

000441

**ANÁLISIS DE NORMAS DE EMISIÓN PARA  
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A NIVEL  
INTERNACIONAL Y PROPUESTA PARA CHILE**

**Julio de 2006**

## ÍNDICE

<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>II.</b>	<b>CONTEXTUALIZACIÓN</b> .....	<b>2</b>
II.1.	CONTAMINANTES REGULADOS .....	2
II.1.1	Óxidos de azufre (SOx).....	2
II.1.1.A	Efectos .....	2
II.1.2	Óxidos de nitrógeno (NOx).....	2
II.1.2.A	Efectos .....	3
II.1.3	Material Particulado (MP).....	4
II.1.3.A	Efectos .....	4
II.2.	LLUVIA ÁCIDA.....	5
II.3.	IMPACTO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS .....	6
II.4.	JUSTIFICACIÓN DE NORMAS DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS .....	6
<b>III.</b>	<b>NORMAS DE EMISIÓN VIGENTES</b> .....	<b>8</b>
III.1.	ARGENTINA.....	8
III.2.	AUSTRALIA .....	9
III.3.	BRASIL .....	10
III.4.	CANADÁ.....	11
III.5.	ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.....	12
III.5.1	Plantas generadoras a vapor.....	13
III.5.2	Plantas que funcionan con turbinas de gas.....	14
III.5.3	Monitoreo de las emisiones .....	15
III.5.4	Normativas adicionales .....	15
III.6.	JAPÓN.....	16
III.6.1	Normas de emisión directas.....	16
III.6.2	Regulaciones de control indirecto de las emisiones.....	17
III.6.2.A	Regulación “valor K” para SOx (1968).....	17
III.6.2.B	Control emisión de SOx para toda el área (1974).....	18
III.6.2.C	Control emisión de NOx para toda el área (1981).....	18
III.7.	MÉXICO.....	19
III.8.	NUEVA ZELANDA.....	21
III.9.	SUIZA .....	21
III.9.1	Regulaciones Generales .....	22
III.9.1.A	Límites de emisión para partículas de polvo totales .....	22
III.9.1.B	Límites de emisión para sustancias inorgánicas gaseosas .....	22
III.9.1.C	Límites de emisión para sustancias inorgánicas en material particulado.....	23
III.9.2	Regulaciones para instalaciones de combustión.....	25

III.9.3	Regulaciones para turbinas de gas.....	27
III.9.4	Requerimientos para los combustibles.....	28
III.9.5	Sistemas de monitoreo.....	29
III.10.	UNIÓN EUROPEA.....	29
III.10.1	Normas para instalaciones de combustión.....	29
III.10.2	Norma para incineración de residuos.....	33
III.11.	BANCO MUNDIAL.....	34
III.12.	RESUMEN DE LOS LÍMITES DE EMISIÓN ANALIZADOS.....	37
III.13.	ANÁLISIS POR NIVEL DE INGRESOS.....	39
<b>IV.</b>	<b>FUNDAMENTOS DE LAS NORMAS DE EMISIÓN.....</b>	<b>43</b>
IV.1.	ASPECTOS GENERALES.....	43
IV.2.	ARGENTINA.....	44
IV.3.	AUSTRALIA.....	44
IV.4.	BRASIL.....	45
IV.5.	CANADÁ.....	45
IV.5.1	Evaluación BACT específica para cada planta.....	46
IV.5.2	Parámetro para fijar el límite.....	46
IV.5.3	Actualización de la Normativa.....	47
IV.6.	ESTADOS UNIDOS.....	47
IV.6.1	Relación con programas "cap-and-trade".....	48
IV.6.2	Principales beneficios ambientales.....	48
IV.6.3	Fundamentos de la Normativa.....	48
IV.6.3.A	Enfoque Regulatorio.....	48
IV.6.4	Determinación de los estándares.....	49
IV.6.4.A	Dióxido de Azufre.....	49
IV.6.4.B	Óxidos de Nitrógeno.....	49
IV.6.4.C	Material Particulado.....	49
IV.6.5	Impactos.....	50
IV.6.5.A	Impactos económicos.....	51
IV.6.6	Fundamento del límite para el Mercurio.....	51
IV.7.	JAPÓN.....	52
IV.8.	NUEVA ZELANDA.....	52
IV.9.	UNIÓN EUROPEA.....	53
IV.9.1	Principales Objetivos.....	53
IV.9.2	Relación con la Directiva 2001/81/CE.....	54
IV.9.3	Tecnologías de abatimiento.....	55
IV.9.4	Periodo de aplicación.....	55
IV.9.5	Compatibilidad con instrumentos económicos.....	56
IV.9.6	Aplicabilidad según tipo de combustible.....	56
IV.9.7	Impactos económicos.....	56

IV.10.	CONSIDERACIONES ACERCA DE LOS FUNDAMENTOS DE LAS NORMAS DE EMISIÓN .....	57
<b>V.</b>	<b>MARCO LEGAL PARA LAS NORMAS DE EMISIÓN EN CHILE.....</b>	<b>60</b>
<b>VI.</b>	<b>PROPUESTA PARA NORMATIVA DE EMISIÓN .....</b>	<b>63</b>
VI.1.	ENFOQUE REGULATORIO .....	63
VI.1.1	<i>Enfoque de combustible neutro.....</i>	63
VI.1.2	<i>Unidades en masa por energía producida bruta .....</i>	63
VI.1.3	<i>Establecimiento de un máximo de copiamiento por cuenca .....</i>	64
VI.1.4	<i>Una norma para todo el territorio nacional.....</i>	64
VI.1.5	<i>Aplicación para plantas existentes .....</i>	64
VI.2.	LÍMITES DE EMISIÓN .....	65
VI.2.1	<i>Plantas Nuevas .....</i>	65
VI.2.2	<i>Plantas Existentes.....</i>	68
VI.3.	SISTEMAS DE MONITOREO .....	69
VI.4.	NORMATIVAS COMPLEMENTARIAS.....	69
VI.4.1	<i>Asignación de permisos caso a caso.....</i>	69
VI.4.2	<i>Instrumentos económicos.....</i>	70
<b>VII.</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DE LAS NORMAS DE EMISIÓN PROPUESTAS.....</b>	<b>71</b>
VII.1.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y DE LOS ALCANCES DE LA EVALUACIÓN .....	72
VII.2.	DEFINICIÓN DE LA SITUACIÓN BASE .....	72
VII.3.	DEFINICIÓN DEL ESCENARIO A EVALUAR .....	73
VII.4.	IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS .....	73
VII.4.1	<i>Impactos ambientales .....</i>	73
VII.4.2	<i>Impactos económicos.....</i>	74
VII.5.	ANÁLISIS DE LOS COSTOS .....	75
VII.5.1	<i>Costo por unidad física de reducción.....</i>	75
VII.5.2	<i>Costo total por unidad de energía producida.....</i>	75
VII.6.	ANÁLISIS DEL IMPACTO SOCIAL DE LAS MEDIDAS .....	76



## Índice de Anexos

### ANEXO 1: NORMAS DE EMISIÓN

#### **Anexo 1.1: Argentina**

- Resolución Secretaría de Energía y Minería SEyM 108/01

#### **Anexo 1.2: Brasil**

- Resolucao CONAMA 08/1990

#### **Anexo 1.3: Canadá**

- New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation

#### **Anexo 1.4: Estados Unidos**

- 40 CFR Part 60 Da. Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units
- 40 CFR Part 60 GG. Standards of Performance for Stationary Gas Turbines

#### **Anexo 1.5: Japón**

- Ministerio de Medio Ambiente de Japón - sitio web

#### **Anexo 1.6: México**

- Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994

#### **Anexo 1.7: Suiza**

- Ordinance on Air Pollution Control

#### **Anexo 1.8: Unión Europea**

- Decisión 2001/379/CE - Contaminación Transfronteriza de Metales pesados
- Directiva 2000/76/CE - Incineración de Residuos
- Directiva 2001/80/CE - Limitación de Emisiones. Grandes Instalaciones de Combustión

#### **Anexo 1.9: Banco Mundial**

- Pollution Prevention and abatement handbook 1998 - Thermal Power. Guidelines for New Plants



## **ANEXO 2: DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS**

### **Anexo 2.1: Australia**

- NSW - Load Based Licensing

### **Anexo 2.2: Canadá**

- Thermal Power Generation Emissions - National Guidelines for New Stationary Sources. Discussion Document

### **Anexo 2.3: Estados Unidos**

- Proposed Rules - NSPS Fossil Fuel Fired Steam Generators
- Final Rule - NSPS Fossil Fuel Fired Steam Generators
- Proposed Rules - NSPS for Hazardous Air Pollutants

### **Anexo 2.4: México**

- Estado de Guanajuato - Solicitud de Licencia Ambiental

### **Anexo 2.5: Nueva Zelanda**

- Compliance Monitoring and Emissions Testing of Discharges to Air

### **Anexo 2.6: Unión Europea**

- Communication from the comission to the EU Parliament
- Directiva 2001/81/CE - Techos Nacionales de Emisión
- Report on the Proposal for a council directive

## **I. INTRODUCCIÓN**

En este trabajo se analizan normas de emisión para centrales térmicas de generación eléctrica de todos los países señalados como referencia en el Reglamento del SEIA y de algunas organizaciones multilaterales. Su objetivo es revisar las distintas normativas existentes, así como los fundamentos tras cada una de ellas, de manera de poder orientar el proceso de dictación de normas que se llevará a cabo en nuestro país durante el presente año. El análisis se ha realizado para centrales mayores a 50 MW de potencia bruta.

En el capítulo II se hará una contextualización general donde se explicará las principales características y efectos de los contaminantes regulados en casi todos los países: los óxidos de azufre y de nitrógeno y el material particulado. Allí además se verá el impacto que tienen las plantas termoeléctricas en relación a dichos contaminantes, lo que justifica la necesidad de una norma de emisión.

En el capítulo III se revisará el funcionamiento de las distintas normas de emisión en cada uno de estos países, y se hará una comparación detallada entre ellas. Los países que fueron analizados son los siguientes: Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Estados Unidos de América, Japón, México, Nueva Zelanda, Suiza y la Unión Europea, y además el Banco Mundial.

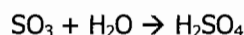
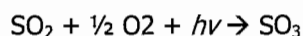
En el capítulo IV se analizarán los fundamentos para la dictación de cada una de las normas, los que toman en cuenta aspectos de la realidad local en términos de tecnología, combustibles y clima. En el capítulo V se revisa el marco legal para las normas de emisión en Chile. Luego, en el capítulo VI se hace la propuesta de la norma de emisión para Chile. Finalmente, en el capítulo VII se realiza un análisis de los impactos de las normas de emisión.

## II. CONTEXTUALIZACIÓN

### II.1. Contaminantes regulados

#### II.1.1 Óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>)

Los óxidos de azufre son gases formados principalmente cuando un combustible que contiene azufre, como el carbón o el petróleo, es quemado. En la atmósfera, el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), el más importante de los óxidos de azufre, se oxida en presencia de oxígeno y luz solar (hv) formando trióxido de azufre SO<sub>3</sub>. Éste a su vez se disuelve en vapor de agua formando ácido sulfúrico, como se puede apreciar en las siguientes fórmulas:



Este ácido interactúa con otros gases y partículas en el aire formando sulfatos y otros productos que pueden ser dañinos para las personas y el medio ambiente.

Una característica importante del SO<sub>2</sub> es que éste y los contaminantes formados a partir de él pueden ser transportados por distancias muy largas y depositados lejos del punto de origen. Por lo tanto, los problemas que ocasiona no son sólo locales.

En Estados Unidos, el 65% del SO<sub>2</sub> descargado a la atmósfera proviene de plantas de generación eléctrica, especialmente de las que funcionan a carbón. Otras fuentes de SO<sub>2</sub> son las plantas industriales que extraen sus productos de materias primas como carbón, minerales, o petróleo crudo, o que queman carbón o petróleo para obtener agua para procesos. Además, algunas fuentes móviles pueden descargar SO<sub>2</sub> en grandes cantidades, como por ejemplo barcos grandes, locomotoras, etc.

##### II.1.1.A Efectos

El SO<sub>2</sub> contribuye a desarrollar enfermedades respiratorias, especialmente en niños y ancianos, y agrava las enfermedades respiratorias y cardíacas. Además, el SO<sub>2</sub> contribuye a la formación de la lluvia ácida, cuyos efectos serán tratados en detalle más adelante. El SO<sub>2</sub> también contribuye a la formación de partículas atmosféricas que disminuyen la visibilidad.

#### II.1.2 Óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Óxidos de nitrógeno o NO<sub>x</sub> es el término genérico para un grupo de gases altamente reactivos, todos los cuales contienen nitrógeno y oxígeno en cantidades diferentes,

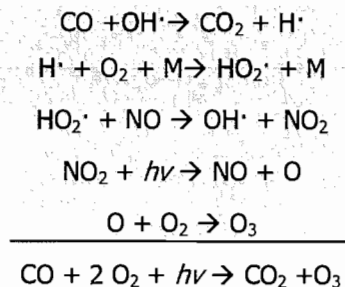
incluyendo el dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), el ácido nítrico (HNO<sub>3</sub>), el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), los nitratos y el óxido nítrico (NO). El más común es el dióxido de nitrógeno, NO<sub>2</sub>.

Los óxidos de nitrógeno se forman cuando un combustible es quemado a temperaturas elevadas (sobre los 600 °C aproximadamente), como ocurre en procesos de combustión. La principales fuentes antropogénicas de NO<sub>x</sub> son los vehículos y las plantas termoeléctricas, los que representan, respectivamente, el 55% y el 22% del total de las emisiones humanas en Estados Unidos. Los NO<sub>x</sub> también se pueden formar de manera natural.

### II.1.2.A Efectos

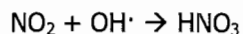
Los óxidos de nitrógeno causan una variedad de impactos al medio ambiente y a la salud humana debido a varios compuestos y derivados de esta familia química, los que se verán a continuación.

**Ozono troposférico O<sub>3</sub>:** formado cuando los NO<sub>x</sub> reaccionan con monóxido de carbono (CO) o compuestos orgánicos volátiles (COV) en presencia de luz solar (hv). La reacción química se muestra a continuación con CO, pero también ocurre con COVs:



El O<sub>3</sub> puede causar daño al tejido pulmonar y una reducción en el funcionamiento del pulmón en niños, personas con enfermedades pulmonares como el asma y quienes hacen ejercicio en presencia de éste contaminante. Además, el ozono causa daño a la vegetación y una reducción en la producción agrícola. El O<sub>3</sub> puede transportarse con el viento y causar impactos lejos de la fuente original.

**Lluvia ácida:** los NO<sub>x</sub> también contribuyen a la formación de lluvia ácida, al producir ácido nítrico a partir de NO<sub>2</sub> según la fórmula:



Este tema se desarrolla más adelante en la sección II.2.

**Deterioro de la calidad del agua:** un incremento en la carga de nitrógeno en los cuerpos de agua, particularmente en estuarios costeros, altera el balance de nutrientes usado por las plantas acuáticas y los animales. El nitrógeno adicional acelera la eutrofización, lo que lleva al agotamiento del oxígeno en el agua y reduce las poblaciones de peces y crustáceos.

**Partículas:** los NO<sub>x</sub> reaccionan con amoníaco, la humedad y otros compuestos para formar ácido nítrico y partículas, sobre las que se profundiza en la próxima sección.

**Calentamiento global:** uno de los NO<sub>x</sub>, el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), es un gas de efecto invernadero, contribuyendo al calentamiento global. Una tonelada de N<sub>2</sub>O en el aire tiene efectos similares a 296 toneladas de CO<sub>2</sub>.

**Deterioro de la visibilidad:** las partículas de nitrato y el NO<sub>2</sub> pueden bloquear la transmisión de luz y reducir la visibilidad en áreas urbanas.

### II.1.3 Material Particulado (MP)

El material particulado es una compleja mezcla de partículas sumamente pequeñas y gotas líquidas. Está hecho de una variedad de compuestos, incluyendo ácidos (como nitratos y sulfatos), químicos orgánicos, metales y polvo.

El tamaño de las partículas está directamente ligado a su potencial para causar problemas a la salud. Las partículas menores a 10 micrómetros son las que normalmente pasan la garganta y la nariz y entran a los pulmones. Una vez inhalado, las partículas pueden afectar el corazón y los pulmones y causar serios problemas a la salud. La EPA agrupa las partículas entre partículas grandes (de 2,5 a 10 µm), las que normalmente provienen de las vías de tránsito e industrias con mucho polvo, y partículas finas (menores a 2,5 µm), las que se pueden formar cuando gases emitidos por plantas generadoras, industrias y automóviles reaccionan en el aire.

#### II.1.3.A *Efectos*

Entre los efectos a la salud del material particulado se puede incluir un aumento de los síntomas respiratorios como la irritación de las vías, tos o dificultad para respirar, una disminución del funcionamiento pulmonar, agravamiento del asma, desarrollo de bronquitis crónica, latidos irregulares y muerte prematura en gente con enfermedades al pulmón o al corazón. Éstos últimos, además de los niños y ancianos son los más afectados por la exposición al material particulado.

Además, el material particulado fino es la mayor causa de reducción en la visibilidad en los Estados Unidos y las partículas pueden viajar largas distancias por el viento para luego depositarse sobre el suelo o agua. Esta depositación genera la acidificación de los lagos y ríos, el agotamiento de los nutrientes en el suelo y el daño de los bosques sensibles y las plantaciones agrícolas, afectando la diversidad del ecosistema. Finalmente, el material particulado daña materiales como las piedras, dañando estatuas y monumentos que forman parte del patrimonio cultural.

## II.2. Lluvia ácida

"Lluvia ácida" es un término muy amplio que se emplea para describir las diversas maneras en que los ácidos caen de la atmósfera. Un término más preciso es deposición ácida, la cual consta de dos partes: húmeda y seca.

La deposición húmeda se refiere a la lluvia, la niebla y la nieve ácidas. Al fluir sobre el suelo y a través de éste, esa agua ácida afecta a una variedad de plantas y animales. La magnitud de dichos efectos depende de muchos factores, entre ellos el grado de acidez del agua, la composición química y la capacidad de tamponación de los suelos en cuestión, así como las clases de peces, árboles y otros seres vivientes que dependen del agua.

La deposición seca se refiere a los gases y partículas ácidos. Entre el 20% y 60% de la acidez que hay en la atmósfera vuelve a la tierra en forma de deposición seca<sup>1</sup>. El viento sopla estas partículas y gases ácidos sobre los edificios, automóviles, casas y árboles. Los gases y partículas depositados en seco pueden ser lavados de los árboles y otras superficies por las tormentas de lluvia. Cuando así sucede, el agua que escurre sobre el terreno suma dichos ácidos a la lluvia ácida, produciendo una combinación más ácida que la lluvia por sí sola. Los vientos predominantes soplan los compuestos que causan la deposición tanto húmeda como seca a través de las fronteras tanto regionales como nacionales, y a veces a lo largo de cientos de kilómetros.

La lluvia ácida causa la acidificación de lagos y arroyos y contribuye a dañar los árboles en terrenos elevados y muchos suelos sensibles de bosques. La lluvia ácida acelera, además, el deterioro de los materiales de construcción y las pinturas, incluidos aquellos edificios, estatuas y esculturas irreemplazables que forman parte de la herencia cultural de los países. Antes de caer al suelo, los gases de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> y los derivados de su materia particulada, sulfatos y nitratos, contribuyen a degradar la visibilidad y perjudican la salud pública.

La acidez de algunas precipitaciones en el norte de Estados Unidos y Europa es equivalente a la del vinagre (pH = 2,4). En estas regiones, la acidificación lacustre ha hecho morir a poblaciones de peces. En varios lugares de Chile se ha observado el fenómeno de la lluvia ácida como resultado de procesos industriales. Por ejemplo, el valle de Puchuncaví recibe los contaminantes producidos en Ventanas por la refinería de cobre, la planta generadora de electricidad de Chilectra y las instalaciones de Codelco. En ese lugar, la lluvia ácida ha afectado la salud de las personas y el rendimiento de la agricultura del valle. Lo mismo se observa en los alrededores de la fundición de Chagres, en el valle del Aconcagua y en el

---

<sup>1</sup> <http://www.airquality.co.uk/archive/glossary.php>

valle del río Loa (producto de la contaminación de Chuquicamata, Antofagasta, Taltal y Tocopilla)<sup>2</sup>.

### II.3. Impacto de las centrales térmicas

Las centrales termoeléctricas contribuyen de manera importante a las emisiones al aire de diversos contaminantes, resaltando entre ellos los óxidos de azufre y de nitrógeno y el material particulado. Si las plantas no tienen ningún tipo de control de emisiones, las descargas son excesivamente grandes, como se puede apreciar en la siguiente tabla, donde se encuentran los rangos de emisiones al aire en instalaciones que no utilizan ningún sistema de tratamiento/abatimiento, en función del combustible utilizado.

**Tabla II-1: Concentraciones posibles para cada tipo de combustible sin sistema de tratamiento/abatimiento (mg/m<sup>3</sup>N)<sup>3</sup>**

Emisión	Gas natural	Petróleos livianos	Petróleos pesados <sup>A</sup>	Carbón mineral <sup>B</sup>	Lignito <sup>C</sup>
SOx	20 - 50	300 - 2000	1000 - 10000	500 - 800	500 - 18000
NOx	100 - 1000	200 - 1000	400 - 1200	600 - 2000	300 - 800
Material Particulado	0 - 30	30 - 100	50 - 1000	3000 - 40000	3000 - 50000

<sup>A</sup>: Poder calorífico PC: 40.000 kJ/kg, contenido de azufre: 2% p/p

<sup>B</sup>: PC: 28.000 kJ/kg, contenido de azufre: 2% p/p

<sup>C</sup>: PC: 10.000 kJ/kg, contenido de azufre: 2% p/p

### II.4. Justificación de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas

Las normas de emisión son uno de los instrumentos regulatorios más utilizados para el control de la contaminación, en particular para la contaminación hídrica y atmosférica. Establecen límites a la cantidad de contaminantes emitidos al aire o al agua que pueden producir las instalaciones industriales o fuentes emisoras en general. La CONAMA establece que el objetivo de estas normas puede ser la prevención de la contaminación o de sus efectos, o bien ser un medio para reestablecer los niveles de calidad del aire o del agua

<sup>2</sup> [http://www.ort.cl/tavec/quimica\\_destrozono.html](http://www.ort.cl/tavec/quimica_destrozono.html)

<sup>3</sup> *Manual Ambiental* del Ministerio Alemán para la Cooperación y el Desarrollo (Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, BMZ)

<http://ces.iisc.ernet.in/energy/HC270799/HDL/ENV/enven/begin.htm#Environmental%20Handbook>



cuando estos han sido sobrepasados. Su aplicación puede ser a nivel nacional o a nivel local dependiendo del objetivo de protección que tenga la norma.

En el caso específico de los NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> y el MP, según lo visto antes en esta sección, sus efectos no sólo ocurren cuando hay una alta concentración de ellos en la atmósfera, es decir, al superarse la norma de calidad del aire. Los efectos también aparecen en lugares muy distantes del punto de emisión en diversas formas, siendo las más importantes la depositación ácida, con la consecuente acidificación y eutrofización de cuerpos de agua y el daño a la salud humana y a la producción agrícola. Por lo tanto, no sólo es importante establecer una norma de calidad del aire, sino que además es importante limitar las emisiones de los distintos tipos de fuentes.

### III. NORMAS DE EMISIÓN VIGENTES

En este capítulo se revisarán las normas de emisión vigentes para cada uno de los países mencionados en el Artículo 7 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, incluyendo los límites de emisión, la vigencia y los sistemas de monitoreo que requieren. Al final se hará una comparación entre todas ellas para distinguir el nivel de exigencia y además un análisis de las normas según el nivel de ingresos de los países.

#### III.1. Argentina

La Resolución de la Secretaría de Energía y Minería (SEyM) 0108/2001 establece las siguientes concentraciones máximas de emisión, para dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y material particulado total (MPT). (Puede encontrar una copia de dicha Resolución en el Anexo 1.1)

**Tabla III-1: Normas de emisión para Centrales Térmicas a Vapor (mg/m<sup>3</sup>N)**

Combustible	SO <sub>2</sub>	MPT	NO <sub>x</sub>
Fuel oil	1.700	140	600
Carbón	1.700	120	900
Gas Natural	sr	6	400

sr: Sin regulación

Para las calderas que utilizan mezclas de combustibles, el nivel máximo de emisión se calculará en base al porcentaje de calorías aportadas por cada combustible.

**Tabla III-2: Normas de emisión para Turbinas de gas (mg/m<sup>3</sup>N)**

Combustible	SO <sub>2</sub>	MPT	NO <sub>x</sub>
Líquido	<sup>A</sup>	20	100
Gas Natural	sr	6	100

<sup>A</sup>: < 0,5% contenido Azufre

sr: Sin regulación

Las emisiones máximas de las centrales a ciclo combinado corresponden a los límites establecidos para las centrales térmicas a gas (Tabla III-2).

Es importante notar que esta resolución comenzó a regir desde su publicación en el Boletín Oficial, el 1 de febrero de 2001, y que, tal como advirtió la resolución, "aplica tanto para las empresas de generación eléctrica en explotación actualmente como para las que se instalen en el futuro." Lo anterior se cumple salvo para las centrales existentes a la fecha de publicación, las que están exentas de cumplir la norma de NO<sub>x</sub>.

Las exigencias en cuanto a las mediciones de las emisiones también depende del tipo de central y de combustible utilizado, tal como se puede ver en la siguiente tabla.

**Tabla III-3: Mediciones establecidas en la norma Argentina, según tipo de central**

Tipo de Central	Condición	Contaminantes a medir	Tipo de Medición
Turbinas de vapor	Potencia unitaria menor a 75 MW	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones periódicas según establezca el ENRE
	Potencia unitaria mayor a 75 MW	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones continuas
	Combustible sólo gas natural	NO <sub>x</sub> y MPT	Mediciones trimestrales
Turbinas de gas <sup>A</sup>		NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones periódicas según establezca el ENRE
Ciclo combinado	Sin combustible adicional en recuperador de calor	NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones periódicas según establezca el ENRE
	Con gas natural adicional en recuperador de calor	NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones periódicas según establezca el ENRE
	Con combustible líquido liviano adicional en recuperador de calor	NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones periódicas según establezca el ENRE
		SO <sub>2</sub>	Medición mensual de contenido de azufre en combustible
Con fuel oil adicional en recuperador de calor y potencia total mayor a 250 MW	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>2</sub> y MPT	Mediciones continuas	

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

A: Además, cuando se utiliza combustible líquido, realizar análisis mensual de contenido de azufre en combustible

## III.2. Australia

El "Australian Department of Environment and Heritage" declara que en Australia no existen normas de emisión a nivel nacional, y le da competencia a los diferentes estados y territorios para desarrollar sus propias normas<sup>4</sup>.

Específicamente el estado de New South Wales (uno de los estados más importantes, donde está Sydney) tiene un sistema de licencias de emisión bien particular, que se llama "Load Based Licensing"<sup>5</sup> y que fue implementado a partir del "*Protection of the Environment Operations (General) Regulation 1998*". Según éste, las empresas tienen que pagar una licencia, la que se calcula en base al total anual de emisiones de la planta, con un tope máximo de emisiones. Ese tope depende de la zona específica donde se instale la planta. Es decir, el nivel de emisiones es traducido a un valor en dinero que deben pagar las plantas.

<sup>4</sup> <http://www.deh.gov.au/atmosphere/airquality/standards.html>

<sup>5</sup> Se puede encontrar un documento oficial con respecto a este sistema de licencias en el Anexo 2.1

### III.3. Brasil

La Resolución del Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) N° 08 del 6 de Diciembre de 1990<sup>6</sup> establece los niveles máximos de emisión para procesos de combustión externa (calderas, generadoras de vapor, centrales para generación de energía eléctrica, hornos, gasificadores, etc.). Es una resolución específica que establece valores para los límites de emisión, según lo establecido en la Resolución de CONAMA N° 05 del 15 de junio de 1989 acerca del Programa Nacional de Control de la Calidad del Aire.

