.8	144.9	4.2	4.4	8.6	107.1	93.2	200.3	4.5	4.2	8.7
	Inversión Anualizada	74.4	23.5	97.9	147.2	193.7	340.9	5.1	3.2	8.3	207.8	262.3	470.1	5.1	3.2	8.3
	O&M	18.7	6.5	25.2	40.6	50.2	90.7	3.2	4.2	7.4	62.2	69.7	132.0	3.2	2.9	6.1
	Perdida de Carga	16.4	5.1	21.5	15.6	11.1	26.7	3.5	3.3	6.8	19.3	15.6	35.0	3.8	3.5	7.3
	<b>Total</b>	<b>185</b>	<b>61</b>	<b>246</b>	<b>282</b>	<b>321</b>	<b>603</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>31</b>	<b>396</b>	<b>441</b>	<b>837</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>30</b>
<b>Total</b>		<b>362</b>	<b>111</b>	<b>473</b>	<b>634</b>	<b>356</b>	<b>989</b>	<b>147</b>	<b>36</b>	<b>183</b>	<b>850</b>	<b>502</b>	<b>1,351</b>	<b>104</b>	<b>23</b>	<b>126</b>

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

## 4.2 ANÁLISIS DE COSTOS POR PROPIETARIO

A continuación se presentan los costos por propietario para cada escenario normativo evaluado.

**Tabla 48 Valor presente de los costos totales por propietario de central y normativa (Millones USD)**

Propietario	SEIA	UE	BM	Propuesta	Anteproyecto
AES Gener	24.8	176.0	55.9	26.3	294.0
Guacolda S.A		146.8	1.4	1.1	165.5
New Coal Generation	19.1	24.7	17.2	18.8	24.7
Arauco Generacion			0.2	0.0	4.8
Codelco	160.6	132.6	52.8	61.8	132.8
Colbún S.A.		56.7	0.0		71.6
Petropower Energía Ltda.					8.5
ENDESA	91.9	115.5	26.0	0.1	212.6
EnorChile					3.5
Innergy					2.0
Suez		238.1	15.3	1.5	278.9
No identificado	176.6	99.5	14.4	16.6	151.1
<b>Total</b>	<b>473.0</b>	<b>989.9</b>	<b>183.2</b>	<b>126.1</b>	<b>1350.0</b>

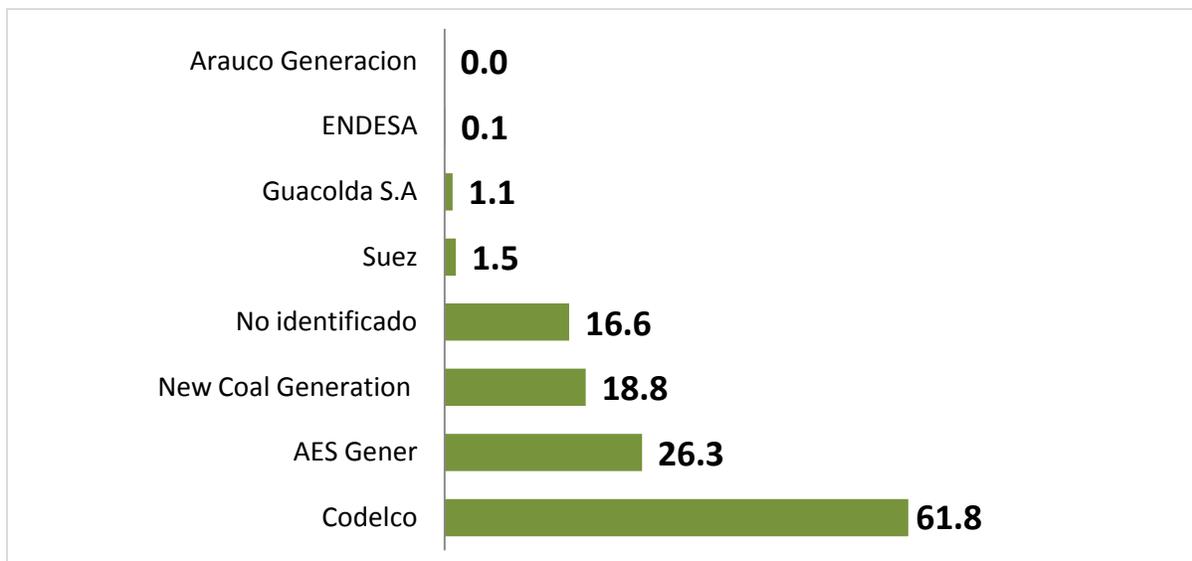
\*No identificado corresponde principalmente a centrales nuevas del plan de Obras

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

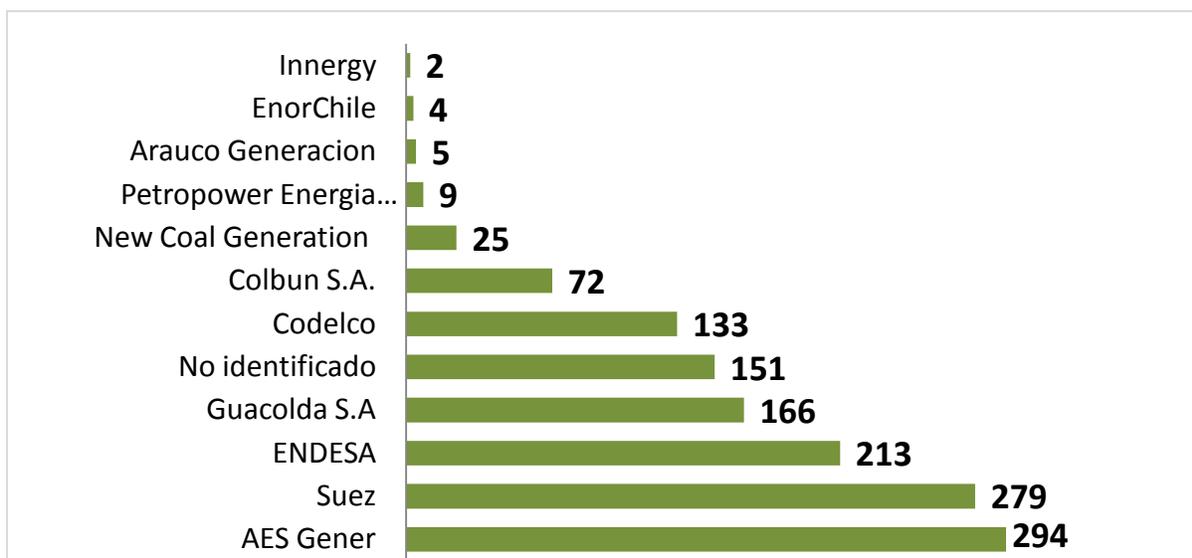
A continuación se presenta un análisis más detallado de los costos para el escenario Óptimo propuesto. De los gráficos siguientes se desprende que AES GENER es el propietario que más debe invertir con aproximadamente 40% de los costos totales. Esto se debe a que posee la mayor parte del parque termoeléctrico nacional y en la mayoría se requeriría implementar alguna medida de abatimiento. Las empresas no incluidas en las figuras no presentan exigencias de abatimiento en estos escenarios.

**Figura 39 VP de costos totales Propuesta de norma por propietario (MUSD)**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 40 VP de costos totales Anteproyecto de norma por propietario (MUSD)**



Fuente: Elaboración propia

## 5 EVALUACIÓN DE BENEFICIOS

La Tabla 49 muestra en detalle el valor presente de los beneficios para las unidades consideradas en el estudio.

Para los beneficios se consideraron tres fuentes de incertidumbre en los resultados:

- Primero, la incertidumbre de los resultados del modelo de dispersión utilizado para estimar los beneficios marginales de reducción permite obtener resultados entre 0.3 y 2.5 veces los resultados posibles de estimar con un modelo de dispersión más complejo como CALMET-CALPUF. Este rango se determinó a partir de la comparación entre el modelo gaussiano utilizado en el estudio y la utilización del modelo de dispersión complejo en la zona de Ventanas y es mayor al reportado en la literatura<sup>26</sup>.
- En segundo lugar se incluyó la incertidumbre presente en las funciones dosis respuesta y la disposición a pagar utilizadas representada por los escenarios bajo y alto presentados de los beneficios unitarios.
- Por último, si incorpora la incertidumbre para la formación de material particulado secundario a través de las tasas de oxidación (Capítulo 5.1.1.5), donde a través del estudio de (Hewitt 2001) se determinaron los rangos máximos y mínimo reportados en la literatura, entre 0.2 – 5 (%/h) para el SO<sub>2</sub>, y 0.8 – 35 para el NOx.

Para incorporar la incertidumbre asociada al modelo de dispersión y las tasas de oxidación, se usó una distribución triangular asimétrica con valor mínimo y máximo igual a los correspondientes a cada parámetro y moda igual a 1<sup>27</sup>. (Levy et. al, 2009). A su vez, para representar la incertidumbre asociada a las dosis respuesta, se asume una distribución uniforme con rango entre los escenarios bajo y alto estimados.

**Tabla 49 Valor presente de beneficios por chimenea y escenarios de norma (Millones USD)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Bocamina U1		5	0.7	11.1	
Existente	Carbón	Bocamina U2		10.8		17.2	
Existente	Carbón	CELTA U2		0.6		1.4	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		10		15.5	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		9.8		15.3	
Existente	Carbón	Guacolda U3				0.2	
Existente	Carbón	Guacolda U4		0.1		0.1	
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		3.8	3.6	8	1.4
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		6.1	5.1	11.4	2
Existente	Carbón	Ventanas U1		11.5	6.5	18	1.5
Existente	Carbón	Ventanas U2		7.7	3.5	9.3	0.2
Existente	Carbón	Ventanas U3		0.7		5.8	

<sup>26</sup> (Levy et al,2008) estima en la incertidumbre en su modelo de dispersión entre 0.67 y 1.5

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Ventanas U4		0.6		4.9	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		1	0.3	1.8	0.3
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		0.1		0.2	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		0.1	0.1	0.2	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		0.2		0.6	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		0.3	0.1	0.6	0.1
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		0.6	0.1	0.7	0.1
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		0.4		0.5	
Existente	Diesel	Campanario U1				0.2	
Existente	Diesel	Campanario U2				0.2	
Existente	Diesel	Campanario U3				0.2	
Existente	Diesel	CELTA U1				0.1	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				0.4	
Existente	Diesel	Horcones U1			0.1	0.3	
Existente	Diesel	Laguna Verde TG				0.4	
Existente	Diesel	Renca U1			1.2	3.4	
Existente	Diesel	Renca U2			2.4	4.6	
Existente	Diesel	San Isidro U1				1	
Existente	FO6	Huasco U3			0.1	0.1	
Existente	Petcoke	Petropower				1.7	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	285.3	277	212.5	277	241.5
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	29.6	28.8	22.2	28.8	25.2
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	29.3	28.5	22	28.5	24.9
Nueva	Carbón	Los Robles U1	13.4	14.4	12.3	14.4	13.1
Nueva	Carbón	Los Robles U2	13.4	14.3	12.3	14.3	13.1
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	193.8	190.4	157.8	190.4	172.7
Nueva	Carbón	Pandeazucar U1	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	1.1	1.2	1	1.2	1.1
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	0.1			0.1	
<b>Total</b>			<b>566.8</b>	<b>624.8</b>	<b>464.5</b>	<b>690.9</b>	<b>498</b>

\*Percentil 50

Fuente: Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

Las normas más estrictas son las que obtienen mayores beneficios debido a su mayor reducción de emisiones. La propuesta está bastante cercana al escenario BM.

## 6 INDICADORES ECONÓMICOS

Para determinar el beneficio social neto de la norma propuesta se debe estimar el valor presente de los beneficios netos agregados del proyecto. El enfoque de decisión a utilizar para establecer este valor será el cómputo del valor presente de beneficios y costos (VAN). Este indicador consiste en sumar los flujos descontados a una fecha base que los ingresos y costos del proyecto generan<sup>28</sup>.

**Tabla 50 Valor presente de beneficios y costos de los escenarios evaluados (Millones USD, percentil 50 e IC del 95% entre paréntesis)**

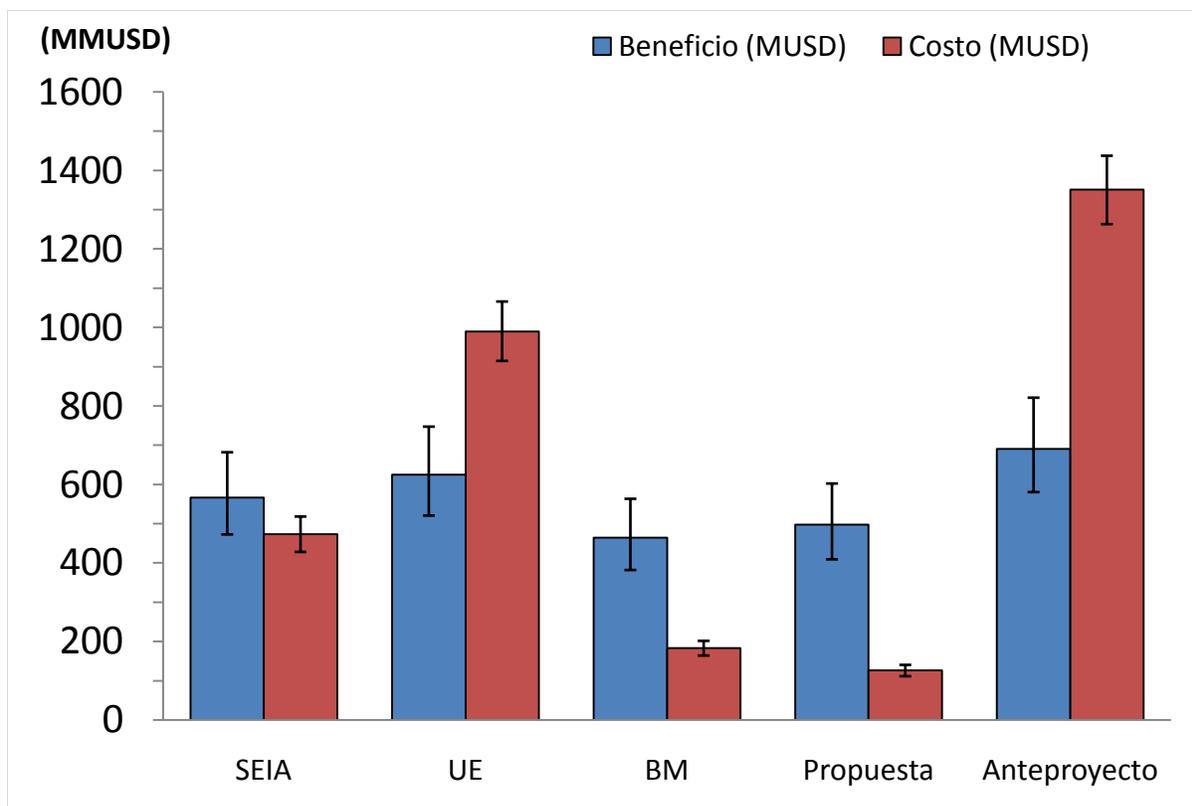
Escenario Norma	Beneficio (MUSD)	Costo (MUSD)	Beneficio Neto (MUSD)	Razón B/C
SEIA	570 (380 - 780)	470 (370 - 570)	94 (-150 - 370)	1.2 (1 - 1.4)
UE	620 (420 - 860)	990 (780 - 1200)	-360 (-730 - 33)	0.6 (0.5 - 0.7)
BM	460 (320 - 640)	180 (140 - 220)	280 (110 - 480)	2.5 (2.2 - 2.9)
Anteproyecto	690 (470 - 960)	1400 (1100 - 1600)	-660 (-1100 - -170)	0.5 (0.4 - 0.6)
Propuesta	500 (340 - 690)	130 (100 - 150)	370 (200 - 570)	3.9 (3.4 - 4.5)

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

La Norma Propuesta posee beneficios aproximadamente 4 veces superior a los costos, mientras que el anteproyecto la UE es la de menor razón con un 50% y 60% de beneficios sobre costos.

<sup>28</sup> Período de evaluación 2010 – 2020 y tasa de descuento de 6%.

Figura 41 Valor presente de beneficios y costos escenarios evaluados (Millones USD)



Fuente: Elaboración propia

A continuación se muestran los resultados por contaminante. Se incluyen también los casos de mortalidad prematura evitadas.

**Tabla 51 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos por contaminante (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales)**

Norma	Indicador	NOX	PM	SO2	Total
SEIA	Casos	396	503	33	932
	Costo	68	159	245	472
	Beneficio	232	292	47	570
	Beneficio Neto	166	134	-199	101
BM	Casos	273	497	10	780
	Costo	98	54	31	183
	Beneficio	162	288	17	467
	Beneficio Neto	64	235	-14	284
UE	Casos	472	500	40	1,012
	Costo	319	68	602	989

Norma	Indicador	NOX	PM	SO2	Total
	Beneficio	280	292	57	629
	Beneficio Neto	-41	226	-545	-361
Anteproyecto	Casos	549	507	49	1,105
	Costo	441	74	837	1,351
	Beneficio	328	296	77	701
	Beneficio Neto	-114	221	-760	-653
Propuesta	Casos	336	500	11	847
	Costo	54	42	30	126
	Beneficio	198	283	19	500
	Beneficio Neto	143	240	-11	372

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

Los escenarios UE y Anteproyecto apuntan principalmente a las reducciones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Ambos contaminantes, debido al menor impacto en salud en comparación con el PM, no compensan los grandes costos (principalmente de inversión) que implica disminuir las emisiones de la Tabla 41.

**\* Nota:** Se presentan las chimeneas que presentan reducción adicional para al menos una normativa.

**Tabla 52 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos de escenarios evaluados por Sistema (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales)**

Norma	Indicador	SIC	SING	Total
SEIA	Casos	929	2	932
	Costo	361	111	472
	Beneficio	569	1	570
	<b>Beneficio Neto</b>	<b>210</b>	<b>-110</b>	<b>101</b>
BM	Casos	777	3	780
	Costo	147	36	183
	Beneficio	466	1	467
	<b>Beneficio Neto</b>	<b>319</b>	<b>-35</b>	<b>284</b>
UE	Casos	1,006	6	1,012
	Costo	634	355	989
	Beneficio	625	4	629
	<b>Beneficio Neto</b>	<b>-9</b>	<b>-352</b>	<b>-361</b>
Anteproyecto	Casos	1,095	10	1,105
	Costo	849	502	1,351
	Beneficio	695	6	701

Norma	Indicador	SIC	SING	Total
	<b>Beneficio Neto</b>	<b>-157</b>	<b>-497</b>	<b>-653</b>
Propuesta	Casos	845	3	847
	Costo	104	23	126
	Beneficio	499	1	500
	<b>Beneficio Neto</b>	<b>393</b>	<b>-21</b>	<b>372</b>

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

La mayoría de los beneficios del proyecto se obtienen en el SIC debido a la alta población expuesta. La propuesta de norma exige entonces mayores reducciones a centrales en el SIC y justifica un bajo control en el SING.

La norma establecida en el SEIA es más estricta que la propuesta en SING aún cuando los beneficios netos son negativos. Esto se debe a que el objetivo de SEIA es asegurar el cumplimiento de la norma de calidad del aire lo que necesariamente debiera hacerse aún cuando el beneficio neto sea negativo.

**Tabla 53 Valor presente de Beneficios, Costos y Beneficios Netos según estado de las chimeneas (Millones USD) y mortalidad prematura evitadas (casos totales)**

Norma	Indicador	Existente	Nueva	Total
SEIA	Casos	0	932	932
	Costo	0	472	472
	Beneficio	0	570	570
	Beneficio Neto	0	101	101
BM	Casos	34	745	780
	Costo	76	107	183
	Beneficio	24	443	467
	Beneficio Neto	-52	336	284
UE	Casos	103	909	1,012
	Costo	699	290	989
	Beneficio	71	558	629
	Beneficio Neto	-630	269	-361
Anteproyecto	Casos	187	918	1,105
	Costo	1,011	340	1,351
	Beneficio	137	564	701
	Beneficio Neto	-874	221	-653
Propuesta	Casos	6	841	847
	Costo	5	121	126
	Beneficio	6	494	500

Norma	Indicador	Existente	Nueva	Total
	Beneficio Neto	1	371	372

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

La norma del SEIA naturalmente solo aplica a chimeneas nuevas por lo que los beneficios para las existentes son cero.

Para el anteproyecto y UE, los beneficios netos de la norma en plantas existentes son negativos. En cambio, para las chimeneas nuevas son positivos independiente de la norma analizada. Esto indica que el mayor beneficio neto se alcanza con niveles de exigencia similares a los actuales para las existentes y con niveles de exigencia mayores para chimeneas nuevas.

La Tabla 54 muestra la concentración de beneficios netos en las centrales nuevas, y a su vez, que el SO<sub>2</sub> posee valores negativos, independiente de la norma analizada, con la única excepción de la propuesta en el caso de las existentes. El Anteproyecto como la UE concentran valores muy negativos para el SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> Existentes. Es necesario aclarar el caso que se da en el SEIA-NO<sub>x</sub>-Nueva, donde con un valor supera al de la Propuesta. Aparentemente contradictorio dado que la norma propuesta se optimizó, este caso se debe a que el SEIA se aplica caso a caso y no es una norma pareja para todas las centrales, por lo que es posible obtener valores más altos de beneficios netos.

**Tabla 54 Valor presente de beneficios netos por contaminante, grupo y escenarios de norma (Millones USD)**

Norma	Grupo	PM	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Total
SEIA	Existente				
	Nueva	130	164	-199	94
	<b>Total</b>	<b>130</b>	<b>164</b>	<b>-199</b>	<b>94</b>
UE	Existente	-1	-178	-451	-630
	Nueva	222	138	-94	266
	<b>Total</b>	<b>221</b>	<b>-40</b>	<b>-545</b>	<b>-364</b>
BM	Existente	-5	-47		-52
	Nueva	238	111	-14	335
	<b>Total</b>	<b>233</b>	<b>64</b>	<b>-14</b>	<b>283</b>
Anteproyecto	Existente	-6	-245	-623	-874
	Nueva	224	129	-137	217
	<b>Total</b>	<b>219</b>	<b>-116</b>	<b>-760</b>	<b>-657</b>
Propuesta	Existente			1	1
	Nueva	243	142	-12	372
	<b>Total</b>	<b>242</b>	<b>142</b>	<b>-11</b>	<b>373</b>

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

La siguiente tabla presenta el valor presente de los beneficios netos por central para los distintos escenarios normativos.