La norma de emisión depende del área en que se emplace la fuente de emisión. Existen tres tipos de áreas (Área clase I, clase II y clase III), cuyas características fueron definidas en la Resolución de CONAMA N° 05/1989. Las áreas clase I corresponden a zonas de conservación o preservación (como parques nacionales, reservas ecológicas y zonas de turismo) y cuentan con las normas de emisión más exigentes. Las áreas clase II y III corresponden a aquellas donde el nivel de deterioro de la calidad del aire esté limitado por la norma secundaria y primaria de calidad del aire, respectivamente. Los órganos estatales de medio ambiente son los que proponen a sus respectivos Estados la distribución de dichas áreas.

La tabla siguiente muestra las normas asociadas a centrales de generación con una capacidad menor a 70 MW de potencia nominal total.

**Tabla III-4: Normas de emisión para centrales (grs /Gcal<sup>7</sup>)  
(Potencia nominal total < 70 MW)**

Tipo de área	Combustible	MP	SO <sub>2</sub>
Clase I. Preservación	Cualquiera	0	0
Clase I. Conservación	Cualquiera	120	2000
Clase II y III	Petróleo	350	5000
Clase II y III	Carbón	1500	5000

Adicionalmente, las centrales de este tamaño ubicadas en áreas de Clase I deberán utilizar, como máximo, 3.000 ton/año de combustible. No obstante, los órganos estatales de medio ambiente podrán autorizar cantidades mayores de manera excepcional.

<sup>6</sup> Una copia de dicha resolución se puede encontrar en el Anexo 1.2.

<sup>7</sup> Considerando el PCS del combustible

**Tabla III-5: Normas de emisión para centrales (grs /Gcal<sup>7</sup>)  
(Potencia nominal total > 70 MW)**

Tipo de área	Combustible	MP	SO <sub>2</sub>
Clase I. Preservación	Cualquiera	0	0
Clase II. Conservación	Cualquiera	0	0
Área II y III	Petróleo	120	2000
Área II y III	Carbón	800	2000

Estos límites de emisión comenzaron a regir desde la publicación en el Diario Oficial, el 28 de diciembre de 1990, y aplica para todas las fuentes nuevas, es decir, aquellas que no hayan obtenido la licencia del órgano ambiental antes de dicha fecha de publicación. En la Resolución de CONAMA Nº 05/1989 se establece que los límites de emisión serán más rígidos para las fuentes nuevas.

En esta norma no hay referencia a los sistemas de monitoreo que se utilizarán para la fiscalización del cumplimiento.

### III.4. Canadá

Las normas de emisión se encuentran en las guías para fuentes nuevas, *New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation*, publicado en el diario oficial *Canada Gazette* el 4 de enero de 2003 (Este documento se puede encontrar en el Anexo 1.3). Las directrices se publicaron bajo el *Canadian Environmental Protection Act* e incluye límites de emisión para SO<sub>2</sub>, NOx y MP.

La primera columna de la Tabla III-6 muestra las concentraciones de emisión admisibles. Las nuevas regulaciones contemplan que se limite la emisión de acuerdo a la cantidad neta de electricidad producida y no según la cantidad de energía incorporada como combustible al sistema, como ocurría en la legislación anterior. Esta modificación busca fomentar tecnologías energéticamente más eficientes.

La segunda columna muestra la conversión a unidades equivalentes del nuevo límite para poder hacer una comparación con el límite anterior, que aparece en la tercera columna. (La transformación se realizó asumiendo que se requiere agregar al sistema 9,4 GJ de energía para producir 1 MWh de energía neta, según la eficiencia actual de las plantas de producción de 38%)<sup>8</sup>. Se puede ver que nueva normativa no distingue según tipo de combustible y que fija valores bastante más exigentes.

<sup>8</sup> Thermal Power Generation Emissions, National Guidelines for New Stationary Sources, Discussion Document, [http://www.ec.gc.ca/CEPARRegistry/documents/participation/thermal/guide\\_dpap.cfm](http://www.ec.gc.ca/CEPARRegistry/documents/participation/thermal/guide_dpap.cfm)

**Tabla III-6: Normas de emisión para las centrales de generación termoelectricas**

Parámetro	Legislación Actual (Para fuentes nuevas)		Legislación Anterior
	Regulación (kg/MWh output neto <sup>A</sup> )	Equivalencia (ng/J input)	Regulación (ng/J input)
SO <sub>2</sub> <sup>B</sup>	4,24 y 92% de reducción mínima, ó 2,65 y 75% de reducción mínima, ó 0,53	451 282 56	258 ó 90% de reducción mínima
NOx	0,69	73	170 (combustible sólido) 110 (combustible líquido) 50 (combustible gaseoso)
PM	0,095	10	43

Nota: además se exige que la opacidad sea menor que el 20% (hasta 40% por 6 minutos de cada hora)

<sup>A</sup>: Todos los valores son en base a una media móvil de 720 horas.

<sup>B</sup>: En la regulación nueva se puede optar por alguno de los tres conjuntos de límites de emisión. En la norma anterior se podía optar entre uno de los dos valores.

Estos límites de emisión aplican para fuentes nuevas, es decir, para cualquier unidad generadora nueva incluyendo las que reemplazan alguna existente con tecnología equivalente o con cualquier otra tecnología generadora de vapor basada en la combustión de combustibles fósiles, cuya operación comercial comenzó después del 1 de abril de 2003. Para las fuentes existentes continuará rigiendo la norma anterior, del 15 de mayo de 1993.

En cuanto al monitoreo de las emisiones, la norma establece que se debe instalar un sistema de monitoreo continuo (CEMS) para ciertos contaminantes dependiendo del tipo de combustible, como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla III-7: Sistemas de monitoreo para los distintos contaminantes según tipo de combustible**

Tipo de combustible	SO <sub>2</sub>	NOx	Opacidad
Sólido	CEMS	CEMS	CEMS
Líquido	CEMS	CEMS	CEMS
Gas	-	CEMS	-

### III.5. Estados Unidos de América

El New Source Performance Standard (NSPS), que implementa la sección 111(b) del Clean Air Act (CAA), fija los límites máximos de emisión para distintos tipos de fuentes a nivel federal. Específicamente hay normas de emisión para plantas generadoras a vapor y para aquellas que funcionan con turbinas de gas, las que se verán a continuación.

### III.5.1 Plantas generadoras a vapor<sup>9</sup>

Para las generadoras a vapor, las normas aplican a aquellas con input de calor sobre 73 MW. Están establecidas para MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> y no distinguen según tipo de combustible utilizado salvo excepciones. Para los contaminantes en los que existen dos parámetros se debe cumplir a lo menos uno de ellos. En la tabla siguiente se muestran las normas de emisión para este tipo de plantas.

**Tabla III-8: Normas de Emisión para plantas generadoras a vapor**

Contaminante	Parámetro	Unidad	Valor
MP	Emisión/input de calor, ó	ng/j	6,4
	Porcentaje de abatimiento mínimo	%	99,9
SO <sub>2</sub> <sup>A</sup>	Emisión/energía bruta producida, ó	ng/j	180
	Porcentaje de abatimiento mínimo	%	95 <sup>B</sup>
NO <sub>x</sub> , como NO <sub>2</sub> <sup>A</sup>	Emisión/ energía bruta producida	ng/j	130 <sup>C</sup>

<sup>A</sup>: Los valores para estos contaminantes se calculan en base media móvil de 30 días

<sup>B</sup>: Para unidades que utilicen 75% o más de carbón de desecho (coal refuse), la norma es de 94%.

<sup>C</sup>: Para unidades que utilicen gasificación integrada de ciclo combinado (IGCC) con combustible líquido como combustible suplementario, cuando queman sólo combustible líquido o en combinación con gas sintético pero con el líquido contribuyendo al 50% o más del input de calor, la norma es de 190 ng/j de energía bruta producida

Para este tipo de plantas también existe una norma de emisión para el mercurio (Hg). Allí la legislación es muy específica según tipo de carbón y de tecnología utilizada, como se puede ver en la siguiente tabla.

**Tabla III-9: Límite de emisión para el Mercurio (Hg) para plantas generadoras de electricidad a vapor**

Tecnología	Tipo de combustible	Límite de emisión (ng/j output bruto) <sup>A</sup>
Cualquiera salvo Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC) <sup>B</sup>	Carbón Bituminoso	0,0026
	Carbón Subbituminoso	0,0053 <sup>C</sup>
		0,0098 <sup>D</sup>
	Lignito	0,0183
	Carbón de desecho ("coal refuse")	0,00018
IGCC	Cualquiera	0,0025

<sup>A</sup>: Todos los valores en base a media móvil de 12 meses

<sup>B</sup>: Para combinación de combustibles se calcula un límite ponderado según el aporte de cada combustible al output de energía eléctrica.

<sup>C</sup>: Para plantas con Desulfuración Húmeda de Gases de Salida ("wet FGD")

<sup>D</sup>: Para plantas con Desulfuración Seca de Gases de Salida ("dry FGD")

Es importante notar las normas de emisión de la primera tabla rigen para las unidades cuya construcción haya comenzado después del 28 de Febrero de 2005, mientras que las de la

<sup>9</sup> Code of Federal Regulations, Title 40: Protection of the Environment, Parte 60, sección Da. Se puede encontrar este documento en el Anexo 1.4.

segunda tabla rigen para aquellas cuya construcción haya comenzado después del 30 de enero de 2004. Sin embargo, para algunos contaminantes existen normas distintas para proyectos cuya reconstrucción o modificación haya comenzado después de esa fecha. Además, para los proyectos cuya construcción, reconstrucción o modificación haya comenzado antes de dichas fechas, normas más laxas, de legislaciones anteriores, siguen rigiendo.

### III.5.2 Plantas que funcionan con turbinas de gas<sup>10</sup>

Existen normas distintas para centrales que funcionan con turbinas de gas mayores a 2,97 MW de input de calor (en base al PCI). Para el SO<sub>2</sub> se exige que las plantas cumplan con una de las siguientes condiciones:

- a) Una emisión máxima de 0,015% de SO<sub>2</sub> en volumen (en base seca con 15% de oxígeno)
- b) Quemar combustible con un máximo de 0,8% en peso

Para el NO<sub>x</sub>, específicamente para plantas mayores a 29,7 MW, el límite de emisión está dado por la siguiente fórmula:

$$X = 0,0075 * \frac{14,4}{Y} + F$$

donde:

X = límite de emisión para el 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 siguiente tabla:

---

<sup>10</sup> Code of Federal Regulations, Title 40: Protection of the Environment, Parte 60, sección GG. Se puede encontrar este documento en el Anexo 1.4.



**Tabla III-10: Determinación del valor de F para el cálculo del límite de NOx en plantas que funcionan con turbinas de gas**

Nitrógeno en combustible (% peso)	Valor de F (% NOx por volumen)
$N < 0,015$	0
$0,015 < N < 0,1$	$0,04*N$
$0,1 < N < 0,25$	$0,004+0,0067*(N-0,1)$
$N > 0,25$	0,005

N = Contenido de nitrógeno en el combustible (% peso)

Esta normativa para plantas con turbinas de gas rigen para plantas que hayan sido construidas a partir del 3 de octubre de 1977.

### III.5.3 Monitoreo de las emisiones

La normativa establece que se debe instalar sistemas de monitoreo continuo para:

- La opacidad de las emisiones, salvo si sólo se utiliza combustible gaseoso.
- SO<sub>2</sub>, salvo que sólo se utilice gas natural como combustible.
- NOx y mercurio en todos los casos.

### III.5.4 Normativas adicionales

De manera adicional, en Estados Unidos existe un programa de asignación de permisos que se llama New Source Review (NSR), el que se administra a nivel estatal o local por agencias de control de la contaminación. El procedimiento determina límites específicos de emisión, se realiza caso a caso, y uno de sus objetivos principales es el de asegurar que la calidad del aire no sea degradada de manera significativa, por lo que la exigencia varía según el grado de saturación del área donde ubica el proyecto. El otro gran objetivo es que las plantas utilicen la Mejor Tecnología Disponible. Esto se realiza con el procedimiento de Mejor Tecnología de Control Disponible (Best Available Control Technology - BACT), la cual busca obtener el máximo grado de control que puede ser logrado con la tecnología disponible a la fecha de la evaluación considerando los impactos específicos en términos económicos, energéticos y ambientales. En ningún caso se permite que luego de la aplicación del BACT el límite de emisión permitido sea menos exigente que los límites establecidos por el NSPS (en la tabla de más arriba), y en general se ha constatado que el NSR ha impuesto a los proyectos límites de emisión bastante más exigentes que el NSPS.

Además, en Estado Unidos ya se han implementado dos programas de bonos transables: uno para SO<sub>2</sub>, como parte de la lucha contra la lluvia ácida, y otro para NOx, como parte de la lucha contra el transporte interestatal de ozono, el cual impone un techo para la emisiones en los meses de enero en el este del país. En la propuesta del Clear Skies Act, que pretende modificar el actual Clean Air Act, se busca introducir tres programas de bonos adicionales.

### III.6. Japón

Japón regula las emisiones por medio de la Ley N° 97 de 1968, de Control de la Contaminación de Aire, enmendada por medio de la Ley N° 32 de 1996.

La Tabla III-11 muestra los parámetros regulados por esta ley para fuentes estacionarias, los que serán desarrollados más adelante en esta sección. Además la ley regula el uso de combustibles (contenido de azufre en combustibles).

**Tabla III-11: Normas de control de emisión en Japón**

Parámetro	Tipo de regulación
SO <sub>2</sub>	Control valor k
	Regulación uso combustible
	Control en emisión total
PM	Emisión
NOx	Emisión
	Control emisión total

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Gobierno de Japón<sup>11</sup>

#### III.6.1 Normas de emisión directas

Para el material particulado y los óxidos de nitrógeno, la normativa establece límites de emisión para las calderas. Éstos dependen del tamaño de la fuente y del tipo de combustible, los que se muestran en las siguientes tablas. Se debe notar que se tomaron los valores para plantas con caudales de los gases de salida mayores a 200.000 m<sup>3</sup>/h, lo que corresponde aproximadamente a una planta de 50 MW de output bruto.

**Tabla III-12: Límites de emisión para el material particulado según tipo de combustible**

Combustible	Escala (caudal de gases de salida, en m <sup>3</sup> /h)	Norma en área general (g/m <sup>3</sup> )	Norma en área especial (g/m <sup>3</sup> )
Gas	> 40.000	0,05	0,03
Líquido o líquido y gas	> 200.000	0,05	0,04
Carbón	> 200.000	0,1	0,05
Otros sólidos	> 40.000	0,3	0,15

Nota: las diferentes áreas geográficas están clasificadas como normales o especiales dependiendo de sus condiciones ambientales

<sup>11</sup> <http://www.env.go.jp/en/air/aq/air.html>

**Tabla III-13: Normas de emisión para NOx, según tipo de combustible y escala de la planta**

Combustible	Tamaño (caudal de gases de salida, en m <sup>3</sup> /h)	Norma (ppm)
Gas	> 500.000	60
	< 500.000	100
Líquido o líquido y gas	> 40.000	
	> 500.000	
	< 500.000	150
Carbón	> 10.000	200
	> 700.000	
	< 700.000	250
> 40.000		
Otros sólidos	> 700.000	200
	< 700.000	250
	> 40.000	

### III.6.2 Regulaciones de control indirecto de las emisiones

Además de las normas que controlan directamente la cantidad máxima de las concentraciones emitidas, existen cuerpos legales que buscan limitar las emisiones totales por distintos mecanismos. Estos mecanismos se exponen a continuación.

#### III.6.2.A Regulación "valor K" para SOx (1968)<sup>12</sup>

Esta normativa se diseñó para regular la emisión en zonas con muchas fuentes emisoras. Esta norma permite un nivel de emisión que se basa en la altura de la chimenea.

El nivel de emisión permitida para óxidos de azufre está dado por la siguiente expresión:

$$q \left[ \frac{m^3 N}{hr} \right] = K \cdot 10^{-3} \cdot H_e^2$$

Donde

**q**: Límite en emisión de SOx (m<sup>3</sup>N/h)

**K**: Constante para cada región (Actualmente varía entre 3,0 y 17,5)

**H<sub>e</sub>**: Altura efectiva de chimenea (m) (  $H_e = H_0 + 0,65 \cdot (H_m + H_r)$  )

**H<sub>0</sub>**: Altura de chimenea (m)

**H<sub>m</sub>**: Altura que asciende la pluma por la velocidad de salida (m)

<sup>12</sup> [http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki\\_03.html](http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki_03.html)

**H<sub>t</sub>**: Altura que asciende la pluma por diferencia de temperatura (m)

El valor de **K** está determinada por la concentración de emisores en el área para asegurar que la concentración en el suelo se encuentre dentro de rangos aceptables.

Las instalaciones nuevas tienen que cumplir con un nivel de K más exigente (1,75; 1,17 o 17,5 dependiendo de la ubicación).

### III.6.2.B Control emisión de SO<sub>x</sub> para toda el área (1974)<sup>13</sup>

Esta norma se diseñó para cubrir aquellas zonas en que, a pesar de cumplirse la normativa "valor K", las concentraciones ambientales eran altas debido a la gran cantidad de fuentes.

Regula la emisión total para las industrias, considerando la totalidad de sus fuentes. La emisión se establece por medio de la siguiente ecuación:

$$q \left[ \frac{m^3 N}{hr} \right] = a \cdot W^{0,85} + 0,3 \cdot a \cdot \left\{ (W + W_i)^{0,85} - W^{0,85} \right\}$$

Donde:

**q**: Emisión límite (m<sup>3</sup>N/h)

**a**: Constante definida por el Plan de Reducción (2, 3 o 5 dependiendo del área)

**W, W<sub>i</sub>**: Cantidad de combustibles y materias primas utilizado por las instalaciones que emiten humo, convertidos a una cantidad normalizada de fuel-oil pesado, en m<sup>3</sup>/h

W para las instalaciones existentes y W<sub>i</sub> para las nuevas instalaciones.

### III.6.2.C Control emisión de NO<sub>x</sub> para toda el área (1981)<sup>14</sup>

Para controlar la emisión total del NO<sub>x</sub>, se asignaron emisiones máximas totales para los establecimientos industriales. Este cuerpo legal establece un máximo considerando todas las fuentes de una instalación industrial.

La emisión se establece por medio de la siguiente ecuación:

$$Q = 0,6 \cdot \left\{ \sum (C \cdot V) + \sum (C_i \cdot V_i) \right\}^{0,95}$$

Donde:

**Q**: Emisión límite (m<sup>3</sup>N/h)

<sup>13</sup> [http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki\\_04.html](http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki_04.html)

<sup>14</sup> [http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki\\_05.html](http://www.epcc.pref.osaka.jp/apec/eng/history/page/taiki_05.html)

**C, C<sub>i</sub>**: Constante asignada a cada fuente emisora

**V, V<sub>i</sub>**: Volumen de gas emitido por cada fuente (10 miles m<sup>3</sup>N/h)

El subíndice *i* indica que son fuentes nuevas.

### III.7. México

Las Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994, Contaminación atmosférica - Fuentes fijas, determina los límites de emisión para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones. (Se puede encontrar una copia de dicha resolución en el Anexo 1.6.) Los límites analizados se encuentran, específicamente, en el punto 9.2 de esta norma. Los límites están determinados para cada tipo de combustible fósil, y varían según la zona en la que se encuentra la fuente. Se distingue tres zonas principales:

1. La Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM)
2. Zonas Críticas (ZC): las zonas metropolitanas de Monterrey y Guadalajara y más de 10 otros centros urbanos e industriales
3. Resto del País (RP)

La siguiente tabla resume las normas relevantes.

**Tabla III-14: Normas de emisiones para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles, con input de calor mayor a 30,5 MW<sup>15</sup>**

Contaminante	Unidad	Zona	Tipo de combustible		
			Sólidos	Líquidos	Gaseosos
Partículas (PST)	mg/m <sup>3</sup> (kg/10 <sup>6</sup> kcal)	ZMCM	60 (0,090)	60 (0,090)	NA
		ZC	250 (0,375)	250 (0,375)	NA
		RP	350 (0,525)	350 (0,525)	NA
Dióxido de azufre	ppmV (kg/10 <sup>6</sup> kcal)	ZMCM	550 (2,16)	550 (2,16)	NA
		ZC	1100 (4,31)	1100 (4,31)	NA
		RP	2200 (8,16)	2200 (8,16)	NA
Óxidos de nitrógeno	ppmV (kg/10 <sup>6</sup> kcal)	ZMCM	110 (0,309)	110 (0,309)	110 (0,281)
		ZC	110 (0,309)	110 (0,309)	110 (0,281)

<sup>15</sup> NOM-085-SEMARNAT-1994, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas, punto 9.2

Contaminante	Unidad	Zona	Tipo de combustible		
			Sólidos	Líquidos	Gaseosos
		RP	375 (1,052)	375 (1,052)	375 (0,959)

Nota 1: En todos los casos el exceso de aire de combustión no debe superar el 25 % en volumen.

Nota 2: Las concentraciones referidas a 25°C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca.

ZMCM: Zona Metropolitana de la Ciudad de México

ZC: Zonas Críticas

RP: Resto del País

NA: No Aplica

En la tabla se puede apreciar que las normas están dadas en dos unidades, cuya equivalencia dependerá de las condiciones de operación de cada planta. Se deberá cumplir al menos uno de los dos valores<sup>16</sup>.

Esta norma aplicó para todas las fuentes nuevas, es decir, todas las fuentes aprobadas para su instalación después de su fecha de publicación en el Diario Oficial, el 2 de diciembre de 1994. Para las fuentes existentes, una norma menos exigente rigió desde la publicación hasta el 31 de diciembre de 1997. Desde el 1 de enero de 1998, las fuentes existentes también debieron cumplir la norma expuesta en este documento, salvo para el SO<sub>2</sub> y el MP en las zonas críticas en las que no existía disponibilidad de los combustibles con la calidad ecológica establecida en las normas oficiales mexicanas respectivas.

En cuanto a los sistemas de monitoreo, la norma mexicana establece claramente las frecuencias mínimas de medición y los tipos de evaluación y métodos equivalentes según tipo de contaminante y de combustible, como se muestra en la siguiente tabla.

---

<sup>16</sup> Este punto no está del todo claro en la norma. Allí sólo se lee "entre paréntesis se expresa el equivalente de la concentración en unidades de kg/10<sup>6</sup> kcal.", pero no se explicita que se pueda cumplir cualquiera de ellas. Sin embargo, en la *Sección II - Contaminación Atmosférica*, de la "Solicitud de Licencia Ambiental de Funcionamiento" del Estado de Guanajuato, se permite comparar las emisiones del establecimiento con cualquiera de los dos valores. Dicha solicitud se puede encontrar en el Anexo 2.4.

**Tabla III-15: Sistema de monitoreo establecido por la normativa mexicana.**

Parámetro	Tipo de combustible	Frecuencia mínima de medición	Tipo de evaluación	Método equivalente
Partículas suspendidas totales	Sólido y líquido	1 vez cada 6 meses	Isocinético	-
NOx	Sólido, líquido y gas	Permanente <sup>A</sup>	Continuo; quimiluminiscencia o equivalente	Infrarrojo no dispersivo
O <sub>2</sub>	Líquido y gas	Permanente	Continua; campo magnético o equivalente	Orsat (O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> y CO) o óxidos de zirconio
SO <sub>2</sub>	Sólido y líquido	Una vez por año	Medición indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	Vía húmeda o infrarrojo no dispersivo

<sup>A</sup>: En México DF, Guadalajara y Monterrey con duración de al menos 7 días una vez cada 3 meses; en el resto del país con una duración de al menos 7 días cada 6 meses.

### III.8. Nueva Zelanda

Hasta el año 1991 en Nueva Zelanda rigió el "Clean Air Act", el que establecía un sistema de permisos en base al "mejor medio utilizable en la práctica" (Best Practicable Means - BPM) según el cual se obligaba a las empresas a utilizar la mejor tecnología disponible al momento de la construcción.

Esto fue reemplazado en 1991 por el "Resource Management Act", según el cual las empresas deben cumplir con límites de calidad para varios contaminantes. Es decir, los proyectos deben estimar sus emisiones y con ello predecir la concentración máxima a nivel de suelo, a través de modelos de dispersión aprobados. Esta concentración no debe superar la norma de calidad.<sup>17</sup> No existen normas de emisión.

### III.9. Suiza

La Ordenanza sobre el Control de la Contaminación del Aire (OAPC: Ordinance on Air Pollution) del 16 de Diciembre de 1985 (actualizada por última vez el 28 de marzo de 2000), es una regulación muy detallada para las emisiones de una gran variedad de contaminantes y fuentes. Contiene además normas para los combustibles y para el diseño de las chimeneas, así como las normas de calidad del aire para diversos contaminantes. Este documento se puede encontrar en el Anexo 1.7.

<sup>17</sup> En el Anexo 2.5 se puede encontrar un formulario que debe ser relleno por los Titulares de los proyectos, donde se ve claramente que lo que se evalúa es el impacto sobre la calidad del Aire.

La Ordenanza establece *regulaciones generales* que aplican a todo tipo de fuentes, las que se encuentran a continuación. Además contiene regulaciones adicionales o diferentes para casos específicos (industria metalúrgica, industria del petróleo, agricultura, etc.). Entre ellos están las *instalaciones de combustión* y las *turbinas de gas*, cuyos límites de emisión también se presentan en esta sección. Adicionalmente se presentan los requerimientos para los combustibles que pueden ser utilizados en cualquiera de los dos tipos de plantas.

Las normas de emisión que se muestran en esta sección aplican a todas las fuentes nuevas (según fecha de última actualización del 28 de marzo de 2000). No obstante, la autoridad puede requerir límites de emisión más estrictos en el caso que se estime que una fuente nueva hará que se supere algún estándar de calidad del aire.

Estas normas de emisión también aplican para las fuentes existentes, por lo que aquellas que no cumplen con ellas deben reacondicionarse dentro de un plazo definido. El plazo estándar es de 5 años, pero éste puede ser más corto (mínimo 30 días) si el reacondicionamiento se puede hacer sin grandes inversiones o si las emisiones exceden en tres veces el valor de los límites establecidos. También puede ser alargado hasta 10 años en algunos casos especiales. La autoridad también puede exigir a las fuentes existentes límites de emisión más estrictos que los que aparecen en esta sección si se determina que una planta causa la superación de la norma de calidad del aire. Si más de una fuente es la que causa el exceso de contaminación se aplica un "plan de acción" para descontaminar.

### III.9.1 Regulaciones Generales

#### III.9.1.A Límites de emisión para partículas de polvo totales

Para un flujo másico mayor a 0,5 kg/h, el límite de emisión para partículas de polvo totales es de 50 mg/m<sup>3</sup>.

#### III.9.1.B Límites de emisión para sustancias inorgánicas gaseosas

Las emisiones de sustancias orgánicas gaseosas que se encuentran reguladas se muestran en la siguiente tabla. Cada una de las sustancias inorgánicas se clasifica en clase 1, 2, 3 o 4 y se aplican concentraciones máximas para cada clase de sustancia, como se ve en la tabla de más abajo. La norma aplica para las fuentes que tienen un flujo mínimo superior a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancia.

**Tabla III-16: Sustancias inorgánicas gaseosas reguladas y su respectiva clase<sup>18</sup>**

Sustancia	Clase
Amoniaco y sus compuestos, como amoniaco	3

<sup>18</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 62, página 26.