**Tabla 55 Valor presente de beneficios netos por chimenea y escenarios de norma (Millones USD)**

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1		-0.5		-6.2	
Existente	Carbón	Angamos U2		-0.5		-6.1	
Existente	Carbón	Bocamina U1		1.9	-2.2	7.6	
Existente	Carbón	Bocamina U2		-35.7		-42.8	
Existente	Carbón	CELTA U2		-47.5		-53.5	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		-19.7		-22.1	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		-17		-18.4	
Existente	Carbón	Guacolda U3		-16.4		-29.3	
Existente	Carbón	Guacolda U4		-42.6	-0.5	-44.6	-0.4
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		2.6	0.5	-3.5	0.7
Existente	Carbón	Laguna Verde U2		4.3	0.8	-3.1	1
Existente	Carbón	Ventanas U1		-19.1	3.7	-41.4	1.4
Existente	Carbón	Ventanas U2		-17.9	-13.9	-17.1	-0.1
Existente	Carbón	Ventanas U3		-23.8		-29.4	
Existente	Carbón	Ventanas U4		-20.9		-25.6	
Existente	Carbón+Petcoke	Andino U1 y U2		-21.8	-2	-25.4	-0.2
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2		-86.4	-0.6	-88.4	-0.4
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1		-57.1	-4.1	-59.1	-0.4
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2		-61.5	-4.2	-63.6	-0.4
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U1		-3.2	-0.1	-33.5	
Existente	Carbón+Petcoke	Norgener U2		-33.8	-3.3	-36.3	-0.2
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13		-40.4	-4	-40.9	-0.3
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15		-55.7		-58.1	
Existente	Diesel	Almagro U1		-0.3		-0.1	
Existente	Diesel	Almagro U2		-0.4	-0.4	-0.4	
Existente	Diesel	Campanario U1				0.1	
Existente	Diesel	Campanario U2				-0.7	
Existente	Diesel	Campanario U3				-0.7	

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Diesel	CELTA U1			-0.2	-0.2	
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4				-4.5	
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnorChile				-3.1	
Existente	Diesel	Horcones U1			-0.1	-4.5	
Existente	Diesel	Laguna Verde TG			-0.3	0.4	
Existente	Diesel	Renca U1			0.3	2.7	
Existente	Diesel	Renca U2			1.5	3.8	
Existente	Diesel	San Isidro U1				0.6	
Existente	Diesel	Taltal U1		-7.5	-10.4	-38.4	
Existente	Diesel	Taltal U2		-7.5	-10.5	-39.4	
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2			-0.7	-9.7	
Existente	Diesel	Tocopilla TG3				-0.3	
Existente	Diesel	Tocopilla U16				-0.1	
Existente	FO6	Huasco U3		-0.6	-0.6	-6.5	
Existente	FO6	Huasco U4		-0.4	-0.5	-4.5	
Existente	FO6	Huasco U5		-0.4	-0.5	-4.5	
Existente	FO6	Tocopilla U10 y U11				-16.7	
Existente	Petcoke	Petropower				-6.8	
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	154	169.8	169.9	171.1	191.7
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	14.4	16	17.5	16	19.8
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	14	15.7	17.4	15.8	19.5
Nueva	Carbón	Los Robles U1	1.1	-1.6	0.9	-1.4	1.1
Nueva	Carbón	Los Robles U2	1.2	-1.5	1	-1.6	1
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	143.4	140.7	150.4	141.5	164.8
Nueva	Carbón	Pandezucar U1	-32.4	-43	-6.2	-43.1	-6.2
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelar U1 y U2	-18	-23.5	-16.1	-23.5	-17.7
Nueva	Diesel	Tierra Amarilla	-92.2	-6.8		-58.2	-1.9
Nueva	GNL	Taltal CC	-91.9				
<b>Total</b>			<b>93.7</b>	<b>-363.8</b>	<b>282.7</b>	<b>-657.5</b>	<b>372.9</b>

\*Percentil 50

Nota: Valor presente de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

## CAPÍTULO 7. MARGINALES

## ANÁLISIS COMPARATIVO DE DAÑOS

Uno de los resultados más relevantes del análisis es el cálculo de los daños marginales de las emisiones (USD/ton), que indican qué tan beneficioso es reducir las emisiones contaminantes para cada una de las fuentes. Debido a la importancia de estos parámetros, se revisó la literatura encontrándose dos estudios realizados en los Estados Unidos por destacados académicos y publicados en prestigiosas revistas, los cuales se citan a continuación:

➤ **APEEP: The Air Pollution Emission Experiments and Policy Analysis Model (Mendelsohn and Müller 2006)**

Estudio que tiene por objetivo determinar los daños marginales de emisiones de PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub> en dólares por tonelada emitida. Se valorizaron daños en salud de las personas, en agricultura (disminución de tasas de producción), visibilidad, daños en materiales y servicios de recreación.

El estudio realiza un análisis de aproximadamente 10,000 fuentes emisoras de todo tipo y mediante variaciones marginales en las emisiones de una fuente (1 ton/año), el modelo APEEP determina el impacto de dicha fuente en el ambiente a través de un modelo de dispersión. La modelación se realiza por todos los EEUU y los resultados se ajustan a las concentraciones medidas en los aproximadamente 500 condados del país

El estudio utiliza un valor de la vida estadística de 1.98 MUSD.

➤ **Uncertainty and Variability in Health-Related Damages from Coal-Fired Power Plants in the United States (Levy, Baxter et al. 2009).**

Este estudio estima los impactos de la contaminación de 407 plantas termoeléctricas a carbón en Estados Unidos. Se valoriza únicamente los daños en salud de la población.

Para estimar los impactos de la contaminación en la población utiliza una metodología más robusta que el APEEP mediante un modelo de emisiones con una matriz fuente-receptor, que permite conocer el impacto de cada fuente en cada celda analizada. La exposición la calculan usando el *intake fraction*, factores que agrupa el cambio de concentración, la población afectada y la tasa de respiración de las personas.

El estudio utiliza un valor más alto para la vida estadística de 6 MUSD.

El valor de la VSL que cada estudio considera distorsiona los resultados pues están asignando valores diferentes al mismo evento (casos de mortalidad). Por ello es necesario ajustarlos por este factor previo a la comparación, mediante el valor de la “Razón VSL” señalado en la

Tabla 56.

**Tabla 56 VSL considerados por estudio y factor de ajuste (USD/ton)**

VSL Estudios (MUSD/Caso)		Razón VSL (Factor de ajuste)	
Estudio	Valor		Valor
LAC (percentil 50)	0.8	APEEP/LAC	2.48
APEEP	1.98	Levy/LAC	7.50
Levy	6.00	Levy/APEEP	3.03

Fuente: Elaboración Propia

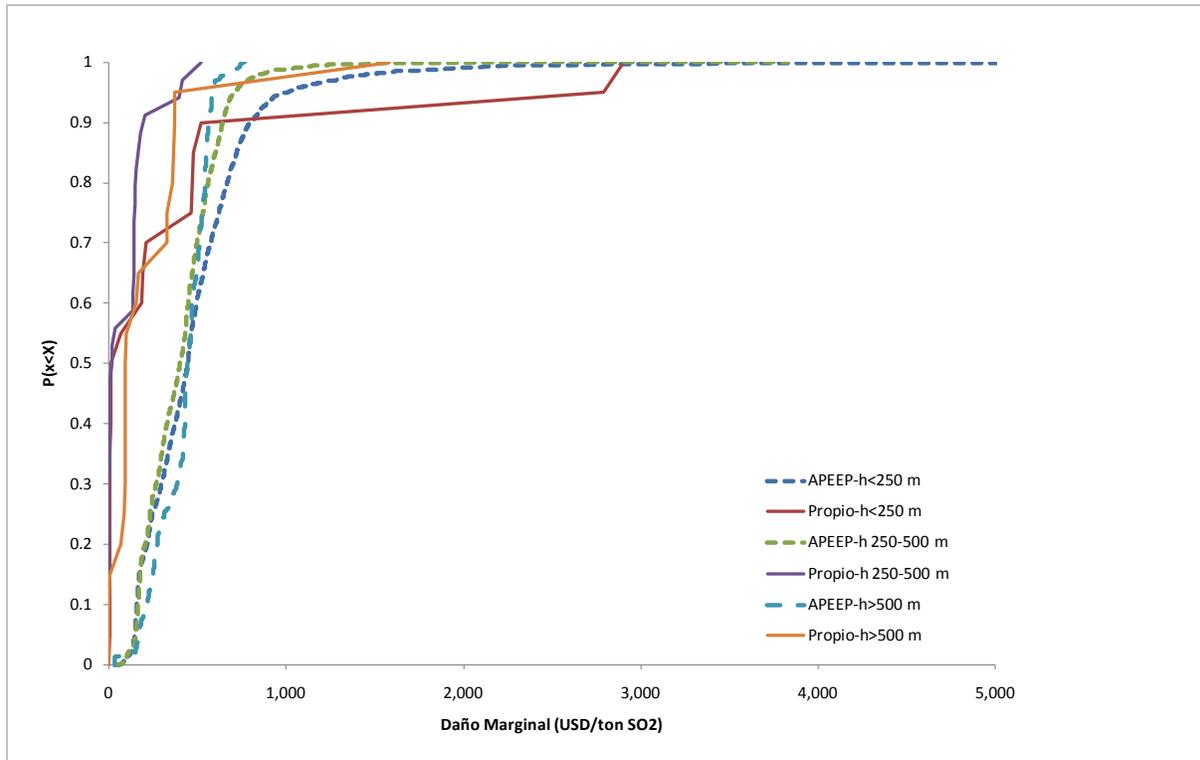
## 1.1 ANÁLISIS APEEP

Los valores del estudio APEEP son reportados para cada fuente y contaminante, por lo que es posible realizar un análisis comparativo de manera detallada. Las figuras a continuación muestran las Curvas de Frecuencia Acumulada (CFA)<sup>29</sup> del estudio de Mendelsohn y el parque termoelectrico en Chile, separadas por altura efectiva de la pluma<sup>30</sup> estimadas en el presente estudio denominado EMGA\_LAC o propio.

<sup>29</sup> Las CFA es una forma de representar los valores de una muestra en estudio. El eje horizontal (X) indica el valor de una de las observaciones, mientras que el eje vertical (Y) la probabilidad de encontrar un valor menor en la muestra analizada ( $y = P(x < X)$ ).

<sup>30</sup> La altura efectiva es la altura sobre el suelo que se eleva la pluma de contaminantes, la cual varía según las condiciones del flujo de salida de gases de la chimenea y meteorología.

Figura 42 CFA para SO<sub>2</sub> estudios APEEP y EMGA-LAC (propio) según altura efectiva

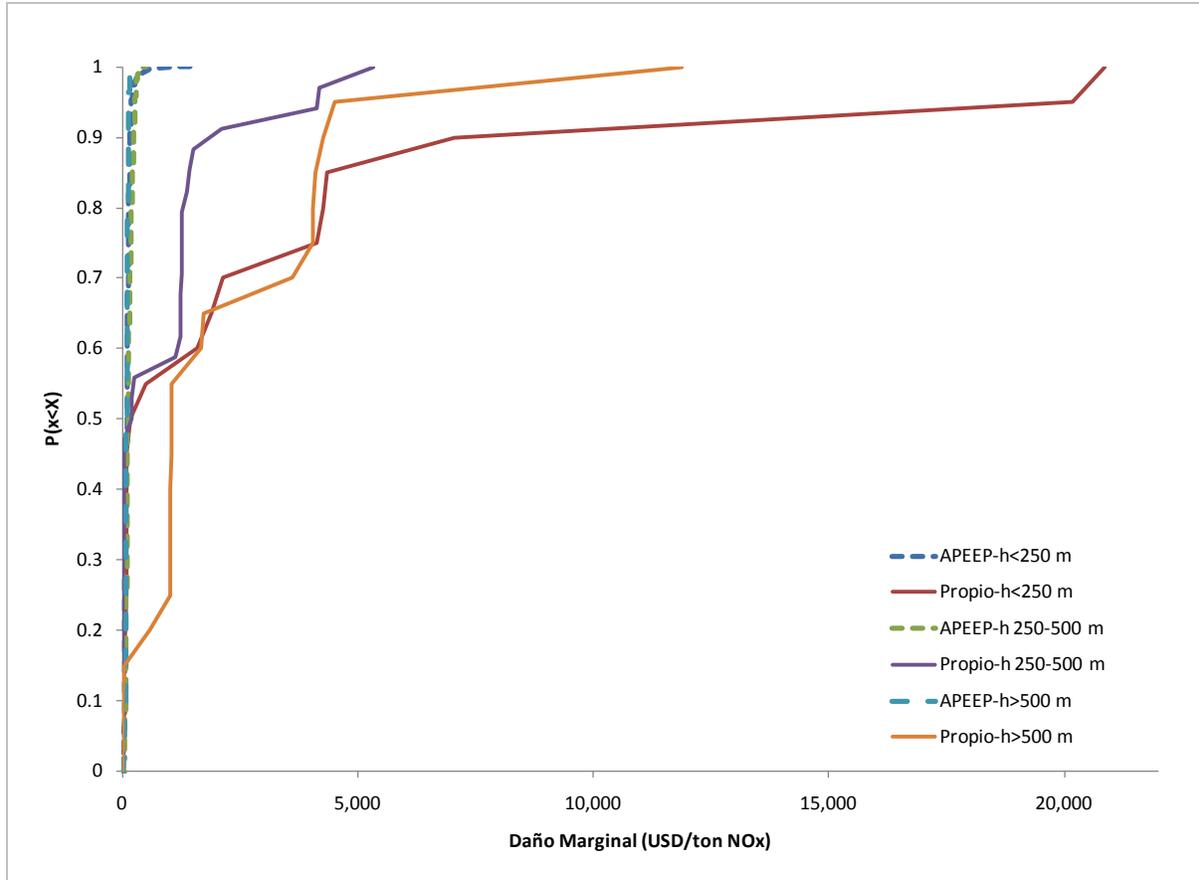


Fuente: Elaboración propia en base a (Mendelsohn and Müller 2006)

Los puntos de intersección indican la frontera entre subestimar y sobreestimar el valor del daño marginal. En la Figura 43, para el caso de una altura efectiva <250 m, la intersección en 0.9 indica que alrededor del 90% de la muestra del presente estudio (EMGA-LAC) tiene un valor menor en los daños marginales que la muestra APEEP.

Para el Percentil 50, también se ve que los resultados de APEEP son mayores que los propios. En general en los tres casos se están subestimando los beneficios de SO<sub>2</sub>, tal vez debido a que APEEP valoriza en su estudio más tipos de beneficios asociados a este contaminante.

**Figura 43 CFA para NO<sub>x</sub> estudios APEEP y EMGA-LAC (propio) según altura efectiva**

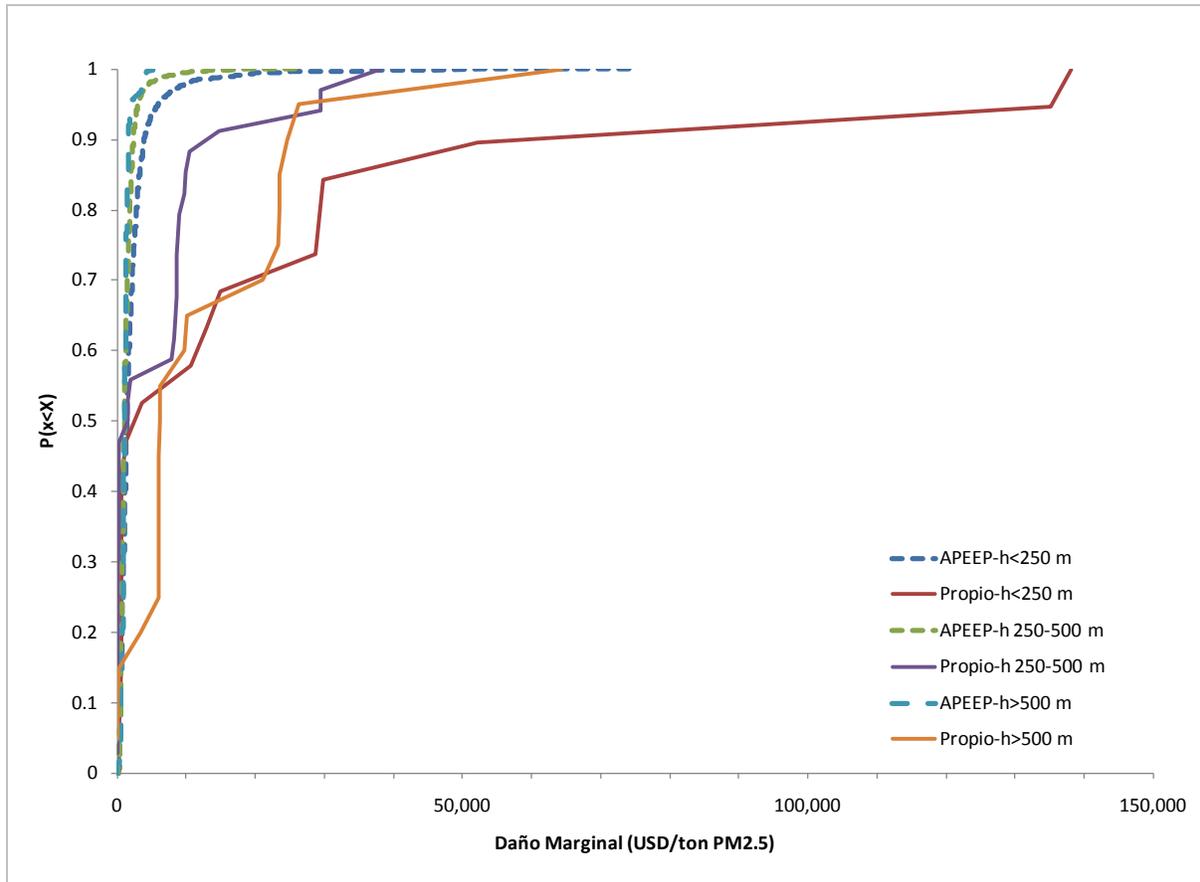


Fuente: Elaboración propia en base a (Mendelsohn and Müller 2006)

Las líneas punteadas de la Figura 43 indican que los valores encontrados en APEEP son en general menores a los propios. Las líneas de CFA de EMGA-LAC se distancian significativamente lo que indica que para algunas chimeneas se están utilizando valores de daños marginales muy por sobre el estudio de Mendelsohn.

Es interesante notar que para las curvas de altura efectiva >500 m la intersección de las curvas ocurre bajo 0.2. Esto implica que aproximadamente 80% de los datos EMGA-LAC posee valores mayores a su par en APEEP.

La Figura 44, al igual que el caso del NO<sub>x</sub> de la Figura 43, las curvas del estudio EMGA-LAC están casi íntegramente por debajo de las APEEP. Esto implica que para un mismo percentil de datos (línea horizontal) el estudio EMGA-LAC considera daños marginales mayores que el APEEP.

Figura 44 CFA para PM<sub>2.5</sub> estudios APEEP y EMGA-LAC según altura efectiva

Fuente: Elaboración propia en base a (Mendelsohn and Müller 2006)

La Tabla 57 muestra los valores promedio de los daños marginales para cada grupo de altura efectiva obtenidos en los 2 estudios. En ella se aprecia que para el total de la muestra, la valorización en promedio de SO<sub>2</sub> es menor en 2.5 veces, mientras que para el NO<sub>x</sub> y PM<sub>2.5</sub> la razón es sólo un 10% de la propia.

Es necesario considerar que estos valores corresponden al escenario base de valoración de beneficios, lo que implica que no se ha considerado la sensibilidad por ozono, biodiversidad, transporte, emisiones de CO<sub>2</sub> que implicaría un aumento significativo de la razón obtenida.

Tabla 57 Promedio daños EMGA-LAC y APEEP por contaminante (USD/ton)

Contaminante	Estudio	Daño Marginal (USD/ton)		
		hEfect <200	200<hEfect <500	hEfect >500
SO <sub>2</sub>	EMGA-LAC	399	93	226
	APEEP	495	405	421
	<b>Razón</b>	<b>0.81</b>	<b>0.23</b>	<b>0.54</b>

Contaminante	Estudio	Daño Marginal (USD/ton)		
		hEfect <200	200<hEfect <500	hEfect >500
NOx	EMGA-LAC	3,227	883	2,273
	APEEP	104	137	98
	<b>Razón</b>	<b>31.03</b>	<b>6.45</b>	<b>23.19</b>
PM	EMGA-LAC	21,990	6,205	12,993
	APEEP	2,238	1,387	1,192
	<b>Razón</b>	<b>9.83</b>	<b>4.47</b>	<b>10.90</b>

Fuente: Elaboración propia en base a (Mendelsohn and Müller 2006) y resultados propios

## 1.2 RESUMEN DE DAÑOS MARGINALES

El estudio de Levy no reporta el daño marginal para cada fuente analizada como en el estudio APEEP por lo que no se pudo realizar el análisis detallado. Por este motivo, se compararon los valores promedio mostrados en la Tabla 58.

**Tabla 58 Comparación Daños Marginales por estudio (USD/ton)**

Estudio	PM2.5	NOx	SO2
EMGA-LAC	20,114	2,077	276
APEEP	2,649	280	1,089
APEEP (Ajustado VSL Chile)	1,606	170	660
APEEP (VSL Levy)	8,028	848	3,301
Levy	72,000	4,800	19,000
Levy (Ajustado VSL Chile)	14,400	960	3,800
Razón Levy Transfer/LAC	0.7	0.5	13.8
Razón APEEP tranfer/LAC	0.1	0.1	2.4

Fuente: Elaboración propia en base a (Levy, Baxter et al. 2009) y (Mendelsohn and Müller 2006)

De la Tabla 58 es posible concluir los siguientes puntos:

- APEEP estima daños mucho menores que Levy para todos los contaminantes (ajustado por VSL). Existe mucha diferencia entre los valores obtenidos entre estos dos estudios, lo que se debe al tipo de fuentes consideradas en los respectivos estudios y principalmente a la localización de las fuentes emisoras.
- En promedio, EMGA-LAC valoriza de manera similar el daño del PM<sub>2.5</sub> comparándolo con el estudio de Levy (razón de 0.7), sin embargo sobreestimando en aproximadamente 10 veces con respecto al APEEP. El caso de NOx se sobreestima significativamente con respecto a los dos estudios: 10 veces y 2 veces para APEEP y

Levy respectivamente. Finalmente, el  $\text{SO}_2$  es subestimado con respecto a los dos estudios, sobre todo con respecto a Levy (aprox. 14 veces).

- Si bien los valores de cada estudio dependen significativamente de la población expuesta y de la ubicación de la fuente emisora, la comparación hace hincapié en que el presente estudio (EMGA-LAC) está considerando para el caso base valores mayores para el daño marginal en PM y  $\text{NO}_x$ . La subestimación radica en el caso del  $\text{SO}_2$ .

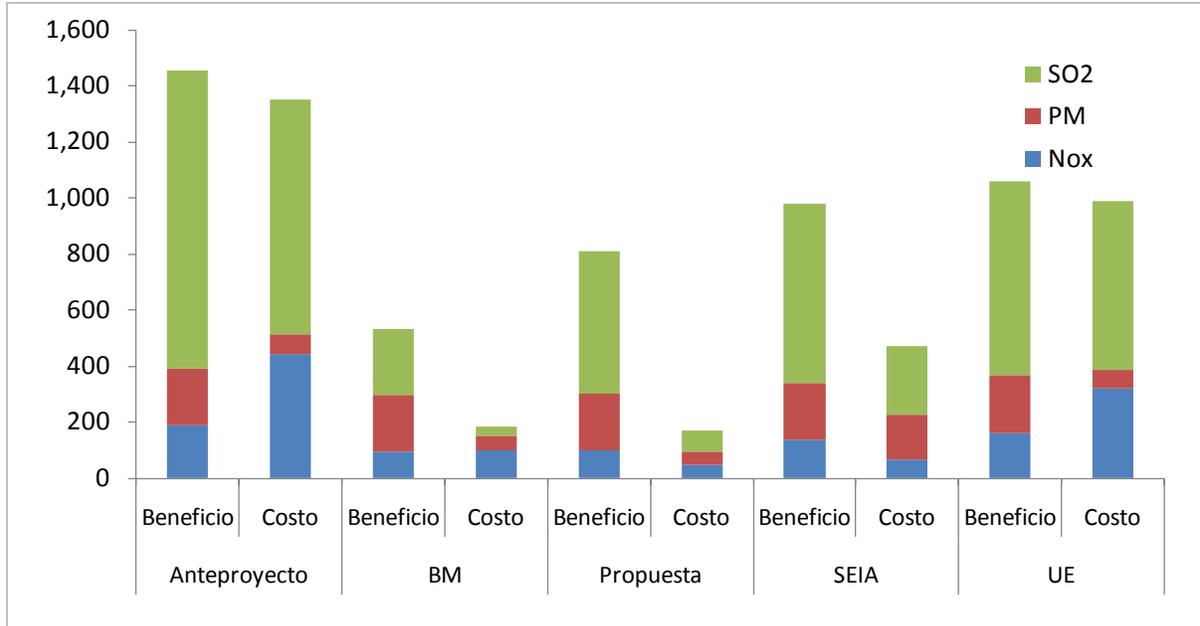
### 1.3 EVALUACIÓN DE LAS NORMAS CON DAÑOS ANALIZADOS

Finalmente se evaluaron las normas de acuerdo a los ajustes de los beneficios marginales encontrados en los estudios de (Levy, Baxter et al. 2009) y (Mendelsohn and Müller 2006) de la Tabla 58.

En la Figura 45 se muestran los costos y beneficios de las normas usando los daños marginales ajustados al estudio de Levy. En este gráfico resaltan los grandes beneficios del  $\text{SO}_2$  por el aumento de casi 14 veces de los daños marginales. El anteproyecto de CONAMA, al ser estricto en este contaminante, su beneficio neto cambia de signo y llega a ser positivo, aunque con una razón cercana a 1. Una situación similar ocurre con la norma de la UE, pero con beneficios menores. De todas formas, aún con este ajuste, la Propuesta Óptima es la que obtiene mayores beneficios netos aún cuando esta norma no se ha optimizado para estos valores (ante un escenario que el  $\text{SO}_2$  se valore más alto, se exige niveles más estrictos como se puede ver en el análisis de sensibilidad).

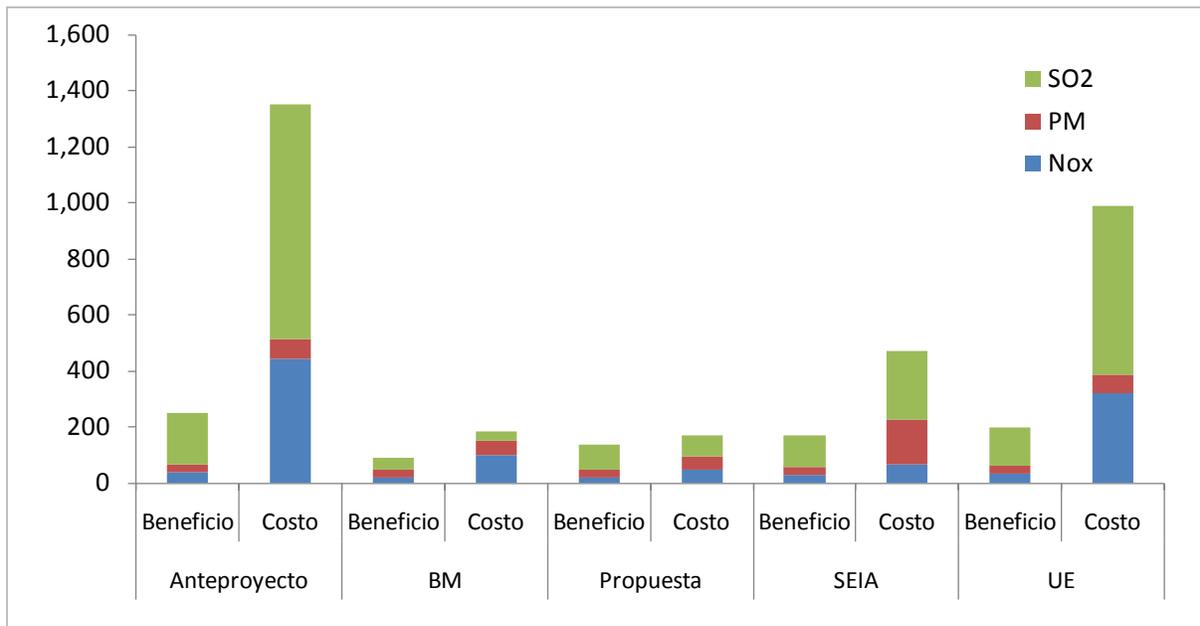
Por otro lado, la Figura 46 muestra los costos y beneficios de las normas para el ajuste de APEEP, donde se destaca que todas las normas evaluadas son negativas. Con este ajuste, la Norma Óptima Propuesta es la que tiene mayores beneficios netos (negativos) y tanto el Anteproyecto como UE es la de menor razón beneficio-costo principalmente debido a que el aumento de  $\text{SO}_2$  es muy bajo para justificar estrictos niveles propuestos.

Figura 45 Costos y Beneficios por norma y contaminante con beneficios ajustado según (Levy, 2009)



Fuente: Elaboración propia

Figura 46 Costos y Beneficios por norma y contaminante con beneficios ajustado según (APEEP, 2006)



Fuente: Elaboración propia

## CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El número de variables que pueden afectar los resultados del análisis son múltiples, por lo que es fundamental realizar un análisis de sensibilidad de las mismas. Las variables más relevantes se detallan a continuación:

- Transporte de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> a más de 100 km de la fuente
- Beneficios por reducciones de Ozono
- Porcentaje de partículas finas en emisiones de PM

A continuación se detallan los análisis de sensibilidad realizados para las variables identificadas.

### 1 ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD

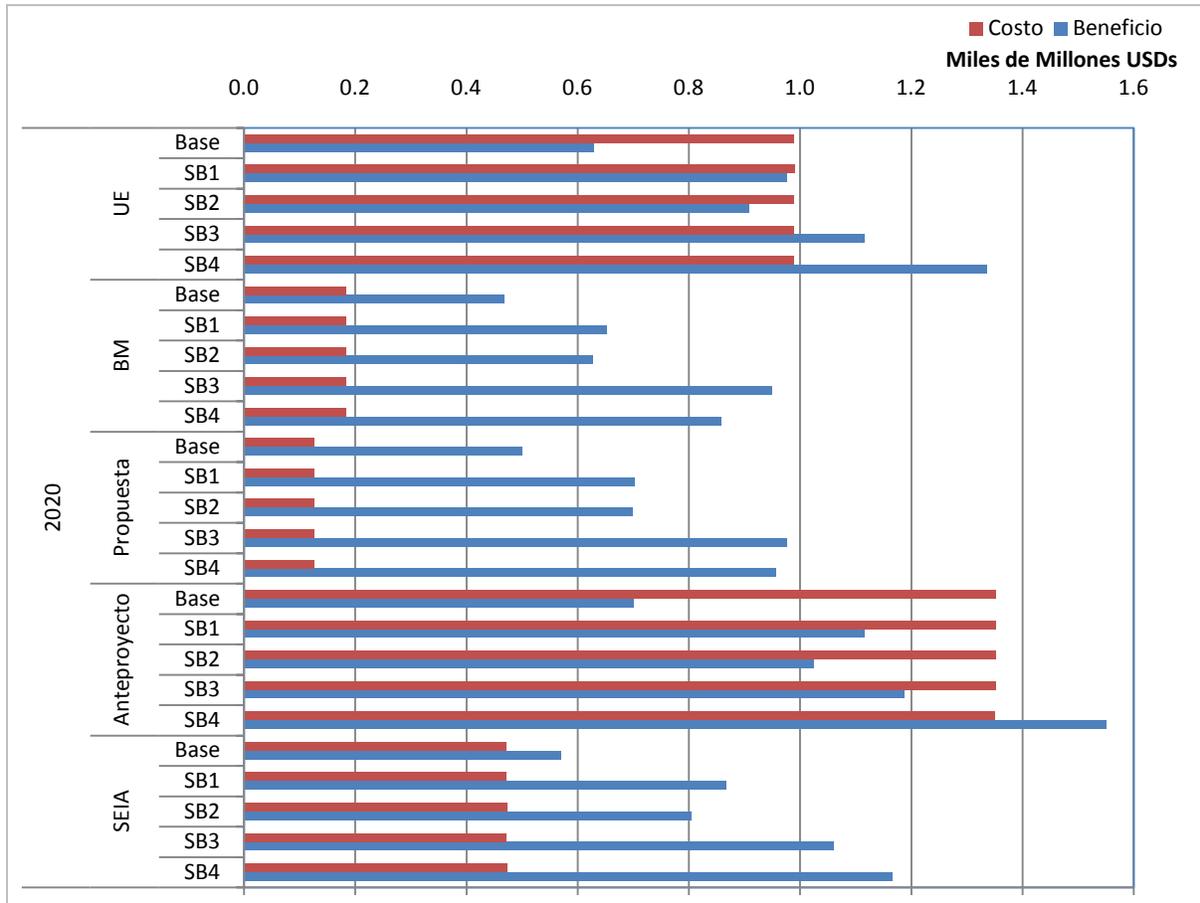
A partir de la identificación de las variables relevantes se construyeron los siguientes escenarios de sensibilidad.

- SB1: Transporte: Aumento del 30% en los daños marginales del PM y NO<sub>x</sub> y 4 veces los de SO<sub>2</sub>.
- SB2: Beneficios por ozono: Aumento de 2x los beneficios de NO<sub>x</sub>
- SB3: Porcentaje medio-alto de partículas finas en emisión Se considera que el 80% de emisiones de PM corresponden a PM<sub>2.5</sub>.
- SBMAX (%Fino Base): Beneficios máximos: SB1 \* SB2: este escenario agrupa los beneficios de los escenarios SB1 y SB2.

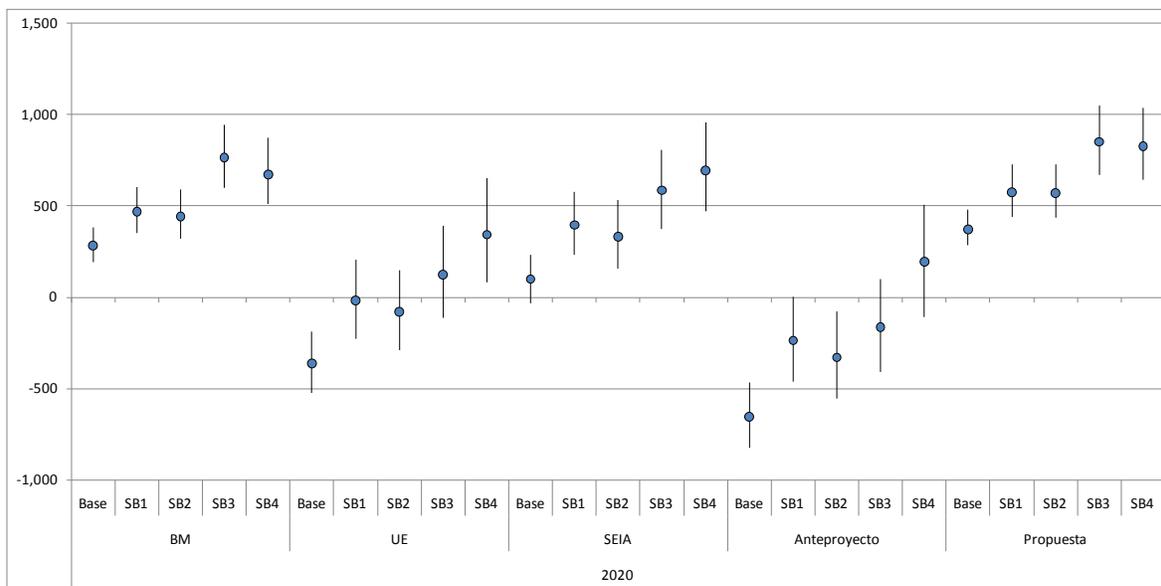
Los resultados de valor presente costos y beneficios para cada escenario se entregan a continuación. Como se observa en la Figura 47, la propuesta de norma presenta beneficios mayores a los costos en todos los escenarios de sensibilidad. En tanto, el anteproyecto de norma propuesto por CONAMA solo presenta beneficio neto positivo en el escenario de beneficios máximos.

En la Figura 48 se aprecia que el beneficio neto es siempre superior para la propuesta de norma con respecto al anteproyecto en cualquier escenario de sensibilidad. Esto es esperable dado que la propuesta de norma fue diseñada buscando maximizar el beneficio neto del proyecto.

**Figura 47 VP Costos y Beneficios por escenario normativo 2010-2020 (MUSD)**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 48 VP Beneficio Neto por escenario normativo 2010-2020 (MUSD)**


Fuente: Elaboración propia

## 2 NORMA ALTERNATIVA CON BENEFICIOS POR TRANSPORTE Y OZONO

Finalmente, con el fin de considerar los beneficios probables que no se cuantificaron en la determinación de la norma óptima propuesta, se creó, con la misma metodología indicada en el informe, una norma de emisión considerando estimaciones de los beneficios por Transporte y Ozono de la siguiente manera:

- Beneficios por Transporte: Aumento de los beneficios marginales de PM y NO<sub>x</sub> en un 30% y los de SO<sub>2</sub> aumentado 4 veces<sup>31</sup>. Estos factores fueron elegidos de acuerdo a la comparación de los daños marginales con estudios internacionales analizados en el 0, donde se concluye que se ha subestimado los beneficios en SO<sub>2</sub>. En este mismo análisis el valor de los daños marginales para PM y NO<sub>x</sub> son ampliamente superiores en este estudio por lo que no es justificable aumentar los beneficios de estos contaminantes de igual manera.
- Beneficios por Ozono: se duplican los daños marginales de NO<sub>x</sub> en 2. Este factor se estimó en base a los resultados del estudio de Transantiago de (DICTUC, 2009), donde los impactos económicos por Ozono asociable a NO<sub>x</sub> eran equivalentes a los de PM<sub>2,5</sub> asociable a NO<sub>x</sub>.

<sup>31</sup> En la elección del factor de aumento para SO<sub>2</sub>, se consideró el valor de 4x, un poco menos que el doble del ajuste APEEP (2.4 veces), dado que 14x obtenidos a través de Levy es poco probable que se deba únicamente a transporte.

**Tabla 59 Propuesta de Norma Escenario con beneficios por Transporte y Ozono**

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	100	55
	Líquido	90	40
	Gas	s/n	s/n
NOX	Sólido	800 (1000)	400
	Líquido	650	140
	Gas	200	100
SO <sub>2</sub>	Sólido	1200 (1600)	550 (1200)
	Turbina Vapor FO6	550	250
	Líquido	80	35
	Gas	s/n	s/n

Fuente: Elaboración Propia

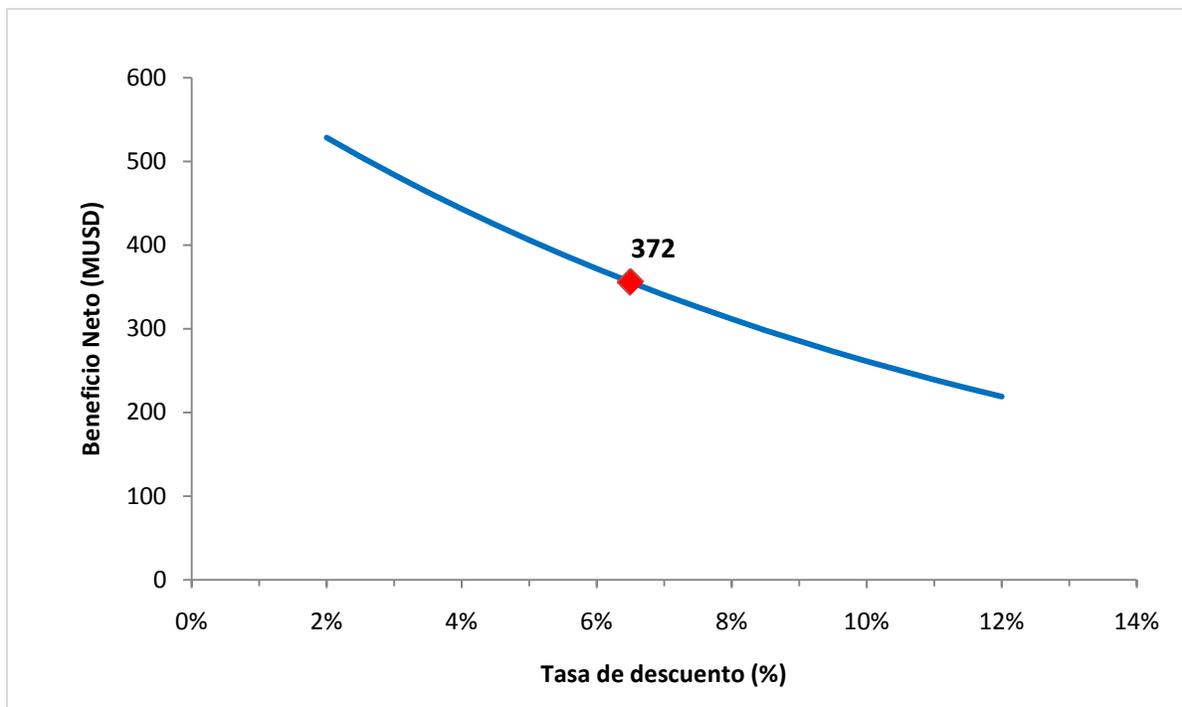
El significativo aumento en los daños marginales de SO<sub>2</sub> sólo se ve traducido en el combustible sólido, donde de un valor de 1600 se obtienen 1200 ug/m<sup>3</sup> para las chimeneas existentes, mientras que las nuevas ostenta una disminución de 1200 a 550 ug/m<sup>3</sup>. A su vez, también se disminuye el límite para centrales a combustible líquido y las que ocupan FO.

La norma de NO<sub>x</sub>, pese al aumento en 2.3 veces (2 por el ozono y 0.3 adicionales por transporte) sólo cambia para las centrales existentes que operan con combustible sólido desde 1000 a 800 mg/Nm<sup>3</sup>. El resto de las dimensiones, así como el PM, se mantienen los mismos valores originales.

### 3 SENSIBILIDAD DE OTROS PARÁMETROS

Se realizó un análisis de sensibilidad de la norma óptima propuesta con respecto a la tasa de descuento requerida por MIDEPLAN para evaluar el proyecto (6%). Los resultados se presentan en la siguiente figura.

Figura 49 Sensibilidad VP de Beneficio, Neto Norma Óptimo y con respecto a la tasa de descuento (Millones USD 2009)



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Figura 49, el beneficio neto es bastante sensible a este parámetro, variando en aproximadamente un 8% por punto porcentual.

## CAPÍTULO 9.

## ANÁLISIS DE CASO ZONA DE VENTANAS

Las normas de emisión son consideradas un instrumento legal para prevenir el exceso de contaminación en una cuenca. Sin embargo, desde el punto de vista de maximizar el beneficio social, una norma de emisión que restringe sólo a un tipo de fuente en particular no determina necesariamente una asignación de recursos eficiente, puesto que idealmente se debiera exigir reducciones a todas las emisoras de una cuenca según el *principio de equimarginalidad*. Citando a (Kolstad, 2000):

*“El principio de equimarginalidad propone que las emisiones de varios contaminadores que contribuyen al daño ambiental en la misma forma, requiere que el costo marginal de control sea igual entre todas las fuentes emisoras para lograr una reducción de emisiones al menor costo posible”*

Para mostrar lo anterior se analizó el caso particular de Ventanas, para lo cual se estimaron las curvas de costo marginal de abatimiento de los diferentes sectores emisores, clasificados en: Generación eléctrica, Fundiciones de cobre, Otras fuentes industriales, Residenciales, Fuentes móviles y Fuentes Fugitivas.

La estimación de costos se realizó a nivel de fuentes detalladas en el inventario de emisiones de Ventanas (DICTUC, 2008) y utilizando medidas para reducción de emisiones recopiladas desde Air Control Net Documentation Report (costo-efectividad para MP<sub>10</sub>, MP<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>x</sub>) desarrollado para US-EPA para el análisis de regulación en calidad del aire en Mayo 2006, considerando aquellas medidas aplicables a la realidad chilena. La información disponible corresponde a costos de control por tonelada reducida de MP<sub>10</sub>, MP<sub>2.5</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> y la eficiencia de reducción de la medida en porcentaje.

Para cada una de las fuentes y medidas posibles, se dispone entonces de su costo medio *CMe* (US\$/Ton). Para estimar la curva de costos totales, se debe seguir el siguiente proceso:

1. Se estima la reducción en concentraciones de la medida a partir de factores de emisión concentración (FEC en (ton/año)/(ug/m<sup>3</sup>)), de (DICTUC, 2008)).
2. Luego, también en base a FEC se estima el costo efectividad de la medida (US\$/(ug/m<sup>3</sup>)).
3. Se ordena a continuación, las medidas de manera creciente en costo medio (*CMe* (US\$/(ug/m<sup>3</sup>))) con el fin de determinar las mejores en cuanto a costo-efectividad.
4. Se calcula entonces la reducción acumulada y el costo total para cada una de las reducciones.

A los puntos generados en el paso anterior se le ajusta una regresión suponiendo un polinomio cúbico de acuerdo con la siguiente expresión:

**Ecuación 15**

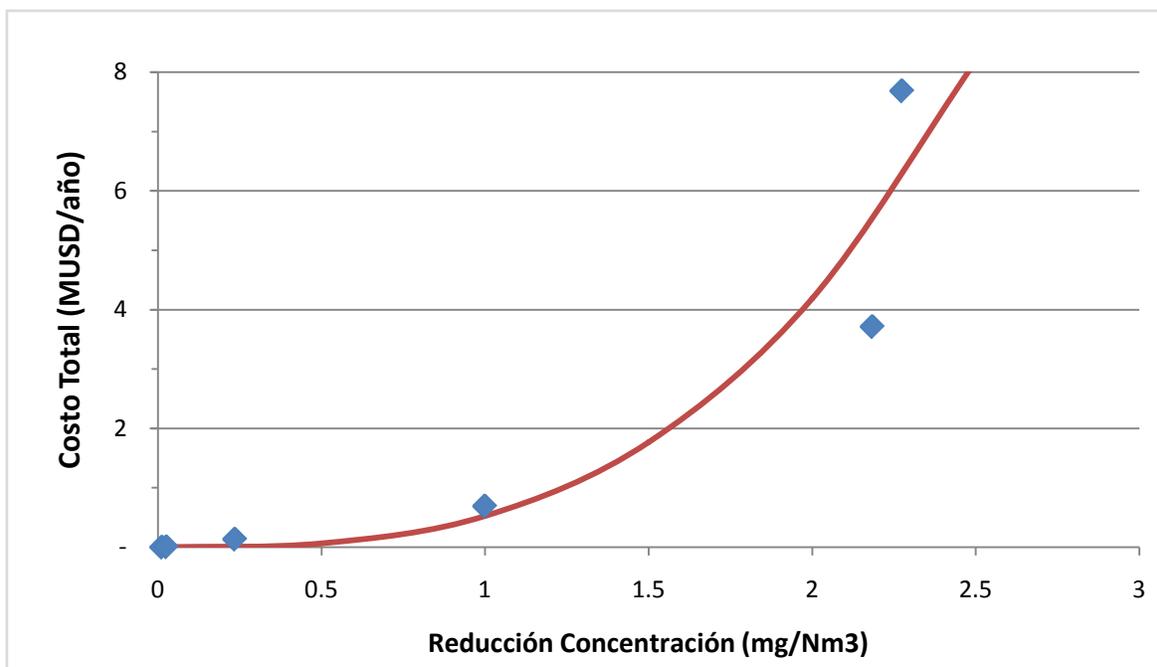
$$CT = \beta \cdot (\text{Reducción}(\mu\text{g} / \text{m}^3))^3$$

Mediante regresión se estiman el valor de los coeficientes  $\beta$  para cada uno de las fuentes

emisoras indicadas en el inventario.

La Figura 50 muestra la regresión para el sector de generación eléctrica de la zona de Ventanas, que incluyen las unidades de Ventanas U1, U2, Nueva Ventanas (U3), Campiche (U4) y las 3 unidades de Energía Minera. A su vez, la Tabla 60 muestra los estadígrafos de la regresión, indicando un correcto ajuste a las observaciones de este sector.