Bromo y sus compuestos gaseosos, como bromuro de hidrógeno	2
Cloro	2
Compuestos de cloro, excepto cloruro de cianógeno y fosgeno, como cloruro de hidrógeno	3
Cloruro de cianógeno	1
Flúor y sus compuestos gaseosos, como fluoruro de hidrógeno	2
Arsina de hidrógeno	1
Cianuro de hidrógeno	2
Fosfuro de hidrógeno	1
Sulfuro de Hidrógeno	2
Óxidos de Nitrógeno (NO y NO <sub>2</sub> ), como NO <sub>2</sub>	4
Fosgeno	1
Óxidos de azufre (SO <sub>2</sub> y SO <sub>3</sub> ), como SO <sub>2</sub>	4

**Tabla III-17: Límite de emisión para cada clase de sustancia y condición de flujo para aplicación de la norma<sup>19</sup>**

Clase	Condición: Flujo mayor a: (g/h)	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
1	10	1
2	50	5
3	300	30
4	2500	250

### *III.9.1.C Límites de emisión para sustancias inorgánicas en material particulado*

Las emisiones que se encuentran reguladas de sustancias inorgánicas (como parte del material particulado) se muestran en la siguiente tabla. Cada una de las sustancias inorgánicas se clasifica en clase 1, 2 o 3 y se aplican concentraciones máximas para cada clase de sustancia, las que están definidas en la Tabla III-19. La norma aplica para las fuentes que tienen un flujo mínimo superior a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancia.

<sup>19</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 61, página 26.

**Tabla III-18: Sustancias inorgánicas en el MP reguladas y su respectiva clase<sup>20</sup>**

Sustancia	Expresada como	Clase	
Antimonio <sup>A</sup>	y sus componentes	Sb	3
Arsénico <sup>B</sup>	y sus componentes excepto arsina	As	2
Cromo <sup>C</sup>	y sus componentes	Cr	3
Cobalto <sup>D</sup>	y sus componentes	Co	2
Cobre	y sus componentes	Cu	3
Cianidos <sup>E</sup>		CN	3
Estaño	y sus componentes	Sn	3
Fluorados <sup>F</sup>	en polvo	F	3
Plomo	y sus componentes	Pb	3
Manganeso	y sus componentes	Mn	3
Mercurio	y sus componentes	Hg	1
Níquel <sup>F</sup>	y sus componentes	Ni	2
Paladio	y sus componentes	Pd	3
Platino	y sus componentes	Pt	3
Polvo de Cuarzo	como polvo cristalino	SiO <sub>2</sub>	3
Rodio	y sus componentes	Rh	3
Selenio	y sus componentes	Se	2
Telurio	y sus componentes	Te	2
Talio	y sus componentes	Tl	1
Vanadio	y sus componentes	V	3

<sup>A</sup>: Salvo Trióxido de Antimonio en forma respirable

<sup>B</sup>: Salvo Trióxido y Pentóxido de Arsénico, ácido arsenioso y arsénico y sus sales, en forma respirable

<sup>C</sup>: Salvo Compuestos de Cromo (VI)

<sup>D</sup>: Salvo Cobalto en forma de polvo respirable y aerosoles de metal de cobalto y sales de cobalto de baja solubilidad

<sup>E</sup>: Si es soluble

<sup>F</sup>: Salvo Níquel en forma de polvo respirable o aerosoles de metal de níquel, sulfuro, óxido, carbonato y tetracarbonilo de níquel

Nota: Las excepciones de las notas A, B, C, D y F se basan en que son compuestos carcinogénicos

<sup>20</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 52, página 25.

**Tabla III-19: Límite de emisión para cada clase de sustancia y condición de flujo para aplicación de la norma<sup>21</sup>**

Clase	Condición: Flujo mayor a: (g/h)	Límite de emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
1	1	0,2
2	5	1
3	25	5

Nota: Los límites consideran la masa total emitida incluyendo compuestos gaseosos y vaporosos

Si los gases emitidos contienen varias sustancias de la misma clase, los límites aplican sobre la suma de todas las sustancias emitidas

### III.9.2 Regulaciones para instalaciones de combustión

Las regulaciones adicionales o diferentes para las emisiones de las instalaciones de combustión se encuentran definidas para cada tipo de combustible, como se puede ver en las siguientes tablas.

**Tabla III-20: Normas de emisión específicas para instalaciones de combustión que utilizan gas<sup>22</sup>**

Parámetro	Condición	Unidad	Valor
CO	-	mg/m <sup>3</sup>	100
SOx (como SO <sub>2</sub> )	-	mg/m <sup>3</sup>	250 <sup>A</sup>
NOx: NO y NO <sub>2</sub> (como NO <sub>2</sub> )	Input de calor de sobre 350 kW	mg/m <sup>3</sup>	80 <sup>B</sup>
		mg/m <sup>3</sup>	110 <sup>C</sup>
Compuestos de amoníaco y amonio (como NH <sub>3</sub> )	Instalaciones de combustión adaptados con un sistema de desnitrificación	mg/m <sup>3</sup>	30

Nota: Los valores de los límites de emisión se refieren al input de calor nominal y un contenido de oxígeno en el gas de salida de 3%

<sup>A</sup>: Corresponde al valor de las regulaciones generales para flujo mayor a 2500 g/h.

<sup>B</sup>: Límite de emisión para temperatura de hasta 110 °C en el fluido transportador.

<sup>C</sup>: Límite de emisión para temperaturas mayores a 110 °C en el fluido transportador.

<sup>21</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 51, página 24.

<sup>22</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 411, página 69.

**Tabla III-21: Normas de emisión específicas para instalaciones de combustión que utilizan fuel oil extra light<sup>23</sup>**

Parámetro	Condición	Unidad	Valor
Número de mancha <sup>24</sup>	Instalaciones con quemadores de tiro forzado	-	1
	Instalaciones con quemadores de vaporización	-	2
CO	Instalaciones con quemadores de tiro forzado	mg/m <sup>3</sup>	80
	Instalaciones con quemadores de vaporización ajustados con un ventilador	mg/m <sup>3</sup>	150
SOx (como SO <sub>2</sub> )	-	mg/m <sup>3</sup>	250 <sup>A</sup>
NOx: NO y NO <sub>2</sub> (como NO <sub>2</sub> )	Input de calor de sobre 350 kW	mg/m <sup>3</sup>	120 <sup>B</sup>
		mg/m <sup>3</sup>	150 <sup>C</sup>
Compuestos de amoníaco y amonio (como NH <sub>3</sub> )	Instalaciones de combustión adaptados con un sistema de desnitrificación	mg/m <sup>3</sup>	30

Nota: Los valores de los límites de emisión se refieren al input de calor nominal y un contenido de oxígeno en el gas de salida de 3%

<sup>A</sup>: No hay regulación específica. Este valor corresponde al de las regulaciones generales para flujo mayor a 2500 g/h.

<sup>B</sup>: Límite de emisión para temperatura de hasta 110 °C en el fluido transportador.

<sup>C</sup>: Límite de emisión para temperaturas mayores a 110 °C en el fluido transportador.

**Tabla III-22: Normas de emisión específicas para instalaciones de combustión con input de calor sobre 100 MW que utilizan fuel oil mediano y pesado<sup>25</sup>**

Parámetro	Unidad	Valor
Partículas de polvo totales	mg/m <sup>3</sup>	50
CO	mg/m <sup>3</sup>	170
SOx (como SO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	400
NOx: NO y NO <sub>2</sub> (como NO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	150
Compuestos de amoníaco y amonio <sup>A</sup>	mg/m <sup>3</sup>	30

Nota: Los valores de los límites de emisión se refieren al input de calor nominal y un contenido de oxígeno en el gas de salida de 3%

<sup>A</sup>: Aplica para instalaciones de combustión adaptadas con un sistema de desnitrificación

<sup>23</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 411, página 69.

<sup>24</sup> Número de mancha: El grado de ennegrecimiento sobre un filtro de papel causado por los gases a la salida de la chimenea. La escala comparativa usada para determinar el número de mancha (según el método de Bacharach), tiene 10 grados, numerados del 0 al 9.

<sup>25</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 421, página 71.

**Tabla III-23: Normas de emisión específicas para instalaciones de combustión con input de calor sobre 100 MW que utilizan carbón, aglomerado de carbón y petcoke <sup>26</sup>**

Parámetro	Unidad	Valor
Partículas de polvo totales	mg/m <sup>3</sup>	50
CO	mg/m <sup>3</sup>	250
SOx (como SO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	400
Reducción de azufre mínima	%	85
NOx: NO y NO <sub>2</sub> (como NO <sub>2</sub> )	%	250 <sup>A</sup>
Compuestos de amoníaco y amonio <sup>B</sup>	mg/m <sup>3</sup>	30

Nota: Los valores de los límites de emisión se refieren al input de calor nominal y un contenido de oxígeno en el gas de salida de 7% (volumen)

<sup>A</sup>: No hay regulación específica. Este valor corresponde al de las regulaciones generales para flujo mayor a 2500 g/h.

<sup>B</sup>: Aplica para instalaciones de combustión adaptadas con un sistema de desnitrificación

### III.9.3 Regulaciones para turbinas de gas

Las regulaciones específicas para turbinas de gas<sup>27</sup> consideran una concentración máxima de emisión. La concentración permitida se estandariza a un contenido de 15% de oxígeno en los gases emitidos y varía según el input de calor nominal (aquí sólo se consideran los rangos más altos dado que en este trabajo interesan plantas con potencia mayor a 50 MW). La siguiente tabla muestra los límites fijados por la normativa.

<sup>26</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 511, página 72.

<sup>27</sup> Ordinance on Air Pollution. Anexo 2, punto 83, página 62.

**Tabla III-24: Regulaciones Suizas para turbinas de gas**

Parametro	Condición	Unidad	Valor
Número de mancha <sup>28</sup>	Input de calor de más de 20 MW	-	2
CO	Input de calor de más de 40 MW	mg/m <sup>3</sup>	120
SOx (como SO <sub>2</sub> )	Flujo másico mayor a 2.5 kg/h	mg/m <sup>3</sup>	120
NOx: NO y NO <sub>2</sub> (como NO <sub>2</sub> )	Input de calor de más de 40 MW	mg/m <sup>3</sup>	50 <sup>A</sup>
		mg/m <sup>3</sup>	120 <sup>B</sup>

Nota: Los valores de los límites de emisión se refieren al input de calor nominal y un contenido de oxígeno en el gas de salida de 15%

<sup>A</sup>: Para los combustibles descritos en la Tabla III-25

<sup>B</sup>: Para otros combustibles

**Tabla III-25: Combustibles gaseosos que se encuentran regulados con una emisión máxima de 50 mg/m<sup>3</sup> de NOx<sup>29</sup>**

Combustible
Gas Natural, gas de petróleo o gas local proveído por los servicios públicos <sup>A</sup>
Gas licuado de propano o butano <sup>A</sup>
Hidrógeno
Gases similares al gas natural, gas de petróleo o gas local, como biogás de agricultura o de plantas de tratamiento de agua
Gases de rellenos sanitarios <sup>B</sup>

<sup>A</sup>: El contenido de azufre no debe superar 190 mg/kg

<sup>B</sup>: El contenido de cloro y flúor orgánico e inorgánico, indicado como HCl y HF, no debe superar 50 mg/m<sup>3</sup>

#### III.9.4 Requerimientos para los combustibles

Como se ha mencionado existen normativas para las características de los combustibles que pueden ser utilizados en la combustión<sup>30</sup>. La tabla siguiente muestra las restricciones que deben cumplir los distintos tipos de combustibles.

<sup>28</sup> Número de mancha: El grado de ennegrecimiento sobre un filtro de papel causado por los gases a la salida de la chimenea. La escala comparativa usada para determinar el número de mancha (según el método de Bacharach), tiene 10 grados, numerados del 0 al 9.

<sup>29</sup> Ordinance on Air Pollution. Figura 41 del Anexo 5.

<sup>30</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 21 del Anexo 3 y Anexo 5.

**Tabla III-26: Límites de concentración de azufre en distintos tipos de combustibles<sup>31</sup>**

Tipo de Combustible	Subtipo	Límite en contenido de azufre (%)
Fuel Oil Extra light	-	0,2 <sup>A</sup>
Fuel Oil Mediano y Pesado	Clase A	1,0
Fuel Oil Mediano y Pesado	Clase B	2,8
Carbón, aglomerado de carbón y petcoke	Clase A	1,0
Carbón, aglomerado de carbón y petcoke	Clase B	3,0

Nota: a los combustibles no se podrá agregar aditivos con compuestos halógenos o de metales pesados (excepto de hierro). Tampoco se podrá mezclar con petróleo residual (waste oil).

<sup>A</sup>: No se podrán incorporar aditivos con compuestos de Magnesio ya que distorsionan las mediciones del número de mancha (soot number)

### III.9.5 Sistemas de monitoreo

La norma suiza establece que las autoridades locales estarán a cargo de asegurarse que se cumple con los límites de emisión. Establece además que éstas pueden exigir sistemas de monitoreo continuo a aquellas instalaciones que puedan tener altos niveles de emisiones, pero no entra en detalle acerca de cuáles son esos niveles.

Por otra parte, las mediciones deben hacer de acuerdo a lo establecido por la Agencia Suiza para el Medio Ambiente, los Bosques y el Paisaje (Swiss Agency).

## III.10. Unión Europea

### III.10.1 Normas para instalaciones de combustión

Las normas de limitación de emisiones se encuentran en la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 23 de octubre de 2001, sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. (Esta directiva se puede encontrar en el Anexo 1.8.) Las normas para instalaciones nuevas se encuentran en el apartado B de los anexos III al VII de la directiva y están determinadas para cada tipo de combustible. En algunos casos varía según el tamaño de la central. Hay condiciones especiales para las *Regiones Ultraperiféricas*, definidas como 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. Los límites de emisión se encuentran en las tablas a continuación.

<sup>31</sup> Ordinance on Air Pollution. Punto 1 del Anexo 5.

**Tabla III-27: Límites de emisión para instalaciones de combustión que funcionan con Combustibles Sólidos**

Contaminante	Unidad	Tipo de Combustible	Potencia Térmica Nominal		
			50 a 100 MW	100 a 300 MW	> 300 MW
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	Biomasa	200	200	200
		Caso general	850	200 <sup>A</sup>	200
NOx	mg/Nm <sup>3</sup>	Biomasa	400	300	200
		Caso general	400	200 <sup>B</sup>	200
MP	mg/Nm <sup>3</sup>	Todos	50	30	30

Nota: Contenido de O<sub>2</sub> por volumen en gas residual: 6%

<sup>A</sup>: En Regiones Ultraperiféricas se aplica de 850 a 200 mg/Nm<sup>3</sup> (disminución lineal)

<sup>B</sup>: En Regiones Ultraperiféricas se aplica 300 mg/Nm<sup>3</sup>

**Tabla III-28: Límites de emisión para instalaciones de combustión que funcionan con Combustibles Líquidos**

Contaminante	Unidad	Potencia Térmica Nominal		
		50 a 100 MW	100 a 300 MW	> 300 MW
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	850	400 a 200 <sup>A</sup>	200
NOx	mg/Nm <sup>3</sup>	400	200 <sup>B</sup>	200
PM	mg/Nm <sup>3</sup>	50	30	30

Nota: Contenido de O<sub>2</sub> por volumen en gas residual: 3%

<sup>A</sup>: Disminución lineal. En Regiones Ultraperiféricas se aplica de 850 a 200 mg/Nm<sup>3</sup> (disminución lineal)

<sup>B</sup>: En Regiones Ultraperiféricas se aplica 300 mg/Nm<sup>3</sup>



**Tabla III-29: Límites de emisión para instalaciones de combustión que funcionan con Combustibles Gaseosos**

Contaminante	Unidad	Tipo de combustible	Potencia Térmica Nominal > 50 MW
SO <sub>2</sub>	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
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	Gas natural <sup>A</sup>	150 <sup>B</sup>
		Otros gases	200
PM	mg/Nm <sup>3</sup>	Combustibles gaseosos en general	5
		Gases de altos hornos	10
		Gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	30

Nota: Contenido de O<sub>2</sub> por volumen en gas residual: 3%

<sup>A</sup>: En Regiones Ultraperiféricas se aplica 300 mg/Nm<sup>3</sup>

<sup>B</sup>: 100 mg/Nm<sup>3</sup> para más de 300 MW térmicos

**Tabla III-30: Límites de emisión especiales para Turbinas de Gas**

Contaminante	Unidad	Tipo de combustible	Potencia Térmica > 50 MW
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	Gas natural <sup>A</sup>	50 <sup>B</sup>
	mg/Nm <sup>3</sup>	Combustibles líquidos <sup>C</sup>	120
	mg/Nm <sup>3</sup>	Combustibles gaseosos (distintos del gas natural)	120

Nota 1: Los valores límite se aplican sólo por encima de una carga del 70%

Nota 2: Contenido de O<sub>2</sub> por volumen en gas residual: 15%

<sup>A</sup>: El gas natural es metano natural que no tenga más del 20% (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

<sup>B</sup>: 75 mg/Nm<sup>3</sup> en los casos en la tabla siguiente. Para turbinas de gas de ciclo único con rendimiento superior al 35%, el límite se calcula con la fórmula  $50 \cdot \eta / 35$ , con  $\eta$  el rendimiento expresado en %

<sup>C</sup>: Sólo para turbinas de gas que consumen destilados ligeros y medios

**Tabla III-31: Casos y condiciones para distintos sistemas de Turbinas de Gas que funcionan con gas natural para aplicar límite de emisión de SO<sub>2</sub> de 75 mg/Nm<sup>3</sup>**

Sistema	Condición: rendimiento global mayor a
Combina calor y electricidad	75%
Ciclo combinado	55%
Unidades motrices mecánicas	-

De acuerdo a esta normativa, las instalaciones de combustión nuevas deberán cumplir con los valores de emisión que aparecen en las tablas de más arriba. Además, a más tardar el 1 de enero de 2008, las instalaciones de combustión existentes de cada Estado miembro (autorizadas antes del 27 de noviembre de 2002 y en funcionamiento antes del 27 de noviembre de 2003), deberán cumplir con lo establecido en el apartado A de los anexos III al VII de la misma directiva. En este apartado se establecen límites de emisión menos exigentes que para las instalaciones nuevas.

Cabe resaltar que los Estados miembros tienen la alternativa de establecer un plan de reducción que permita alcanzar, a nivel nacional, las mismas reducciones que se obtendrían mediante la reducción individual de cada una de las plantas. Esto abre la posibilidad de introducir instrumentos económicos para la reducción total de las emisiones.

En cuanto al monitoreo, la normativa establece que, a partir del 27 de noviembre de 2002, las plantas con una potencia térmica nominal igual o mayor a 100 MW deben instalar sistemas de monitoreo continuo para SO<sub>2</sub>, NOx y partículas. No obstante, hay varios casos que están eximidos de este requerimiento como se puede ver en la siguiente tabla. Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas al menos cada seis meses.

**Tabla III-32: Tipos de plantas eximidas de monitoreo continuo de SO<sub>2</sub>, NOx y partículas**

Tipo de planta	Eximido de monitoreo de
Periodo de vida menor a 10.000 horas de actividad	SO <sub>2</sub> , NOx y partículas
Utilizan gas natural como combustible	SO <sub>2</sub> y partículas
Con contenido de azufre en combustible conocido y sin equipo de desulfuración	SO <sub>2</sub>
Calderas a biomasa que demuestren que no superarán límite de emisión de SO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>

En cuanto a los metales pesados, el 4 de abril de 2001 la Unión Europea aprobó el "*Protocolo al convenio de 1979 sobre contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia en materia de metales pesados*"<sup>32</sup>. Este protocolo tiene como objetivo controlar las emisiones de metales pesados provocadas por las actividades antropogénicas, sujetas a transporte atmosférico transfronterizo a gran distancia y que probablemente tienen importantes efectos perjudiciales para la salud humana o el medio ambiente. En particular, busca controlar las emisiones de cadmio, plomo y mercurio.

El protocolo establece la obligación de cada uno de los países de volver a niveles de emisión de estos contaminantes del año 1990 (en casos especiales, de 1985 a 1995) en un plazo, desde la entrada en vigor del protocolo, de dos años para fuentes nuevas y de ocho para

<sup>32</sup> Esto se realizó a través de la Decisión 2001/379/CE, la que se encuentra en el Anexo 1.8.

las existentes. Adicionalmente, establece la necesidad de utilizar la mejor tecnología disponible y del cumplimiento de normas de emisión.

Estas normas de emisión dependen del tipo de actividad y existe una lista de 11 actividades normadas. Se reconoce la dificultad, en muchas de ellas, del control continuo de metales pesados y, al mismo tiempo, la contribución del control de material particulado en el control de los metales pesados. Por lo tanto, dependiendo de la actividad, se norma material particulado, metales pesados o ambos tipos de emisiones.

Las plantas termoeléctricas caen en la categoría I, Instalaciones de combustión con una potencia térmica consumida nominal neta superior a 50 MW. Específicamente para ellas, la norma sólo impone un límite a las emisiones de material particulado a la combustión de combustibles líquidos o sólidos. Este límite es de 50 mg/m<sup>3</sup>N<sup>33</sup>. No establece límites directos para ninguno de los metales pesados.

### III.10.2 Norma para incineración de residuos

La Directiva 2000/76/CE de la Unión Europea establece estándares para emisiones al agua, aire y suelo de las plantas de incineración de residuos. (Se puede encontrar el documento en el Anexo 1.8.) En ésta hay límites de emisión al aire para la co-incineración de residuos en instalaciones de combustión. Estos valores son relevantes para este trabajo dado que en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental se ha considerado el uso de petcoke como combustible como sujeto a esta normativa europea, específicamente en cuanto al límite que establece que las emisiones de níquel más arsénico deben ser menores a 0,5 mg/m<sup>3</sup>N, que se muestra más abajo.

Cuando se realiza la co-incineración, en el caso de los contaminantes para los cuales también existe una norma de emisión para los combustibles "convencionales"<sup>34</sup>, el límite de emisión se debe calcular según la siguiente fórmula:

$$C = \frac{V_{\text{residuo}} * C_{\text{residuo}} + V_{\text{convencional}} * C_{\text{convencional}}}{V_{\text{residuo}} + V_{\text{convencional}}}$$

donde:

C: límite de emisión para la co-incineración

V<sub>residuo</sub>: volumen de gas de salida proveniente de la incineración del residuo

C<sub>residuo</sub>: el límite de emisión para incineración de residuos, como se ve en la tabla XXX

V<sub>convencional</sub>: volumen de gas de salida proveniente de la combustión de combustibles convencionales

<sup>33</sup> Contenido de oxígeno de 3% para combustibles líquidos y de 6% para combustibles sólidos.

<sup>34</sup> Por combustibles convencionales se entiende los combustibles que se tratan en la sección anterior

C<sub>convencional</sub>: límite de emisión para combustibles convencionales, mostrados en la sección anterior.

A continuación se muestra los límites de emisión para la incineración de residuos.

**Tabla III-33: Límites de emisión para incineración de residuos, utilizados para calcular límites para co-incineración**

Contaminante	Límite (mg/m <sup>3</sup> N)
MP	10
SO <sub>2</sub>	50
NO <sub>x</sub> , como NO <sub>2</sub>	200

Para aquellos contaminantes que no tienen límites de emisión establecidos cuando se utiliza combustibles convencionales se tiene los límites de emisión que se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla III-34: Límites de emisión para co-incineración para contaminantes no normados en el caso de combustibles convencionales**

Contaminantes	Límite de emisión (mg/m <sup>3</sup> N)
Cd + Tl	0,05
Hg	0,05
Ni + As + Sb + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + V	0,5
Dioxinas y furanos	0,1

Nota: El contenido de oxígeno debe ser de 6%.

Se toma todos los valores promedio durante un periodo mínimo de 30 minutos y máximo de 8 horas, salvo para las dioxinas y furanos, donde el periodo mínimo es de 6 horas y el máximo de 8 horas.

### III.11. Banco Mundial

Para que un proyecto sea aprobado por el Banco Mundial, éste ha de justificar los niveles de emisión en una evaluación ambiental. Para ello, el banco ha desarrollado directrices para nuevas plantas térmicas de generación eléctrica (*Pollution Prevention and Abatement Handbook - Thermal Power: Guidelines for New Plants*, pág. 413-426), efectivas desde julio de 1998. (Se puede encontrar esta guía en el Anexo 1.9.) Allí se indica los niveles de emisiones que son normalmente aceptados en el proceso de decidir acerca de la asistencia a un determinado país en la construcción de una nueva planta termoeléctrica.

Se debe mencionar que las normas del Banco Mundial además son el "benchmark" para la mayoría de los bancos privados a nivel mundial a través de la adopción de los "Equator Principles". Estos principios constituyen un marco de trabajo de la industria financiera para tratar los temas sociales y ambientales. Por lo tanto, la mayor parte de los bancos importantes también exigirán el cumplimiento de estas normas para el otorgamiento de créditos a empresas generadoras.

Todas las concentraciones contenidas en esta guía se deben satisfacer, al menos, el 95% de las horas anuales de funcionamiento. Se asume que en el tiempo restante (5%) se pueden presentar concentraciones superiores debido a, entre otras razones, la puesta en marcha de la central.

Las concentraciones admisibles dependen del lugar en que se instale la central. En esta guía se definen tres tipos de zonas: i) Zonas limpias, ii) Zonas de calidad moderada y iii) Zonas de mala calidad.

La Tabla III-35 muestra las condiciones que, cuando son superadas, indican que la zona posee una *calidad moderada*. La Tabla III-36 muestra las condiciones que, cuando son superadas, indican que la zona posee una *mala calidad*. Las que se encuentren bajo estas concentraciones son zonas *limpias*.

**Tabla III-35: Concentraciones en Zonas de calidad moderada ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )**

Parámetro	Anual	24 horas
PM <sub>10</sub>	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	150
SO <sub>2</sub>	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	150
NO <sub>x</sub>	100	150

**Tabla III-36: Concentraciones en Zonas de mala calidad ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )**

Parámetro	Anual	24 horas
PM <sub>10</sub>	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	150
SO <sub>2</sub>	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$	150
NO <sub>x</sub>	200	150

Las emisiones máximas admisibles para **PM** consideran, en cualquier escenario 50  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ .

Para **SO<sub>2</sub>**, las emisiones máximas están reguladas por dos condiciones que regulan la cantidad emitida y la concentración máxima de emisión respectivamente. A continuación se muestran ambas directrices:

- 0,2 tpd SO<sub>2</sub>/MWe (MW eléctricos) hasta los 500 MWe de potencia. A partir de esta cantidad se agregará 0,1 tpd SO<sub>2</sub>/MWe con un máximo de 500 tpd.
- 2000  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  con un máximo de 500 tpd.

Las emisiones admisibles de NO<sub>x</sub> varían dependiendo del tipo de turbina. Las dos tablas siguientes muestran las emisiones admisibles para las turbinas de vapor, de gas y de propulsión.

**Tabla III-37: Límites en las emisiones de NO<sub>x</sub> para turbinas de vapor y de gas ( $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ )**

Tipo combustible	Turbina de vapor	Turbinas de gas
Carbón con COV < 10%	1500	
Carbón	750	
Gas	320	125
Diesel Nº 6 y otros		300

Diesel Nº 2		165
Petróleo	460	
Condiciones excepcionales*		400

\*En situaciones haya dificultades técnicas y no haya problemas importantes asociados al O<sub>3</sub> o al NO<sub>2</sub>

**Tabla III-38: Límites en las emisiones de NOx para turbinas de propulsión (mg/m<sup>3</sup>N)**

Calidad aire	Turbinas de propulsión
< 150 µg/m <sup>3</sup> N (24 horas)	1500
> 150 µg/m <sup>3</sup> N (24 horas)	400

Las concentraciones que se muestran en las tablas de más arriba se calculan con condiciones normales de 273 K y 1 atm, y un contenido de oxígeno en el gas residual de 6% para combustibles sólidos, 3% para combustibles líquidos y gaseosos y 15% para turbinas de gas.

Se debe notar que las plantas menores a 500 MW (eléctricos) de potencia en zonas con calidad del aire moderada sólo están sujetas a los límites de emisión indicados más arriba. No obstante, si la introducción de la nueva planta cambiará la categoría de la zona en "mala calidad del aire", o si se produce un aumento en la concentración ambiental de SO<sub>2</sub>, NOx o MP de 5 ug/m<sup>3</sup>, ésta deberá someterse a una evaluación donde límites más estrictos pueden ser aplicados. Por su parte, las plantas mayores a 500 MWe de potencia que se encuentren en zonas moderadas, y todas las plantas en zonas de mala calidad del aire también deberán pasar por una evaluación caso a caso.