**Figura 50 Costos totales del sector Generación Eléctrica de la zona de ventanas y curva de ajuste cúbico**



Fuente: Elaboración propia a partir de (USEPA, 2006) y (DICTUC, 2008)

**Tabla 60 Estadígrafos ajuste cúbico curva de costos de Generación Eléctrica de Ventanas**

Estadígrafos del Análisis Regresión	Valor
Múltiple R	0.96
R cuadrado	0.93
R cuadrado ajustado	0.73
Error Estándar	1,037,104
Coefficiente Beta	524,026
Observaciones	6

Fuente: Elaboración propia a partir de (USEPA, 2006) y (DICTUC, 2008)

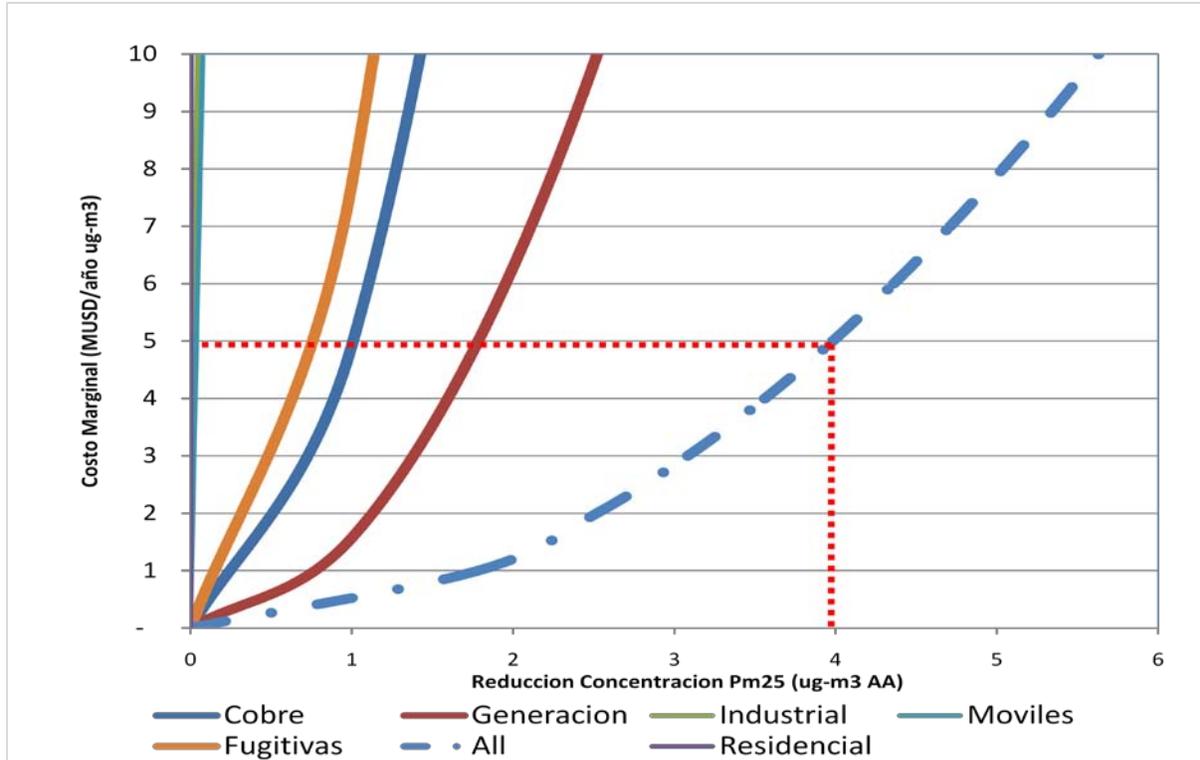
Si derivamos la curva de costos totales obtenemos la curva de costos marginales, por lo que se obtiene la expresión señalada en la Ecuación 16. Con ella podemos construir las curvas para

todos los sectores tal como muestra la Figura 51.

Ecuación 16

$$CMg = 3 \cdot \beta \cdot (\text{Reducción}(\mu\text{g} / \text{m}^3))^2$$

Figura 51 Costo marginal por sector emisor, zona de Ventanas (MUSD/año ug/m<sup>3</sup>)



Fuente: DICTUC (2009)

Considerando como referencia el valor que debería ser exigido el año 2022 con la eventual norma de PM<sub>2.5</sub> que requiere una reducción aproximada de 4 ug/m<sup>3</sup> en el ambiente. De acuerdo a la curva de costo marginal total (línea punteada en el Figura 51) se determina la reducción que cada una de las fuentes debe reducir para lograr la disminución de los 4 ug/m<sup>3</sup> exigidos a un mínimo costo.

Si se respetara entonces el *principio de equimarginalidad* la producción de cobre debe reducir 25% del total exigido (1.0 ug/m<sup>3</sup>), las fuentes industriales un 4% del total (0.1 ug/m<sup>3</sup>), las fuentes residenciales un 1% (0.1 ug/m<sup>3</sup>), las fugitivas un 20% (0.8 ug/m<sup>3</sup>) y el sector generación un 45% (1.8 ug/m<sup>3</sup>) correspondiente a 1.8 ug/m<sup>3</sup>, siendo significativamente el que más debe disminuir sus emisiones en la zona.

**Tabla 61 Reducción exigida de cada sector de la zona de Ventanas según el principio de equimarginalidad (ug/m<sup>3</sup>) y costos totales (MUSD/año)**

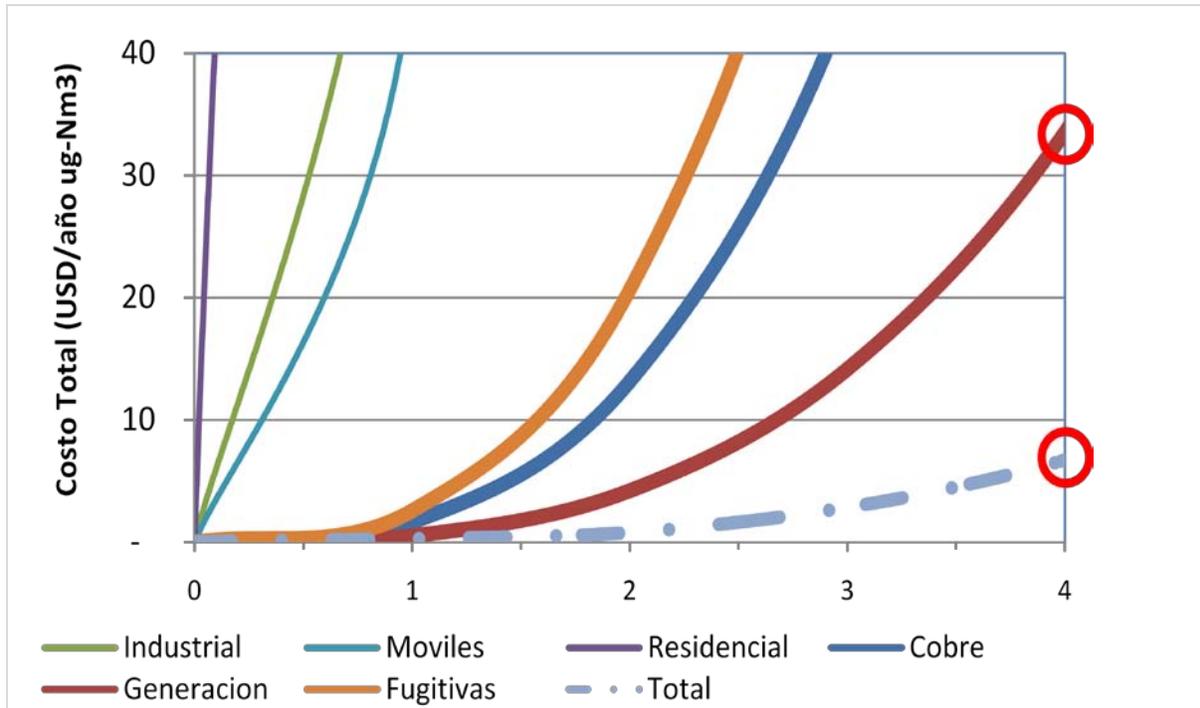
Sector	Red PM2.5 req. (ug/m <sup>3</sup> )	Porcentaje de reducción	Costo Total (MUSD/año)
Cobre	1.0	25%	1.7
Generación	1.8	45%	3.0
Industrial	0.1	4%	0.2
Residencial	0.1	1%	0.1
Móviles	0.2	5%	0.3
Fugitivas	0.8	20%	1.3
<b>Total</b>	<b>4.0</b>	<b>100%</b>	<b>6.6</b>

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 61 indica también los costos en MUSD/año que cada uno de los sectores deberá incurrir en este escenario. Se necesitan por tanto 6.6 MUSD anuales para lograr la reducción de 4 ug/m<sup>3</sup> solamente si se respeta el principio de equimarginalidad. Con cualquier valor diferente a los determinados por este mecanismo se estarían invirtiendo más recursos de los necesarios para lograr el mismo nivel de reducción.

La asignación de recursos poco eficiente, como podría llegar a ser normar sólo a un sector, se representa en la Figura 52. En ella se muestran los costos para todos los emisores de la zona de Ventanas junto a la curva de costos totales correspondiente a la suma horizontal de las curvas por sector. En este gráfico es posible determinar el costo asociado para cada nivel de reducción, donde la curva de costos considerando el nivel óptimo de reducción (línea punteada) indica que para 4 ug/m<sup>3</sup> se incurren en 6.6 MUSD/año como se señaló anteriormente. En cambio, si se le exige esta misma reducción sólo a Generación, el costo total es aproximadamente 5 veces mayor con 33 MUSD anuales para los mismos 4 ug/m<sup>3</sup>.

Figura 52 Costo total por sector emisor, zona de Ventanas (MUSD/año ug/m<sup>3</sup>)



Fuente: Elaboración propia

Las curvas de costo marginal estimadas no incluyen los costos de negociación del gobierno con los sectores normados, lo que podría cambiar la asignación de reducciones propuesta. Sin embargo, no es de esperarse que los costos cambien drásticamente por lo que el orden debiera mantenerse y debiera ser socialmente más beneficioso exigir más a la generación eléctrica, luego a las fundiciones (producción de cobre) y fuentes fugitivas y en último lugar a móviles, industriales y finalmente residenciales.

## CAPÍTULO 10.

## DISCUSIONES Y CONCLUSIONES

A continuación se presenta una discusión de los resultados del estudio, estructurada de manera similar a la distribución de temas desarrollados en los capítulos de manera de facilitar al lector la revisión de los resultados. Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

### 1 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 1.1 REGULACIONES INTERNACIONALES DE EMISIONES

##### ➤ Sobre la regulación de emisiones de los EEUU

La regulación federal de emisiones de Estados Unidos se inició hace 40 años con el objetivo de prevenir la contaminación atmosférica y a la fecha han registrado numerosas actualizaciones. Su enfoque inicial fue normar la tasa de emisiones de contaminante por energía consumida, sin embargo en las últimas actualizaciones se ha orientado hacia la limitación de las emisiones por energía generada, de manera de estimular la eficiencia energética en las centrales.

EEUU ha establecido límites a la descarga de contaminantes de las nuevas centrales directamente a través de límites de emisión establecidos en la NSPS<sup>32</sup> y ha establecido restricciones de emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> a las centrales existentes a través de otros programas, como son el de Lluvia Ácida o los de recuperación de la calidad del aire (NO<sub>x</sub> SIP Call, CAIR), las que se han implementado alternativamente a través de cupos de emisión en conjunto con sistemas de transacción de emisiones.

Por otra parte, los límites de emisiones que ha establecido se han basado en la disponibilidad real de tecnología de abatimiento probada y a un costo razonable. Es así como las normas han variado desde un límite que obligaba solo al uso de un scrubber hasta el establecimiento de varias alternativas tecnológicas y operacionales a las cuales opta una central, ya sea alcanzar un nivel de abatimiento alto con un límite de emisiones menos estricto o límites de emisión estricto con una exigencia de abatimiento menor. Esto permite, que las empresas escojan como reducir, ya sea invirtiendo en dispositivos de abatimiento o modificando sus condiciones de operación y de combustibles.

##### ➤ Sobre la regulación de emisiones de la Unión Europea

En el caso de la Unión Europea, inicialmente estableció una normativa general para grandes instalaciones de combustión con el propósito de prevenir la contaminación atmosférica tanto por razones de protección de la salud de las personas como para reducir la acidificación, la eutrofización del suelo y el ozono en la baja atmósfera, estableciendo como exigencia un

---

<sup>32</sup> New Source Performance Standard

conjunto de criterios entre los cuales se incluyó el uso de la mejor tecnología disponible<sup>33</sup>.

Posteriormente, en 1988 establece valores límites<sup>34</sup> de emisión para las instalaciones de combustión nuevas destinadas a la producción de energía y un programa de cupos de emisiones para los países miembros. Actualmente, en la norma vigente<sup>35</sup> se establece como alternativa que los países miembros definan un plan de reducción para las instalaciones industriales existentes o el cumplimiento de límites de emisión, pero menos estrictos que los que establece para las instalaciones nuevas.

Este programa de reducción de emisiones para los países miembros se instauró en 1988 y estableció metas de reducción de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> para la mayoría de los países con excepción de Grecia, Irlanda y Portugal a quienes les fijó aumentos máximos de emisión. En la última actualización de la directiva publicada el 2001, se extendieron los plazos de reducción fijándose como plazo máximo el 2008, con esto el programa de reducción de emisiones de fuentes existentes se extendió hasta en 20 años de aplicación.

Otro aspecto relevante de esta normativa, es que establece excepciones a su cumplimiento de acuerdo al tamaño de la fuente y a las fuentes que operan no más de 20.000 horas en un periodo de 8 años. Asimismo, define procedimientos a seguir ante averías en los dispositivos de abatimiento, aceptando la operación de la central por un tiempo determinado de modo que el sistema eléctrico no sea afectado por una inesperada salida de una central.

Por otra parte, establece como exigencia explícita la utilización de chimenea y que su altura debe ser optimizada ambientalmente.

Es importante destacar que el cumplimiento de los valores límite de emisión establecidos en la *Directiva 2001/80 CE* de límites de emisión es una condición necesaria pero no suficiente para el cumplimiento de los estándares de la UE, ya que hay normativas complementarias como la *Directiva 96/61/CE* relativa a la utilización de las mejores técnicas disponibles, que establece otros requerimientos que pueden implicar valores límite de emisión más estrictos, valores límite de emisión para otras sustancias y otros medios, y otras condiciones que permitan una adecuada protección de la calidad del aire, un uso eficiente de la energía y una reducción de los emisiones de gases invernadero.

## 1.2 ENFOQUE DE LAS NORMAS DE EMISIÓN

Tal como lo indica la ley 19.300 y el reglamento de dictación de normas chilenas DS 93/1995,

---

<sup>33</sup> La directiva 84/360 CEE en su artículo 4 establecía: que la autorización sólo se podrá conceder cuando la autoridad competente se haya asegurado de: (1) que se han tomado todas las medidas adecuadas de prevención de la contaminación atmosférica, incluyendo la utilización de la mejor tecnología disponible, a condición de que la aplicación de dichas medidas no ocasionen gastos excesivos; (2) que la explotación de la instalación no producirá contaminación atmosférica de un nivel significativo debido, en particular, a la emisión de sustancias enumeradas en el Anexo II; (3) que no se superará ningún valor límite de emisión aplicable; (4) que se tendrán en cuenta todos los valores límites de calidad del aire aplicables.

<sup>34</sup> Directiva 88/609/CEE

<sup>35</sup> Directiva 2001/80/CE,

las normas de emisión tienen como objetivo el prevenir la contaminación. Como se ha visto en las normas de la UE y los EEUU, el establecimiento de exigencias de reducción de emisiones a las fuentes existentes, proviene de programas de reducción de emisiones cuyo propósito ha sido el de *recuperar* la calidad del aire y el de *reducir* los procesos de acidificación o eutroficación, es decir, el solucionar problemas de contaminación ya constatados. Al mismo tiempo, la aplicación de estas normativas afectó no solo a las centrales de generación eléctrica, sino a un grupo importante de emisores. En el caso de Estados Unidos se estableció un listado<sup>36</sup> fuentes a normar, desarrollándose normas para cada una y en el caso de la UE, se estableció inicialmente límites a las instalaciones industriales de combustión en general, las que incluían, entre muchos otros tipos de fuentes, a las centrales termoeléctricas.

Para recuperar la calidad del aire en zonas degradadas, la ley 19300 ha establecido instrumentos como Planes de Descontaminación que permiten establecer límites de emisión locales más estrictos que los nacionales a las fuentes emisoras. En el caso de la Región Metropolitana el PPDA cuyo objetivo es la protección de la salud de las personas, ha establecido límites de emisión a las fuentes móviles y fijas, y cupos de emisión a las grandes fuentes para controlar MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. En el caso del Plan de Descontaminación de Ventanas se establecieron límites de emisión anuales a la Fundición y a la Central Ventanas. Asimismo, ambos planes establecen exigencias de compensación de emisiones para las nuevas fuentes que ingresen a la cuenca definida como saturada.

Similares mecanismos utiliza la UE y EEUU para la reducción de emisiones de las fuentes existentes, con el objeto de recuperar la calidad del aire. Ninguna de las dos normativas internacionales establece límites precautorios para las unidades existentes, sino solo para las áreas con calidad del aire degradada.

### 1.2.1 Enfoque preventivo

Dado que las situaciones en que la calidad ambiental esta sobrepasada se gestiona a través de los Planes de Descontaminación, una norma de emisiones a nivel nacional, debiera entonces enfocarse en prevenir la posible degradación de zonas no saturadas y evitar así que la actividad de una fuente en particular implique un deterioro sustantivo de la calidad del aire, de paso impidiendo la entrada de otras fuentes a la zona.

La ausencia de norma de emisión puede causar que en algunas zonas la primera fuente que se instale ocupe todo el espacio en términos de calidad del aire, generando una suerte de monopolio que limite la instalación de nuevas fuentes, reduciendo el potencial de crecimiento económico de una localidad o región. Asimismo, esta situación trae como consecuencia que las últimas fuentes en entrar en una localidad deban asumir un costo excesivo al tener que reducir

---

<sup>36</sup> Se debe indicar que existen un listado importante de fuentes de distintos sectores productivos que se normaron bajo las disposiciones del Clean Air Act, algunos de ellos son: Unidades de generación a vapor institucionales, comerciales o industriales, Fundiciones de Cobre, incineradores, producción de pulpa de celulosa, Refinerías de petróleo, incineradores de residuos domiciliarios, incineradores de residuos hospitalarios, Cementeras, Plantas de ácido Nítrico, Plantas de ácido sulfúrico, Asfaltos, tanques de almacenamiento de petróleo, fundiciones de Plomo, Producción de Bronce, , Zinc, Aluminio, Plomo, primario, Fundiciones de Zinc primario, Plantas de, calcineradores, etc.

sus emisiones a niveles mucho menores que las fuentes existentes, de modo de cumplir con la norma de calidad del aire.

### 1.2.2 Aplicación a Fuentes existentes

El enfoque preventivo se aplica, por su propia naturaleza, a fuentes nuevas. Si se quisiera aplicar una norma de emisión con un enfoque preventivo a las fuentes existentes, la pregunta que tendría que responderse es ¿Hasta qué nivel se debe reducir las emisiones de las fuentes existentes, en una situación en que se cumple con las normas de calidad ambiental?<sup>37</sup>. Dado que en este caso la norma de calidad ya se está cumpliendo, el único criterio que permite responder esta pregunta es el de eficiencia, es decir, evaluar si los beneficios de la mejora ambiental son menores que los costos de lograr la reducción de emisiones. La respuesta a esta pregunta dependerá de múltiples factores, como los considerados en el análisis realizado en este informe, y no es posible asegurar a priori que esto suceda. Nuestros resultados muestran en este caso que la aplicación de una norma de emisión uniforme a todas las fuentes existentes no es necesariamente conveniente socialmente. De hecho, la aplicación del Anteproyecto de norma a las fuentes existentes arroja un elevado costo social neto (como muestra la Tabla 52, el valor presente de los costos es de 1.011 MUSD, y el de los beneficios de tan solo 137 MUSD). Nuestra Propuesta de norma en cambio impone restricciones de emisión a tan solo un puñado de centrales existentes, con reducidos costos y beneficios totales. Esto indicaría que, en forma global, el nivel de control de las centrales térmicas es actualmente eficiente. Este resultado, aparentemente contraintuitivo, puede ser posible después de casi veinte años de gestión continua de la calidad del aire.

Un punto adicional con respecto a la regulación de las centrales existentes tiene que ver con la revisión periódica de las normas. Podemos preguntarnos, considerando que de acuerdo al reglamento de dictación de normas es posible modificarlas cada cinco años, ¿se volverá a modificar el nivel máximo permisible en el próximo proceso de revisión de la norma?

Esta discusión muestra la inconveniencia de normar en forma muy estricta a las grandes fuentes existentes fuera del marco de un Plan de Prevención o Descontaminación, más aun en el caso en que sólo un sector de las grandes fuentes (las centrales térmicas) es regulado.

Esto no significa que las fuentes existentes tengan el derecho a mantener sus emisiones históricas si ningún control. La experiencia de EE.UU. y la UE muestran que es posible y necesario controlar a las fuentes existentes, pero dentro de un programa que tenga un objetivo claro (por ejemplo, en el caso de EE.UU., el programa de la lluvia ácida tenía el objetivo de reducir a la mitad las emisiones de SO<sub>2</sub>, para evitar el problema de la depositación ácida, identificado en su momento). En Chile, la futura norma de calidad del aire para material particulado fino PM<sub>2,5</sub> puede gatillar la declaración de saturación o de latencia para muchas zonas impactadas por centrales térmicas. En esa situación tiene pleno sentido la regulación de

---

<sup>37</sup> Recordemos que en caso en que las normas de calidad ambiental estén superadas o en estado de latencia, deben usarse otros instrumentos, como los Planes de Descontaminación o de Prevención.

las centrales térmicas existentes (y desde luego las posibles nuevas centrales). Pero esta regulación se llevará a cabo dentro de un Plan cuyo objetivo será lograr las metas de calidad ambiental al mínimo costo, considerando la totalidad de las fuentes existentes, y que, valga la redundancia, afectará solo a las fuentes consideradas en el Plan. Este enfoque dista mucho del actual enfoque en que se regulan las fuentes existentes sin consideración alguna de la situación ambiental local.

### 1.3 SOBRE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN

La información de costos de sistemas de abatimiento se recopiló consultando la base de datos de costos para medidas de abatimiento del sistema AIR-CONTROLNET (EPA 2006), los cuales fueron complementados con datos proporcionados por AES Gener.

En base a la información disponible se estimó el costo medio de abatimiento (en USD por MWe instalado) de cada sistema de mitigación disponible para centrales nuevas. El costo total de abatimiento se estimó multiplicando el costo medio por la potencia instalada, ajustando este valor considerando posibles economías de escala en centrales de mayor potencia.

Adicionalmente, se consideraron posibles mayores costos de abatimiento para las centrales existentes. Como criterio para el cálculo del costo de retrofit o de instalación de un equipo en este tipo de centrales se utilizó el mismo criterio utilizado en el modelo de estimación de sistemas de abatimiento Cuecost desarrollado por la EPA, esto es multiplicar por un factor de 1.3 veces el costo total de abatimiento en centrales con dificultad media de instalación de retrofit o 1.6 en centrales con mayor dificultad (falta de espacio, posibles necesidades de reconfiguración, etc.).

### 1.4 SOBRE LOS CONTAMINANTES REGULADOS

Los contaminantes evaluados corresponden a material particulado (PM), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).

Los beneficios de la disminución en las emisiones de estos contaminantes provienen principalmente de la reducción de efectos en la salud asociada a menores concentraciones ambientales de Material Particulado fino presente en la atmósfera ya sea emitidos de manera directa (PM) o a través del aporte secundario de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub><sup>38</sup>. No se consideró el impacto evitado por la reducción de concentraciones de O<sub>3</sub> generada por la reducción en emisiones de NO<sub>x</sub>, ya que, como se dijo anteriormente, la modelación del ozono excede el alcance de este estudio.

Por otra parte, debido a la escasa o nula información disponible sobre emisiones de metales

---

<sup>38</sup> En la atmósfera SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub> se transforman en sulfato y nitrato respectivamente, los cuales forman parte del material particulado secundario, presente en la fracción fina.

pesados, estos no fueron considerados en el análisis. Sin embargo, se debe considerar que muchas de las medidas para controlar el material particulado también controlan las emisiones de metales que se emiten en forma sólida, como el Níquel y Vanadio.

## 1.5 SOBRE LOS IMPACTOS EVALUADOS

### 1.5.1 *Impactos en Salud*

La incidencia de la contaminación en la salud de las personas tales como mortalidad prematura y enfermedades cardiorrespiratorias ha sido mostrada en diversos estudios epidemiológicos, internacionales y nacionales. Los efectos fueron calculados a través funciones concentración-respuesta que permiten estimar el número de casos adicionales ante una variación en la concentración de un contaminante en particular (PM<sub>2.5</sub>, tanto primario como secundario). Para la estimación del efecto más importante, la mortalidad prematura, se usaron, al igual que en estudios similares realizados para la Comisión Nacional del Medio Ambiente, los resultados de los estudios de exposición de largo plazo realizados en EE.UU, considerando como valor bajo un aumento de mortalidad por todas las causas de 6% por cada 10 ug/m<sup>3</sup> de PM<sub>2.5</sub> (Pope, Burnett et al. 2002), y como valor alto un aumento de mortalidad por causas cardiopulmonares de 9.3% por cada 10 ug/m<sup>3</sup> de PM<sub>2.5</sub> (Pope, Burnett et al. 2004).

Estimado el número de casos evitados por la norma, se procede a cuantificar los beneficios económicos de las mejoras producidas en la calidad del aire. En el estudio se consideró un valor de la vida estadística entre USD 400 mil y 1.2 millones, con los cuales se evaluaron los beneficios en salud.

### 1.5.2 *Impactos en Agricultura*

Los efectos en agricultura son evaluados con una metodología similar a los de salud, donde se deben especificar las especies que son afectadas por SO<sub>2</sub> y/o NO<sub>x</sub>, los dos contaminantes con mayor evidencia científica de impacto en productividad de las cosechas.

Los resultados obtenidos de la valoración de los impactos en agricultura son significativamente menores con respecto a los de salud (dos órdenes de magnitud). Si bien la bibliografía avala que estos impactos son mucho menores, creemos que se han subestimado los beneficios de la norma al no considerar los efectos del ozono, debido a las razones expuestas anteriormente. Sin embargo, los beneficios derivados de agricultura son generalmente un orden de magnitud menor a los derivados de salud, por lo que esta omisión no afecta significativamente los resultados del estudio.

## 1.6 BENEFICIOS NO CUANTIFICADOS

### 1.6.1 Impactos de Biodiversidad

Diversos estudios internacionales relacionan la emisión de contaminantes atmosféricos con efectos en biodiversidad. Especialmente, se ha estudiado la relación entre las concentraciones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> y la acidificación de las precipitaciones y su consecuente efecto en los ecosistemas.

Para el presente estudio, los beneficios asociados a la reducción de este tipo de impactos, no fueron cuantificados debido a la falta de información disponible a nivel país. A diferencia del caso de agricultura, donde se supuso que las especies vegetales nacionales se comportaban de manera semejante a las de los países donde se han realizados los estudios (lo que permite el uso de funciones concentración-respuesta derivadas en otros lugares), no es válido aplicar el mismo criterio para el caso de biodiversidad. En este caso, debido a la complejidad de los sistemas vivos y su especial particularidad con respecto a especies, clima, características físicas y químicas del ambiente, no es posible transferir las funciones concentración-respuesta, ni mucho menos la valoración social de estos impactos. La omisión de estos impactos puede producir una subestimación de los beneficios. En el estudio de la nueva norma de calidad del aire para la Unión Europea (CEC 2005) se monetizó el impacto por biodiversidad, el cual equivalía a no más de un 10% de los beneficios en salud para las reducciones de SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>.

### 1.6.2 Impactos del Ozono en Salud Humana

Como se ha dicho anteriormente, nuestro análisis no modela las reducciones de ozono generadas por la reducción en emisiones de NO<sub>x</sub>. El ozono tiene impactos en la salud de la población, que debido a esta limitación, no han sido considerados.

DICTUC (2009) estimó que en la Región Metropolitana los beneficios de la reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> debidos a los impactos en salud asociados al ozono eran de magnitud similar a los beneficios asociados a los impactos en salud asociados al PM<sub>2.5</sub>. Debido a esto, uno de los escenarios de sensibilidad consideró el doble de beneficios de salud asociados al ozono. Los resultados no variaron significativamente. Además, es necesario recalcar que la producción de ozono es probablemente mucho mayor en la Región Metropolitana que en la zona centro-sur del país, por lo que la omisión de este efecto no debiera ser importante.

### 1.6.3 Otros impactos

Otro impacto no considerado, pero que eventualmente podría ser muy significativo, es que el nivel máximo de emisión establecido por la norma evitaría que una sola fuente se apropie de toda la capacidad de carga de la cuenca donde esté situada, permitiendo que otras industrias

ingresen a ella con la consecuente activación económica del lugar (puestos de trabajo, desarrollo de la zona, mejora en la calidad de vida de la población). El análisis de este efecto esta fuera del alcance de este estudio (y probablemente ni siquiera este dentro de las atribuciones normativas de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, sino más probablemente de la Fiscalía Nacional Económica o el Tribunal de la Libre Competencia).

## 1.7 SOBRE LAS NORMAS EVALUADAS

### 1.7.1 Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) entregadas por el SEIA

Los requisitos exigidos en el SEIA a los proyectos se pueden considerar como una norma implícita para cada central. Estos requisitos se materializan sólo para las centrales nuevas, y se basan generalmente en el cumplimiento de las normas de calidad ambiental.

Nuestro análisis muestra que los requerimientos del SEIA son, en promedio, adecuados, pero su distribución en las diferentes centrales hace incurrir en costos excesivos. Como muestra la Tabla 49, los beneficios son algo mayores a los de la Norma Propuesta (570 vs 494 MUSD) pero el costo es mucho mayor (472 vs 121 MUSD). De todos modos, dado que el SEIA no tiene como objetivo la maximización del beneficio social, la eficiencia es 4 veces menor.

### 1.7.2 Norma de la Unión Europea

La norma de la Unión Europea, así como todas las aquellas evaluadas, limita los 3 principales contaminantes de las emisiones productos de combustión: PM, NOx y SO<sub>2</sub>. Es de las normas más complejas dado que diferencia límites de emisión por tipo de combustible (sólido, líquido, gas y biomasa), tecnología de combustión (sólo para casos puntuales) y tamaño de la planta generadora

Una de las virtudes de esta normativa es que considera distintos límites según potencia nominal (MW) lo que produce incentivos a mejorar la eficiencia de la planta en transformar energía del combustible en energía eléctrica. Además, la norma exige menores límites de emisión a las plantas más grandes, reconociendo el hecho de que las medidas de mitigación de emisiones poseen economías de escala.

El beneficio neto al aplicar esta normativa al parque nacional produce beneficios netos negativos para todos los escenarios evaluados. Los resultados se explican debido a que la norma europea es muy exigente en las emisiones de SO<sub>2</sub> y NOx, contaminantes que tienen menos beneficios unitarios que el PM. Por otro lado, el PM no tiene la misma exigencia que otras normativas (Banco mundial, por ejemplo), contaminante que justifica en gran medida bajos niveles de emisión por sus mayores beneficios en salud. En otras palabras, la Norma Europea es estricta precisamente en los contaminantes que otorgan menores beneficios, y

viceversa.

### **1.7.3 Recomendaciones del Banco Mundial**

Las recomendaciones del Banco Mundial son de menor complejidad que la europea, puesto que no exige diferenciación por tamaño de la planta y, debido a su naturaleza, se enfoca solamente en plantas nuevas.

La característica más distintiva con respecto a la norma europea es la asignación de límites más exigentes para termoeléctricas ubicadas en zonas degradada por contaminación.

Esta norma enfatiza su exigencia en la reducción de PM, el contaminante más dañino para la salud humana, mientras que para NO<sub>x</sub> y especialmente para SO<sub>2</sub> es significativamente menos estricta.

### **1.7.4 Norma Propuesta**

La Norma “Óptima Teórica” considera exigir el nivel de abatimiento que maximice el beneficio social en cada una de las centrales evaluadas. Una norma como esta implica exigir un nivel diferente para cada central (dependiendo de la población expuesta, nivel de generación, equipos de abatimiento instalados, etc.) por lo que se considera altamente compleja en cuanto a su implementación, por ende se rotula como “Teórica”<sup>39</sup>.

Considerando lo anterior, la norma se simplificó, diferenciándola solo por combustible (sólido, líquido, gaseoso y biomasa) y estado de la central (existente o nueva). Esta norma es la que llamamos Norma Propuesta. Esta norma produce los mayores beneficios netos de cualquier norma analizada.

### **1.7.5 Anteproyecto CONAMA**

Los resultados de la evaluación del Anteproyecto de norma recientemente publicado por CONAMA muestran que, en el estado actual, el Anteproyecto de norma no es conveniente socialmente. La aplicación del Anteproyecto al parque completo de centrales resulta en un valor presente del beneficio social de 701 MUSD, pero costos por 1.351 MUSD, lo que resulta en un beneficio social neto de -653 MUSD (Tabla 47). Claramente, de acuerdo a estos resultados, el Anteproyecto no es socialmente conveniente.

Un análisis de los resultados muestra de donde proviene este beneficio neto negativo. Como muestra la Tabla 49, el Anteproyecto impone niveles demasiado estrictos a las centrales

---

<sup>39</sup> Aun siendo teórica, esta norma tiene el interés de representar el límite superior de los beneficios netos que pudiera lograr cualquier norma.

existentes, lo que resulta en un beneficio social neto de -874 MUSD para el parque existente, lo que contrasta con un beneficio neto de +221 MUSD para el parque nuevo. Este número se compara favorablemente con el obtenido por la Norma Propuesta, igual a 371 MUSD (que corresponde al máximo obtenible con una norma relativamente simple de aplicar). Claramente, la aplicación de la norma en los niveles propuestos al parque de centrales existentes no es conveniente socialmente.

El origen de los BSN negativos también se puede analizar según sistema. Como muestra la Tabla 48, el SING contribuye con una fracción proporcionalmente mayor a los beneficios negativos. Esto se explica principalmente por la baja población afectada por las centrales de este sistema, y por lo tanto, por los bajos beneficios de reducción de su exposición.

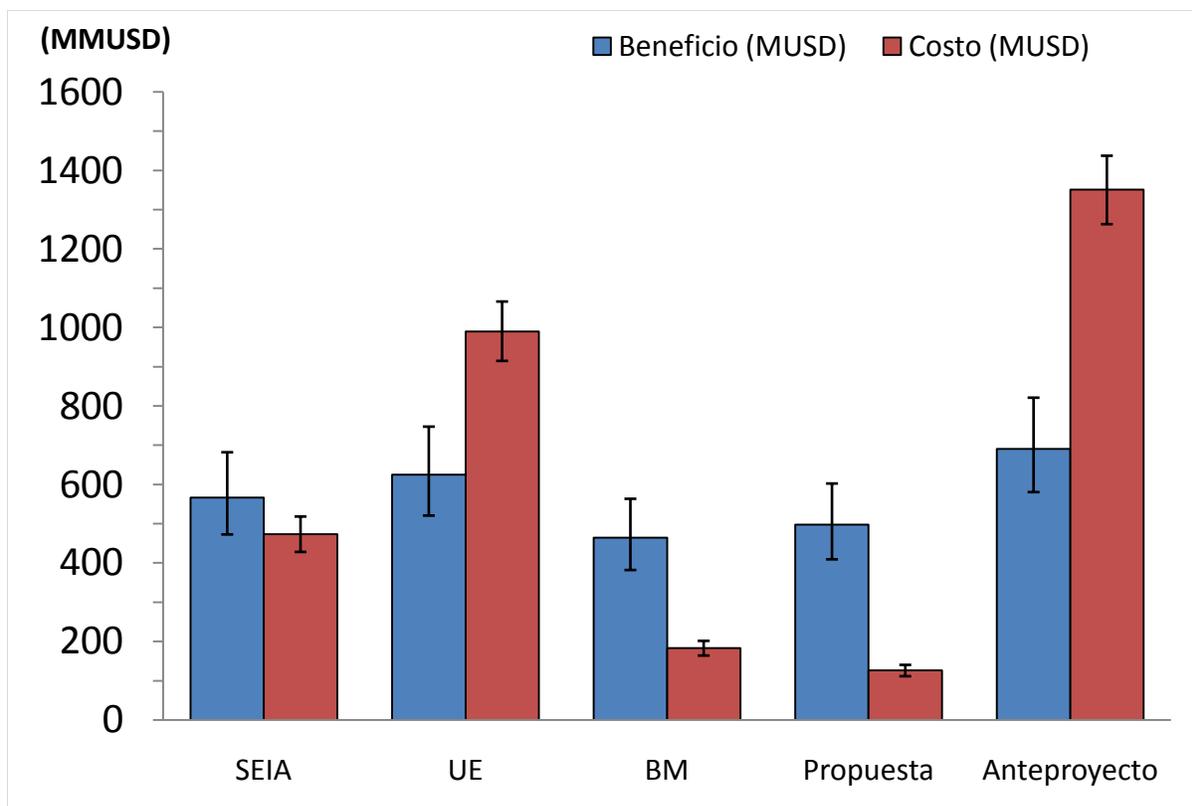
Finalmente, la Tabla 47 muestra los beneficios netos por parámetro. La reducción de emisiones de material particulado tiene beneficios netos positivos por 221 MUSD, pero estos son anulados por el beneficio neto negativo del NO<sub>x</sub> (-114 MUSD) y por el aun más negativo del SO<sub>x</sub> (-760 MUSD). De acuerdo a este análisis, el Anteproyecto de norma no presenta un nivel de exigencia balanceado para los diferentes contaminantes.

## 1.8 SOBRE LA EVALUACIÓN SOCIAL

El escenario que presenta el máximo beneficio social es la “Norma Propuesta”. Las normas “Banco Mundial” y “SEIA” -- que afectan solo a las centrales nuevas -- tienen beneficios netos positivos, mientras que el Anteproyecto y Norma de la UE, que controlan todo el parque, tienen beneficios netos negativos.

La Norma Propuesta posee beneficios aproximadamente 4 veces superior a los costos, mientras que el Anteproyecto la UE es la de menor razón con un 50% y 60% de beneficios sobre costos.

Figura 53 Valor presente de beneficios y costos escenarios evaluados (Millones USD)



Fuente: Elaboración propia

Los escenarios UE y Anteproyecto implican importantes costos para cumplir con las altas exigencias para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Sin embargo, los beneficios sociales producto de la reducción de estos contaminantes no compensan los costos.

La mayoría de los beneficios del proyecto se materializan en el SIC debido a la alta población expuesta. La propuesta de norma exige entonces mayores reducciones a centrales en el SIC y justifica un bajo control en el SING.

Para el anteproyecto los beneficios netos de la norma en plantas existentes son negativos. En cambio, para la norma propuesta la mayoría de los beneficios corresponde a centrales nuevas. Esto indica que el mayor beneficio neto se alcanza con niveles de exigencia similares a los actuales para centrales existentes y con niveles de exigencia mayores para centrales nuevas.

## 1.9 SOBRE LAS LIMITACIONES DE ESTE ESTUDIO Y EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como se dijo anteriormente, el número de parámetros que afectan los resultados del análisis son múltiples. Además, los modelos usados para realizar el análisis tienen limitaciones (como

cualquier modelo, que siempre es una aproximación de la realidad). La manera de enfrentar estas dos limitaciones es realizar un análisis de sensibilidad, que permite explorar si los resultados son muy dependientes de los supuestos y modelos usados, y si las conclusiones del análisis cambian frente a cambios en estos supuestos.

Nuestro análisis se mostró robusto frente a cambios en los principales aspectos del análisis.

Frente a la limitación de usar un modelo de dispersión gaussiano, con un alcance de solo 100 km, usamos un escenario en que se aumento un 30% los daños marginales del PM y NO<sub>x</sub> y en 4 veces los del SO<sub>2</sub>. Este escenario corresponde a los valores estimados en el estudio APEEP mencionado anteriormente.

Frente a la limitación de no considerar los beneficios del ozono, usamos un escenario en que se aumentaron dos veces los beneficios de NO<sub>x</sub>, basado en resultados obtenidos en otros análisis para la Región Metropolitana. También se sensibilizo el porcentaje de partículas finas en la emisión.

Las conclusiones de nuestro análisis no cambian en ninguno de estos escenarios. Solo en la combinación de dos de ellos, transporte y ozono (que implica un doble conteo, ya que en el escenario de mayor transporte los beneficios consideraban ozono), el Anteproyecto presenta beneficios netos positivos.

### 1.9.1 Sensibilidad de los niveles propuestos en la Norma Propuesta

La propuesta de norma presenta beneficios mayores a los costos en todos los escenarios de sensibilidad. Pero la Norma Propuesta ha sido calculada en base a la maximización de beneficios menos costos, por lo que si los beneficios cambian, también debiera cambiar los niveles de la norma propuesta. La siguiente tabla muestra los niveles propuestas para la norma, considerando los beneficios del escenario SBMax (beneficios por transporte y ozono).

**Tabla 62 Propuesta de Norma considerando beneficios mayores, y su comparación con propuesta base.**

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	100	55
	Líquido	90	40
	Gas	s/n	s/n
NOX	Sólido	<b>800 (1000)</b>	400
	Líquido	650	140
	Gas	200	100
SO <sub>2</sub>	Sólido	<b>1200 (1600)</b>	<b>550 (1200)</b>

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	
		Existente	Nueva
	Turbina Vapor FO6	550	250
	Líquido	80	35
	Gas	s/n	s/n

Fuente: Elaboración propia

Nota: entre paréntesis se indican los niveles propuestos con el escenario base de beneficios.

Como muestra la tabla, los principales cambios ocurren para el SO<sub>2</sub>, y en menor medida (un solo parámetro) para el NO<sub>x</sub>, pero solo para las centrales existentes.

Dada la posibilidad de que los impactos cuantificados para diseñar el escenario de norma propuesto estén subestimados, y si suponemos en base a los resultados de Mendelsohn (2006) que esta subestimación equivale a no más 2 y 4 veces para NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> respectivamente, se recomienda el escenario presentado en la tabla anterior como propuesta de norma del estudio.

## 2 CONCLUSIONES FINALES

El beneficio neto estimado para los escenarios evaluados, indican que es socialmente rentable implementar una norma de este tipo, pero enfocada principalmente en la reducción de material particulado.

El establecimiento de límites tan estrictos como los de la Unión Europea para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> no se justifica bajo los supuestos actuales (Valor de la vida estadística promedio de 800.000 USD).

El beneficio neto del escenario de norma “Propuesta”, es el con mayor beneficios netos dentro de los analizados. Cabe destacar que el escenario Anteproyecto de Norma junto la normativa Europea son las que presentan menores beneficios netos.

Dada la posibilidad de que los impactos cuantificados para diseñar el escenario de norma propuesto estén subestimados, y si suponemos en base a los resultados de Mendelsohn (2006) que esta subestimación equivale a no más 2 y 4 veces para NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> respectivamente, se recomienda el escenario presentado en la tabla anterior como propuesta de norma del estudio.

**CAPÍTULO 11.****BIBLIOGRAFÍA**

- AIRNET (2005). Air pollution and the risks to human health-Exposure assessment. J. N. and S. E.
- Bell, M. L., M. S. O'Neill, et al. (2005). "International expert workshop on the analysis of the economic and public health impacts of air pollution: workshop summary." Environ Health Perspect **110**(11): 1163-1168.
- CEC, C. o. t. E. C. (2005). The Communication on Thematic Strategy on Air Pollution.
- Cifuentes, L., A. J. Krupnick, et al. (2005). Urban air quality and human health in Latinamerica and the Caribbean. Washington, DC, Interamerican Development Bank.
- Cifuentes, L. and J. J. Prieto (2000). Valuation of mortality risk reductions at present and at an advanced age: preliminary results from a contingent valuation study. Tenth annual conference of the european association of environmental and resource economics. Crete, Greece.
- Cifuentes, L., J. Vega, et al. (1999). Daily mortality by cause and socio-economic status in Santiago, Chile. 3rd Colloquium on Particulate Matter and Human Health, Durham, NC, USA.
- Cifuentes, L. A., J. Vega, et al. (2000). "Effect of the fine fraction of particulate matter versus the coarse mass and other pollutants on daily mortality in Santiago, Chile." J Air Waste Manag Assoc **50**(8): 1287-1298.
- CONAMA (2009). Anteproyecto norma de emisión para termoeléctricas: Resolución extenta N°7550.
- DICTUC (2009). Análisis costo beneficio del plan de descontaminación de la región metropolitana. Santiago, Chile, CONAMA RM.
- EPA (1995). AP 42, Fifth Edition: Chapter 1: External Combustion Sources.
- EPA (1999). The Benefits and Costs of the Clean Air Act 1990 to 2010, U. S. EPA.
- EPA (2004). Air Quality Criteria for Particulate Matter. Research Triangle Park, N.C., U.S. Environmental Protection Agency.
- EPA (2006). Air Control Net. I. E.H. Pechan & Associates. Springfield, VA, U.S. Environmental Protection Agency (Office of Air Quality Planning and Standards).
- Espino, R., J. d. D. Ortúzar, et al. (2006). "Confidence interval for willingness to pay measures in mode choice models. ." Networks and Spatial Economics **6**: 81-96.
- Hewitt, C. N. (2001). The atmospheric chemistry of sulphur and nitrogen in power station plumes. Atmospheric Environment. **35**: 1155 - 1170.
- ICD9 The international classification of diseases 9th revision
- IER (2004). NewExt: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy

- Technologies. Final Report to the European Commission, DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD). Stuttgart, Germany, Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy.
- IFC (2008). Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica, World Bank Group.
- KAS Ingeniería and GeoAire. (2009). Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas. Version Preliminar Diciembre 2009, CONAMA.
- Kas&Geoaire (2009). Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas Santiago, Chile, Conama.
- Levy, J., L. Baxter, et al. (2009). "Uncertainty and Variability in Health-Related Damages from Coal-Fired Power Plants in the United States." Risk Analysis **29**(7): 1000-1014.
- Mendelsohn, R. and N. Müller (2006). The Air Pollution Emission Experiments and Policy Analysis Model (APEEP), School of Forestry and Environmental Studies, Yale University.
- NRC (2004). Research priorities for airborne particulate matter: IV. Continuing research progress. C. o. R. P. f. A. P. Matter, National Research Council.
- O'Neill, M. S., M. Jerrett, et al. (2003). "Health, wealth, and air pollution: advancing theory and methods." Environ Health Perspect **111**(16): 1861-1870.
- Pope, C. A., 3rd, R. T. Burnett, et al. (2002). "Lung cancer, cardiopulmonary mortality, and long-term exposure to fine particulate air pollution." Jama **287**(9): 1132-1141.
- Pope, C. A., 3rd, R. T. Burnett, et al. (2004). "Cardiovascular Mortality and Long-Term Exposure to Particulate Air Pollution: Epidemiological Evidence of General Pathophysiological Pathways of Disease." Circulation **109**(1): 71-77.
- Pope, C. A., 3rd and D. W. Dockery (2006). "Health effects of fine particulate air pollution: lines that connect." Journal of the Air & Waste Management Association **56**(6): 709-742.
- World Bank Group (1999). Pollution Prevention and Abatement Handbook. Washington, D.C.: 413-426.
- Yelverton, W. H. (2009). Coal Utility Environmental Cost. U. S. E. P. A. (EPA), EPA.