En cuanto al monitoreo de las concentraciones, el Banco Mundial establece que se puede instalar en las chimeneas sistemas de monitoreo continuo para MP, SO<sub>2</sub> y NOx siempre y cuando su mantenimiento y calibración pueda ser asegurado. De manera alternativa, permite el uso de parámetros sustitutos basados en una calibración inicial, y verificados al menos una vez al año, los que se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla III-39: Parámetros sustitutos permitidos por el Banco Mundial para el monitoreo de emisiones**

Contaminante	Parámetro sustituto
MP	Contenido de ceniza y de metales pesados en el combustible
	Flujo máximo de gases de salida
	Potencia mínima proveída al ESP o caída de presión mínima en el filtro de mangas
	Temperatura de combustión mínima
SO <sub>2</sub>	Contenido de azufre en el combustible
NOx	Temperatura de combustión máxima
	Nivel máximo de exceso de oxígeno

ESP: Precipitador Electroestático

Además, exige que se instalen estaciones de monitoreo de calidad del aire en las zonas donde se espera que se encuentren las concentraciones máximas o donde haya receptores

sensibles. La frecuencia de estos monitoreos dependerá de las condiciones locales, y las mediciones deben hacerse con un promedio de 24 horas.

### III.12. Resumen de los límites de emisión analizados

La comparación de las distintas normas analizadas no se puede realizar directamente ya que regulan distintos aspectos de la generación. Mientras algunas regulan el contenido de contaminantes en combustibles, otros regulan la concentración emitida ( $\text{mg}/\text{m}^3$ ) y otros la cantidad emitida por energía utilizada o producida ( $\text{mg}/\text{MWh}$ ). No obstante, se puede realizar una comparación de las normas para un escenario específico.

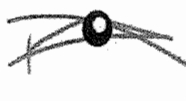
En este caso se analizaron las normas para un proyecto con las siguientes características:

**Tabla III-40: Características del escenario analizado**

Parámetro	Unidad	Valor
Caudal gases (Normal)	$\text{m}^3/\text{N}/\text{s}$	320
Potencia proyecto output bruto	MW	341
Potencia proyecto output neto	MW	316
Potencia proyecto input	MW	1017
Altura chimenea	m	80
Diámetro Chimenea	m	5,6
Temperatura gases de salida	$^{\circ}\text{C}$	119
<b>Condiciones Meteorológicas</b>		
Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$	20
Velocidad del viento	m/s	6
Tasa decaimiento temp ( $\Delta T/\Delta z$ )	$^{\circ}\text{C}/\text{km}$	6

Se supuso, además, que se utilizará como combustible carbón bituminoso, carbón sub-bituminoso, coque de petróleo o mezclas de ellos. (3.175 ton/día con 2,4% azufre)

La siguiente tabla muestra los límites de emisión que aplicarían en cada uno de los países analizados.



**Tabla III-41: Límites de emisión aplicables**

Contaminante	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		MP	
	Valor límite	Unidad	Valor límite	Unidad	Valor límite	Unidad
Argentina	1700	mg/m <sup>3</sup> N	900	mg/m <sup>3</sup> N	120	mg/m <sup>3</sup> N
Australia	Sistema de licencias basado en la emisión					
Brasil	2000	grs/Gcal	sr	grs/Gcal	800	grs/Gcal
Canadá (Conjunto 1)	0,53	kg/MWh output neto	0,69	kg/MWh output neto	0,095	kg/MWh output neto
Canadá (Conjunto 2)	2,65 <sup>B</sup>	kg/MWh output neto	sr		sr	
Canadá (Conjunto 3)	4,24 <sup>C</sup>	kg/MWh output neto	sr		sr	
Estados Unidos	180 <sup>D</sup>	ng/j output bruto	130	ng/j output bruto	6,4 <sup>E</sup>	ng/j input
Japón (Más exigente)	132	m <sup>3</sup> N/hr <sup>A</sup>	60	ppm	30	mg/m <sup>3</sup> N
Japón (Menos exigente)	769	m <sup>3</sup> N/hr <sup>A</sup>	550	ppm	500	mg/m <sup>3</sup> N
México (ZMCM)	550	ppmV	110	ppmV	60	mg/m <sup>3</sup> N
México (ZMCM)	2,16	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	0,309	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	0,09	mg/10 <sup>6</sup> kcal input
México (ZC)	1100	ppmV	110	ppmV	250	mg/m <sup>3</sup> N
México (ZC)	4,31	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	0,309	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	0,375	mg/10 <sup>6</sup> kcal input
México (RP)	2200	ppmV	375	ppmV	350	mg/m <sup>3</sup> N
México (RP)	8,16	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	1,052	mg/10 <sup>6</sup> kcal input	0,525	mg/10 <sup>6</sup> kcal input
Nueva Zelanda	No establece normas de emisión					
Suiza	400 <sup>F</sup>	mg/m <sup>3</sup> N	250	mg/m <sup>3</sup> N	50	mg/m <sup>3</sup> N
Unión Europea	200	mg/m <sup>3</sup> N	200	mg/m <sup>3</sup> N	30	mg/m <sup>3</sup> N
Banco Mundial	2000	mg/m <sup>3</sup> N	750	mg/m <sup>3</sup> N	50	mg/m <sup>3</sup> N

sr: Sin Regulación

<sup>A</sup>: Regulación "valor k"

<sup>B</sup>: Además se debe cumplir con 75% reducción mínima

<sup>C</sup>: Además se debe cumplir con 92% reducción mínima

<sup>D</sup>: Alternativa: cumplir con 95% reducción mínima

<sup>E</sup>: Alternativa: cumplir con 99,9% reducción mínima

<sup>F</sup>: Además se debe cumplir con 85% reducción mínima

Para poder comparar las distintas normas, se procedió a llevar todos los valores a unidades equivalentes (mg/m<sup>3</sup>N), lo que se muestra en la siguiente tabla.



**Tabla III-42: Normas de emisión aplicables en (mg/m<sup>3</sup>N)**

País	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM
Argentina	1700	900	120
Brasil	1519		607
Canadá	689	189	26
Estados Unidos	192	139	20
Japón (Más exigente)	327	411	50
Japón (Menos exigente)	1909		100
México (ZMCM)	1640	235	68
México (ZC)	3273	235	285
México (RP)	6196	799	399
Suiza	413	268	54
Unión Europea	200	200	30
Banco Mundial	2000	750	50
<i>Mediana</i>	<i>1579</i>	<i>251</i>	<i>61</i>
<i>Más exigente</i>	<i>192</i>	<i>139</i>	<i>20</i>
<i>Menos exigente</i>	<i>6196</i>	<i>900</i>	<i>607</i>

La tabla anterior muestra que la normativa más exigente para SO<sub>2</sub> corresponde a la de Estados Unidos, seguida de la normativa de la Unión Europea y Japón. Las exigencias de México, Argentina y Brasil son considerablemente menores. Para NO<sub>x</sub>, la normativa más exigente corresponde a Estados Unidos seguida por Canadá y la Unión Europea, con valores muy cercanos. Para el material particulado la norma más exigente es la de Estados Unidos, seguida de la canadiense, la europea y la japonesa. El grupo menos exigente corresponde a la normativa de Japón (escenario menos exigente), Brasil y México (para la zona *Resto del país* que excluye México DF y otras zonas críticas).

### III.13. Análisis por nivel de ingresos

Al revisar los valores de las normas de emisión se ve grandes diferencias entre los países. Hay muchas razones detrás de esas diferencias, como se vio en el capítulo anterior. No obstante, al parecer el nivel de ingresos de los países también puede jugar un rol importante en determinar las diferencias. En esta sección se hace un breve análisis estadístico para ver si se puede establecer alguna relación entre la exigencia de las normas y el PIB per cápita de los países.

A continuación se ve un gráfico de las normas para cada uno de los contaminantes versus el PIB per cápita (nominal) de cada país.



Figura III-1: Gráfico de normas de emisión para SOx vs. PIB per cápita de cada país

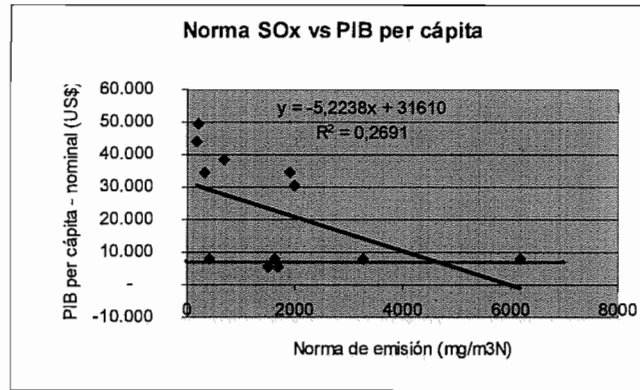
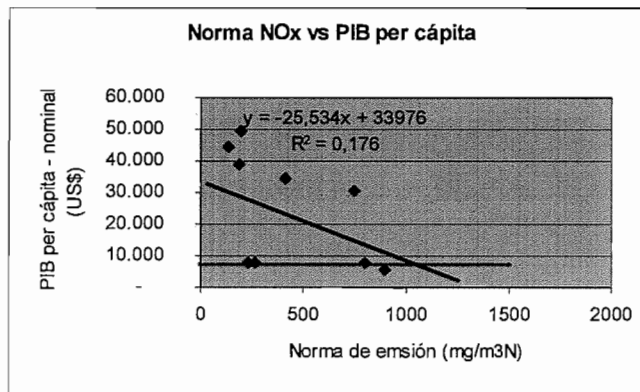
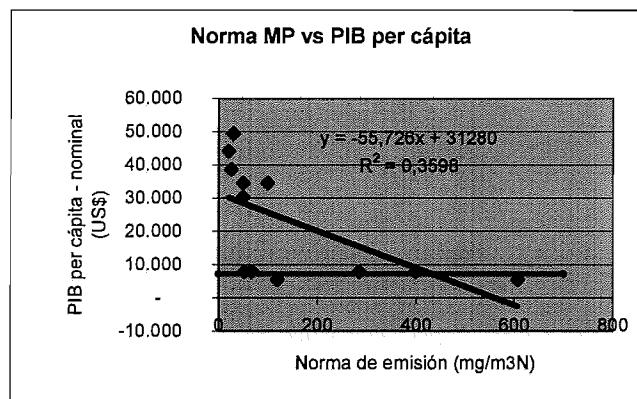


Figura III-2: Gráfico de normas de emisión para NOx vs. PIB per cápita de cada país



**Figura III-3: Gráfico de normas de emisión para MP vs. PIB per cápita de cada país**



De los gráficos anteriores se puede identificar dos grupos principales, los que se muestran en las siguientes tablas. Nótese que el Banco Mundial está clasificado con los países latinoamericanos dado que éste está principalmente dedicado a otorgar crédito a países en vías de desarrollo.

**Tabla III-43: Países analizados clasificados en dos grupos**

Grupo I: Latinoamérica y BM					
País	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> N	NO <sub>x</sub> mg/m <sup>3</sup> N	PM mg/m <sup>3</sup> N	PIB per cap PPP* (\$)	PIB per cap nominal* (\$)
Argentina	1700	900	120	14.838	5.497
Brasil	1519		607	8.964	5.507
México (ZMCM)	1640	235	68	10.604	7.926
México (ZC)	3273	235	285	10.604	7.926
México (RP)	6196	799	399	10.604	7.926
Banco Mundial	2000	750	50		
<i>Promedio con valores más exigentes</i>	<i>1715</i>	<i>628</i>	<i>211</i>	<i>11.469</i>	<i>6.310</i>
<i>Promedio con valores menos exigentes</i>	<i>2854</i>	<i>816</i>	<i>294</i>	<i>11.469</i>	<i>6.310</i>
Grupo II: Países Desarrollados					
País	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> N	NO <sub>x</sub> mg/m <sup>3</sup> N	PM mg/m <sup>3</sup> N	PIB per cap PPP* (\$)	PIB per cap nominal* (\$)
Canadá	689	189	26	35.748	38.659
Estados Unidos	192	139	20	43.203	44.168
Japón (Más exigente)	327	411	50	31.838	34.590
Japón (Menos exigente)	1990		100	31.838	34.590
Suiza	413	268	54	33.794	49.485
Unión Europea	200	200	30	32.710	30.342
<i>Promedio con valores más exigentes</i>	<i>364</i>	<i>241</i>	<i>36</i>	<i>35.459</i>	<i>39.449</i>
<i>Promedio con valores menos exigentes</i>	<i>681</i>	<i>241</i>	<i>46</i>	<i>35.459</i>	<i>39.449</i>

\* Fuente: FMI, World Economic Outlook Database, abril de 2006

Finalmente en la siguiente tabla se procede a comparar los promedios de los dos grupos.

**Tabla III-44: Diferencias entre los promedios de los dos grupos de países**

<b>DIFERENCIAS</b>	<b>SO<sub>2</sub> mg/m<sup>3</sup>N</b>	<b>NOx mg/m<sup>3</sup>N</b>	<b>PM mg/m<sup>3</sup>N</b>	<b>PIB per cap PPP* (\$)</b>	<b>PIB per cap nominal* (\$)</b>
Entre promedios con valores más exigentes	371%	160%	487%	209%	525%
Entre promedios con valores menos exigentes	319%	238%	539%	209%	525%
Entre promedio con valores más exigentes del Grupo I y y promedio con valores menos exigentes del Grupo II.	152%	160%	360%	209%	525%

En la tabla de más arriba se puede notar una clara diferencia entre los valores de las normas de emisión de los países desarrollados y los países latinoamericanos y el Banco Mundial. Se debe resaltar que hasta los valores menos exigentes de los países desarrollados son entre un 152% y un 360% más estrictos que los valores más exigentes de los países del Grupo I.

Por lo tanto, se puede concluir que existe una clara relación entre el nivel de exigencia de los países y su nivel de ingresos. Esto se podría deber a que en última instancia los costos del abatimiento de los distintos contaminantes serán absorbidos por el consumidor final, por lo que en los países con mayores ingresos es más factible instalar tecnologías con menores emisiones pero de mayor costo.

## **IV. FUNDAMENTOS DE LAS NORMAS DE EMISIÓN**

### **IV.1. Aspectos generales**

Uno de los instrumentos de gestión ambiental más importantes para el control de la contaminación atmosférica lo componen los cuerpos legales que los países dictan con el fin de fijar tasas de emisión de contaminantes que emiten tanto las fuentes fijas como las móviles. Estas limitaciones pueden estar dirigidas a una planta completa, o a cada proceso emisor con una chimenea individual. Además, pueden ser únicas o específicas para cada tipo de industria. Se suele aplicar diferentes estándares a fuentes nuevas y antiguas.

Las normas de emisión caen dentro de las medidas directas sobre el desempeño ambiental de los agentes emisores de contaminantes. El agente que contamina debe cumplir las limitaciones que las normas le imponen, o enfrentar las sanciones administrativas correspondientes y, en algunos casos, incluso sanciones judiciales.

La mayor ventaja de la regulación directa es que permite, al ente regulador, predecir de manera razonable el resultado de las políticas que se aplican. Sin embargo, existen a lo menos cuatro razones que han conducido a la búsqueda de alternativas más flexibles, como las de bonos transables o “cap-and-trade”.

1. En muchos casos la regulación directa no ha permitido el logro de las metas de calidad establecidas.
2. Son económicamente ineficientes, ya que no permiten flexibilidad en cuanto a que sean las fuentes con menor costo en la reducción las que disminuyan sus emisiones. Los altos costos de reducción han llevado en ocasiones a que las fuentes se opongan a la legislación vigente, y sus argumentos han sido aceptados por más de un tribunal.
3. Exigen del ente regulador la capacidad de identificar tecnologías de control razonables para cada tipo de proceso, lo que le impone una pesada carga en términos de información y personal calificado.
4. No incentivan la innovación en tecnologías de control en fuentes que ya están cumpliendo con la meta establecida. Una vez que se cumple con la norma, no hay razón para aplicar una tecnología mejor cuando ésta aparece en el mercado.

A continuación se presenta una descripción de los antecedentes que han estado presentes en la dictación de las normas de emisión revisadas en el capítulo anterior de este documento.

## IV.2. Argentina

La Resolución de la Secretaría de Energía y Minería (SEyM) 0108/2001 modificó y amplió las Condiciones y Requerimientos fijados en la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 182/1995, dado que la composición del parque de generación térmica convencional había cambiado sustancialmente desde comienzo del proceso de privatización en la Argentina. Desde entonces, los equipos existentes perdieron competitividad frente al ingreso de nuevas unidades con tecnologías más eficientes, y que además cumplían holgadamente con los requerimientos de emisiones establecidos dicha resolución. Es decir, se registró una importante mejora en las tecnologías disponibles y por lo tanto se vieron en la necesidad de actualizar los límites de emisión.

## IV.3. Australia

El "Protection of the Environment Operations (General) Regulation 1998" del estado de New South Wales establece el "Load Based Licensing"<sup>35</sup>. Según éste, las empresas tienen que pagar una licencia, la que se calcula en base al total anual de emisiones de la planta, con un tope máximo de emisiones. Ese tope depende de la zona específica donde se instale la planta. Es decir, el nivel de emisiones es traducido a un costo de licencia que deben pagar las plantas.

La legislación anterior estaba basada en límites de emisión en unidades de miligramos por litro y fue modificada dado que se detectaron una serie de problemas relacionados con el resultado ambiental esperado, como por ejemplo:

1. La contaminación podía ser diluida para alcanzar los objetivos sin reducción en la cantidad total emitida.
2. Se hacía difícil proteger ante los efectos acumulados del crecimiento poblacional y la expansión económica, dado que aunque cada fuente utilizara la mejor tecnología disponible, los objetivos globales no siempre se cumplían.
3. No hay incentivo para disminuir las emisiones más allá del límite de emisión, por lo que se da poca oportunidad a la innovación.

---

<sup>35</sup> La presente discusión está basada en el documento "Load-based Licensing. A fairer system that rewards cleaner industry", del NSW EPA, el que se encuentra en el Anexo 2.1.



4. No hay un mecanismo para redistribuir los recursos para la reducción de la contaminación para alcanzar los mejores resultados ambientales al menor costo.

La nueva legislación se basa en la cantidad total emitida cada año. La licencia anual se calcula según el potencial impacto ambiental, y no según los niveles de concentración en las emisiones. A menor impacto ambiental, menor el costo de la licencia, incorporando así el principio del "el que contamina paga" e incentivando económicamente a cada fuente a realizar una reducción continua de sus emisiones. Además, incentiva a la industria a invertir en aquellas áreas donde más reducirá su costo de licencia y donde, por lo tanto, más mejorará el medio ambiente. Con esta nueva legislación las empresas son libres de decidir cómo gestionan sus asuntos de control de la polución; no se les impone una tecnología específica de control.

Además, este nuevo sistema reemplaza sistemas que controlaban la contaminación del aire, del agua, el ruido y la gestión de residuos sólidos de manera separada. Una sola licencia controla todos estos impactos y se enfoca en las actividades que son potencialmente más dañinas. Teniendo una sola licencia se busca reducir el incentivo a intercambiar la contaminación entre el aire, el agua y el suelo.

#### **IV.4. Brasil**

La Resolución del Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) N° 08 del 6 de Diciembre de 1990 establece los niveles máximos de emisión para procesos de combustión externa (calderas, generadoras de vapor, centrales para generación de energía eléctrica, hornos, gasificadores, etc.), considerando que entre toda la tipología industrial, los procesos de combustión externa constituyen el mayor contingente de fuentes fijas de contaminantes atmosféricos, lo que justifica ser la primera actividad a tener emisiones reguladas en nivel nacional.

#### **IV.5. Canadá**

En 2001 se realiza la revisión de la norma de emisión para centrales de generación térmicas, cuya discusión se encuentra en el documento *Thermal Power Generation Emissions, National Guidelines for New Stationary Sources, Discussion Document*<sup>36</sup>. A partir de esta revisión se redactó y promulgó la nueva norma en el documento *New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation (NSEG-TEG)*, publicado en el diario

---

<sup>36</sup> Este documento se puede encontrar en el Anexo 2.2.

oficial *Canada Gazette* el 4 de enero de 2003. Los *Guidelines* se publicaron bajo el *Canadian Environmental Protection Act* e incluye límites de emisión para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP.

El NSEG-TEG busca ser una importante contribución federal a cumplir con los estándares para MP y Ozono (*Canada-Wide Standards for PM and Ozone*) acordado en junio de 2000. Estos estándares representan la búsqueda de un balance entre la mejor protección posible a la salud y al medio ambiente y la factibilidad y los costos de reducir las emisiones contaminantes que contribuyen al material particulado y al ozono troposférico en el aire.

La discusión de la nueva norma contempló la revisión de normativa de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP de Estados Unidos y otros países europeos. Esta revisión permitió establecer niveles de emisión similares a los estándares de Estados Unidos y se basó en las tecnologías más limpias disponibles que han sido demostradas de ser económicamente factibles a través de su implementación exitosa en los países investigados.

En el análisis que se realiza resulta evidente que las diferencias entre los distintos países en cuanto a los requerimientos de emisiones resultan de interpretaciones distintas del enfoque de Mejor Tecnología Disponible así como de un intento de incorporar las especificidades locales de la calidad de los combustibles.

Los niveles establecidos para SO<sub>2</sub> son similares a los establecidos en los estándares para las nuevas centrales en Estados Unidos (United States New Source Performance Standards – US NSPS). Los valores que fueron considerados para el NO<sub>x</sub> y MP iban desde los niveles del NSPS en el extremo menos exigente, hasta, en el extremo más exigente, los valores autorizados a las nuevas centrales térmicas en Estados Unidos en los años previos a la revisión, en base a evaluaciones de Mejor Tecnología de Control Disponible (BACT) específicas para cada planta.

#### **IV.5.1 Evaluación BACT específica para cada planta**

Se debe notar que las evaluaciones BACT específicas para cada planta generalmente se tratan de la evaluación BACT “de arriba abajo” (“top-down” BACT assessment), donde los desempeños de emisión más estrictos demostrados en una planta similar se convierte en el nivel de desempeño requerido para la planta propuesta a no ser que se pueda comprobar que hay razones, incluidas los factores económicos, que hacen que esto no sea factible. La experiencia indica que normalmente los requerimientos de emisión son más exigentes que los niveles del NSPS.

#### **IV.5.2 Parámetro para fijar el límite**

Es importante destacar el cambio que ha habido en la legislación canadiense, así como en la de Estados Unidos, en cuanto a la manera de fijar los límites de emisión. Hasta hace poco, los límites eran definidos en base al input de energía, mientras que ahora se fijan en un





formato basado en la producción de energía, para promover la eficiencia energética y la prevención de la contaminación.

### IV.5.3 Actualización de la Normativa

También se hace hincapié en el hecho que hace tiempo que se ha reconocido que la prevención de la contaminación al construir nuevas instalaciones más limpias es menos costoso que reacondicionar las existentes. Lo anterior remarca la importancia de actualizar permanentemente la normativa de emisiones a medida que nuevas iniciativas ambientales o avances en la tecnología ayudan a redefinir el concepto de Mejor Tecnología Disponible.

## IV.6. Estados Unidos

La normativa que fija las normas de emisión a nivel federal en Estados Unidos, el New Source Performance Standard (NSPS), implementa la sección 111(b) del Clean Air Act y tiene como propósito principal el lograr una reducción de emisiones en el largo plazo al asegurar que las mejores tecnologías de control de emisiones demostradas son instaladas a medida que la infraestructura industrial es modernizada.<sup>37</sup>

Desde 1970, el NSPS ha sido exitoso en lograr reducciones de largo plazo en las emisiones de numerosas industrias. Sin embargo, recientemente, con el rápido avance de la tecnología, el programa de asignación de permisos caso por caso conocido como New Source Review (NSR) ha requerido una reducción de emisiones más importante que la requerida por el NSPS.

De manera adicional, es importante notar que en Estados Unidos ya existen dos programas de bonos transables ("cap-and-trade") y que la modificación al Clean Air Act, conocida como el Clear Skies Act, pretende introducir tres nuevos programas. Además, el Clean Air Interstate Rule de la EPA propone dos programas adicionales para generadoras a vapor. Estos programas requieren una mayor reducción de emisiones a nivel de toda la industria generadora de que la que se puede lograr con el NSPS al regular nuevas fuentes individuales.

Es por ello que la presente normativa americana, ratificada recién el 27 de febrero de 2006, también busca compatibilizar la norma que fija los límites de emisión con el programa de asignación de permisos NSR y con los programas de bonos transables o "cap-and-trade".

---

<sup>37</sup> El presente análisis se realizó en base al documento donde se propone la actual regla (*Federal Register*, Vol. 70, No. 38, pag. 9706, del 28 de febrero de 2005) y al que dicta la actual norma (*Federal Register*, Vol 71, No. 38, pag. 9866, del 27 de febrero de 2006). Ambos se pueden encontrar en el Anexo 2.3.

#### **IV.6.1 Relación con programas "cap-and-trade"**

Es útil entender las relaciones entre el programa NSPS y los de bonos transables. Primero, para las plantas sujetas a "cap-and-trade", un NSPS muy exigente es menos importante dado que las fuentes nuevas ya tienen un incentivo económico para instalar la última tecnología en control de emisiones. Segundo, a medida que pasa el tiempo, los techos del sistema de bonos continúan dando incentivos para instalar la mejor tecnología, especialmente en fuentes nuevas, mientras que normas como NSPS, que son renovadas cada 8 años, difícilmente pueden seguir el ritmo a los avances tecnológicos. (Se reconoce que en la práctica, reducir el tiempo del proceso de redacción y aprobación de nuevas normas es muy difícil). Finalmente, para contaminantes, áreas geográficas y fuentes reguladas por programas "cap-and-trade", normas NSPS más exigentes no afectarán necesariamente el total de emisiones.

#### **IV.6.2 Principales beneficios ambientales**

Los principales beneficios ambientales del NSPS vendría de la reducción de emisiones de material particulado, ya que el MP no es sujeto de programas de "cap-and-trade". Para el SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, el NSPS trae como beneficio el establecimiento de los requerimientos de control mínimos para unidades que no están sujetas al programa de permisos NSR.

#### **IV.6.3 Fundamentos de la Normativa**

##### *IV.6.3.A Enfoque Regulatorio*

###### *Enfoque de combustible neutro*

En la modificación de la norma, se cambió la manera de fijar los límites utilizando un enfoque de combustible neutro ("fuel-neutral approach"). Este enfoque provee un solo límite de emisión independiente del tipo de equipamiento o combustible. Así, estimula la prevención de la contaminación reconociendo los beneficios ambientales del control de emisiones basado en el uso de combustibles limpios, incentivando a las plantas a considerar el tipo de combustible, de caldera y de tecnología de control al desarrollar una estrategia de control de emisiones. Para desarrollar un límite de este tipo, se analizó el desempeño de las plantas a carbón para determinar un nivel de emisión que represente la mejor tecnología disponible dado el mayor contenido de azufre, nitrógeno y ceniza del carbón en comparación con los combustibles gaseosos o líquidos.

###### *Límites basados en la producción*

La prevención de la contaminación es una de las prioridades de la normativa nueva. Por lo tanto, una manera de conseguirlo es a través de la maximización de la eficiencia en la

generación de energía. Un límite de emisión basado en la producción incorpora los efectos de la eficiencia de la planta, al relacionar las emisiones a la cantidad de energía útil producida y no a la cantidad de combustible quemado (como ocurría en la normativa anterior). El uso de tecnologías más eficientes reduce el consumo de combustible fósil y lleva a diversas reducciones en impactos ambientales tanto en el sitio como fuera de él, incluyendo los gases de efecto invernadero. Es por ello que la actual normativa considera este formato para los límites cuando esto es práctico y razonable. (En efecto, se ha determinado así para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>).