---

**CAPÍTULO 12.**

**ANEXOS**

---

**ANEXO A**  
**BASE DE DATOS DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO**

---

Se adjunta archivo digital

---

**ANEXO B**  
**RESUMEN DE NORMATIVA DE EMISIONES DE TERMOELÉCTRICAS BASE DE**

---

---

**ANEXO C**  
**FACTOR DE AJUSTE COSTOS POR CENTRAL**

---

**ANEXO B**  
**RESUMEN DE NORMATIVA DE REFERENCIA**  
**DE EMISIONES DE TERMOELÉCTRICAS**

---

TABLA DE CONTENIDOS

<b><u>1</u></b>	<b><u>NORMATIVA DE EMISIONES EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.....</u></b>	<b><u>2</u></b>
1.1	LÍMITES DE EMISIÓN PARA CENTRALES DE GENERACIÓN A VAPOR QUE COMENZARON SU CONSTRUCCIÓN DESPUÉS DE 17 DE AGOSTO DE 1971.....	2
1.2	LÍMITES DE EMISIÓN ESPECÍFICO PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y QUE COMENZARON SU CONSTRUCCIÓN, DESPUÉS DE 18 DE SEPTIEMBRE DE 1978.....	3
1.3	LÍMITES DE EMISIÓN PARA TURBINAS A GAS ESTACIONARIAS .....	11
<b><u>2</u></b>	<b><u>NORMATIVA DE EMISIÓN DE LA UNIÓN EUROPEA .....</u></b>	<b><u>14</u></b>
2.1	PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA FUENTES EXISTENTES.....	15
2.2	LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES EXISTENTES Y EXCEPCIONES PARA CIERTAS INSTALACIONES NUEVAS.....	17
2.3	INSTALACIONES NUEVAS .....	21
<b><u>3</u></b>	<b><u>RESUMEN DE REGULACIÓN RELATIVA AL MONITOREO Y FISCALIZACIÓN DE EMISIONES.....</u></b>	<b><u>25</u></b>

## 1 NORMATIVA DE EMISIONES EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

La normativa de emisiones de termoeléctricas corresponde a la aplicación de lo dispuesto en la Título I, Parte A, sección 111(b) del *Clean Air Act (CAA)*. A continuación se presenta en forma resumida los límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Material Particulado (MP) y Mercurio contenidos en el Código de Regulaciones Federal, Título 40, Parte 60 relativo a los estándares de desempeño de emisión para nuevas fuentes estacionarias. Específicamente están normadas las siguientes fuentes relacionadas con el sector de estudio,:

- Subparte D: Generadores de vapor que utilicen combustibles fósiles que comenzaron su construcción después de 17 de agosto de 1971.
- Subparte Da: Unidades de generación eléctrica a vapor que comenzaron su construcción después del 18 de septiembre de 1978.
- Subparte GG—Turbinas de Combustión estacionarias que comenzaron su construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de Febrero de 2005
- Subparte KKKK—Turbinas de Combustión (pequeñas) estacionarias que comenzaron su construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de Febrero de 2005.

Se debe indicar que existen un listado importante de fuentes de distintos sectores productivos que se normaron bajo estas disposiciones del *CAA*, algunos de ellos son: *Unidades de generación a vapor institucionales, comerciales o industriales Fundiciones de Cobre, incineradores, producción de pulpa de celulosa, Refinerías de petróleo, incineradores de residuos domiciliarios, incineradores de residuos hospitalarios, Cementeras, Plantas de ácido Nítrico, Plantas de ácido sulfúrico, Asfaltos, tanques de almacenamiento de petróleo, fundiciones de Plomo, Producción de Bronce, , Zinc, Aluminio, Plomo, primario, Fundiciones de Zinc primario, Plantas de, calcineradores, etc.*

### 1.1 LÍMITES DE EMISIÓN PARA CENTRALES DE GENERACIÓN A VAPOR QUE COMENZARON SU CONSTRUCCIÓN DESPUÉS DE 17 DE AGOSTO DE 1971

En la presente sección se extrae en forma resumida los valores límites establecidos en el *40 CFR parte 60 Subparte D*, que corresponde a la primera norma que establece límites a las unidades de generación de vapor de todo tipo incluyendo las que se utilizan para la generación eléctrica.

Esta normativa se aplica a:

- Las unidades de generación de vapor que utilizan combustibles fósiles y que tienen una tasa de consumo de energía de combustible mayor a 73 MW (250 MMBtu/h), y
- Las unidades de generación de vapor que utilizan combustibles fósiles y biomasa, y que tienen una tasa de consumo de energía de combustible mayor a 73 MW (250 MMBtu/h).

Las instalaciones a las que se les aplica la subparte Da, es exenta de esta subparte.

**Tabla 1 Límites de emisión para instalaciones de generación a vapor que comenzaron su**

**construcción después de 17 de agosto de 1971**

Contaminante	Combustible Fósil	Límite de emisión	observación
PM	Cualquiera o su mezcla con biomasa	42 ng/J (0.1 lb/MMMBtu)	Referido al heat input
		20% opacidad	Excepto por un período de 6 min dentro una hora y por no más de 27% de opacidad.
SO <sub>2</sub>	Líquido o líquido con biomasa	340 ng/J	Referido al heat input
	Sólido o sólido con biomasa	520 ng/J	Referido al heat input
NO <sub>x</sub>	gaseoso	86 ng/J	El estándar de NO <sub>x</sub> no se aplica cuando en la mezcla de combustible se utiliza al menos un 25% de carbón de desecho.
	Líquido, Líquido con biomasa, gaseoso con biomasa	129 ng/J	
	Sólido o sólido con biomasa	300 ng/J	
	Lignito o lignito con biomasa	260 ng/J	
	Lignito extraído de minas de Dakota del Norte, Dakota del Sur o Montana y quemado en una unidad tipo ciclón	340 ng/J	

Cuando se utilizan mezclas de combustibles el límite de emisión se debe prorratear de acuerdo a la proporción de la mezcla.

## 1.2 LÍMITES DE EMISIÓN ESPECÍFICO PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y QUE COMENZARON SU CONSTRUCCIÓN, DESPUÉS DE 18 DE SEPTIEMBRE DE 1978.

En la presente sección se extrae en forma resumida los valores límites establecidos en el *40 CFR parte 60 Subparte Da*, referida específicamente a instalaciones de generación eléctrica a vapor que comenzaron su construcción, después de 18 de septiembre de 1978.

Esta normativa aplica a cada unidad de generación eléctrica a vapor que es capaces de consumir una energía de entrada (heat input) de combustible fósil superior a 73 MW (250 Millones BTU) no importando el tipo de combustible utilizado o combinación de ellos y que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después de 18 de septiembre de 1978.

### 1.2.1 Límites de Emisión para instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después de 18 de septiembre de 1978 y ANTES del 25 de febrero del 2005

Las instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación **DESPUÉS de 18 de septiembre de 1978 ANTES del 25 de febrero del 2005** deberán cumplir los siguientes valores, tanto el límite como el porcentaje de eficiencia será calculado sobre una base de promedio móvil de 30 días, salvo cuando se indique lo contrario:

**Tabla 2 Límites de Emisión para instalaciones generadoras eléctrica a vapor**

Contaminante	Alternativa	Valor	Unidad	Tipo de combustible	Parámetro
MP	a) cumplir ambas	13 (0.03)	ng/J (lb/MWh)	Sólido, líquido o gaseoso	Emisión/ energía de entrada del combustible
		99	%	Sólo para sólidos	Porcentaje de abatimiento mínimo para las centrales que usan combustibles sólidos
		70	%	líquidos	Porcentaje de abatimiento mínimo para las centrales que usan combustibles líquidos
Opacidad		20	%		Promedio de 6 minutos ( excepto por 1 periodo de 6 minutos por hora en no más de 27% de opacidad)
SO <sub>2</sub>	a) cumplir ambas	520 (1.2)	ng/J (lb/MWh)	Sólido o derivado de sólido	Emisión/ energía de entrada del combustible
		90	%		Porcentaje de abatimiento
	b) cumplir ambas	260 (0.6)	ng/J (lb/MWh)	Líquido o gaseoso	Emisión/ energía de entrada del combustible
		70	%		Porcentaje de abatimiento
	a) cumplir ambas	340 (0.8)	ng/J (lb/MWh)	solid solvent refined coal (SRC-I)	Emisión/energía de entrada del combustible
		90	%		Porcentaje de abatimiento
	b) cumplir ambas	86 (0.2)	ng/J (lb/MWh)	100% antracita	Emisión/ energía de entrada del combustible
		0	%		Porcentaje de abatimiento
	c) cumplir ambas (*)	520 (1.2)	ng/J (lb/MWh)	100% antracita	Emisión/ energía de entrada del combustible (calculado sobre un promedio móvil de 30 días)
		85	%		Porcentaje de abatimiento (calculado sobre una base de 24 horas)
	d)	520 (1.2)	ng/J (lb/MWh)	100% antracita	Emisión/ energía de entrada del combustible ( solo para fuentes clasificadas como recuperadora de recursos

Contaminante	Alternativa	Valor	Unidad	Tipo de combustible	Parámetro
				Sólido o derivado de sólido	Emisión/ energía de entrada del combustible (solo fuentes ubicadas en áreas NO continentales)
	e)	340 (0.8)	ng/J (lb/MWh)	Líquido o gaseoso	Emisión/ energía de entrada del combustible (solo fuentes ubicadas en áreas NO continentales)

(\*) Excepto para fuentes operadas con permiso de demostración comercial de SO<sub>2</sub>

Cuando se utilicen diferentes combustibles, los límites de emisión de SO<sub>2</sub> se calcularán mediante prorrateo usando las siguientes formulas:

1. Si la emisión de SO<sub>2</sub> a la atmósfera es mayor a 260 ng/J (0.6 lb/MMBtu) referida a la Emisión por energía de entrada del combustible:

$$E_s = \frac{(340x + 520y)}{100} \quad \text{and} \quad \%P_s = 10$$

2. Si la emisión de SO<sub>2</sub> a la atmósfera es igual o menor que 260 ng/J (0.60 lb/MMBtu) referida a la emisión por energía de entrada del combustible:

$$E_s = \frac{(340x + 520y)}{100} \quad \text{and} \quad \%P_s = \frac{(10x + 30y)}{100}$$

Donde:

Es= límite de emisión de SO<sub>2</sub> prorrateado

%Ps= porcentaje potencial de emisión de SO<sub>2</sub> permitido

x: porcentaje de energía de entrada del combustible derivado de la combustión de combustibles líquidos o gaseoso (excluyendo combustibles sólidos derivados)

y: porcentaje de energía de entrada del combustible derivado de la combustión de combustibles sólidos (excluyendo combustibles sólidos derivados<sup>1</sup>)

### **1.2.2 Límites de Emisión para instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación DESPUÉS del 25 de febrero del 2005**

Para las instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación **DESPUÉS del 25 de febrero del 2005** deberán cumplir los siguientes valores, tanto el límite como el porcentaje de eficiencia será calculado sobre una base de promedio móvil de 30 días, salvo cuando se indique lo

<sup>1</sup> Cualquier combustible sólido, líquido o gaseoso derivado de un combustible sólido con el propósito de crear calor útil

contrario:

**Tabla 3 Límites de Emisión para instalaciones generadoras eléctrica a vapor**

Contaminante	Alternativa	Valor	Unidad	Tipo de Combustible	Construcción, Reconstrucción o Modificación	Parámetro
MP ( puede escoger la alternativa a o b)	a) cumplir una de las dos	6,4 (0.015)	ng/J (lb/MWh)	Sólido, líquido o gaseosos	Construcción o Reconstrucción o modificación	Emisión/ energía de entrada
		18 (0.14)	ng/J (lb/MMBtu)			Emisión/energía bruta generada
	b) cumplir ambas	13 (0.03)	ng/J (lb/MWh)	Sólido, líquido o gaseosos	Construcción o Reconstrucción	Emisión/ energía de entrada
		99,9	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
		99.8	%		Modificación	Porcentaje de abatimiento mínimo
Opacidad		20	%	Sólido, líquido o gaseosos	Construcción o Reconstrucción o modificación	Promedio de 6 minutos ( excepto por 1 periodo de 6 minutos por hora en no más de 27% de opacidad)
SO <sub>2</sub>	a) cumplir una o la otra	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	Cualquiera	Construcción	Emisión/energía bruta producida,
		95	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
	b) cumplir una de las tres	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	Cualquiera	Reconstrucción	Emisión/energía bruta producida
		65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)			Emisión/ energía de entrada
		95	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
	c) cumplir una de las tres	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	Cualquiera	Modificación	Emisión/energía bruta producida,
		65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)			Emisión/ energía de entrada
		90	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
	a) cumplir una o la otra	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	75% o más energía de Carbón de desecho ( medido sobre el promedio móvil de 12 meses)	Construcción	Emisión/energía bruta producida,
		94	%			Porcentaje de abatimiento mínimo

Contaminante	Alternativa	Valor	Unidad	Tipo de Combustible	Construcción, Reconstrucción o Modificación	Parámetro
	b) cumplir una de las tres	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	75% o más energía de Carbón de desecho (medido sobre el promedio móvil de 12 meses)	Reconstrucción	Emisión/energía bruta producida,
		65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)			Emisión/ energía de entrada
		94	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
	c) cumplir una de las tres	180 (1.4)	ng/J (lb/MWh)	75% o más energía de Carbón de desecho (medido sobre el promedio móvil de 12 meses)	Modificación	Emisión/energía bruta producida,
		65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)			Emisión/ energía de entrada
		90	%			Porcentaje de abatimiento mínimo
		520 (1.2)	ng/J (lb/MWh)	Sólido o sólido-derivado	(solo fuentes ubicadas en áreas NO continentales)	Emisión/ energía de entrada del combustible
		230 (0.54)	ng/J (lb/MWh)	Cualquiera excepto sólido o sólido derivado	(solo fuentes ubicadas en áreas NO continentales)	Emisión/ energía de entrada del combustible

### 1.2.3 Límites de Emisión de Óxidos de Nitrógeno para instalaciones que comenzaron su construcción DESPUÉS del 18 de septiembre de 1978 y ANTES del 9 de julio de 1997

Las instalaciones que comenzaron su **construcción DESPUÉS del 18 de septiembre de 1978 y ANTES del 9 de julio de 1997** deberán cumplir los siguientes límites de emisión de Óxidos de Nitrógeno referido a NO<sub>2</sub>, exceptuando las que se indican en la Tabla 5:

**Tabla 4 Límites de emisión para los Óxidos de Nitrógeno**

Tipo de combustible	Combustible	Límite de emisión por energía de entrada	
		ng/J	lb/MMBtu
Gaseoso:	Derivado del carbón	210	0.5
	Todos excepto los derivados del carbón	86	0.2

Tipo de combustible	Combustible	Límite de emisión por energía de entrada	
		ng/J	lb/MMBtu
Líquido:	Derivado del carbón	210	0.5
	Petróleo de esquisto (Shale oil)	210	0.5
	Todos los otros combustibles	130	0.3
Sólido:	Derivado del carbón	210	0.5
	Cualquier combustible que contiene más de un 25% en peso de lignito, si el lignito es obtenido de minas en North Dakota, South Dakota, o Montana, y es quemado en un horno tipo slag tap	340	0.8
	Cualquier combustible que contiene más de un 25% en peso de lignito no sujeto al límite de 340 ng/J	260	0.6
	Carbón Subbituminoso	210	0.5
	Carbón Bituminoso	260	0.6
	Carbón Antracita	260	0.6
	Todos los otros combustibles	260	0.6

**Tabla 5 Eficiencia de reducción de emisiones requerida**

Tipo de combustible	Porcentaje de reducción de concentración potencial de combustión (%)
Gaseosos	25
Líquidos	30
Sólidos	65

Las dos tablas anteriores no se aplican para las instalaciones que utilizan combustibles líquido derivado de carbón y están operando bajo un permiso para demostración comercial

Cuando se utilizan 2 o más combustibles los límites de emisiones de NOx está determinada por prorateo usando la siguiente fórmula:

$$E_x = \frac{(86w + 130x + 210y + 260z + 340v)}{100}$$

Donde:

$E_n$  = Estándar aplicable para NO<sub>x</sub>, cuando múltiples combustibles son simultáneamente quemados (ng/J energía de entrada);

w = porcentaje del total de la energía de entrada derivada de la combustión del combustible sujeto a la norma de 86 ng/J energía de entrada;

x = porcentaje del total de la energía de entrada derivada de la combustión del combustible sujeto a la norma de 130 ng/J energía de entrada;

y = porcentaje del total de la energía de entrada derivada de la combustión del combustible sujeto a la norma de 210 ng/J energía de entrada;

z = porcentaje del total de la energía de entrada derivada de la combustión del combustible sujeto a la norma de 260 ng/J energía de entrada; y

v = porcentaje del total de la energía de entrada derivada de la combustión del combustible sujeto a la norma de 340 ng/J energía de entrada.

#### **1.2.4 Límites de Emisión de Óxidos de Nitrógeno para instalaciones que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación DESPUÉS del 9 de julio de 1997**

Para todas las fuentes que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después del 9 de julio de 1997, y de acuerdo a las fechas que se indican en la siguiente tabla deberán emitir los siguientes límites de NO<sub>x</sub> (expresado como NO<sub>2</sub>), calculado sobre un promedio móvil de 30 días

**Tabla 6 límites de emisiones de NO<sub>x</sub> para fuentes construidas, reconstruidas o modificadas después de 9 de julio de 1997**

Periodo	Construcción, Reconstrucción o Modificación	Valor	Unidad	Parámetro
Después del 9 de julio de 1997, pero Antes del 28 de febrero de 2005	construcción	200(1.6)	ng/J (lb/MWh)	Emisión/energía bruta producida,
	Reconstrucción	65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/ energía de entrada del combustible
Inicio después de 28 de febrero de 2005	Construcción	130 (1.0)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/energía bruta producida
	Reconstrucción	130 (1.0)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/energía bruta producida, o
		47 (0.11)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/ energía de entrada del combustible

Periodo	Construcción, Reconstrucción o Modificación	Valor	Unidad	Parámetro
	Modificación	180 (1.4)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/energía bruta producida, o
		65 (0.15)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/ energía de entrada del combustible
Inicio después de 28 de febrero de 2005	Construcción, Reconstrucción o Modificación de una central IGCC	130 (1.0)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/energía bruta producida
		190 (1.5)	ng/J (lb/MMBtu)	Emisión/energía bruta producida (sólo para combustibles líquidos o combinación de estos con derivados de sólidos)

### 1.2.5 Límites de Emisión de Mercurio

Para todas las instalaciones Construidas, Reconstruidas o Modificadas después del 30 de enero de 2004 se establece que deberán cumplir los límites indicados en la siguiente tabla, todos los cuales serán calculados sobre una base de un promedio móvil de 12 meses

**Tabla 7 Límite de emisión para el Mercurio (Hg)**

Tecnología	Tipo de combustible	Localización	Límite de emisión (ng/J)
Cualquiera salvo Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC)B	Carbón Bituminoso		0,0025
	Carbón Subbituminoso	En un área con una precipitación mayor a 635 mm/año	0,0083
		<635 mm/año de precipitación	0,00112
	Lignito		0,0221
	Carbón de desecho		0,00020
IGCC	Cualquiera		0,0025

Para centrales que utilicen mezcla de carbón indicados en la tabla anterior deberán cumplir con los límites proporcionales de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EL_v = \frac{\sum_{i=1}^n EL_i (HH_i)}{\sum_{i=1}^n HH_i} \quad (\text{Eq. 1})$$

Donde:

$EL_b$  = Hg total permitido que puede ser emitido a la atmósfera desde cualquier fuente afecta. expresado en lb/MWh

$EL_i$  = Límite de la emisión de Hg para la subcategoría  $i$  (referida al tipo de carbón) que aplica a la fuente, expresado en lb/MWh;

$HH_i$  = Para cada fuente afecta, los Btu, MWh, o MJ contribuidos por el correspondiente subcategoría  $i$  (referida al tipo de carbón) quemado durante el periodo para el cual se está calculando el cumplimiento.

$n$  = Número de subcategorías (tipo de carbón) que están siendo promediadas para una fuente.

### 1.3 LÍMITES DE EMISIÓN PARA TURBINAS A GAS ESTACIONARIAS

#### 1.3.1 Turbinas que iniciaron su construcción, reconstrucción o modificación después del 3 de octubre de 1977

A continuación se presenta en forma resumida los límites de emisión para turbinas a gas estacionarias indicadas en el 40 CFR parte 60 subparte GG. Esta normativa afecta a todas las turbinas a gas estacionarias que cumplan las siguientes dos condiciones, salvo las excepciones que se indiquen:

- Son capaces de consumir una energía de entrada referida al combustible (heat input) a plena carga mayor a 10.7 Gj (10 millones de BTU) por hora (basado en la capacidad calorífica inferior del combustible).
- Han iniciado su construcción, reconstrucción o modificación después del 3 de octubre de 1977.

#### i) Estándares para Óxidos de Nitrógeno

Las emisiones permitidas de NO<sub>x</sub> no podrán exceder de las estimadas mediante una de las siguientes fórmulas:

$$STD = 0.0075 \frac{(14.4)}{Y} + F \quad (1)$$

$$STD = 0.0150 \frac{(14.4)}{Y} + F \quad (2)$$

Donde:

STD = límite de emisión para NO<sub>x</sub>, en % NO<sub>x</sub> por volumen (en base seca con 15% de oxígeno, corregido según ISO)

Y = razón de calor, en KJ/Wh, dado por el fabricante e inferior a 14,4 KJ/Wh

F = asignación según cantidad nitrógeno en el combustible, en % NO<sub>x</sub> por volumen. Este factor es de uso opcional y se calcula como se muestra en la Tabla 7:

El uso del parámetro F es opcional, esto significa que una central puede escoger si aplica un permiso de emisión de NO<sub>x</sub> basado en el contenido de Nitrógeno en el combustible o puede aceptar un valor cero para F. Si acepta aplicar el permiso basado en el Nitrógeno del combustible deberá definir F de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 8 emisión asignada de acuerdo al contenido de Nitrógeno en el combustible**

Nitrógeno en combustible (% peso)	F (NOX % volumen)
$N \leq .015$	0
$0.015 < N \leq 0.1$	0.04 (N)
$0.1 < N \leq 0.25$	$0.004 + 0.0067(N - 0.1)$
$N > 0.25$	0.005

Donde:

N = Contenido de Nitrógeno en el combustible (% peso).

Las turbinas a gas de instalaciones de generación eléctrica con una energía de entrada referida al combustible (heat input) mayor que 107.2 GJ/h (100 millones BTU/h) basado en el capacidad calorífica inferior deberán cumplir con la emisión estimada con la ecuación 1.

Esta normativa establece además exigencias para todo tipo de turbinas, sin embargo para los propósitos de este estudio se han extractado solo las relativas a la generación eléctrica.

## ii) Límites para SO<sub>2</sub>

Para el SO<sub>2</sub> se exige que las plantas cumplan con una de las siguientes condiciones:

- Una emisión máxima de 0,015% de SO<sub>2</sub> en volumen (en base seca con 15% de oxígeno)
- Quemar combustible con un máximo de 0,8% en peso (8.000 ppmw)

### 1.3.2 Turbinas que comenzaron su construcción, modificación o reconstrucción después de 18 de febrero de 2005

A continuación se presenta en forma resumida los límites de emisión para turbinas a gas estacionarias indicadas en el 40 CFR parte 60 subparte KKKK. Esta normativa afecta a todas las turbinas a gas estacionarias que cumplan las siguientes dos condiciones, salvo las excepciones que se

indiquen:

- Turbinas de combustión estacionarias con un heat input a plena carga mayor o igual a 10.7 Gj (10 MMBTU) por hora, basado en la capacidad calorífica superior del combustible. En la aplicabilidad de esta norma se considera solo el heat input del combustible, no incluyéndose el heat input asociado a las calderas recuperadoras de vapor, sin embargo los límites de emisión si consideran las emisiones de quemadores adicionales de estas.
- Han comenzado su construcción, modificación o reconstrucción después de 18 de febrero de 2005.
- Las turbinas de combustión reguladas bajo esta subparte, quedan exentas de los requerimientos de la subparte GG. Las calderas recuperadoras de vapor y sus quemadores regulados bajo la subparte KKKK quedan exentas de los requerimientos de la subparte Da, Db, y Dc de esta misma parte.