Para operativizar este enfoque se toma la producción de energía bruta y no la neta, dada la dificultad de medición de la última. Además, se considera una eficiencia bruta estándar para una planta generadora bruta del 36%, la que corresponde al percentil 75 de las unidades existentes en Estados Unidos.

#### **IV.6.4 Determinación de los estándares**

##### ***IV.6.4.A Dióxido de Azufre***

Se decidió basar la determinación del límite en unidades generadoras a carbón pulverizado, y se tomó la Desulfuración del Gas de Salida ("Flue Gas Desulfuration - FGD") como la Mejor Tecnología Disponible. Para determinar el límite de emisión se consideraron las plantas con controles de SO<sub>2</sub> construidas y reacondicionadas desde 1995. Se aseguró también que independiente del contenido de azufre en el carbón existen tecnologías disponibles para cumplir la nueva norma a un costo razonable.

Para este límite se hizo una excepción para el carbón de desecho ("coal refuse"). El carbón de desecho es un material combustible que contiene una cantidad significativa de carbón y que es extraído de las pilas de desecho en minas de carbón actuales o abandonadas. Su acumulación genera un problema ambiental importante por lo que se buscó incentivar su utilización con una norma más laxa.

##### ***IV.6.4.B Óxidos de Nitrógeno***

La Mejor Tecnología Disponible determinada en este caso fue la Reducción Catalítica Selectiva ("Selective Catalytic Reduction – SCR"). El límite actual se basó en los niveles de reducción logrados por las plantas en los últimos años y, como alternativa a la SCR, permite el uso de lecho fluidizado y controles de combustión avanzada.

##### ***IV.6.4.C Material Particulado***

Para determinar el estándar para material particulado se tomó el filtro de mangas y el precipitador electrostático como Mejor Tecnología Disponible. Para seleccionar el límite de emisión se evaluó el costo-efectividad de dos límites, y con ello se seleccionó el actual. Para

cerciorarse de que éste fuera sensato, se estudió la cantidad de plantas que ya cumplían y que podrían cumplir la nueva norma con las tecnologías mencionadas al funcionar con niveles de eficiencia asequibles.

La siguiente tabla resume las Mejores Tecnologías Disponibles para cada uno de los contaminantes normados.

**Tabla IV-1: Mejor Tecnología Disponible determinada para cada contaminante**

Contaminante	Mejor Tecnología Disponible
SO <sub>2</sub>	Desulfuración de Gas de Salida (FGD)
NOx	Reducción Catalítica Selectiva (SCR)
MP	Filtro de Mangas – Precipitados Electroestático

## IV.6.5 Impactos

Para la determinación de los nuevos límites de emisión se consideraron los impactos económicos, ambientales y energéticos de la nueva normativa. En la siguiente tabla se puede ver las estimaciones realizadas de las reducciones que se lograrían y los costos adicionales asociados a las modificaciones en la construcción y operación para cumplir con las normas.

**Tabla IV-2: Reducción de emisiones a nivel nacional y costos adicionales asociados (para el 5to año después de la implementación de la norma)**

Contaminante	Reducción de Emisiones (ton/año)	(Reducción respecto a Línea de Base)	Inversión de Capital Total (millones US\$/año)	Costos de operación anualizados (millones US\$/año)
MP	530	50%	10,4	2,2
SO <sub>2</sub>	8.400	48%	0,9	0,7
NOx	1.400	26%	4,9	1,5

Los impactos ambientales adicionales, más allá de la reducción de emisiones, son mínimos. Por ejemplo, para el caso del material particulado, la nueva norma aumentaría la cantidad de ceniza recolectada en los filtros de mangas, lo que se podrá vender como subproducto o aumentará la cantidad de ceniza que la empresa tendrá que mandar a disposición final. Los impactos energéticos de la nueva norma tampoco son significativos.

Una evaluación más precisa de los impactos requieren incorporar la información asociada a los otros programas de reducción de emisiones (NSR y "cap-and-trade") los que son más exigentes que el NSPS. En efecto, la nueva norma NSPS sólo refleja los niveles de control actualmente requeridos por estos programas, por lo que los beneficios ambientales y los costos reales de la nueva norma son prácticamente cero.

#### ***IV.6.5.A Impactos económicos***

Aún cuando los impactos y beneficios son prácticamente cero, la EPA preparó un análisis del impacto económico que la nueva norma tendrá sobre las empresas eléctricas y los consumidores. El análisis mostró un mínimo cambio en los precios y en la producción. Estimaciones en el impacto de los combustibles muestran un aumento de precio de menos de 0,01% para productos de petróleo y gas natural, y un aumento de precio de 0,04% y 0,06% para electricidad base y de demanda en punta respectivamente. El precio del carbón se estimó que declinaría en 0,002%, lo que se debe a una pequeña baja su demanda. Las reducciones en la producción se espera que sean menores a 0,02% para cada tipo de energía, incluida la electricidad base y de demanda en punta.

#### **IV.6.6 Fundamento del límite para el Mercurio**

En el documento "*Proposed National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants; and, in the Alternative, Proposed Standards of Performance for New and Existing Stationary Sources: Electric Utility Steam Generating Units; Proposed Rule*"<sup>38</sup>, se puede encontrar la propuesta de la norma de emisión para el mercurio, con una extensa discusión en torno a sus fundamentos. En un estudio encargado por el Congreso se identificó el mercurio como el contaminante peligroso, emitido por las plantas de generación eléctrica, que representaba el mayor problema desde una perspectiva de salud pública.

Además, en Diciembre de 2000, la EPA determinó que era apropiado y necesario normar las emisiones de mercurio. Consideró que era apropiado dado que se comprobó que las plantas de generación de electricidad eran la mayor fuente antropogénica de mercurio, y al mismo tiempo, que había una relación verosímil entre las concentraciones de metilmercurio (un derivado del mercurio) en peces y las emisiones de las generadoras a carbón. Por otra parte, consideró que era necesario debido a que la implementación de otros requerimientos bajo el Clean Air Act no trataba de manera adecuada los serios problemas a la salud y al medio ambiente proveniente de esas emisiones.

Por otro lado, la EPA determinó que los otros contaminantes peligrosos emitidos por las centrales termoeléctricas no representaban un peligro a la salud pública, y es por ello que sólo tienen normada la emisión del mercurio.

Es importante notar que esta normativa, a diferencia de la que regula las emisiones de MP, NOx, y SO<sub>2</sub>, es sumamente específica en cuanto a tipo de combustible y tecnología. Esto se debe a que el enfoque regulatorio utilizado para ella fue el de "Máxima Factible Tecnología de Control" (Maximum Achievable Control Technology - MACT). Según esta, se exige a cada

---

<sup>38</sup> Federal Register, Vol. 69, No. 20, Friday, January 30, 2004, Proposed Rules, páginas 4652 a 4752. Se puede encontrar el documento en el Anexo 2.3.

tecnología y tipo de combustible la mejor tecnología de abatimiento disponible, y según ella se determina el límite de emisión correspondiente. La EPA diferenció los límites de emisión principalmente según tipo de combustible dado que identificó que las características del carbón a ser quemado eran el factor decisivo en cuanto al diseño de una planta a carbón. Además, comprobó que la decisión del tipo de carbón a ser quemado está dada por temas económicos, incluyendo la disponibilidad del carbón en la región cercana.

#### **IV.7. Japón**

La normativa japonesa, en la Ley Nº 97 de 1968, de Control de la Contaminación de Aire, enmendada por medio de la Ley Nº 32 de 1996, es bien particular en comparación a la del resto de los países. Los límites de emisión varían según el tipo de combustible pero principalmente varían según la localización de la planta. Esto se debe a que normas de emisión anteriores no habían sido efectivas para lograr niveles aceptables de calidad del aire en ciertas zonas con una gran concentración de industrias.

En particular, el valor K, es una norma de emisión que depende de la altura efectiva de la chimenea y además varía según grandes regiones determinadas en todo el territorio donde se encuentra la fuente. Esta regulación se pone crecientemente exigente a medida que se monitorea su cumplimiento y el nivel de contaminación ambiental, con miras a alcanzar la norma de calidad en un plazo determinado.

Adicionalmente, la regulación japonesa agregó otro tipo de norma: el control de la carga total de contaminante en un área. Ésta se implementó como solución a la regulación de contaminantes de ciertas fuentes cuando era difícil estar bajo la norma de calidad solamente con la regulación del valor k, debido a la concentración de industrias. Para poder controlar el total de la emisión de un contaminante en un área determinada hasta el nivel permitido para la conservación del medio ambiente, porciones de la emisión permitida total son distribuidas entre las industrias.

#### **IV.8. Nueva Zelanda**

El "Resource Management Act" de 1991 cambió la normativa en cuanto a las emisiones atmosféricas reemplazando el sistema según el cual se obligaba a las plantas a utilizar la

mejor tecnología identificada a la fecha por el de cumplimiento de normas de calidad ambiental.<sup>39</sup>

El sistema anterior fue considerado inadecuado para el objetivo de reducir las emisiones de las distintas fuentes. El sistema de "mejor medio utilizable en la práctica" (Best Practicable Means - BPM), cuyo objetivo era el de balancear la reducción de los niveles de emisión con los costos de control, ofrecía pocos incentivos para la innovación tecnológica. Además, el sistema BPM no requería una evaluación del efecto del total de las emisiones provenientes de varias fuentes en un área determinada.

La normativa actual exige que las plantas obtengan un permiso donde se especifica la cantidad máxima de cada contaminante que se puede descargar a la atmósfera, lo que se determina realizando una modelación de dispersión y revisando que se cumpla la norma de calidad del aire. No se exige tecnologías específicas, dejando esa decisión a la empresa. Si la descarga excede los límites permitidos la fuente puede ser clausurada.

## IV.9. Unión Europea

La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo establece limitaciones en las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

### IV.9.1 Principales Objetivos

Esta directiva tiene los siguientes objetivos principales:

1. Proteger a todas las personas de manera eficaz contra riesgos conocidos de la contaminación atmosférica para la salud.
2. Dar cumplimiento al *Protocolo de Gotemburgo* firmado por todos los Estados miembros. Éste busca evitar la contaminación transfronteriza a gran distancia para reducir la acidificación, la eutrofización del suelo y el ozono troposférico e incluye compromisos para lograr una reducción de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.
3. Dar cumplimiento al protocolo sobre los metales pesados del *Convenio de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE)* sobre la

---

<sup>39</sup> Esta discusión se basa en "State of New Zealand's Environment 1997, Online version, Chapter Six: The State of Our Air, Society's Responses to Air Pollution", que se puede encontrar en:

<http://www.mfe.govt.nz/publications/ser/ser1997/html/chapter6.9.html>

contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia que busca disminuir la emisión de MP para disminuir, así, la cantidad de metales pesados asociados al MP.

4. Realizar un acuerdo a nivel comunitario dado que este tipo de contaminantes pueden viajar largas distancias, por lo que el objetivo de reducir las emisiones acidificantes procedentes de grandes instalaciones de combustión no puede alcanzarse suficientemente mediante la actuación individual de los Estados miembros y una intervención no concertada no garantiza alcanzar el objetivo perseguido.
5. Dar cumplimiento al compromiso de la Comunidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono, y por lo tanto potenciar las plantas de producción combinada de calor y electricidad, ya que ésta ofrece una valiosa oportunidad para mejorar considerablemente la eficiencia general en el uso de combustible.
6. Regular la generación eléctrica a través de gas natural (turbinas de gas) y biomasa ya que han tenido un considerable aumento durante los últimos años.

#### **IV.9.2 Relación con la Directiva 2001/81/CE**

La Directiva 2001/80/CE además está vinculada con la Directiva 2001/81/CE<sup>40</sup>, que establece techos nacionales de emisión para algunos contaminantes atmosféricos. Esta última tiene los siguientes fundamentos:

1. Los valores guía de la OMS para la protección de la salud humana y de la vegetación frente a la contaminación fotoquímica se superan ampliamente en todos los Estados miembros.
2. Esta directiva busca disminuir la eutrofización (del agua y los suelos), la acidificación y el ozono troposférico (de acuerdo al protocolo de Gotemburgo).
  - a. La regulación de las emisiones de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub> busca evitar la acidificación. Tales contaminantes disminuyen la alcalinidad de lagos y ríos y tiene graves consecuencias sobre la vida biológica. Por ejemplo, en Escandinavia la acidificación ha sido responsable de la destrucción de las poblaciones de peces en millares de lagos y cursos de agua. Este fenómeno también hace que numerosos bosques sean vulnerables a las sequías, las enfermedades e insectos nocivos.
  - b. La regulación de los compuestos nitrogenados (NO<sub>x</sub> y NH<sub>3</sub>) busca disminuir la eutrofización. El aporte de nitrógeno a los suelos es de crucial importancia para la nutrición de las plantas, sin embargo, éstas tienen necesidades diversas al respecto. Los depósitos de componentes nitrogenados de la

---

<sup>40</sup> Esta directiva se puede encontrar en el Anexo 2.6.



atmósfera modifican los ecosistemas terrestres y acuáticos, con la consiguiente alteración de los vegetales y de la biodiversidad. La directiva en cuestión tiene como objetivo disminuir a la mitad (tomando como base 1990) las superficies que presenten niveles críticos de depósitos de contaminantes ácidos.

- c. La regulación de NOx y COV busca reducir en 2/3 los niveles de ozono que superan el nivel crítico aceptable para la salud humana y que los valores guía establecidos por la OMS se superen, como máximo, 10 días al año.

### IV.9.3 Tecnologías de abatimiento

En la discusión que se llevó a cabo para la redacción de la normativa entre la Comisión a cargo y el Parlamento Europeo<sup>41</sup> se identificaron las tecnologías más apropiadas para controlar cada uno de los contaminantes normados. Para el SO<sub>2</sub> se estableció que la Desulfuración del Gas de Salida (FGD), y en particular la desulfuración húmeda ("wet scrubbers") era tecnología de abatimiento que la mayoría de las plantas habría de utilizar. Se determinó que casi cualquier planta podría alcanzar los límites de emisión propuestos dado que esta técnica puede alcanzar una eficiencia de remoción de hasta 99%, lo que sumado al uso de combustibles de bajo contenido de azufre permitiría lograrlo. De hecho varias plantas ya cumplían con la norma al tiempo de discusión de la norma. Esta tecnología, que produce un yeso reutilizable como subproducto, es además crecientemente atractiva en Europa debido al creciente costo de los rellenos sanitarios.

En cuanto a las emisiones de NOx, se señaló que la mayoría de las plantas utilizaba medidas primarias de control, ya que se podían incluir en el diseño de la planta a un bajo costo. Además, muchas plantas iban a tener que utilizar tratamiento del gas de salida, especialmente la Reducción Catalítica Selectiva (SCR), la que pueden reducir emisiones hasta en un 80-90%. Ambas técnicas permitirían a las plantas conseguir las reducciones establecidas en la nueva norma.

### IV.9.4 Período de aplicación

Unos de los temas más discutidos en la redacción de la norma fue si la nueva normativa debía aplicar sólo a las fuentes nuevas o si también debía regir para las fuentes existentes a

---

41 Esto se encuentra en los documentos: *Communication from the Commission to the European Parliament pursuant to the second subparagraph of Article 251 (2) of the EC Treaty*, y *Report on the proposal for a Council Directive amending Directive 88/609/EEC*, que se encuentran en el Anexo 2.6 y en el expediente electrónico de dictación de la norma en:

<http://www.europarl.europa.eu/oeil/FindByProcnum.do?lang=2&procnum=SYN/1998/0225>

partir de una determinada fecha. Originalmente se pensó en una norma para plantas "presentes" (puestas en operación entre 1987 y 1999) y otra plantas nuevas (año 2000 en adelante), y dejar fuera de la nueva legislación a las plantas "antiguas" (anteriores a 1987). Sin embargo, finalmente se optó por un conjunto de normas para plantas nuevas y otro para las existentes (autorizadas antes del 27 de noviembre de 2002 y en funcionamiento antes del 27 de noviembre de 2003), incluyendo las "antiguas".

Lo anterior se debió a la estimación de que el año 2010 el 85% del SO<sub>2</sub> y el 72% del NOx iba a ser emitido por las plantas "antiguas". Por lo tanto, aún reconociendo que no producía el perfil más optimizado de reducción de emisiones desde una perspectiva de costo-efectividad, se optó por incluir a las "antiguas" en vista de una reducción significativa de las emisiones.

#### **IV.9.5 Compatibilidad con instrumentos económicos**

Otro tema de discusión tuvo que ver con los instrumentos económicos de gestión ambiental. Había mucho interés en que la nueva legislación fuera compatible con este tipo de instrumentos, lo que finalmente se incorporó en el artículo 4 de la Directiva 2001/80/CE. Allí se permite a los países disminuir las emisiones en cada una de las plantas de manera individual o realizar un plan nacional de reducción de emisiones que resulte en una reducción global equivalente a la que se alcanzaría con el otro mecanismo. Además, en la Directiva 2001/81/CE se establecieron techos de emisión para estos contaminantes para cada uno de los países miembros.

#### **IV.9.6 Aplicabilidad según tipo de combustible**

En la discusión también se mencionó la posibilidad de adoptar una misma normativa independiente del tipo de combustible (lo que en Estados Unidos se conoce como "fuel-neutral approach"), para no dar ventajas a combustibles más contaminantes a través de normas de emisión menos exigentes. No obstante, esta idea no fue aceptada y la norma final discrimina según tipo de combustible.

#### **IV.9.7 Impactos económicos**

La comisión encargada de redactar la norma analizó varios estudios sobre los impactos económicos de la nueva norma, cuyos resultados se presentan a continuación.

El periodo de referencia fue entre los años 2000 y 2010. La capacidad a ser instalada por la industria eléctrica en este periodo se estimaba en 30.000 MWt y el aumento en la capacidad de las turbinas de gas en 150.000 MWt (un tercio en plantas de ciclo combinado y el resto en cogeneración industrial).

Los costos estimados de remoción se puede ver en la siguiente tabla.

**Tabla IV-3: Costos estimados de remoción de contaminantes**

Contaminante	Costo (€/ton removida)	Caso
SO <sub>2</sub>	400-800	Plantas grandes
	1000-2000	Plantas pequeñas
NOx	500	Sólo medidas primarias
	1500-2000	Con desnitrificación del gas de salida
MP	1000	Caso general
	0-2000	Circunstancias particulares

El costo total adicional de reducción de SO<sub>2</sub>, NOx y MP fue estimado en € 800 millones para instalaciones de combustión y de € 1.200 millones para las turbinas a gas (las que hasta entonces no contaban con legislación comunitaria) para el período 2000-2010. De los € 2.000 millones el 60% proviene de generadoras de electricidad y el restante de sectores industriales.

#### **IV.10. Consideraciones acerca de los fundamentos de las normas de emisión**

A partir de lo visto en este capítulo y de lo que se observa en la realidad nacional, con relación a los aspectos conceptuales de las normas de emisión se puede decir lo siguiente:

1. Son un instrumento de gestión ambiental ampliamente utilizado a nivel mundial.
2. En los países desarrollados, las normas de emisión constituyen un nivel mínimo para entrar a demostrar la factibilidad ambiental de un proyecto. Con posterioridad a esta etapa, se procede a la evaluación del impacto ambiental específico de esa actividad (con su respectiva norma de emisión) en su entorno particular. Esta situación también ha sido ampliamente validada en Chile, en especial en aquellas áreas sensibles desde la perspectiva ambiental atmosférica donde se han instituido normas de emisión llamadas coloquialmente "límites de decencia".
3. En los países desarrollados, los niveles de emisión de las últimas actividades autorizadas a través del "new source review process", tienden a transformarse en los estándares de emisión para los futuros proyectos (best available control technology).
4. Desde una perspectiva nacional (chilena), se debe considerar que la gran mayoría de las cuencas atmosféricas del país son extraordinariamente limitadas en sus capacidades de dispersión por lo que parte importante del país es altamente sensible a las emisiones de las actividades productivas, residenciales y de servicios.

La dictación de normas de emisión para centrales termoeléctricas deberían seguir los siguientes conceptos y obtener los resultados que siguen:

1. Las normas de emisión deben considerar los contaminantes de mayor relevancia emitidos por estas actividades. En términos generales los contaminantes de mayor relevancia son:
  - a. Material particulado respirable
  - b. Óxidos de azufre
  - c. Óxidos de nitrógeno
  - d. Metales pesados
2. Las normas de emisión deben ser independientes de los combustibles y tecnologías utilizadas.
3. Las normas de emisión pueden (y es conveniente que así sea) estar expresadas en unidades de masa de contaminante emitido por unidad de energía bruta producida.
4. Las normas de emisión deben considerar los métodos de medición y fiscalización involucrados.
5. Las normas de emisión deben ser, a lo menos, iguales a las utilizadas por el Banco Mundial dado que todos los mecanismos de financiamiento multi y bi laterales de relevancia siguen los lineamientos de ésta institución (Equator Principles). Sin perjuicio de lo anterior, este límite debe ser considerado como el mínimo.
6. Las normas de emisión deben ser obligatorias para actividades nuevas y considerar un período de tiempo para efectos de que las actividades existentes se adapten al nuevo escenario regulatorio. Las regulaciones para las instalaciones existentes no tienen porqué ser iguales que las aplicables a instalaciones nuevas, pero deben existir.
7. Las normas de emisión podrían ser diferenciadas por localización como función de las condiciones macro de dispersión de áreas predefinidas.

Se debe insistir además que un requisito previo a la generación de la norma es establecer, de manera muy clara, cuáles son los objetivos específicos que motivan a la dictación de esta norma en particular. Se debe recalcar la importancia de que Chile considere los costos sociales de la planificación energética y que en función de estos costos planifique la diversificación energética. En función de dicha planificación Chile deberá utilizar las normas ambientales que le permitan alcanzar los objetivos deseados. Debido a esto, Chile debe tener normas de emisión que se adecuen a la realidad local. Esto dependerá, desde una perspectiva ambiental, de la normativa de inmisión existente y de los niveles de ésta. En Chile, sin embargo, se produce una paradoja en este tema. Se asume que los niveles de la normativa de inmisión existente están avalados por una evaluación social mientras que esto

no es lo que sucede en la realidad. Dicha norma fue "importada" directamente de Estados Unidos.

Finalmente, es importante recalcar que producto de la generación de normas de emisión, se generarían las siguientes situaciones con relación a la calidad del aire:

1. No se generan distorsiones con relación a los proyectos que se implementarán, en el sentido de que la barrera ambiental atmosférica inicial de entrada se equipara para todos ellos. Sin perjuicio de esta situación, la norma de emisión debe ser considerada solamente como un piso de entrada debiendo además cumplirse con la demostración de no superación de calidad de aire a través del SEIA.
2. Existirían reglas claras con relación a las condiciones mínimas de funcionamiento de las actividades reguladas, especialmente en un escenario donde la cantidad de fuentes que ingresarán al SEIA en los próximos años es de relevancia.
3. No se generan situaciones de copiamiento, "por ineficiencia emisora", de las cuencas atmosféricas. Esto lleva a limitar el acaparamiento, por ineficiencia emisora, de un bien público por una sola actividad.
4. La implementación de normas de emisión para actividades existentes conducirá al mejoramiento de la calidad del aire en determinadas cuencas, y eventualmente a permitir el ingreso de nuevas actividades. Puede estudiarse un mecanismo en el cual un porcentaje de la mejora quede en manos de la actividades que disminuyeron emisiones de manera de incentivar más aún el cumplimiento de estas regulaciones.
5. La existencia de normas de emisión disminuirá el riesgo de que se presenten episodios de alta contaminación y además generará actividades con niveles de emisión más parejas y por lo tanto con menores necesidades de fiscalización.

## V. MARCO LEGAL PARA LAS NORMAS DE EMISIÓN EN CHILE

Antes de proceder a diseñar una propuesta para las normas de emisión en Chile, es importante revisar en detalle el marco legal para este tipo de regulación. De acuerdo a la ley de bases del medio ambiente (19.300 en su artículo 2º, letra o) las normas de emisión están definidas como *"las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora"*. A mayor precisión, en el artículo 40º, se señala lo siguiente:

*"Las normas de emisión se establecerán mediante decreto supremo, el que señalará su ámbito territorial de aplicación. Tratándose de materias que no correspondan a un determinado ministerio, tal decreto será dictado por intermedio del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.*

*Corresponderá a la Comisión Nacional del Medio Ambiente proponer, facilitar y coordinar la dictación de normas de emisión, para lo cual deberá sujetarse a las etapas señaladas en el artículo 32º, inciso tercero<sup>42</sup>, y en el respectivo reglamento, en lo que fueren procedentes, considerando las condiciones y características ambientales propias de la zona en que se aplicarán."*

De lo anterior, es posible inferir lo siguiente:

1. Las normas de emisión están concebidas como un instrumento de gestión ambiental aplicable a las condiciones ambientales locales. Esto queda ratificado cuando se lee

---

<sup>42</sup> Mediante decreto supremo, que llevará las firmas del Ministro Secretario General de la Presidencia y del Ministro de Salud, se promulgarán las normas primarias de calidad ambiental. Estas normas serán de aplicación general en todo el territorio de la República y definirán los niveles que originan situaciones de emergencia. Mediante decreto supremo que llevará las firmas del Ministro Secretario General de la Presidencia y del ministro competente según la materia de que se trate, se promulgarán las normas secundarias de calidad ambiental. Un reglamento establecerá el procedimiento a seguir para la dictación de normas de calidad ambiental, que considerará a lo menos las siguientes etapas: análisis técnico y económico, desarrollo de estudios científicos, consultas a organismos competentes, públicos y privados, análisis de las observaciones formuladas y una adecuada publicidad. Establecer además los plazos y formalidades que se requieran para dar cumplimiento a lo dispuesto en este artículo y los criterios para revisar las normas vigentes. Toda norma de calidad ambiental será revisada por la Comisión Nacional del Medio Ambiente a lo menos cada cinco años, aplicando el mismo procedimiento antes señalado. La coordinación del proceso de generación de las normas de calidad ambiental, y la determinación de los programas y plazos de cumplimiento de las mismas, corresponderá a la Comisión Nacional del Medio Ambiente



el la última frase del Artículo 7 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en lo relativo al uso de normas de referencia de otros países:

*"Para la utilización de las normas de referencia, se priorizará aquel Estado que posea similitud, en sus componentes ambientales, con la situación nacional y/o local."*

2. Su proceso de dictación debe seguir las mismas etapas y procedimientos que se aplican a las normas de calidad ambiental, es decir análisis técnico y económico, desarrollo de estudios científicos, consultas a organismos competentes, públicos y privados, análisis de las observaciones formuladas y una adecuada publicidad. El cumplimiento de todas estas etapas formales que exige la ley de bases del medio ambiente y su reglamento, requiere de un período mínimo de 270 días.
3. También debe entenderse que las normas de emisión deberían ser revisadas cada 5 años.

Por otra parte, los planes de prevención o descontaminación podrán utilizar, según corresponda, normas de emisión para efectos de cumplir sus metas. Esto refuerza el uso de las normas de emisión como instrumentos de gestión ambiental para situaciones y localizaciones específicas (los planes de prevención o descontaminación están restringidos al área específica para la cual fueron dictados). Existe bastante acuerdo conceptual en el sentido de que la utilización de normas de emisión "genéricas" (es decir aquellas que fueron concebidas para una situación general no necesariamente similar al alcance particular de un plan de prevención o descontaminación específico) en un plan de prevención o descontaminación solo corresponde a una primera etapa básica y que esas normas genéricas deben ser evaluadas para la situación particular. Es decir corresponden a una condición necesaria pero no suficiente.

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), también se refiere a las normas de emisión. Al respecto dice lo siguiente en sus artículos 5º y 6º.

*"El titular deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental si su proyecto o actividad genera o presenta riesgo para la salud de la población o genera o presenta efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire, debido a la cantidad y calidad de los efluentes, emisiones o residuos que genera o produce. A objeto de evaluar si se genera o presenta el riesgo a que se refiere el inciso anterior, se considerará:*

- a) *Lo establecido en las normas primarias de calidad ambiental y de emisión vigentes. A falta de tales normas, se utilizarán como referencia las vigentes en los Estados que se señalan en el artículo 7 del Reglamento<sup>43</sup>*

Como se aprecia del listado y de la redacción del Reglamento, por una parte se vuelve a destacar el hecho que las normas de emisión deben adaptarse a las realidades locales y por otro, el Reglamento indica claramente que el incumplimiento de normas de emisión, genera la necesidad de evaluar los riesgos ya sea sobre la salud humana o sobre los recursos naturales renovables a través de un EIA. A contrario senso, el cumplimiento de normas de emisión generaría presunción de la no existencia de riesgo, pero su impacto sobre la calidad ambiental debería ser igualmente evaluado a través de una DIA (esto es lo que en países como EEUU se llama "new source review"). Es decir, el cumplir con normas de emisión, "libera" a los proyectos de la obligación de evaluar sus riesgos a través de un EIA, pero no de evaluar sus impactos a través de una DIA, y se reitera el hecho de que las normas de emisión son solo una condición necesaria pero no suficiente.

---

<sup>43</sup> *Las normas de calidad ambiental y de emisión que se utilizarán como referencia para los efectos de evaluar si se genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b), ambas del artículo 11 de la Ley, serán aquellas vigentes en los siguientes Estados: República Federal de Alemania, República Argentina, Australia, República Federativa del Brasil, Confederación de Canadá, Reino de España, Estados Unidos Mexicanos, Estados Unidos de Norteamérica, Nueva Zelanda, Reino de los Países Bajos, República de Italia, Japón, Reino de Suecia y Confederación Suiza. Para la utilización de las normas de referencia, se priorizará aquel Estado que posea similitud, en sus componentes ambientales, con la situación nacional y/o local.*



## **VI. PROPUESTA PARA NORMATIVA DE EMISIÓN**

En este capítulo se establecerán directrices para la dictación de la norma de emisión para centrales termoeléctricas en Chile. Es importante recalcar que las recomendaciones que se harán se refieren sólo a las emisiones a la atmósfera; no se hará mención a los otros impactos al medio ambiente normalmente asociados con las plantas termoeléctricas, como las descargas térmicas a los cuerpos de agua o la disposición de sus residuos sólidos.

A continuación se verá la propuesta detallada de la norma, primero en cuanto al enfoque regulatorio y luego en cuanto a los valores que se debería considerar. Se agrega también las indicaciones de cómo debería realizarse el monitoreo de las fuentes. Se termina analizando la relación que deberían tener las normas de emisión con otros tipos de regulaciones.

### **VI.1. Enfoque Regulatorio**

#### **VI.1.1 Enfoque de combustible neutro**

Se propone que la norma de emisión siga el enfoque de combustible neutro ("Fuel-neutral approach") según el cual un mismo valor de la norma rige para todas las plantas independiente del combustible o la tecnología a utilizar. Como se vio en la discusión de Estados Unidos, este enfoque incentiva a que las empresas generadoras tomen en consideración el tipo de tecnología, de combustible y de control de abatimiento desde el momento de comenzar a diseñar una nueva central. En Chile, las normas de emisión para varios contaminantes (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, MP y CO) vigentes en la Región Metropolitana ya están formuladas de esta manera.

#### **VI.1.2 Unidades en masa por energía producida bruta**

En relación a la opción de dictar la norma como concentración (ej: en mg/m<sup>3</sup>) o como masa por unidad de energía (ej: en ng/J), se prefiere la última opción. Esto se debe a que al limitar las emisiones de esta manera, se está poniendo un límite a la masa total que puede emitir una planta para una cierta cantidad de energía. En cuanto a cuál energía considerar para el cálculo, se propone tomar la energía bruta producida. Esto incentiva una mayor eficiencia en la transformación de energía térmica a eléctrica, lo que trae asociados otros beneficios, tanto ambientales como económicos y sociales. Finalmente, se propone tomar la energía bruta, y no la neta, dada su conveniencia en términos de fiscalización.

### **VI.1.3 Establecimiento de un máximo de copiamiento por cuenca**

Se propone que la normativa en cuestión determine una fracción máxima de la capacidad total de emisiones que se puede asignar a una determinada planta, para no permitir que una sola planta se apropie de toda la capacidad de una cuenca. Considerando que un valor de 80% con relación a la norma de calidad ambiental constituye un estado de latencia, es razonable dejar un 10% de la capacidad para fuentes residenciales y otras fuentes no controlables, y que el restante 70% esté disponible para al menos tres fuentes grandes. Por lo tanto, se propone establecer que una planta no se pueda apropiarse de más del 23% de la capacidad de la cuenca, es decir, que sus emisiones no impacten la calidad ambiental de la cuenca en más de un 23% con respecto a la norma de calidad ambiental. Esto se debe determinar en la etapa de evaluación del proyecto a través de modelaciones.

### **VI.1.4 Una norma para todo el territorio nacional**

Se propone que se establezcan los mismos límites de emisión para todo el país. No obstante, se podrían establecer límites diferenciados por localización como función de las condiciones macro de dispersión de áreas predefinidas. Esto es, establecer límites más estrictos que los aquí propuestos para ciertas zonas que son más sensibles en términos de que una menor emisión implica un mayor deterioro relativo de la calidad del aire.

Para ello se necesitaría un estudio detallado de las condiciones de dispersión de estas macrozonas, revisando el comportamiento real de varias cuencas en los últimos años. Este estudio debería analizar las emisiones totales en ciertas zonas representativas de las macrozonas (e.g. Huasco como representativo de un valle, Tocopilla de una bahía angosta y Ventanas de una gran bahía) y ver cómo éstas afectan la calidad del aire. Así se podría determinar la sensibilidad ambiental, y a partir de ella, definir los límites de emisión correspondientes.

### **VI.1.5 Aplicación para plantas existentes**

Como se ha visto en los capítulos anteriores, en algunos países las normas de emisión nuevas sólo aplican a plantas nuevas, teniendo las existentes que cumplir con las normas anteriores o con ninguna si es la primera vez que se dicta dicha norma. En otros casos, como en la Unión Europea, luego de mucha discusión se optó por aplicar una norma nueva también a las instalaciones existentes. Esta norma es menos exigente que aquella para las instalaciones nuevas, pero es más exigente que la que regía para ellas hasta ese momento. Además, se dio a las plantas existentes un plazo razonable para el reacondicionamiento.

En este tema, se propone que las plantas existentes, si bien no tengan que cumplir con las mismas exigencias que las nuevas, deban cumplir con otras normas de emisión.

## VI.2. Límites de Emisión

### VI.2.1 Plantas Nuevas

En esta sección se verá la propuesta de los valores para los límites de emisión para centrales termoeléctricas nuevas en Chile. Se comenzará con la norma para los contaminantes criterio que han sido analizados: para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP. Luego se verá la norma para metales pesados.

En cuanto a los contaminantes criterio, se debe comenzar revisando los valores de los límites de emisión en los países de referencia del Reglamento del SEIA que fueron analizados en los primeros capítulos de este estudio. En la siguiente tabla se puede ver los valores máximos, mínimos y la mediana. Se incluye además los valores del Banco Mundial ya que, como se ha explicado, esta norma es exigida por la mayoría de los bancos privados según lo establecido en los "Equator Principles". Es decir, esta norma ya es actualmente la base para cualquier planta que se desee instalar en Chile.

**Tabla VI-1: Rango de valores para los límites de emisión (en ng/j)**

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Más exigente	192	139	20
Banco Mundial	2.000	750	50
Menos exigente	6.196	900	607
Mediana	1.579	251	61

Ahora, los límites propuestos para Chile se muestran en la tabla de más abajo. Representan un 50% de los límites establecidos por el Banco Mundial, y se encuentran por debajo de la mediana de todos los países analizados, salvo el caso de los NO<sub>x</sub>. Aún así, los niveles de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> son bastante menos exigentes que los límites de algunos países desarrollados. El MP, sin embargo, se encuentra entre los valores más exigentes que corresponden a Estados Unidos y Canadá. Esto se debe al gran problema que representa en Chile el Material Particulado, lo que se refleja en que la norma anual de calidad ambiental del material particulado se encuentra sobrepasada en muchos puntos del país.

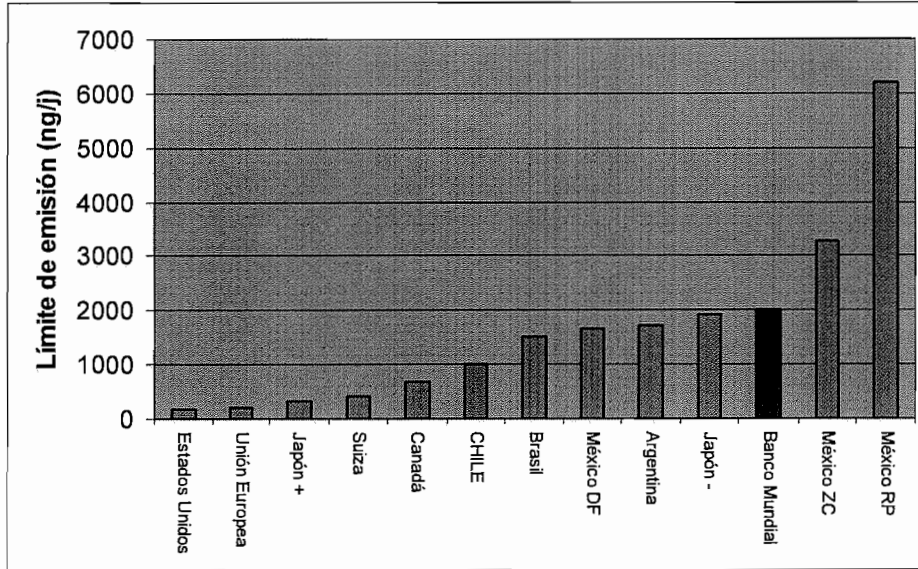
**Tabla VI-2: Límites de emisión propuestos para plantas nuevas en Chile**

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Límite Propuesto (en ng/J output bruto)	1000*	375*	25

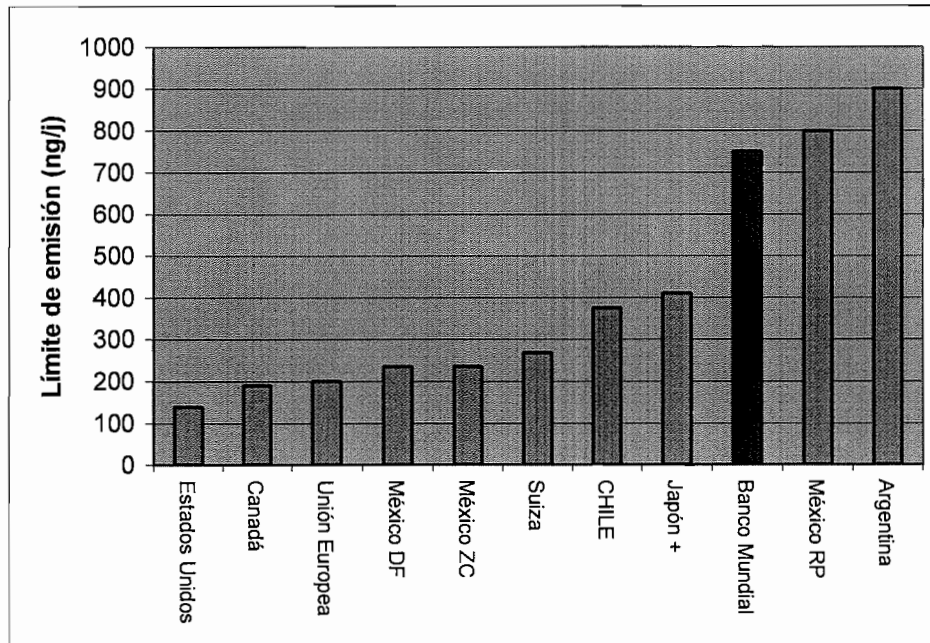
\* Límites en base a promedio móvil de 30 días

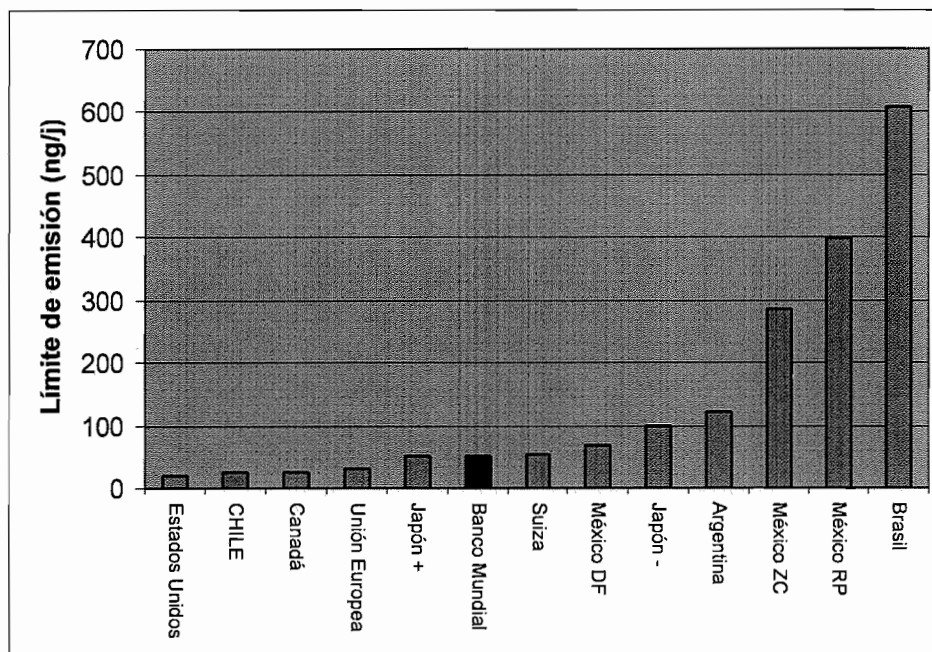
En los siguientes gráficos se puede ver donde se ubican estos límites propuestos en comparación con los de los otros países analizados.

**Figura VI-1: Límites de emisión para SO<sub>2</sub>**



**Figura VI-2: Límites de emisión para NO<sub>x</sub>**



**Figura VI-3: Límites de emisión para MP**


Es importante decir que los valores aquí propuestos han sido demostrados de ser factibles en Chile para proyectos específicos aprobados por el SEIA. Tal como ocurre en Estados Unidos, donde los niveles de emisión de las últimas actividades autorizadas a través del "new source review" tienden a transformarse en los estándares de emisión para los futuros proyectos (best available control technology), es razonable que en Chile los valores de los proyectos aprobados por el SEIA sirvan de referencia para la dictación de la norma. En la siguiente tabla se puede verificar que estos valores son cumplidos por plantas existentes en Chile.

**Tabla VI-3: Emisiones de Centrales en Chile (en ng/j de output bruto) y su comparación con la norma propuesta**

Contaminante	Mejillones (Edelnor)	Nueva Ventanas	Guacolda 3	Norma Propuesta	Norma cumplida por central:
SO <sub>2</sub>	5.814	962	1.401	1.000	Nueva Ventanas
NO <sub>x</sub>	757	411	367	375	Guacolda 3
MP	22	57	93	25	Mejillones

Por otra parte, en cuanto a los metales pesados, se propone para Chile normas de emisión para correspondientes a los valores que rigen en Suiza para el caso del Vanadio, en la Unión Europea para el Caso del Níquel y el Arsénico y en Estados Unidos para el caso del Mercurio.

Debe notarse que el valor del Mercurio corresponde al menos restrictivo del rango de límites vigentes en Estados Unidos. Aún así, es 5 veces más restrictivo que el valor vigente en la Unión Europea para instalaciones de coincineración que emiten este contaminante.

Estas normas se basan en el hecho que exposiciones a metales pesados aún bajas, pero durante largos periodos de tiempo, puede causar graves problemas de salud como daños al sistema nervioso y hasta cáncer. Además, varios de ellos se transportan grandes distancias y son acumulados a lo largo de las cadenas alimenticias, por lo que también pueden llegar a los seres humanos a través del consumo de animales superiores. Específicamente el estricto rango de valores que

Los valores propuestos se ven en la tabla a continuación. Estos valores también corresponden a proyectos existentes que han sido aprobados en Chile, salvo el caso del mercurio.

**Tabla VI-4: Límites de emisión de Vanadio, Níquel y Arsénico para plantas nuevas**

Contaminante	Límite propuesto (ng/J output bruto)
Va	5
Ni + As	0,5
Hg	0,01*

\* Límite en base a promedio móvil de 12 meses

## VI.2.2 Plantas Existentes

Se propone que las emisiones de las plantas existentes estén sujetas a límites menos restrictivos que los de las plantas nuevas, para lo que se propone un plazo de 5 a 10 años, desde la publicación de la norma, para dar tiempo a los generadores de realizar las mejoras que se requieran y que puedan asignar los costos de inversión a los nuevos contratos de suministro que suscriban. Para el SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP se propone que cumplan con los valores establecidos por el Banco Mundial. En cuanto a los metales pesados, se propone que para el Mercurio tiendan al límite para coincineración de la Unión Europea. En cuanto al Níquel, Vanadio y Arsénico, se propone un límite similar al establecido para plantas nuevas, dado que se trata de tóxicos atmosféricos cuya emisión la CONAMA ya ha limitado con esos valores en muchas de las plantas existentes en Chile. En la siguiente tabla se puede ver resumidos los límites de emisión propuestos para plantas existentes.

**Tabla VI-5: Límites de emisión propuestos para plantas existentes**

Contaminante	Límite propuesto (ng/J output bruto)
SO <sub>2</sub>	2000
NO <sub>x</sub>	750
MP	50
Va	5
Ni + As	0,5
Hg	0,05

### **VI.3. Sistemas de Monitoreo**

Se ha visto que para verificar el cumplimiento de su normativa, la gran mayoría de los países exige que las plantas instalen sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS). Se debe notar que actualmente existen tecnologías para mantener un monitoreo continuo de emisiones para los gases, pero aún no están disponibles para las partículas. Es por ello que se propone monitoreo continuo para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y Hg en los casos que sea razonable (por ejemplo, no exigir CEMS para SO<sub>2</sub> en plantas que funcionan con gas natural), mientras que para el MP y el As, Ni y Va contenido en el MP se propone un monitoreo anual aplicando el Método 5 de la US EPA.

Los sistemas CEMS permiten una mejor fiscalización ya que aseguran permanentemente que una instalación no está emitiendo contaminantes más allá de lo establecido en la norma. Al mismo tiempo, a pesar del costo adicional que implica su instalación y operación, estos sistemas dan a las plantas una ventaja en cuanto a mayor flexibilidad operacional. Al realizar una medición continua en vez de pocas mediciones al año, las plantas tienen mayor flexibilidad en el uso de los combustibles y en la operación dado que pueden demostrar constantemente que están cumpliendo con los límites establecidos y no quedan ligadas a mediciones puntuales que pueden ser muy variables. Estos sistemas de monitoreo deben estar acompañados de un sistema automático de adquisición y monitoreo de datos, DHAS (por sus siglas en inglés de Data Acquisition and Handling System).

Se propone además, que así como lo establece la normativa de Estados Unidos, los límites sean calculados como media móvil cuando se utilice un CEMS, de 30 días para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> y de 12 meses para Hg.

### **VI.4. Normativas complementarias**

#### **VI.4.1 Asignación de permisos caso a caso**

De la misma manera que en muchos de los países analizados las normas de emisión son sólo el punto de partida para determinar el límite específico para cada planta, se propone que en Chile se acompañe la norma de emisión con un sistema de asignación de permisos caso a caso. En la práctica, se debe continuar haciendo lo que actualmente se realiza en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental que consiste en tomar los compromisos de las empresas en los Estudios o Declaraciones de Impacto Ambiental como los permisos de emisión específicos para cada planta.

En este procedimiento se podría exigir a las plantas límites de emisión más estrictos que la misma norma considerando las mejores tecnologías disponibles en ese momento. Lo mismo se podría exigir para zonas específicas con condiciones de dispersión muy adversas, donde

aún cumpliendo la norma de emisión se superaría la norma de calidad ambiental. Además, es en este proceso donde se debe verificar el cumplimiento del máximo de copamiento permitido por una planta para la cuenca.

#### **VI.4.2 Instrumentos económicos**

Es importante dejar aquí planteado que, de manera paralela los límites de emisión propuestos, se podrían utilizar instrumentos económicos para avanzar en la reducción de las emisiones. Así, se podría implementar, en las zonas donde fuera razonable hacerlo, sistemas de bonos transables ("cap-and-trade"). Como se ha visto en este estudio, este tipo de instrumentos de gestión ambiental son cada vez más utilizados. En Estados Unidos hay varios programas en funcionamiento y otros más en preparación, mientras que la directiva de la Unión Europea, al establecer la opción realizar un plan nacional de reducciones como alternativa a reducciones individuales en cada planta, también se hizo compatible con este tipo instrumentos.

La gran ventaja de este tipo de instrumentos es que hay incentivos económicos para que las emisiones de las plantas sean cada vez menores. Esto es sumamente importante dado que la actualización de este tipo de normas de emisión toma muchos años durante los cuales las empresas no tienen incentivo alguno para reducir sus emisiones más allá de la norma. (En Estados Unidos establecen que en la práctica no son menos de 8 años y en Chile la dictación de esta norma lleva más de 6 años en el Programa Priorizado de Normas). Además, son mucho más eficientes económicamente, ya que permiten flexibilidad en cuanto a que sean las fuentes con menor costo en la reducción las que disminuyan sus emisiones.



## **VII. ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DE LAS NORMAS DE EMISIÓN PROPUESTAS**

La Ley 19.300, de Bases Generales del Medio Ambiente, establece que en la elaboración de los planes y normas ambientales debe considerarse una estimación de los costos y los beneficios económicos y sociales. Es por ello que en este estudio se realizó un análisis económico siguiendo la "Metodología para el análisis de costos y beneficios de planes y normas ambientales" de CONAMA. Esta metodología fue la desarrollada por el estudio "Análisis y Desarrollo de Metodologías de Evaluación Económica para Planes de Descontaminación y Normas de Calidad Ambiental" realizado para CONAMA por el Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile.

Esta metodología sugiere como esquema conceptual el uso de la metodología de Análisis Costo Beneficio (ACB). Este enfoque busca identificar y valorar la totalidad de efectos económicos resultantes de la futura aplicación de la regulación ambiental. En ciertas circunstancias, como cuando no es posible valorar la mayor parte de los beneficios porque no existe información, se recomienda realizar un Análisis Costo Efectividad (ACE).

Dado que cuantificar todos los beneficios asociados a las normas de emisión propuestas está más allá del alcance de este estudio, se optó por realizar un ACE. Los indicadores que se tomaron para realizar dicho análisis son los siguientes:

**Costo por unidad física de reducción:** Una vez que los costos se han expresado como flujos anuales, se obtiene el costo unitario de la unidad de reducción. Para ello se dividen los costos en una anual por las reducciones logradas en ese período de tiempo. Este indicador permite dar una referencia de cuánto cuesta reducir cada tonelada de contaminante.

**Costo total por unidad de energía producida:** Corresponde a la anualización del valor actual de los costos totales (se refiere a dividir el costo total, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, en valores anuales constantes para todo el período de evaluación), dividida por la energía producida durante un año. Este indicador es importante ya que determina los costos adicionales por el abatimiento necesario producto de la nueva normativa y se puede comparar con los costos de desarrollo de las centrales.

A continuación se muestra el desarrollo paso a paso de la evaluación de impactos siguiendo la metodología mencionada.

## VII.1. Definición del problema y de los alcances de la evaluación

Como se ha visto a lo largo de este estudio, la norma propuesta consiste en límites de emisión para centrales termoeléctricas. Se propone una normativa para todo el país, la que fija el máximo nivel de emisiones. No obstante, se propone que todos los proyectos se sometan al SEIA para evaluar las emisiones de acuerdo a las condiciones de dispersión locales, lo que podría asignar permisos de emisión aún más estrictos. Además, se propone que a las plantas existentes se le exija una disminución progresiva de sus emisiones, pero a niveles no tan bajos como las nuevas.

En esta evaluación se analizará específicamente el impacto económico que tendría la normativa propuesta para los contaminantes criterio sobre las plantas generadoras nuevas, sin considerar las posibles restricciones adicionales producto de la evaluación en el SEIA. No se considerará el impacto de la normativa propuesta para plantas existentes. Tampoco se evaluará el impacto económico de las reducciones de los metales pesados.

## VII.2. Definición de la situación base

La situación base corresponde al escenario más probable que ocurrirá en ausencia de la medida regulatoria que se evalúa. El objetivo de esta etapa es construir el escenario base contra el cual se compararán los costos de la norma que se evalúa.

Para esta evaluación se tomó como situación base una planta tipo con las siguientes características:

- Planta convencional a carbón y petcoke
- Potencia bruta: 250 MW
- Factor de Planta: 0,827

Se consideró que el escenario más probable sin la normativa de emisión propuesta es que una planta como ésta tenga características similares a la Central Mejillones de Edelnor. A partir de ello, se consideraron las siguientes emisiones y medidas de abatimiento base para los contaminantes criterio considerados en la normativa.

**Tabla VII-1: Emisiones y medidas de abatimiento en Situación Base**

Contaminante	Emisiones específicas (ng/j)	Emisiones de Planta Tipo (ton/día)	Medidas de Abatimiento
SO <sub>2</sub>	5.814	106,75	Control de azufre en el combustible
NOx	757	13,90	-
MP	22	0,41	Precipitador Electroestático

### VII.3. Definición del escenario a evaluar

El escenario a evaluar es el que se comparará con la situación base. En este caso, éste corresponde a los límites de emisión que fueron propuestos en el capítulo anterior. Considerando la planta tipo establecida en la sección anterior, se calculó las emisiones totales de la planta con estos límites de emisión. A continuación se muestra los límites y las emisiones totales de la planta tipo:

**Tabla VII-2: Límites de emisión propuestos para la norma y emisiones de planta tipo**

Contaminante	Norma de Emisión Propuestas (ng/j)	Emisiones de Planta Tipo (ton/día)
SO <sub>2</sub>	1000	18,36
NOx	375	6,89
MP	25	0,46

### VII.4. Identificación de los impactos

#### VII.4.1 Impactos ambientales

El principal impacto ambiental relacionado con las normas de emisión propuestas es la reducción en la emisión de contaminantes. Considerando la planta tipo, las reducciones en las emisiones de cada uno de los contaminantes es la siguiente:

**Tabla VII-3: Reducción de contaminantes en la planta tipo con la normativa propuesta**

Contaminante	Reducción de Emisiones de Planta Tipo (ton/día)	Reducción de Emisiones de Planta Tipo (%)
SO <sub>2</sub>	88,39	83
NOx	7,02	50
MP	-	-

Se puede ver que la normativa implica una reducción significativa de las emisiones de SO<sub>2</sub> y NOx. Sin embargo, las emisiones de MP de la planta tipo ya son menores que la norma de

emisión propuesta, por lo que no requieren reducciones adicionales de estas emisiones. Esto se explica por el hecho de que la planta de la situación base ya cuenta con un Precipitador Electroestático de alta eficiencia para abatir las emisiones de material particulado.

#### VII.4.2 Impactos económicos

Para cuantificar los impactos económicos fue necesario establecer las medidas de abatimiento más probables para alcanzar la reducción de emisiones determinada en la sección anterior para la planta tipo de la situación base. A continuación se muestra estas medidas de abatimiento.