Además se exceptúan las turbinas de combustión que operan de emergencia, las de IGCC y las que se utilicen en investigación y desarrollo de sistemas de control de emisiones.

Las turbinas conectadas a un solo generador deben cumplir cada una por sí sola.

### i) Límites de NOx

A continuación se indican los límites de NOx para las turbinas utilizadas para la generación eléctrica, se debe indicar que esta subparte regula también turbinas con otros usos distintos de la generación las cuales no se incluyen en esta revisión y pueden ser consultadas en la tabla N°1 de la subparte KKKK

**Tabla 9 Límites de emisiones de NOx para turbinas de Combustión**

Tipo de Turbina de Combustión	heat input a plena carga (HHV)	Límite de emisiones de NOx
New turbine firing natural gas, electric generating	≤ 50 MMBtu/h	42 ppm at 15 percent O <sub>2</sub> or 290 ng/J of useful output (2.3 lb/MWh).
New turbine firing fuels other than natural gas, electric generating	≤ 50 MMBtu/h	96 ppm at 15 percent O <sub>2</sub> or 700 ng/J of useful output (5.5 lb/MWh).
Heat recovery units operating independent of the combustion turbine	All sizes	54 ppm at 15 percent O <sub>2</sub> or 110 ng/J of useful output (0.86 lb/MWh).

### ii) Límites de SO<sub>2</sub>

Las turbinas a las cuales les es aplicable esta subparte deberán cumplir cualquiera de los siguientes límites:

- 110 ng por joule de energía bruta
- No debe quemar un combustible que contenga una emisión potencial mayor a 26 ng de SO<sub>2</sub> por joule de heat input.
- Para las turbinas que utilizan biogás en al menos el 50% del mes calendario, no podrá emitir más de 65 ng de SO<sub>2</sub> por Joule de heat input.

## 2 NORMATIVA DE EMISIÓN DE LA UNIÓN EUROPEA

La Unión Europea a través de la directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo establece límites de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de **Grandes Instalaciones de Combustión**

La Directiva 2001/80/CE se aplica a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso).

Es importante destacar que el cumplimiento de los valores límite de emisión establecidos en la esta Directiva, se deben considerar como una condición necesaria pero no suficiente para el cumplimiento de los estándares de la UE, ya que hay normativas complementarias como la Directiva 96/61/CE relativa a la utilización de las mejores técnicas disponibles; en ella se establecen otros requerimientos que pueden implicar valores límite de emisión más estrictos, valores límite de emisión para otras sustancias y otros medios, y otras condiciones adecuadas.

Esta normativa establece distintas exigencias de plazos y niveles para las instalaciones nuevas y existentes, así como también hace distinción en algunos casos por tamaño de la instalación y en todos los casos por el combustible que utiliza. Hace una excepción para las turbinas de combustión estableciéndole una normativa específica para NO<sub>x</sub>.

En relación a las consideraciones especiales, da un tratamiento especial a las instalaciones nuevas que hayan obtenido permisos en una fecha cercana a la promulgación de la normativa, para esto permite que las instalaciones nuevas que hayan obtenido su autorización antes de 27 de noviembre de 2002 y que entren en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003. (agregar que excepción da)

Respecto de los valores límites establecidos en muchos casos presentan excepciones y alternativas de cumplimiento, ya sea por restricciones de funcionamiento o mínimos tecnológicos de eficiencia, entre otros, por lo que al momento de aplicar un determinado límite se debe considerar siempre las excepciones o alternativas para cada caso.

La aplicación de límites de emisión a las instalaciones existentes, tiene como alternativa de cumplimiento el que los estados miembros cumplan con un plan nacional de reducción de emisiones anuales. Para lo cual la misma normativa establece techos de emisión para los estados miembros, con plazos para reducir emisiones específicas para cada estado, imponiendo además un límite a alcanzar en el largo plazo (a más tardar el 1 de enero de 2008).

Define, entre otros aspectos, las fuentes nuevas y existentes como sigue:

- **Nueva instalación:** cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de

construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido a partir del 1 de julio de 1987;

- **Instalación existente:** cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido antes del 1 de julio de 1987.

A continuación se presentan el programa de reducción de emisiones para las fuentes existentes y posteriormente los valores límites de emisión para las instalaciones existentes y nuevas de los contaminantes: Dióxido de Azufre, Dióxido de Nitrógeno y Material Particulado, expresado en masa por volumen de los gases residuales expresada en mg/Nm<sup>3</sup>, entendiéndose su contenido en oxígeno por volumen en el gas residual del 3 % en el caso de combustibles líquidos y gaseosos, del 6 % en el caso de combustibles sólidos y del 15 % en el caso de las turbinas de gas.

## 2.1 PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES PARA FUENTES EXISTENTES

La presente directiva establece que, a más tardar el 1 de julio de 1990, los estados miembros deberán establecer programas de reducción de emisiones anuales totales procedentes de las instalaciones existentes. Asimismo, los estados miembros deberán seguir respetando los techos de emisión y los correspondientes porcentajes de reducción, fijados para el dióxido de azufre y para los óxidos de nitrógeno provenientes de las grandes instalaciones de combustión existentes.

**Tabla 10 Techos y objetivos de reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> para las instalaciones existentes** <sup>(1) (2)</sup>

Estado miembro	Emisiones de SO <sub>2</sub> de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techo de emisión (kilotoneladas/año)			% de reducción sobre las emisiones de 1980			% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
		1993	1998	2003	1993	1998	2003	1993	1998	2003
Bélgica	530	318	212	159	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Dinamarca	323	213	141	106	- 34	- 56	- 67	- 40	- 60	- 70
Rep. Federal de Alemania	2 225	1 335	890	668	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Grecia	303	320	320	320	+ 6	+ 6	+ 6	- 45	- 45	- 45
España	2 290	2 290	1 730	1 440	0	- 24	- 37	- 21	- 40	- 50
Francia	1 910	1 146	764	573	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Irlanda	99	124	124	124	+ 25	+ 25	+ 25	- 29	- 29	- 29
Italia	2 450	1 800	1 500	900	- 27	- 39	- 63	- 40	- 50	- 70
Luxemburgo	3	1,8	1,5	1,5	- 40	- 50	- 60	- 40	- 50	- 50
Países Bajos	299	180	120	90	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70

Estado miembro	Emisiones de SO <sub>2</sub> de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techo de emisión (kilotoneladas/año)			% de reducción sobre las emisiones de 1980			% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
		1993	1998	2003	1993	1998	2003	1993	1998	2003
Portugal	115	232	270	206	+ 102	+ 135	+ 79	- 25	- 13	- 34
Reino Unido	3 883	3 106	2 330	1 553	- 20	- 40	- 60	- 20	- 40	- 60
Austria	90	54	36	27	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Finlandia	171	102	68	51	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Suecia	112	67	45	34	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70

(1) Pueden producirse emisiones adicionales a causa de la capacidad autorizada a partir del 1 de julio de 1987.

(2) Las emisiones procedentes de instalaciones de combustión autorizadas antes del 1 de julio de 1987 pero que no estén aún en funcionamiento antes de dicha fecha y que no hayan sido tenidas en cuenta para establecer los techos de emisión fijados en este Anexo deberán ajustarse a los requisitos establecidos por esta Directiva para las nuevas instalaciones o ser tenidas en cuenta en el marco de las emisiones globales procedentes de instalaciones ya existentes, que no deben superar los techos fijados en este Anexo.

**Tabla 11 techos y objetivos de reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> para las instalaciones existentes <sup>(1)</sup>**

Estado miembro	Emisiones de NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techos de emisión (kilotoneladas/año)		% de reducción sobre las emisiones de 1980		% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980	
		Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
		1993 (1)	1998	1993 (1)	1998	1993 (1)	1998
Bélgica	110	88	66	-20	-40	-20	-40
Dinamarca	124	121	81	-3	-35	-10	-40
Rep. Federal de Alemania	870	696	522	-20	-40	-20	-40
Grecia	36	70	70	+94	+94	0	0
España	366	368	277	+1	-24	-20	-40
Francia	400	320	240	-20	-40	-20	-40
Irlanda	28	50	50	+79	+79	0	0
Italia	580	570	428	-2	-26	-20	-40
Luxemburgo	3	2,4	1,8	- 20	- 40	- 20	- 40
Países Bajos	122	98	73	- 20	- 40	- 20	- 40
Portugal	23	59	64	+ 157	+ 178	- 8	0
Reino Unido	1 016	864	711	- 15	- 30	- 15	- 30
Austria	19	15	11	- 20	- 40	- 20	- 40
Finlandia	81	65	48	- 20	- 40	- 20	- 40

Estado miembro	Emisiones de NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techos de emisión (kilotoneladas/año)		% de reducción sobre las emisiones de 1980		% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980	
		Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
		1993 (1)	1998	1993 (1)	1998	1993 (1)	1998
Suecia	31	25	19	- 20	- 40	- 20	- 40

<sup>(1)</sup> Los Estados miembros podrán, por razones técnicas, aplazar por dos años como máximo la fecha prevista para la fase 1 de reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> notificándolo a la Comisión en el mes que siga a la notificación de la presente Directiva

## 2.2 LÍMITES DE EMISIÓN PARA INSTALACIONES EXISTENTES Y EXCEPCIONES PARA CIERTAS INSTALACIONES NUEVAS

A continuación se presentan los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas para las siguientes fuentes:

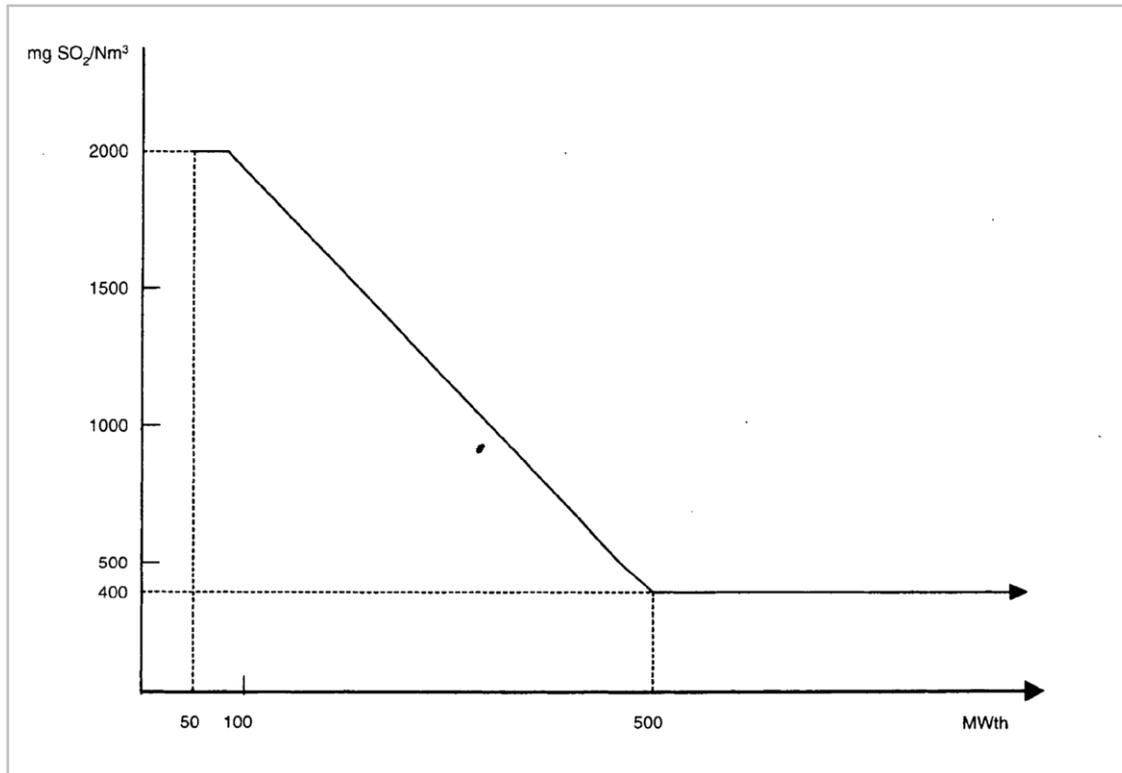
- Instalaciones Existentes
- Fuentes Nuevas con autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación que a juicio de la autoridad competente sea objeto de una solicitud de autorización antes de 27 de noviembre de 2002, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

### 2.2.1 Valores límite de emisión de Dióxido de Azufre

#### i) Combustibles sólidos

La figura siguiente muestra los límites de emisión de SO<sub>2</sub> expresado en mg/Nm<sup>3</sup> estimado con un contenido de O<sub>2</sub> del 6%, el que deberán aplicar las nuevas instalaciones que cuenten una solicitud de cualquier autorización de construcción o, en su defecto, de explotación antes de 27 de noviembre de 2002, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

**Figura 1 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> para nuevas instalaciones existentes y ciertas nuevas.**



Fuente: Directiva 2001/80/CE

Cuando los valores límite de emisión en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, deberá alcanzarse un porcentaje de desulfurización de cómo mínimo el 60% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 100MWth, el 75% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 100MWth e inferior o igual a 300MWth, y el 90% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300MWth, y el 90% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300Wth.

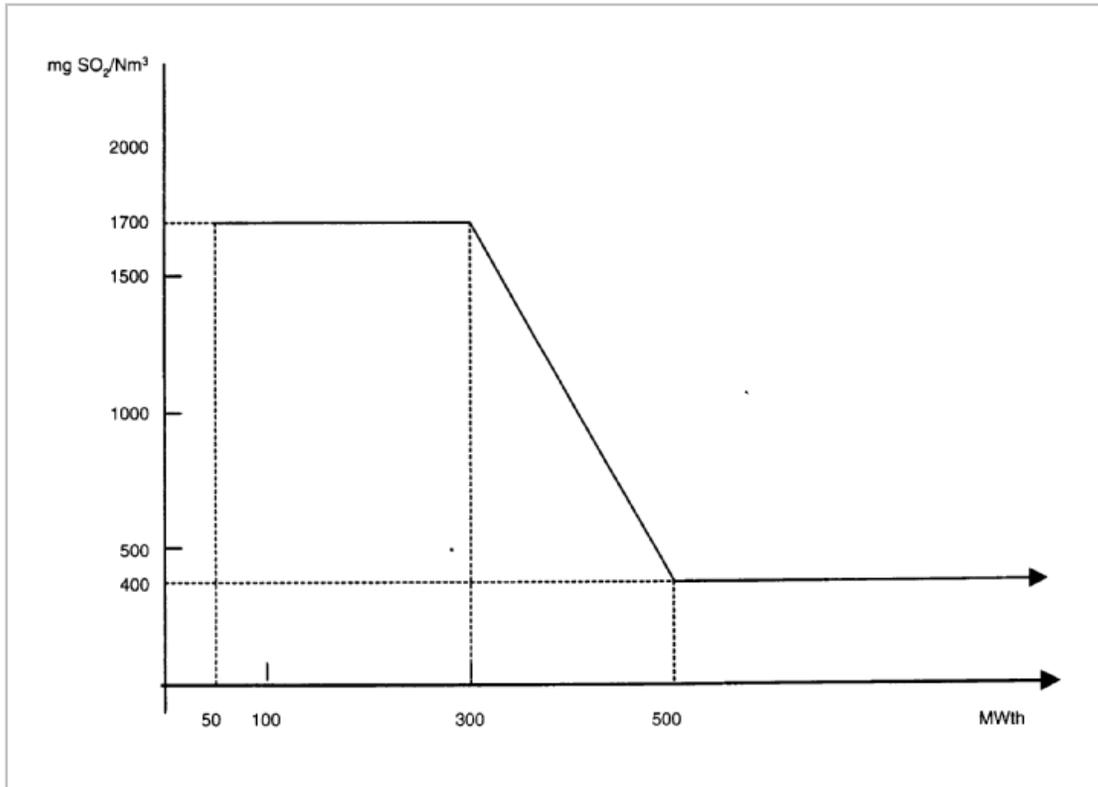
En el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 500MWth, será de aplicación un porcentaje de desulfurización de cómo mínimo el 94% o de cómo mínimo el 92% cuando se haya celebrado un contrato para la instalación de equipo de desulfurización de gases de combustión o de inyección de cal y los trabajos hayan comenzado en esa instalación antes del 1 de enero de 2001.

## ii) Combustibles líquidos.

Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 3%) que deberán

aplicar las nuevas instalaciones <sup>(1)</sup> y las instalaciones existentes.

**Figura 2 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup>**



(1) Instalaciones en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

Fuente: Directiva 2001/80/CE

### iii) Combustibles gaseosos.

Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 3%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones <sup>(1)</sup> y las instalaciones existentes.

**Tabla 12 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup>**

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería, gas de hornos de coque, gas de altos hornos	800
Gas procedente de la gasificación del carbón	(2)

(1) Instalaciones en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

(2) El Consejo fijará los valores límite de emisión aplicables a dicho gas más adelante y basándose en las propuestas que haga la

Comisión teniendo en cuenta experiencias técnicas posteriores.

## 2.2.2 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> (medidos en NO<sub>2</sub>).

Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 6% para los combustibles sólidos y del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las instalaciones existentes <sup>(1)</sup>

**Tabla 13 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup>**

Tipo de combustible	Valores límite de emisión(2) (mg/Nm <sup>3</sup> )
<b>Sólido (3)</b>	
50 a 500 MWt	600
>500 MWt	500
<b>A partir del 1 de enero de 2016</b>	
50 a 500 MWt	600
> 500 MWt	200
<b>Líquido:</b>	
50 a 500 MWt	450
> 500 MWt	400
<b>Gaseoso:</b>	
50 a 500 MWt	300
> 500 MWt	200

Instalaciones en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

(1) Excepto en el caso de las regiones ultra periféricas, en las que se aplicarán los siguientes valores: Sólido en general: 650; sólido con >10% de componentes volátiles: 1300; líquido: 450; gaseoso: 350.

(2) Hasta el 31 de diciembre de 2015 las instalaciones de una potencia térmica nominal superior a 500 MW, que a partir de 2008 no rebasen más de 2 000 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años), deberán:

- En el caso de las instalaciones autorizadas de conformidad con la letra a) del apartado 3 del artículo 4, someterse a un
- valor límite de emisiones de óxidos de nitrógeno (medidas en NO<sub>2</sub>) de 600 mg/Nm<sup>3</sup>; .en el caso de las instalaciones sometidas a un plan nacional de conformidad con el apartado 6 del artículo 4, evaluar su contribución al plan nacional sobre la base de un valor límite de 600 mg/Nm<sup>3</sup>.

A partir del 1 de enero de 2016 las instalaciones que no rebasen más de 1 500 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años) estarán sometidas a un

valor límite de emisiones de óxido de nitrógeno (medidas en NO<sub>2</sub>) de 450 mg/Nm<sup>3</sup>.

(3) Hasta el 1 de enero de 2018 en el caso de las instalaciones que durante el período de doce meses anterior al 1 de enero de 2001 utilizaban, y siguen utilizando, combustible sólido cuyos compuestos volátiles eran inferiores al 10 %, se aplicarán 1 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

### 2.2.3 Valores límite de emisión de partículas

Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 6% para los combustibles sólidos y del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las instalaciones y las instalaciones existentes <sup>(1)</sup>

**Tabla 14 Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm<sup>3</sup>.**

Tipo de combustible	Potencia térmica nominal	Valores límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Sólido	≥ 500	50 <sup>(3)</sup>
	< 500	100
Líquido <sup>(2)</sup>	Todas las instalaciones	50
Gaseoso	Todas las instalaciones	5 como norma general, pero 10 para gas de altos hornos 50 para gases producidos por la industria siderúrgica que pueden tener otros usos

Instalaciones en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

Se podrá aplicar un valor límite de emisión de 100 mg/Nm<sup>3</sup> a las instalaciones con una potencia térmica nominal de menos de 500 MWt que quemen combustible líquido con un contenido de cenizas de más del 0.06%.

Se podrá aplicar un valor límite de emisión de 100mg/Nm<sup>3</sup> según lo especificado en la Directiva citada.

## 2.3 INSTALACIONES NUEVAS

Las fuentes nuevas, de acuerdo a la presente normativa se denominan “Nueva instalación” y se refiere a cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido a partir del 1 de julio de 1987;

Los Estados miembros tomarán las medidas adecuadas para que cualquier autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación distinta de las de los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, fijados en la parte B de los Anexos III a VII.

### 2.3.1 Valores límite de emisión de Dióxido de Azufre para fuentes nuevas.

Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 6 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, con excepción de las turbinas de gas:

#### i) Combustibles sólidos

**Tabla 15 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> para nuevas instalaciones <sup>(1)</sup> con excepción de las turbinas de gas.**

Tipo de combustible	Emisión de SO <sub>2</sub> (O <sub>2</sub> del 6%) para distinto tamaños de Unidades de Generación (mg/Nm <sup>3</sup> )		
	50 a 100 MWt	100 a 300 MWt	>300MWth
Biomasa	200	200	200
Caso general	850	200 <sup>(2)</sup>	200

(1) Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003

(2) Excepto en el caso de las regiones ultra periféricas<sup>2</sup>, en las que se aplicarán 850 a 200mg/Nm<sup>3</sup> (disminución lineal).

Cuando los valores límite de emisión indicados no puedan conseguirse debido a las características del combustible, las instalaciones deberán alcanzar un nivel de emisión de 300 mg/Nm<sup>3</sup> de SO<sub>2</sub> o un porcentaje de desulfurización como mínimo del 92% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 300 MWt y en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MWt un porcentaje de desulfurización de cómo mínimo el 95% y un valor límite máximo de emisión admisible de 400 mg/Nm<sup>3</sup>.

#### ii) Combustibles líquidos.

Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido O<sub>2</sub> del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones, con excepción de las turbinas de gas:

**Tabla 16 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup>**

50 a 100 MWt	100 a 300 MWt	>300MWth
850	400 a 200 (disminución lineal) <sup>(2)</sup>	200

Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

Excepto en el caso de las regiones ultra periféricas, en las que se aplicarán 850 a 200 mg/Nm<sup>3</sup> (disminución lineal).

<sup>2</sup> Las regiones ultra periféricas son: los departamentos franceses de ultramar en el caso de Francia, las islas Azores y Madeira en el caso de Portugal, y las islas Canarias en el caso de España.