**Tabla VII-4: Medidas de abatimiento para alcanzar los niveles de emisión establecidos en la norma propuesta**

Contaminante	Medidas de Abatimiento
SO <sub>2</sub>	Lime Spray Dryer (LSD)
NO <sub>x</sub>	Selective Non-Catalitic Reduction (SNCR)
MP	-

Luego, se debió determinar los costos asociados a cada una de estas medidas, considerando tanto los costos de inversión como los de operación y mantenimiento. Con estos datos, se procedió a calcular los costos para la central tipo. El resumen de estos cálculos se muestra a continuación:

**Tabla VII-5: Costos asociados a cada una de las tecnologías de abatimiento<sup>44</sup>**

Tecnología	Eficiencia de remoción %	Costo de Inversión		
		Unitario US\$/kW	Total MMUS\$	Total MMUS\$/año
LSD	90	166,5	41,6	5,2
SNCR	50	16,25	4,1	0,5

Tecnología	Costo de Operación y Mantenimiento					
	Variable			Fijo		Total MMUS\$/año
	Unitario US\$/MWh	Total MMUS\$/año	Total MMUS\$	Total MMUS\$	Total MMUS\$/año	
LSD	1,83	3,31	26,70	1,2	0,15	3,46
SNCR	1,125	2,04	16,41	0,0	0,00	2,04

<sup>44</sup> Los datos provienen de los documentos: "Costos de Abatimiento de Emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP", Ingendesa, 2006, y "SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector", Centro de Investigación Energética, UNAM, México, 2005.

Para hacer los cálculos presentados en las tablas de más arriba se consideró una vida útil de la planta de 30 años y una tasa de descuento del 12%.

## VII.5. Análisis de los costos

Finalmente se determinó los indicadores que se habían planteado al principio de este análisis económico, los que se verán a continuación.

### VII.5.1 Costo por unidad física de reducción

El costo de reducir cada tonelada de emisión de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se muestra a continuación.

**Tabla VII-6: Costo por tonelada de reducción de emisiones para la planta tipo**

Contaminante	Costo por Tonelada (US\$/ton)
SO <sub>2</sub>	267,51
NO <sub>x</sub>	992,38

El relativamente bajo costo de la reducción de cada tonelada de SO<sub>2</sub> se debe principalmente a que una planta como la Central Mejillones (considerada situación base) tiene emisiones muy altas de este contaminante, por lo que reducir las emisiones es todavía relativamente barato. Como una referencia se puede considerar los valores de la Unión Europea del año 1999 discutidos en el acápite IV.9.7 de este documento. Allí se menciona costos de reducción de entre 400 y 800 €/ton de SO<sub>2</sub> y entre 500 y 2000 €/ton de NO<sub>x</sub>, por lo que estos valores estarían dentro o por debajo de esos rangos.

### VII.5.2 Costo total por unidad de energía producida

Los costos totales por unidad de energía producida, asociados al abatimiento adicional, anualizados con una tasa de descuento de 12% y un período de evaluación de 30 años se presentan en la tabla de más abajo. Para determinar estos valores se consideró la potencia de la planta tipo de 250 MW y un factor de planta de 0,827, lo que resulta en una energía total producida de 1.811 GWh/año. Se debe notar que este es un cálculo de costo de primer orden, en el sentido que no considera las amortizaciones y los impuestos.

**Tabla VII-7: Costo por abatimiento adicional por unidad de energía producida, y porcentaje correspondiente a cada contaminante**

Contaminante	Costo por abatimiento adicional por unidad de energía producida (mills US\$/kWh)	Costo por abatimiento adicional por unidad de energía producida (%)
SO <sub>2</sub>	4,77	77
NO <sub>x</sub>	1,4	23
MP	-	0
<b>Total</b>	<b>6,17</b>	<b>100</b>

A partir de estos valores se puede concluir lo siguiente:

- El costo adicional debido al abatimiento necesario para cumplir con la norma propuesta es de 6,2 mills US\$/kWh.
- Considerando que el costo de desarrollo<sup>45</sup> de las centrales de este tipo es de alrededor de 55 mills US\$/kWh, el abatimiento adicional correspondería a poco más del 10%.
- La mayor parte de los costos corresponde al abatimiento de SO<sub>2</sub>, una parte menor al abatimiento de NO<sub>x</sub> y nada al de MP.

## VII.6. Análisis del impacto social de las medidas

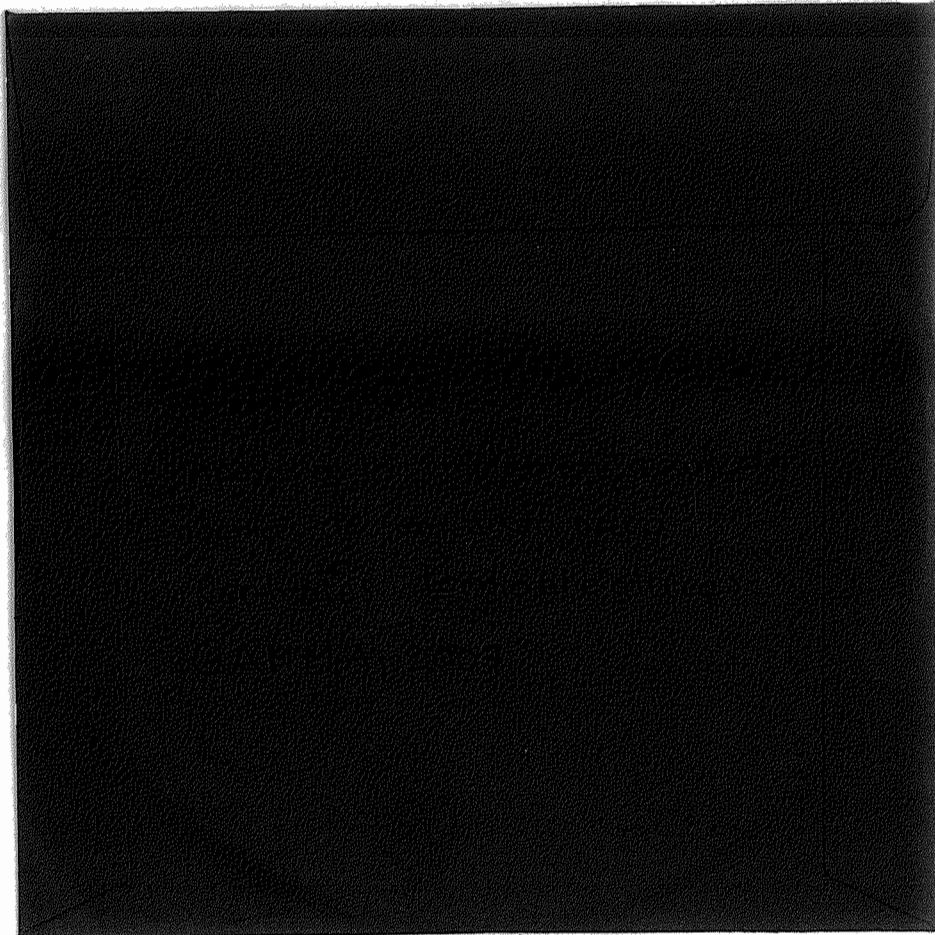
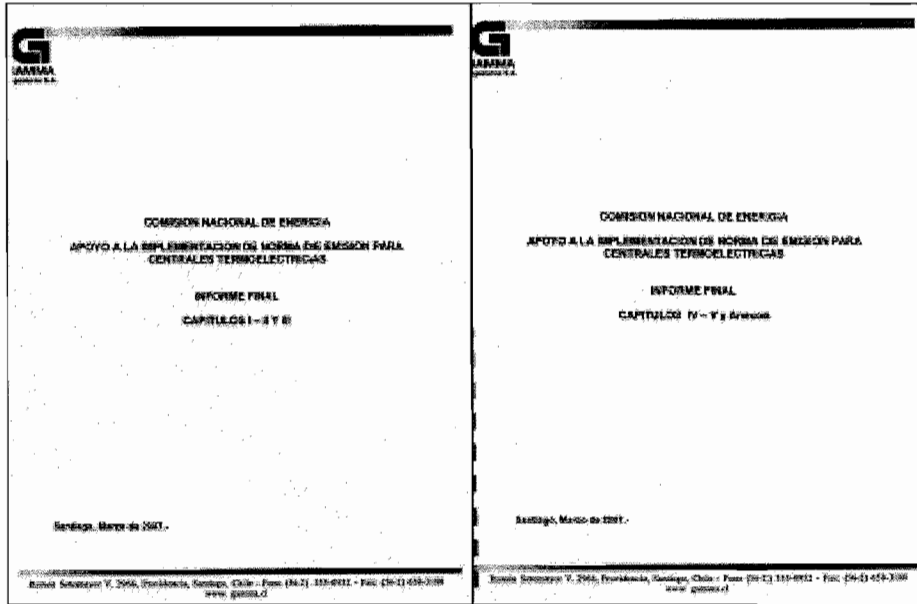
A partir de los costos presentados en las secciones anteriores, es importante determinar de qué manera estas medidas afectarán a la población residencial. Considerando la misma planta tipo, el costo de desarrollo de 55 mills US\$/kWh y un valor agregado de distribución de 40 mills US\$/kWh, el aumento en el precio de la electricidad proveniente de este tipo de centrales para la población residencial es de alrededor de 6,5%.

---

<sup>45</sup> El costo de desarrollo consiste en los costos totales anualizados asociados a la construcción, operación y mantención de la planta. Considera una inversión de 1.350 US\$/kW y un costo de combustible de 55 US\$/ton.

Se adjunta estudio "Apoyo a la implementación de norma de emisión para Centrales Termoeléctricas". Desarrollado por GAMMA para la CNE. 2007.

- CONAMA fue contraparte técnica del estudio -



**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**APOYO A LA IMPLEMENTACION DE NORMA DE EMISION PARA**  
**CENTRALES TERMoeLECTRICAS**

**INFORME FINAL**  
**CAPITULOS I – II Y III**

**Santiago, Marzo de 2007.-**



## INDICE

<b>INTRODUCCION</b> .....	<b>I</b>
<b>I. TECNOLOGIAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS</b> .	<b>1</b>
1. GENERACION MEDIANTE TURBINAS A VAPOR .....	1
1.1. Descripción General .....	1
1.2. Calderas que Consumen Combustibles Sólidos .....	2
1.3. Calderas que Consumen Combustibles Líquidos .....	10
1.4. Calderas que Consumen Combustibles Gaseosos .....	10
2. GENERACION MEDIANTE TURBINAS A GAS TRABAJANDO EN CICLO ABIERTO.....	10
3. GENERACION DE CICLO COMBINADO (CCGT) .....	11
4. GENERACION MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTION INTERNA .....	11
5. TECNOLOGIAS EMERGENTES .....	11
5.1. Ciclo Combinado de Gasificación Integrado.....	11
5.2. Cogeneración .....	12
5.3. Otras Tecnologías .....	13
6. COSTOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS.....	13
6.1. Inversiones en Centrales Eléctricas .....	13
6.2. Costos de Operación y Mantenición .....	15
7. ANTECEDENTES DE CENTRALES CHILENAS .....	19
7.1. Lista de Centrales con Ubicación, Titular, Potencia, Tipo y Antigüedad .....	19
7.2. Antecedentes de Operación de Centrales .....	19
7.3. Operación de las Centrales Chilenas .....	19
8. RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	31
8.1. Tipos de Centrales Termoeléctricas .....	31
8.2. Tecnologías Emergentes .....	32
8.3. Inversiones y Costos de Centrales Termoeléctricas .....	33

<b>II.</b>	<b>TECNOLOGIAS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES AL AIRE EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS</b>	<b>34</b>
1.	TECNOLOGIAS DE ABATIMIENTO DE MATERIAL PARTICULADO	34
1.1.	Colectores Mecánicos (Ciclones y Multiciclones)	34
1.2.	Filtros de Mangas	34
1.3.	Precipitadotes Electrostáticos	39
1.4.	Lavadores de Gases	47
1.5.	Comparación de Eficiencia de los Equipos	53
2.	METODOS PARA DISMINUIR EMISIONES DE OXIDOS DE AZUFRE	54
3.	MONOXIDO DE CARBONO Y COMPUESTOS ORGANICOS VOLATILES	58
4.	TECNOLOGIAS PARA ABATIR LOS OXIDOS DE NITROGENO (NOx)	58
4.1.	Mecanismos de Formación de NOx	58
4.2.	Métodos Generales para Controlar las Emisiones de NOx	59
4.3.	Tecnología de Reducción de NOx más Utilizada en Calderas	65
4.4.	Tecnologías más Utilizadas en reducción de NOx en Turbinas de Gas	67
4.5.	Tecnologías Utilizadas en reducción de NOx en Motores de Combustión Interna	69
5.	INVERSIONES Y COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE CONTROL	74
5.1.	Tecnologías de Central de NOx	74
5.2.	Inversiones y Costos de Abatimiento de Material Particulado y SO <sub>2</sub>	78
5.3.	Aplicabilidad de las Tecnologías	83
6.	EQUIPOS DE ABATIMIENTO DE CENTRALES CHILENAS	83
7.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	88
7.1.	Tecnología de Abatimiento de Material Particulado	88
7.2.	Control de Oxidos de Azufre	88
7.3.	Control de NOx	89
7.4.	Inversiones y Costos de Equipos de Abatimiento	89
<b>III.</b>	<b>ANALISIS DE NORMAS INTERNACIONALES RELEVANTES</b>	<b>92</b>
1.	GENERACION TERMoeLECTRICA MUNDIAL	92
2.	COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA	93
2.1.	Contaminantes Principales	93
2.2.	Otros Contaminantes	94
2.3.	Tipo y Periodicidad de Mediciones	94

3.	ESTADOS UNIDOS .....	94
3.1.	Norma para Centrales Eléctricas a Vapor .....	94
3.2.	Normas de Turbinas de Gas .....	95
3.3.	Tipo y Periodicidad de Mediciones .....	96
3.4.	Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos .....	96
4.	SUIZA .....	96
4.1.	Normativa Aplicable .....	97
4.2.	Regulaciones Generales .....	97
4.3.	Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas Gaseosas .....	99
4.4.	Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas en Material Particulado ....	99
5.	ALEMANIA .....	100
5.1.	Límites de Emisiones .....	100
5.2.	Tipo y Periodicidad de Mediciones .....	101
6.	JAPON .....	104
7.	CANADA .....	105
8.	CALIFORNIA .....	106
8.1.	Turbinas y Motores .....	106
9.	ARGENTINA .....	107
9.1.	Límites de Emisión .....	107
9.2.	Tipo y Periodicidad de Mediciones .....	107
10.	BRASIL .....	108
11.	MEXICO .....	108
11.1.	Límites de Emisiones .....	108
11.2.	Tipo y Periodicidad de Mediciones .....	109
12.	RESUMEN Y CONCLUSIONES DE NORMATIVA INTERNACIONAL .....	109
12.1.	Características Generales de las Normas y Contaminantes Normados ....	109
12.2.	Límites de Emisiones de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> y MP .....	109
12.3.	Otros Contaminantes .....	113
12.4.	Comentario .....	113

<b>IV.</b>	<b>EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CHILENAS</b>	<b>131</b>
1.	EMISIONES EN CENTRALES TERMOELECTRICAS .....	131
1.1.	Principales Contaminantes Emitidos .....	131
1.2.	Emisiones de Material Particulado .....	131
1.3.	Emisiones de Óxidos de Azufre (SOx) .....	131
1.4.	Óxidos de Nitrógeno .....	132
1.5.	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) .....	132
1.6.	Monóxido de Carbono (CO) .....	132
1.7.	Otros Contaminantes .....	133
2.	ANALISIS DE EMISIONES DE CENTRALES TERMOELECTRICAS CHILENAS ....	133
2.1.	Emisiones de Material Particulado en Centrales con Turbinas de Vapor .....	133
2.2.	Emisiones de Material Particulado en Centrales con Turbinas de Gas y Ciclos Combinados.....	134
2.3.	Emisiones de SO <sub>2</sub> de Centrales con Turbinas de Vapor .....	135
2.4.	Emisiones de SO <sub>2</sub> de Centrales con Turbinas de Gas y Ciclo Combinado ...	135
2.5.	Emisiones de NO <sub>x</sub> en Centrales con Turbinas de Vapor .....	135
2.6.	Emisiones de NO <sub>x</sub> en Turbinas de Gas .....	136
2.7.	Emisiones de Motores .....	136
3.	REGULACIONES AMBIENTALES ESPECIFICAS .....	160
3.1.	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental .....	160
3.2.	Regulaciones Específicas de Centrales del SING .....	160
3.3.	Regulaciones Específicas de Centrales del SIC .....	163
3.4.	Resumen .....	166
4.	COMPARACION DE EMISIONES DE CENTRALES CON NORMAS INTERNACIONALES .....	168
4.1.	Comparación de Estándares Internacionales con Normas Específicas Establecidas en las RCA o Planes de Descontaminación .....	168
4.2.	Comparación de Emisiones de MP de Centrales Chilenas con Normas Internacionales .....	169
4.3.	Comparación de Emisiones de SO <sub>2</sub> de Centrales Chilenas con Normas Internacionales .....	179
4.4.	Comparación de Emisiones de NO <sub>x</sub> de Centrales Chilenas con Normas Internacionales .....	188
5.	EFFECTO DEL NIVEL DE CARGA EN EMISIONES .....	197
5.1.	Turbinas de Vapor .....	197
5.2.	Motores .....	197
5.3.	Turbinas de Gas .....	197
6.	RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	198
6.1.	Emisiones de Centrales Chilenas .....	198

6.2.	Comparación de Centrales Chilenas con Normas Internacionales .....	199
<b>V.</b>	<b>ESCENARIOS DE REGULACIÓN .....</b>	<b>201</b>
1.	ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN .....	201
2.	DESCRIPCION Y DISCUSION DE ALTERNATIVAS POSIBLES DE ESCENARIOS .....	201
2.1.	Tipo de Contaminantes a Regular .....	201
2.2.	Tipo de Centrales a Normar .....	201
2.3.	Tamaño de la Central .....	202
2.4.	Normas Parejas o Diferenciadas según Combustible y/o Tecnología .....	203
2.5.	Ubicación Geográfica .....	204
2.6.	Unidad de Medición de Emisiones .....	205
2.7.	Normar Fuentes o Centrales .....	206
3.	ESCENARIOS PROPUESTOS .....	206
3.1.	Contaminantes a Normar .....	206
3.2.	Elementos Comunes a los Escenarios Propuestos .....	207
3.3.	Escenarios Básicos .....	207
3.4.	Tamaño de las Centrales .....	211
3.5.	Unidad de Medición .....	211
4.	METODOLOGIA DE MEDICION Y CONTROL .....	212
4.1.	Medición de Partículas .....	212
4.2.	Medición de Gases .....	212
4.3.	Laboratorios de Medición y Análisis .....	212
4.4.	Periodicidad de las Mediciones .....	212
5.	PLAZO PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA .....	213
<b>ANEXOS :</b>		
Anexo 1.	Estudio de Emisiones de Contaminantes Peligrosos del Aire y Mercurio Producidas por Centrales Termoeléctricas a Vapor.....	215
Anexo 2.	Inversiones y Costos de Operación de Tecnologías de Abatimiento de Emisiones al Aire en Centrales Termoeléctricas .....	223
Anexo 3.	Cálculo de Factores de Emisión y Concentraciones de Contaminantes en Centrales Termoeléctricas .....	227
Anexo 4.	Características de los Combustibles Utilizados en Chile .....	235
Anexo 5.	Emisiones Centrales Termoeléctricas.....	239
Anexo 6.	Generación Termoeléctrica .....	246
Anexo 7.	Conversión de Límites Internacionales para las Emisiones de MP, SO2 y NOx .....	249
Anexo 8.	Significado de Siglas .....	252
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>254</b>

\*\*\*\*\*

## INTRODUCCION

Este estudio tiene por objetivo “generar información de soporte técnico y económico para la dictación de una norma de emisión que prevenga la contaminación atmosférica de la actividad termoeléctrica del país”.

Sus objetivos específicos son :

1. Realizar un catastro y una descripción del tipo de centrales termoeléctricas que operan en el país, señalando sus emisiones reales.
2. Identificar y evaluar desde un punto de vista técnico y económico las tecnologías de operación y de abatimiento.
3. Identificar y evaluar estándares de emisión internacionales para centrales termoeléctricas.
4. Proponer escenarios de regulación.

La principal fuente de información sobre las características, consumos y emisiones de las centrales instaladas en el país, se obtuvo mediante una encuesta a las empresas generadoras. Esta información fue complementada con antecedentes recogidos de las estadísticas de la CNE, información del sistema de Evaluación Ambiental de CONAMA y otras fuentes disponibles.

En los casos que las empresas no tenían datos de emisiones, éstas fueron calculadas por el consultor a partir de factores EPA.

Las normas internacionales fueron obtenidas a través de Internet. Se analizaron las normas de la CEE, Alemania, Suiza, EE.UU. Canadá, California, Argentina, Brasil y México.

En el Capítulo I se describen las tecnologías de generación eléctrica, los montos de inversiones típicas de cada tecnología y sus costos de operación. Asimismo se indican las unidades generadoras existentes en el país y sus principales características.

En el Capítulo II se describen las principales tecnologías de abatimiento, sus costos de inversión y operación y se detallan los equipos de abatimiento que disponen las centrales chilenas.

En el Capítulo III se resumen las normas atinentes a las centrales termoeléctricas de los países ya señalados.

En el Capítulo IV se muestran y analizan las emisiones de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de las centrales chilenas. Asimismo se indican las regulaciones ambientales específicas establecidas en los RCA de las centrales chilenas. Además se comparan las emisiones de las centrales chilenas con las normas internacionales relevantes.

En el Capítulo V se discuten las alternativas de posibles escenarios y se plantean algunos escenarios de regulación más factibles.

\*\*\*\*\*

## I. TECNOLOGIAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS.

### 1. GENERACIÓN MEDIANTE TURBINAS A VAPOR.

#### 1.1. Descripción General.

El proceso de generar electricidad mediante vapor tiene cinco componentes principales :

- Subsistema de Calentamiento (preparación del combustible y quemador).
- Subsistema de vapor (caldera y sistema que entrega vapor).
- Turbina a vapor que mueve el generador.
- Condensador (para condensar el vapor utilizado).
- Generador de Electricidad.

El calor para el sistema es aportado por la combustión de carbón, gas natural, petróleo, o biomasa. El combustible es quemado en el fogón de la caldera acuatubular\*. Los gases de combustión a alta temperatura evaporan el agua que circula por los tubos que forman las paredes. El sistema incluye elementos adicionales, tales como el supercalentador, recalentador, economizadores o precalentadores de aire, los cuales mejoran la eficiencia de la caldera.

La caldera genera vapor de alta temperatura y alta presión que ingresa a la turbina de vapor. Al otro extremo de la turbina de vapor se encuentra el condensador, que es mantenido a una baja temperatura y presión. El vapor que pasa de la caldera de alta presión al condensador de baja presión acciona los alabes de la turbina haciéndola girar. A su vez el eje de ésta mueve el generador eléctrico. El vapor se expande en la medida que trabaja.

El vapor que sale de la turbina entra al condensador y es condensado en los tubos de éste. Estos tubos se mantienen a una baja temperatura mediante un flujo de agua fría. El condensador es necesario para lograr una operación eficiente al generar un gran diferencial de presión del vapor, bajando la presión de salida. A mediada que el vapor es enfriado, el condensado es transportado de vuelta a la caldera para su nuevo uso, aprovechándose la temperatura del agua condensada.

Se requiere un flujo constante de agua de baja temperatura en los tubos del condensador para mantenerlo a una presión adecuada para asegurar la generación eficiente de electricidad. Durante el proceso de condensación el agua de enfriamiento se entibia. Si el sistema de enfriamiento es abierto esta agua tibia es devuelta hacia la fuente de agua (río, lago). En un sistema cerrado, el agua tibia es enfriada y devuelta al condensador. Este enfriamiento a su vez se efectúa mediante torres de enfriamiento o mediante un intercambiador de calor que utiliza grandes masas de agua, (lagos ríos, mar) donde el calor es transferido al aire. Usualmente se utilizan sistemas de enfriamiento cerrado, ya

---

\* Caldera acuatubular es aquella en que el agua circula por los tubos y los gases por fuera. Estas son calderas que trabajan a mayor presión y son de mayor tamaño.

que sólo requiere un pequeño monto de agua adicional. Un sistema cerrado consume alrededor de 1/20 del agua consumida por un sistema abierto.

La eficiencia térmica de la unidad depende del diferencial de presión y temperatura entre la caldera y la menor temperatura y presión del condensador. El sistema de turbinas a vapor moderno aplicado en Plantas Termoeléctricas de gran tamaño tiene una eficiencia térmica de aproximadamente 40%, lo que significa que el 40% del calor de la combustión es transformado en electricidad. El restante 60% del calor o sale por la chimenea (alrededor 10%) o es perdida cuando se enfría el agua en el condensador (aproximadamente 50%).

Los desechos del proceso de combustión incluyen gases de escape y además material particulado cuando se utiliza carbón biomasa o petróleo como el combustible. Estos desperdicios son controlados para reducir los niveles de polución que salen de la chimenea de escape. La ceniza, otro derivado de la combustión, también es descargada desde el fogón.

## **1.2. Calderas que Consumen Combustibles Sólidos.**

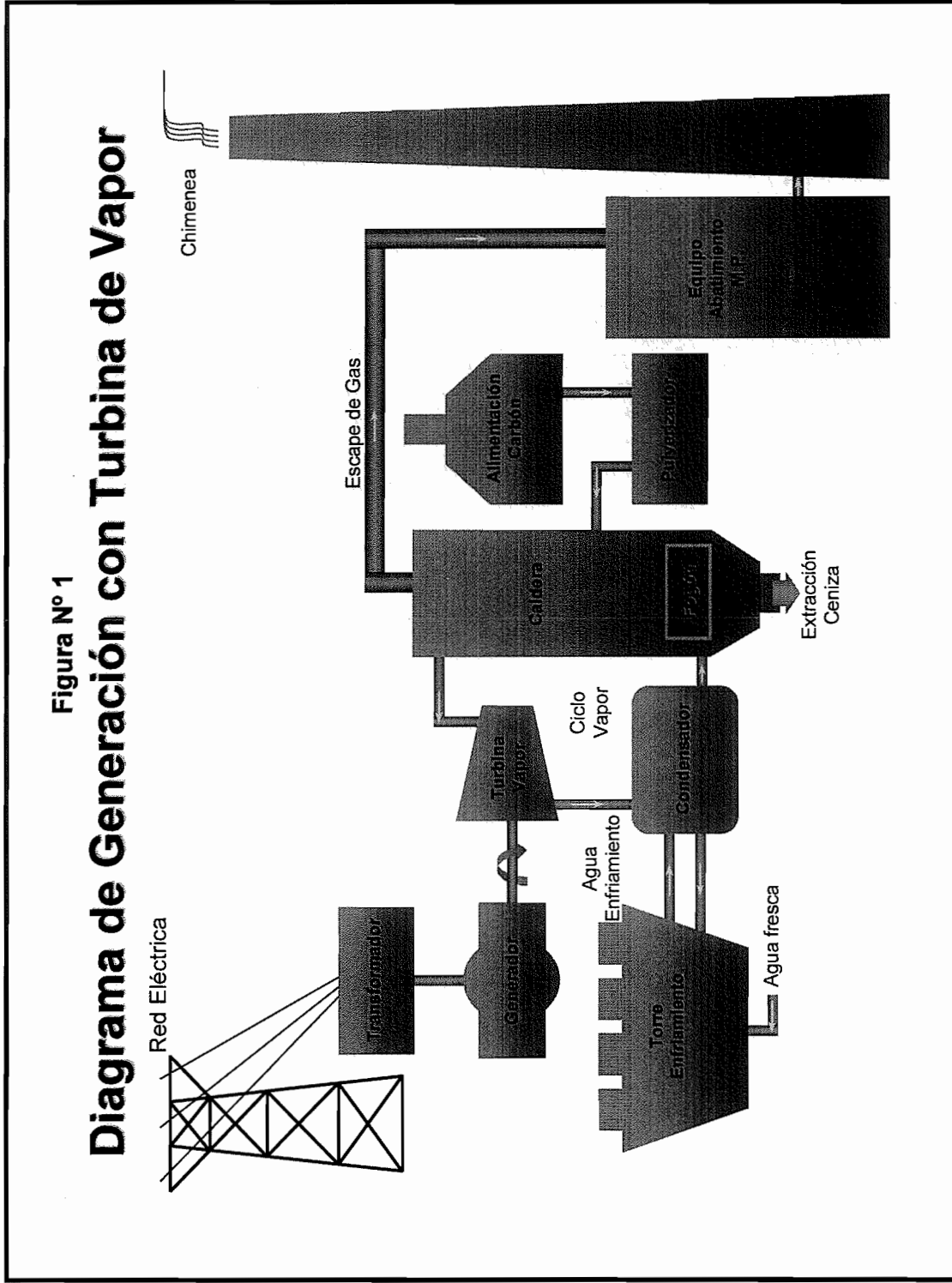
Hay numerosos tipos de generadores a vapor que operan con carbón o biomasa. Los sistemas de generación de vapor mediante la combustión con carbón están diseñados para usar carbón triturado, por lo que el combustible antes de entrar a los quemadores debe ser procesado. La clasificación de estos generadores se basa en la forma de alimentación del combustible a los quemadores y del modo de quemar el carbón o biomasa.