### iii) Combustibles gaseosos.

A continuación se indican los valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido O<sub>2</sub> del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, es decir las instalaciones que se pongan en funcionamiento en una fecha posterior al 27 de noviembre de 2003:

**Tabla 17 Valores límite de emisión de SO<sub>2</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup>**

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de hornos de coque	400
Gases de bajo valor calorífico procedentes de altos hornos	200

### 2.3.2 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> (medidos en NO<sub>2</sub>).

Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> que deberán aplicar las nuevas instalaciones, con excepción de las turbinas de gas:

#### i) Combustibles sólidos (contenido de O<sub>2</sub> del 6 %)

**Tabla 18 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> para Combustibles sólidos**

Tipo de combustible	50 a 100 MWt	100 a 300 MWt	>300MWth
Biomasa	400	300	200
Caso general	400	200 <sup>(2)</sup>	200

Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

Excepto en el caso de las regiones ultra periféricas, en las que se aplicará 300mg/Nm<sup>3</sup>

#### ii) Combustibles líquidos (contenido de O<sub>2</sub> del 3%)

**Tabla 19 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/ Nm<sup>3</sup> para Combustibles líquidos**

50 a 100 MWt	100 a 300 MWt	>300MWth
400	200 <sup>(2)</sup>	200

Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

Excepto en el caso de las regiones ultra periféricas, en las que se aplicará 300mg/Nm<sup>3</sup>

### iii) Combustibles gaseosos (contenido de O<sub>2</sub> del 3%)

**Tabla 20 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> para Combustibles gaseosos**

Combustible	50 a 300 MWt	>300MWth
Gas natural (2)	150	100
Otros gases	200	200

Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

El gas natural es metano natural que no tenga más del 20% (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

### iv) Límites de emisión de NO<sub>x</sub> específicos para Turbinas de gas

Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> (contenido de O<sub>2</sub> del 15 %) que deberá aplicar una unidad individual de turbina de gas (los valores límite se aplican únicamente por encima de una carga del 70 %):

**Tabla 21 Valores límite de emisión de NO<sub>x</sub> expresados en mg/Nm<sup>3</sup> para Turbinas de gas**

Combustible	>50MWth (potencia térmica en condiciones ISO)
Gas natural (2)	50 (3)
Combustibles líquidos (4)	120
Combustibles gaseosos (distintos del gas natural)	120

Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

El gas natural es metano natural que no tenga más del 20% (en volumen) de inertes y otros constituyentes  
75 mg/Nm<sup>3</sup> en los casos especificados en la Directiva citada.

Este valor límite de emisión se aplica únicamente a las turbinas de gas que consumen destilados ligeros y medios.

Están excluidas de estos valores límite las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales. El titular de dichas instalaciones presentará cada año a las autoridades competentes un registro de dicho tiempo utilizado.

### 2.3.3 Valores límite de emisión de partículas

Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm<sup>3</sup> que deberán aplicar las nuevas instalaciones<sup>(1)</sup> con excepción de las turbinas de gas.

**Tabla 22 Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm<sup>3</sup>.**

	50 a 100 MWt	>100MWth
--	--------------	----------

	50 a 100 MWt	>100MWth
Combustibles sólidos (contenido de O <sub>2</sub> del 6%)	50	30
Combustibles líquidos (contenido de O <sub>2</sub> del 3%)	50	30
Combustibles gaseosos (contenido de O <sub>2</sub> del 3%)	5	

(1) Instalaciones en funcionamiento posterior al 27 de noviembre de 2003.

### 3 RESUMEN DE REGULACIÓN RELATIVA AL MONITOREO Y FISCALIZACIÓN DE EMISIONES

#### 3.1.1 Monitoreo y fiscalización de la Unión Europea

A continuación se presenta un resumen de lo indicado en la Directiva 2001/80/CE DEL Parlamento Europeo y del Consejo 23 de octubre de 2001 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión

#### i) A. Procedimientos para la medición y evaluación de las emisiones de instalaciones de combustión.

##### 1. Hasta el 27 de noviembre de 2004

Las concentraciones de SO<sub>2</sub>, partículas y NO<sub>x</sub> se medirán de forma continua en el caso de nuevas instalaciones con una potencia térmica nominal superior a los 300 MW. No obstante, el control del SO<sub>2</sub> y de las partículas podrá limitarse a mediciones discontinuas o a otros procedimientos de medición apropiados en los casos en que dichas mediciones o procedimientos puedan utilizarse para determinar la concentración. Dichas mediciones o procedimientos han de ser verificados y aprobados por las autoridades competentes.

##### 2. A partir del 27 de noviembre de 2002

Las autoridades competentes exigirán mediciones continuas de concentraciones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas de los gases residuales de cada instalación de combustión con una potencia térmica nominal igual o superior a 100 MW.

No obstante lo dispuesto en el párrafo primero, no será necesaria la medición continua en los siguientes casos:

- para las instalaciones de combustión con un período de vida inferior a 10 000 horas de actividad
- para el SO<sub>2</sub> y las partículas procedentes de calderas de gas natural o de turbinas de gas que

utilicen gas natural

- para el SO<sub>2</sub> procedente de turbinas de gas o calderas de gasóleo con un contenido de azufre conocido, en los casos en que no se disponga de equipo de desulfurización
- para el SO<sub>2</sub> procedente de calderas alimentadas con biomasa si el titular puede demostrar que en ningún caso las emisiones de SO<sub>2</sub> superarán los valores límite de emisión establecidos.

Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas al menos cada seis meses. Como alternativa, podrán utilizarse procedimientos adecuados de determinación, que las autoridades competentes deberán verificar y aprobar, para evaluar la cantidad de los contaminantes anteriormente mencionados presentes en las emisiones. Dichos procedimientos utilizarán las normas CEN pertinentes tan pronto como éstas estén disponibles. En caso de no disponerse de normas CEN, se aplicarán las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

3. En el caso de instalaciones que deban ajustarse al índice de desulfurización previsto en el apartado 2 del artículo 5<sup>3</sup> y en el Anexo III (valores límite de emisión de SO<sub>2</sub>), los requisitos relativos a las mediciones de emisiones de SO<sub>2</sub> establecidos en el punto 2 serán de aplicación. Además, el contenido de azufre de combustible utilizado en las instalaciones de la planta de combustión deberá controlarse regularmente.
4. Se informará a las autoridades competentes sobre los cambios sustanciales en el tipo de combustible empleado o en el modo de explotación de la instalación. Éstas decidirán si los requisitos de control establecidos en el anterior punto 2 son aún adecuados o exigen ser adaptados.
5. Las mediciones continuas efectuadas con arreglo al punto 2 incluirán los parámetros pertinentes del proceso de explotación relativos al contenido de oxígeno, la temperatura, la presión y el contenido de vapor de agua (salvo que la muestra se haya secado con anterioridad).  
Los sistemas de medición continua estarán sujetos a control por medio de mediciones paralelas con los métodos referencia al menos una vez al año.

## ii) **B. Determinación del total anual de emisiones de instalaciones de combustión**

Hasta el 2003 inclusive se informará a las autoridades competentes de la determinación de los totales anuales de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> para las nuevas instalaciones de combustión. Cuando se proceda a un control continuo, el titular de la instalación de combustión añadirá por separado para cada agente contaminante la masa del mismo emitida cada día, de acuerdo con los índices del caudal volumétrico de los gases residuales. En caso de que no se realice un control continuo, el titular realizará la estimación de los totales anuales de emisiones.

---

<sup>3</sup> En el caso de combustibles sólidos de importación el valor límite de emisión de dióxido de azufre será de 800mg/Nm<sup>3</sup>; en el caso de los combustibles sólidos nacionales, el índice de desulfurización será al menos del 60%.

Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el total anual de las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de las nuevas instalaciones.

Los Estados miembros establecerán, a partir del 2004 y para cada año posterior, un inventario de las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas procedentes de todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal de 50 MW o superior. La autoridad competente obtendrá de cada instalación que funcione bajo el control de un titular en un lugar determinado los siguientes datos:

- Las emisiones totales anuales de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas (como partículas totales en suspensión).
- el consumo total anual de energía, en base al poder calorífico neto, clasificado en cinco categorías de combustible: biomasa, otros combustibles sólidos, combustibles líquidos, gas natural, otros gases.

Cada tres años se comunicará a la Comisión un resumen de los resultados de este inventario, presentando por separado las emisiones de las refinerías.

A partir del 1 de enero de 2008, los Estados miembros informarán anualmente a la Comisión de las instalaciones existentes declaradas aptas en virtud del apartado 4 del artículo 4<sup>4</sup>, junto con el balance de las horas utilizadas y no utilizadas autorizadas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

### iii) **C. Determinación del total anual de emisiones de las instalaciones existentes hasta el año 2003 inclusive**

1. Los Estados miembros establecerán, a partir de 1990 y para cada año posterior hasta el 2003 inclusive, un inventario completo de emisiones de SO<sub>2</sub> y de NO<sub>x</sub> procedentes de las instalaciones existentes:

- Instalación por instalación en el caso de las instalaciones de una potencia superior a los 300 MWt y de las refinerías
- Un inventario general para las demás instalaciones de combustión a las que se aplique la presente Directiva.

2. El método utilizado para la realización de dichos inventarios deberá ajustarse al utilizado en 1980 para determinar las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de las instalaciones de combustión.

---

<sup>4</sup> podrá eximirse a las instalaciones existentes del cumplimiento de los valores límite de emisión mencionados en el apartado 3 y de su inclusión en el plan nacional de reducción de emisiones con las siguientes condiciones:

- a) el titular de una instalación existente se comprometerá mediante una declaración por escrito presentada ante la autoridad competente a más tardar el 30 de junio de 2004 como muy tarde a no hacer funcionar la instalación durante más de 20 000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, más tardar, el 31 de diciembre de 2015;
- b) el titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un balance de las horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

3. Los resultados de dicho inventario, debidamente recopilados, se comunicarán a la Comisión en los nueve meses siguientes al final del año de que se trate. El método utilizado para establecer dichos inventarios de emisiones y la información de base detallada deberán ser suministrados a la Comisión a petición de ésta.

4. La Comisión organizará comparaciones sistemáticas de dichos inventarios nacionales y, si fuere pertinente, presentar á propuestas al Consejo con vistas a la armonización de los métodos de realización de los inventarios de emisiones para la aplicación efectiva de la presente Directiva.

### 3.1.2 Monitoreo y fiscalización de emisiones en Estados Unidos de Norteamérica

i) **Título 40, parte 60, subparte Da (§60.49Da) referida al monitoreo de emisiones para centrales de generación eléctrica a vapor cuya construcción inició después del 18 de septiembre de 1978.**

A continuación se resumen algunos de los incisos principales de la subparte referida a los requisitos de monitoreo de emisiones para centrales de generación eléctrica a vapor.

a) Un dueño u operador de una instalación sujeta<sup>5</sup> al estándar de opacidad deberá monitorear las emisiones de opacidad descargadas hacia la atmósfera de acuerdo a los siguientes requisitos:

Para medir la opacidad de las emisiones descargadas a la atmósfera deberá instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de opacidad (COMS) y registrar la salida de datos del sistema. En caso de interferencias (p. ej. Por el uso de sistemas de desulfurización), podrían utilizarse parámetros alternativos, previa autorización de las autoridades. En ciertos casos, puede utilizarse como método alternativo al COMS el monitoreo de las emisiones visibles utilizando los procedimientos especificados en la presente normativa. Estos casos incluyen, por ejemplo, instalaciones que utilicen filtros de bolsa y un sistema de detección de fugas del sistema, o instalaciones que utilicen solamente combustibles gaseosos o líquidos, entre otros.

Para los incisos b, c, d, l, p, t de la presente normativa, el dueño u operador deberá instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) y registrar los datos de salida del sistema de acuerdo a los procedimientos especificados en la presente normativa.

b) medir las emisiones de SO<sub>2</sub> descargadas a la atmósfera,

c) medir las emisiones de NO<sub>x</sub> descargadas a la atmósfera,

d) en los casos en que la instalación no cumpla con el límite de salida (output based limit), medir el O<sub>2</sub> ó el CO<sub>2</sub> contenido en los gases de salida en cada lugar en donde se monitorean las emisiones de SO<sub>2</sub> ó NO<sub>x</sub>,

---

<sup>5</sup> Bajo el 40 CFR Part 60 (§60.42Da(b))

- e) Los sistemas de monitoreo continuo mencionados en los puntos b, c, y d, deberán operar y los datos deberán registrarse, durante todos los períodos de operación de la instalación incluidos los períodos de arranque, cierre, malfuncionamiento o condiciones de emergencia, salvo en caso de fallas, reparaciones, chequeos de calibración y ajustes en cero y span de los equipos CEMS.
- f) Para las instalaciones que debido a su más reciente fecha de construcción, reconstrucción o modificación no se pueda cumplir con el mínimo de datos utilizando el sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS), o cuando sea necesario complementar los datos de los CEMS para cumplir con los requisitos mínimos de datos, se deberán entregar datos de emisión suplementarios con otros sistemas de monitoreo aprobados por las autoridades o los métodos de referencia y procedimientos especificados en esta normativa.
- l) Sistema de monitoreo continuo de flujo para aquellas instalaciones que demuestren cumplimiento con un estándar basado en la salida (output) para medir el flujo volumétrico de la descarga de gases emitidos a la atmósfera.
- p) Las instalaciones que demuestren cumplimiento con el límite de Mercurio de acuerdo al artículo 60.45Da, deberán contar con un CEMS para Hg (o método alternativo) en los gases de salida para cada chimenea de acuerdo a la presente normativa.
- t) Las instalaciones que demuestren cumplimiento con el límite de emisión de MP de acuerdo al artículo 60.42Da, deberán contar con un CEMS para medir las emisiones de MP de acuerdo a los requisitos de la presente normativa.
- u) Las instalaciones que utilicen CEMS para medir emisiones de CO para cumplir con los requisitos de esta subparte deberán hacerlo de acuerdo a las especificaciones detalladas en la presente normativa.

**ii) Título 40, parte 60, subparte Da (§60.50Da) referida a los procedimientos y métodos para determinar cumplimiento para centrales de generación eléctrica a vapor cuya construcción inició después del 18 de septiembre de 1978**

- b) El dueño u operador de las instalaciones deberá determinar el cumplimiento con las normas de MP utilizando los siguientes procedimientos 1) factor F (O<sub>2</sub>) en base seca de acuerdo al Método 19 del apéndice A de la presente sección para calcular la emisión de MP, 2) Método 5 del mismo apéndice. para la concentración de MP y 3) Método 9 del apéndice A y los procedimientos del artículo 60.11 de esta normativa para determinar opacidad.
- c) La determinación de cumplimiento de las normas de SO<sub>2</sub> se hará utilizando la siguiente ecuación.

$$\%P_s = \frac{(100 - \%R_f)(100 - \%R_f)}{100}$$

En donde:

%Ps = porcentaje de emisiones potenciales de SO<sub>2</sub>

%Rf= porcentaje de reducción por pretratamiento del combustible, y

$\%R_g$  = porcentaje de reducción de SO<sub>2</sub> por los sistemas de control.

Para la determinación de  $R_f$  y  $R_g$  debe utilizarse los procedimientos del Método 19 contenido en el apéndice A de esta normativa, las concentraciones de SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> ó O<sub>2</sub> podrán tomarse de los CEMS.

- d) La determinación de cumplimiento de la norma de NO<sub>x</sub> se hará utilizando los procedimientos del Método 19 del apéndice A para determinar la emisión de NO<sub>x</sub> y el CEMS se utilizará para determinar las concentraciones de NO<sub>x</sub>, y CO<sub>2</sub> ó O<sub>2</sub>.
- e) El dueño u operador podrá utilizar los métodos alternativos que se presentan en el inciso e) de la presente normativa.
- f) Las instalaciones eléctricas con turbinas de ciclo combinado a gas, que no han sido diseñadas para quemar combustibles con 50% (como entrada de calor) o más de combustible derivado de sólido (solid derived fuel) y que no cumplan con la definición de gas natural, deben probar su eficiencia para MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> utilizando los procedimientos del Método 19 del apéndice A de esta normativa.
- h) El cumplimiento del límite de Mercurio deberá hacerse conforme a los siguientes procedimientos: 1) El CEMS debe contar con certificación previa antes de comenzar la prueba. La prueba de funcionamiento consiste en recolectar datos anuales de emisión de Hg con el CEMS para 12 meses sucesivos de operación de la unidad. El promedio de emisión de Mercurio se calcula para cada mes y después se pondera conforme a lo establecido en el inciso (h)(1) de la presente normativa. 2) Si se utiliza un CEMS para demostrar cumplimiento, utilizar los procedimientos de los párrafos (h)(2)(i) al (iii) de esta sección para determinar el promedio móvil de 12 meses.

## ANEXO C

### FACTOR DE AJUSTE COSTOS POR CENTRAL

COD Chimenea	Tec. Combustión	Estado_ Oper.	Combustible op	Año Entrada	Potencia chim	NOx	MP	SO2
Almagro U1	TG	Existente	Diesel	1981	23.8	1	1.3	1
Almagro U2	TG	Existente	Diesel	1982	23	1	1.3	1
Andino U1 y U2	TV	Construcción	Carbón + Petcoke	2010	400	1.6		
Angamos U1	TV	Construcción	Carbón	2011	270	1.6		1
Angamos U2	TV	Construcción	Carbón	2011	270	1.6		1
Antihue TG1 y TG2	TG	Existente	Diesel	2005	100	1	1.3	1
Atacama TG1A	CC	Existente	Diesel	1999	395.9	1.6	1.3	1
Atacama TG2B	CC	Existente	Diesel	1999	384.7	1.6	1.3	1
Bocamina U1	TV	Existente	Carbón	1970	128	1.6	1.3	1
Bocamina U2	TV	Construcción	Carbón	2010	350	1.6	1	1
Campanario U1	TG	Existente	Diesel	2006	55	1	1.3	1
Campanario U2	TG	Existente	Diesel	2006	55	1	1.3	1
Campanario U3	TG	Existente	Diesel	2006	55	1	1.3	1
Campanario U4	TG	Plan de Obras	Diesel	2009	42	1	1.6	
Campanario U4 CC	CC	Plan de Obras	Diesel	2009	60	1.6	1.6	
Candelaria U1	TG	Existente	Diesel	2005	130	1	1.3	1
Candelaria U2	TG	Existente	Diesel	2005	130	1	1.3	1
CELTA U1	TG	Existente	Diesel	1998	24	1	1.3	1
CELTA U2	TV	Existente	Carbón	1999	158	1.6	1.3	1.3
Central Coronel	TG	Existente	Diesel	2004	45.7	1	1.3	1
Colmito U1 y U2	TG	Existente	Diesel	2008	60	1	1.3	1
Complejo Coronel U1	TV	Construcción	Carbón	2012	375	1	1	1
Complejo Coronel U2	TV	Construcción	Carbón	2013	375	1	1	1
Diesel Iquique U4	TG	Existente	Diesel	1978	23.8	1	1.3	1
Emelda	TG	Plan de Obras	Diesel	2009	76	1	1.6	
Energía Minera U1	TV	RCA	Carbón	2020	350	1	1	1
Energía Minera U2	TV	RCA	Carbón	2020	350	1	1	1
Energía Minera	TV	RCA	Carbón	2020	350	1	1	1

COD Chimenea	Tec. Combustión	Estado_ Oper.	Combustible op	Año Entrada	Potencia chim	NOx	MP	SO2
U3								
Esperanza U1 EnorChile	TG	Existente	Diesel	2007	18.5	1	1.3	1
Guacolda U1 y U2	TV	Existente	Carbón+Petcoke	1996	304	1.6	1.3	1.3
Guacolda U3	TV	Construcción	Carbón	2009	152	1.6	1	1
Guacolda U4	TV	Construcción	Carbón	2010	152	1	1	1.6
Horcones U1	TG	Existente	Diesel	2005	24	1	1.3	1
Huasco U3	TG	Existente	FO6	1997	21.3	1	1.3	1
Huasco U4	TG	Existente	FO6	1997	21.3	1	1.3	1
Huasco U5	TG	Existente	FO6	1997	21.3	1	1.3	1
Kelar U1 y U2	TV	RCA	Carbón +Petcoke	2020	500	1.6	1	1
Laguna Verde TG	TG	Existente	Diesel	2004	17	1	1.3	1
Laguna Verde U1	TV	Existente	Carbón	1939	22.5	1.6	1.3	1
Laguna Verde U2	TV	Existente	Carbón	1949	32.2	1.6	1.3	1
Los Pinos U1	TG	Existente	Diesel	2008	92	1	1.3	1
Los Robles U1	TV	RCA	Carbón	2020	375	1	1	1
Los Robles U2	TV	RCA	Carbón	2020	375	1	1	1
Los Vientos U1	TG	Existente	Diesel	2006	125	1	1.3	1
Maitencillo U1	TV	Plan de Obras	Carbón	2015	139	1.6	1	1
Mejillones CC3	CC	Existente	Diesel	2000	250	1.6	1.3	1
Mejillones U1	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1996	165.9	1.6	1.3	1.3
Mejillones U2	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1998	175	1.6	1.3	1.3
Nehuenco U1	CC	Existente	Diesel	1999	360	1.6	1.3	1
Nehuenco U2	CC	Existente	Diesel	2003	385	1.6	1.3	1
Nehuenco U3	TG	Existente	Diesel	2002	108	1	1.3	1
Norgener U1	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1995	136.3	1.6	1.3	1.3
Norgener U2	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1997	141.04	1.6	1.3	1.3
Nueva Aldea TG II	TG	Existente	Diesel	2005	10	1	1.3	1
Nueva Renca CC1	CC	Existente	Diesel	1998	360	1.6	1.3	1
P. Arenas U4	TG	Existente	Gas Natural	1972	6.7	1	1	1
P. Arenas U5	TG	Existente	Gas Natural	1977	6.5	1	1	1
P. Natales U5	TG	Existente	Gas Natural	2002	0.8	1	1	1
P. Natales U6	TG	Existente	Gas Natural	2002	0.8	1	1	1

COD Chimenea	Tec. Combustión	Estado_ Oper.	Combustible op	Año Entrada	Potencia chim	NOx	MP	SO2
Pandezucar U1	TV	Plan de Obras	Carbón	2017	200	1.6	1	1
Petropower	TV	Existente	Petcoke	1997	75	1.6	1.3	1
Quintero U1	TG	Plan de Obras	GNL	2009	240	1.6	1.6	
Quintero U1 CC	CC	Plan de Obras	GNL	2013	145	1.6		
Renca U1	TG	Existente	Diesel	1962	50	1	1.3	1
Renca U2	TG	Existente	Diesel	1962	50	1	1.3	1
Salta U1	CC	Existente	Gas Natural	1999	600	1.6	1.3	1
San Fco. de Mostazal	TG	Existente	Diesel	2002	24	1	1	1
San Isidro U1	CC	Existente	Diesel	1998	379	1.6	1.3	1
San Isidro U2	CC	Existente	Diesel	2007	248	1.6	1.3	1
Santa Lidia U1	TG	Existente	Diesel	2008	125	1	1.3	1
Santa María	TV	Plan de Obras	Carbón	2010	343	1.6	1	1
Taltal CC	CC	Plan de Obras	GNL	2014	360	1.6		
Taltal U1	TG	Existente	Diesel	2000	120	1	1.3	1
Taltal U2	TG	Existente	Diesel	2000	120	1	1.3	1
TermoChile	TG	Plan de Obras	FO6					
Termopacífico	TG	Plan de Obras	Diesel	2009	96	1	1.6	
Tierra Amarilla	TG	Plan de Obras	Diesel	2009	142	1	1.6	
Tocopilla TG1 y TG2	TG	Existente	Diesel	1976	49.6	1	1.3	1
Tocopilla TG3	TG	Existente	Diesel	1993	37.5	1	1.3	1
Tocopilla U10 y U11	TV	Existente	FO6	1970	75	1.6	1.3	1
Tocopilla U12 y U13	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1984	170.6	1.6	1.3	1.3
Tocopilla U14 y U15	TV	Existente	Carbón +Petcoke	1989	258.6	1.6	1.3	1.3
Tocopilla U16	CC	Existente	Diesel	2001	400	1.6	1.3	1
Tres puentes U1	TG	Existente	Gas Natural	1985	23.75	1	1	1
Tres puentes U4	TG	Existente	Gas Natural	1997	10	1	1	1
Tres puentes U6	TG	Existente	Gas Natural	2003	13.7	1	1	1
Tres puentes U7	TG	Existente	Gas Natural	2007	10.7	1	1	1
Ventanas U1	TV	Existente	Carbón	1964	120	1.6	1.3	1.3
Ventanas U2	TV	Existente	Carbón	1977	220	1.6	1.3	1
Ventanas U3	TV	Construcción	Carbón	2010	279	1.6	1	1
Ventanas U4	TV	Construcción	Carbón	2011	279	1.6	1	1
Vregion U1	TV	Plan de Obras	Carbón	2013	200	1.6	1	1