Las tecnologías se pueden agrupar en los siguientes tipos que se describen a continuación:

- Calderas con Parrilla Móvil
- Calderas con Quemadores de Carbón Pulverizado
- Calderas de Lecho Fluidizado

En la Figura 1 se muestra un esquema de una central con turbina de vapor y que consume carbón.





Fuente : Adaptado por el Consultor.

### 1.2.1. Parrilla Móvil.

En este tipo de calderas la alimentación de carbón o leña a la zona de combustión se efectúa mediante una parrilla móvil. Este sistema de combustión que se utilizó en el pasado en centrales eléctricas a carbón, actualmente sólo se utiliza en centrales que queman biomasa (leña) y en pequeñas instalaciones industriales de producción de vapor. Las parrillas móviles se pueden dividir a su vez en 3 grupos generales, dependiendo de la forma en que el combustible llega a la parrilla para ser quemado. Los tres tipos son :

#### a) Alimentación inferior.

Este tipo de parrilla que utiliza un transportador de tornillo para alimentar el combustible por la parte inferior, es adecuada para operación de carga continua, siendo capaz de quemar carbón en trozos y una amplia gama de carbones, pero tiene un alto costo de mantenimiento y baja eliminación de cenizas. (Ver Fig. 2).

#### b) Alimentación superior

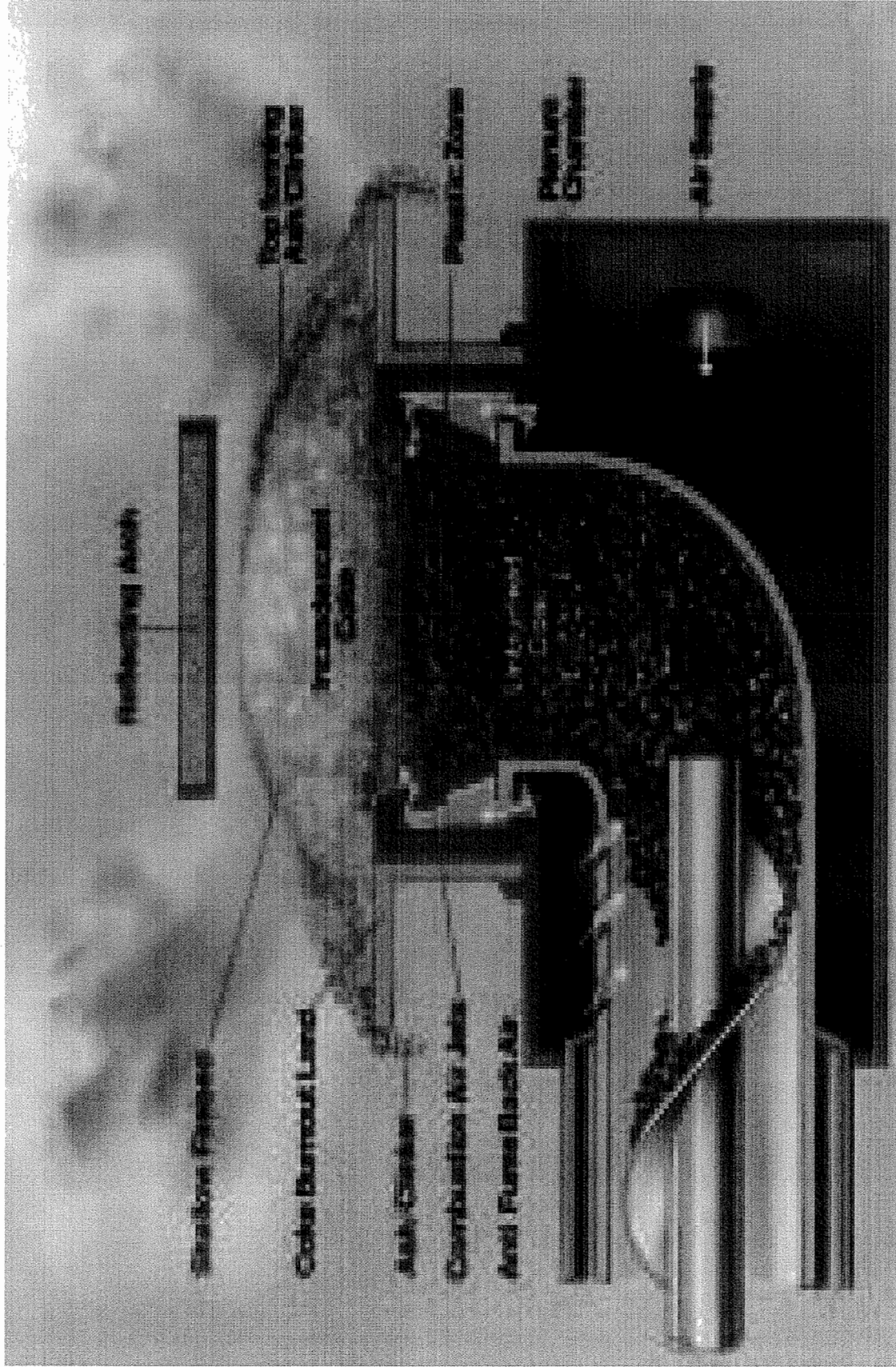
Los trozos de carbón son alimentados por gravedad en un extremo de la parrilla. Esto puede ser una cadena giratoria <sup>(a)</sup> (parrilla de cadena) que traslada combustible sólido a medida que se quema. Otro tipo son parrillas vibratorias, en escalones. La parrilla vibra y el combustible va cayendo, al final de la parrilla la ceniza va a un recipiente. Variando la velocidad de la cadena o la vibración se puede variar la generación de vapor (Figura N° 3).

Tiene bajos costos de mantención, pero presenta dificultad para quemar carbón granulado.

---

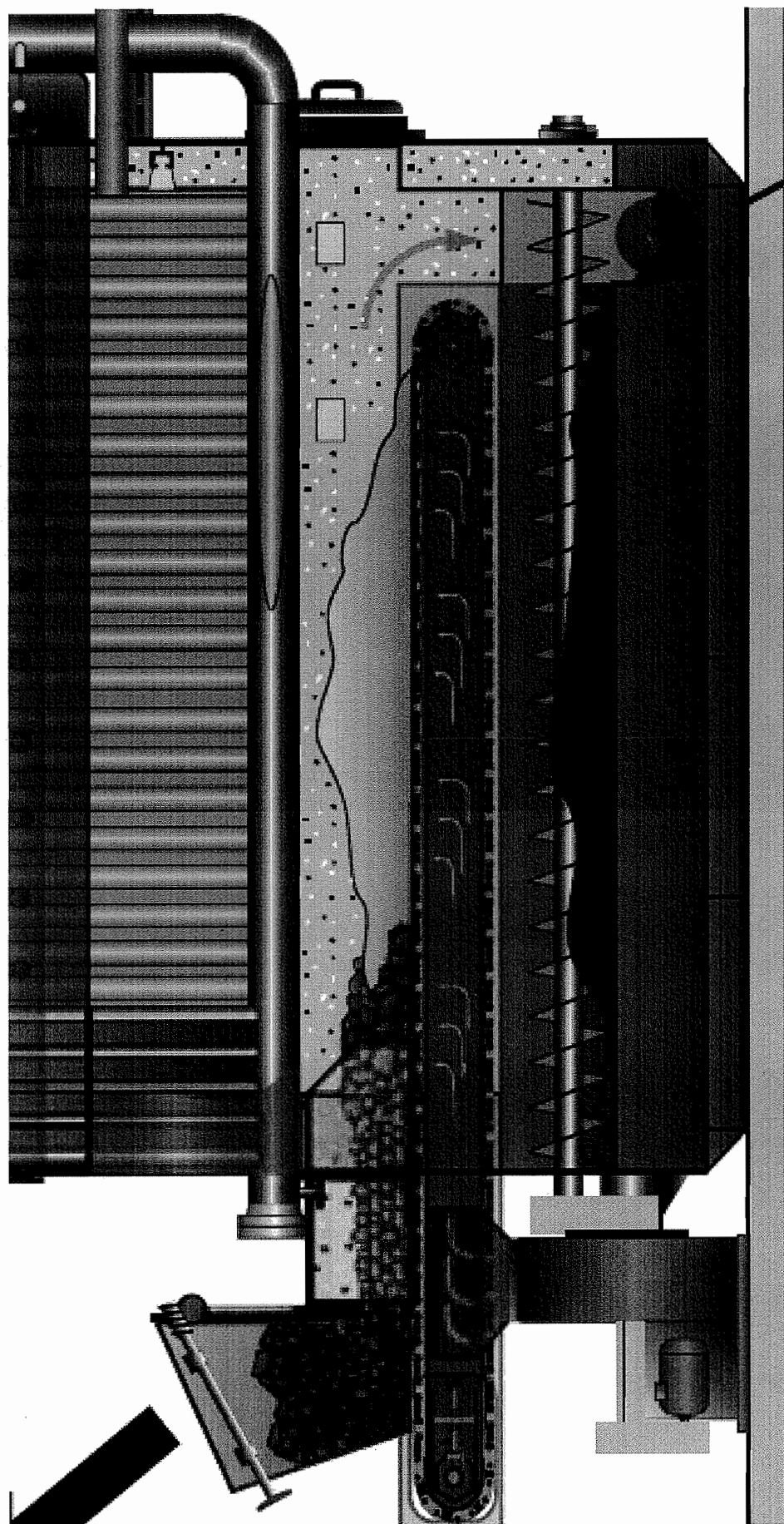
<sup>(a)</sup> Similar al sistema de tracción de un tanque o maquinaria pesada.

**Figura N° 2: Parrilla de Alimentación Inferior**  
Fuente: DTI Fuel Cleaner Fossil Fuel Programme. UK



000535

**Figura 3 : Parrilla Cadena Giratoria**  
Fuente : Hurst Boiler



000536

### **c) Spreader**

La parrilla es de tipo móvil como el caso anterior, pero además cuenta con un elemento que distribuye la carga de combustible sobre la parrilla.

Es el mejor tipo para manejar cargas fluctuantes, con alta eliminación de cenizas. Además es capaz de quemar una amplia variedad de carbones.

#### **1.2.2. Quemadores de Carbón Pulverizado**

Estas tecnologías tienen en común el uso de carbón finamente pulverizado, que es inyectado a presión en el fogón, en forma similar a un quemador de petróleo. Los principales tipos son los siguientes :

##### **a) Quemador Tangencial.**

En este tipo de quemadores, tanto el aire como el combustible son proyectados desde esquinas del horno a través de líneas tangentes a un cilindro vertical en el centro. Se forma un vórtice en el centro del fogón, permitiendo un alto grado de mezcla aire-combustible, un mayor tiempo de residencia y una combustión a menor temperatura. Este sistema provee una gran flexibilidad para quemar diferentes combustibles.

##### **b) Fogón Horizontal o Wall-Fired**

En este sistema el carbón pulverizado y el aire primario se introducen tangencialmente en la boquilla del quemador. El grado de turbulencia de aire y la forma de la garganta del quemador producen una recirculación de productos calientes de la combustión que son dirigidos hacia atrás hacia la boquilla para crear la energía de ignición necesaria para una combustión estable. Los quemadores están ubicados en filas en la muralla frontal o bien tanto en la muralla frontal como en la de atrás.

##### **c) Sistemas de Arco.**

Los sistemas de combustión vertical se usan para quemar combustibles sólidos que son difícil de quemar, tales como carbón húmedo. En este sistema, el carbón pulverizado es descargado mediante una boquilla siendo rodeado por el aire caliente de combustión. Los jets de alta presión son usados para prevenir que se interrumpa el flujo de aire-combustible. El sistema de quemado produce una llama circular de modo que los gases calientes se descargan al centro del fogón.

#### **1.2.3. Quemador Ciclónico.**

Las calderas con quemadores ciclónicos se utilizan con carbones que tienen cenizas de bajo punto de fusión, por lo que son difíciles de utilizar en quemadores de carbón pulverizado. Entre el 80% y el 90% de la ceniza se funde y cae, lo que disminuye el material particulado que sale por los humos.

La combustión se realiza a alta temperatura por lo que genera altas emisiones de NOx por lo que esta tecnología es poco usada actualmente.

La cámara de combustión ciclónica se monta en el exterior de la caldera, junto con un mecanismo para remover las cenizas. El aire de combustión primario arrastra las partículas de carbón. El ciclón genera una fuerte turbulencia que mejora la combustión y separa las partículas pequeñas y las volátiles que se queman rápidamente, de las grandes que requieren más tiempo de quemado y de las cenizas.

El carbón es el combustible primario, pero se utiliza petróleo o gas como auxiliares en el encendido y también se pueden usar como combustibles principales.

#### **1.2.4. Lecho Fluidizado.**

En los quemadores de lecho fluidizado se mezcla caliza molida al carbón pulverizado y se introducen a la cámara de combustión. Una corriente forzada de gases mantiene suspendida la mezcla dentro del fogón. Este estado de flotación de los sólidos permite a las partículas moverse libremente como en un líquido. Se crea un ambiente turbulento donde se produce la combustión, permitiendo una gran captura de azufre a temperaturas más bajas que las calderas convencionales, lo que se traduce de menos formación de NOx, por lo que las emisiones de estos compuestos se reducen. El azufre liberado del carbón se combina con la caliza para formar un compuesto sólido que es relativamente fácil de manejar y desechar. Las partículas producidas por el lecho, que luego saldrán de él, pueden ser removidas corriente abajo por un precipitador electrostático o por un filtro de mangas. Las cenizas de material más pesado que permanecen al interior del lecho, precipitan y son llevadas fuera por un tornillo transportador. Un esquema de lecho se acompaña en la Figura N° 4.

Los quemadores de lecho fluidizado se dividen en dos categorías: lecho fluidizado circulante y lecho fluidizado burbujeante. El lecho circulante es más apropiado para carbones de mejor calidad con alto contenido de carbono y bajo contenido de volátiles (antracita, coke y bituminoso). El tipo de lecho burbujeante se utiliza para biomasa y carbones con alto contenido de volátiles.

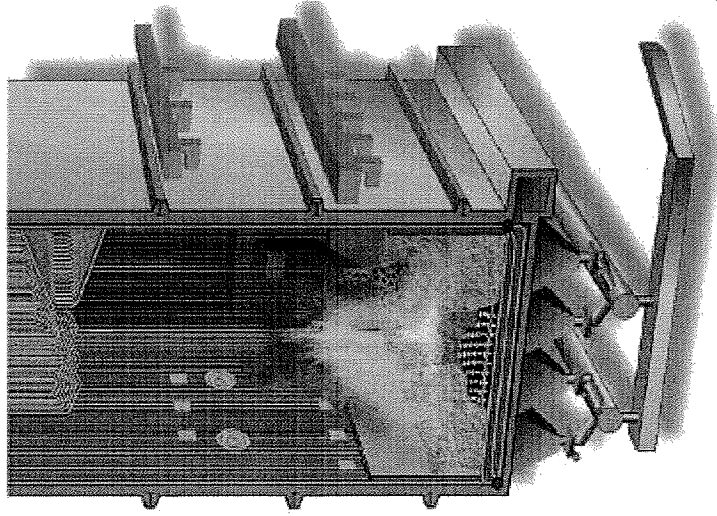
Los lechos fluidizados pueden operar a presión atmosférica o en una cámara presurizada. En la cámara presurizada, las presiones pueden ser 10 a 20 veces la presión atmosférica. Los quemadores de lecho fluidizado presurizado logran un aumento importante en eficiencia térmica respecto de los de lecho fluidizado atmosférico.

La combustión de lecho fluidizado permite el uso de carbones con alto contenido de azufre, combustibles muy sucios y combustibles de bajo poder calorífico incluso biomasa. Los carbones con mucha ceniza, quemados en lechos fluidizados requieren menos preparación y mantención en comparación a los quemadores de carbón pulverizado.

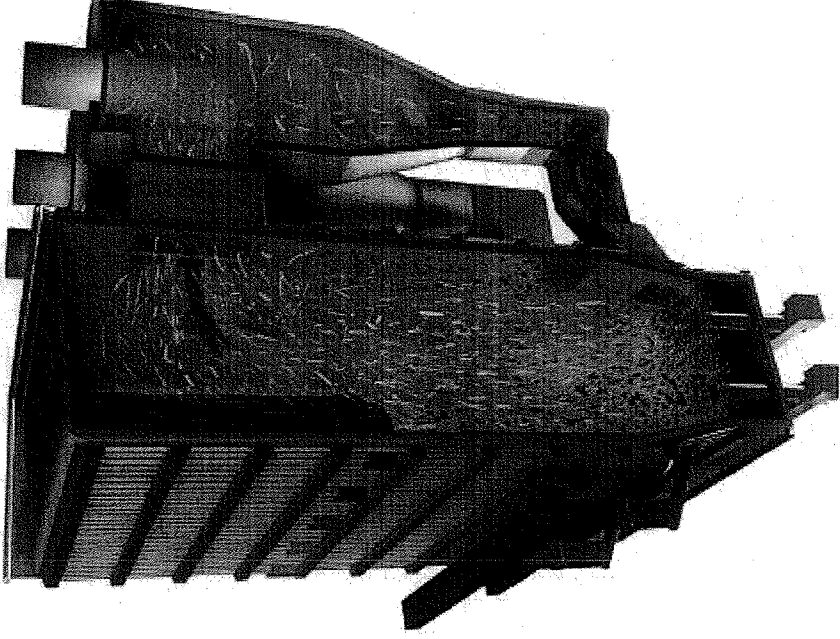


**Figura N° 4 : Calderas de Lecho Fluidizado**  
Fuente Aker Kvaerner

## Tecnologías de Combustión de Lecho Fluidizado



**Caldera Lecho  
Fluidizado Burbujeante**



**Caldera Lecho  
Fluidizado Circulante**

000533

### **1.3. Calderas que Consumen Combustibles Líquidos.**

Estas calderas son acuatubulares al igual que en el caso anterior cambiando solamente el quemador, las dimensiones del fogón y el sistema de alimentación de combustibles. De preferencia utilizan petróleos pesados (fuel oil), por su menor costo, pudiendo utilizar también diesel.

Los quemadores atomizan el combustible líquido inyectándolo a alta presión (hasta 300 psi) junto con el aire de combustión. El petróleo pesado debe ser previamente calentado para lograr una mejor atomización. Los quemadores modernos permiten regular la atomización del petróleo, el aire primario y el secundario de modo de lograr una mezcla adecuada y una óptima combustión.

### **1.4. Calderas que Consumen Combustibles Gaseosos.**

Este tipo de calderas son prácticamente iguales a las que consumen petróleo, y en la práctica existen equipos con quemadores duales (gas, petróleo). Los quemadores inyectan el gas a presión el que se dispersa fácilmente en el aire lo que genera condiciones apropiadas de combustión.

## **2. GENERACION MEDIANTE TURBINAS A GAS TRABAJANDO EN CICLO ABIERTO.**

Los sistemas de turbina a gas operan en forma similar a los sistemas de turbina a vapor, salvo que los gases de la combustión son usados directamente para mover los alabes de la turbina en vez del vapor. Además del generador eléctrico, la turbina mueve un compresor rotatorio que sirve para presurizar el aire, el cual después es mezclado con el combustible en la cámara de combustión. Mientras mayor es la compresión, más alta es la temperatura y la eficiencia que se puede lograr en una turbina a gas. Los gases desechados son emitidos a la atmósfera desde la turbina. Las turbinas de gas utilizan gas natural o diesel, pero también existen algunas que operan con petróleo combustible (IFO 180)

El sistema de turbina a gas no requiere de caldera que suministre vapor ni condensadores ni un sistema de enfriamiento que son parte de un sistema de turbina a vapor. Por este motivo los costos de capital son mucho menores en una turbina a gas que en una a vapor. Se comercializan turbinas de gas entre 1 MW y varios cientos de MW

La mayoría de las turbinas a gas instaladas tienen sólo un 20 a 30% de eficiencia, por lo que son utilizadas típicamente para atender demandas peak donde se requiere un encendido rápido y funcionamiento por períodos cortos.

Hay dos grupos de turbinas de gas:

- Las grandes turbinas de centrales de ciclo combinado que son fabricadas una a una por ciertas empresas especializadas.
- Un mercado masivo de turbinas de tamaño pequeño y mediano, que utiliza la tecnología desarrollada para los aviones a reacción (Air derivatives).



El conjunto de turbina a gas más su compresor y el generador se denomina frecuentemente turbo generador.

### **3. GENERACION DE CICLO COMBINADO (CCGT).**

Es una configuración que usa tanto turbinas a gas como generadores a vapor. En un CCGT, los gases calientes emitidos por una turbina a gas son usados para entregar todo o una parte de la fuente de calor para la caldera, que produce vapor para la turbina a vapor. Puede combinarse una o varias turbinas de gas con una de vapor.

Este tipo de centrales tiene mayor eficiencia térmica (50 – 55%) que los generadores de vapor y que las turbinas de gas. Usualmente utilizan gas natural como combustible.

En algunos casos la caldera de vapor del sistema cuenta con quemadores adicionales que aumentan la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas, incrementando la producción de vapor.

La generación de ciclo combinado se denomina también como de ciclo cerrado. En caso contrario se denominan como ciclo abierto, tal como se define en el punto anterior.

### **4. GENERACION MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTION INTERNA.**

Las unidades generadoras de combustión interna basadas en motores diesel o a gas natural, que tienen uno o más cilindros en los cuales ocurre la combustión convirtiendo la energía química de los combustibles en energía mecánica al igual que un motor de un camión. El motor provee la energía mecánica que mueve el generador para producir electricidad. Las unidades generadoras de combustión interna para las plantas generadoras son generalmente diseñadas para operar en cuatro o dos ciclos. La tecnología de los motores es similar a la de la maquinaria pesada, salvo que en general son de construcción más robusta. Esta tecnología es la misma de los grupos electrógenos.

Los generadores de combustión interna son pequeños, tienen una capacidad que varía entre 100 kW a 6 MW. Ellos son más eficientes que las turbinas a gas. Además, sus costos de capital son bajos, son fáciles de transportar y pueden generar electricidad casi inmediatamente después de su partida. Por esta razón, los generadores de combustión interna son frecuentemente usados por pequeñas cargas y para energía de emergencia.

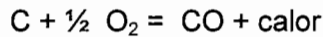
### **5. TECNOLOGÍAS EMERGENTES.**

#### **5.1. Ciclo Combinado de Gasificación Integrado.**

En este sistema los constituyentes del carbón reaccionan para producir un combustible gaseoso que luego es purificado y quemado en un turbogenerador que produce electricidad. El calor de los gases de escape es recuperado para

producir vapor que mueve una turbina que produce electricidad adicional al igual que un ciclo combinado convencional.

La gasificación de carbón es una tecnología probada que ha sido utilizada por más de un siglo. La gasificación se logra por combustión parcial del carbón en presencia de vapor y aire. La combustión parcial se logra en una atmósfera con oxígeno insuficiente para lograr la combustión completa. Además, el vapor se descompone generando hidrógeno y oxígeno, el cual se combina con el carbón formando CO. Las reacciones químicas son :



Tanto el CO como el H<sub>2</sub> son combustibles, su mezcla se denomina gas sintético (Syngas). La gasificación de biomasa es similar.

En algunos sistemas se agrega piedra caliza durante el proceso para remover el azufre. Las ventajas medioambientales de este sistema (IG-CC) son :

- Alta eficiencia térmica
- Remoción del nitrógeno, del azufre y de partículas antes de la adición del aire de combustión con la consiguiente disminución del volumen de gas que requiere tratamiento.
- El azufre en el gas se transforma en ácido sulfhídrico que es más fácil de eliminar que el SO<sub>2</sub>.
- El NO<sub>x</sub> se remueve en más de un 90%.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> son menores en comparación a las tradicionales calderas a carbón.

El gas sintético debe ser limpiado para ser utilizado en ciclo combinado lo que constituye el principal problema de esta tecnología. Actualmente se requiere enfriar el gas para su limpieza. Sin embargo, están siendo desarrollados sistemas de limpieza de gas en caliente, capaces de remover 99.9% del azufre y obtener un producto sulfuroso vendible. El sistema IG-CC es adecuado para repotenciar instalaciones existentes porque en muchos casos puede usar el sistema de turbina de vapor existente, el generador eléctrico y las instalaciones de manejo de carbón.

Esta tecnología está en uso pero no está muy difundida porque su costo en general aún es poco competitivo.

## 5.2. Cogeneración.

Esta consiste en la producción de electricidad y calor desde una única planta térmica. Dada su capacidad de recuperación de calor la cogeneración por si misma constituye en una estrategia de prevención de contaminación.

En cogeneración, el calor que de otra forma sería eliminado de una turbina a vapor, de una turbina a gas o un motor diesel, es recapturado y usado para

calefaccionar edificios u otros procesos industriales o para generar electricidad adicional. En el hecho, la eficiencia típica en una planta eléctrica de combustibles fósiles es alrededor de 33 a un 38%. Sin embargo los cogeneradores pueden obtener hasta un 80% de eficiencia por la recuperación de calor. Esta recuperación de calor se obtiene principalmente de los gases de escape.

Las plantas de cogeneración fueron originalmente usadas en la industria y aún se usan para proveer energía a industrias, hoteles, universidades, etc. Son cada vez más usadas para grandes instalaciones y están compitiendo con las centrales eléctricas para producción de energía. Las plantas de cogeneración pueden ser propiedad de industrias, para suplir su propia potencia.

Las tecnologías de cogeneración se clasifican como sistemas de ciclos ascendentes y ciclos descendentes, dependiendo de si primero se genera la energía eléctrica (ciclo ascendente) o térmica (ciclo descendente).

En un sistema de ciclo ascendente, el combustible es usado para generar electricidad con una caldera a vapor o una turbina a gas. El calor desperdiciado del proceso de generación de electricidad es entonces usado en el proceso industrial.

### **5.3. Otras Tecnologías.**

Otras tecnologías en etapa de desarrollo y pruebas piloto, son :

#### **a) Ciclo Combinado con Lecho Fluidizado.**

Los gases de combustión generados mediante un lecho fluidizado mueven una turbina de gas y luego estos gases se introducen en una caldera de recuperación que genera vapor que mueve una turbina a vapor. Permite remover el 95% del SO<sub>2</sub> y bajar emisiones de NO<sub>x</sub> (0,5 – 0,33 lb/MMbtu).

#### **b) Ciclo Combinado con Calor Indirecto.**

Es similar al caso anterior, pero los gases de combustión calientan un gas limpio mediante un intercambiador de calor. Este gas limpio mueve la turbina y produce vapor, evitándose la limpieza de los gases de combustión, pero tiene menor eficiencia térmica.

## **6. COSTOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS.**

### **6.1. Inversiones en Centrales Eléctricas.**

Las centrales termoeléctricas, como se ha descrito, son unidades complejas por lo que las inversiones fluctúan en función de parámetros, tales como : especificaciones del combustible, ubicación, disponibilidad de agua, etc., por lo que sólo es posible dar precios aproximados y rangos.

En el cuadro siguiente se muestran las inversiones informadas de diversas unidades termoeléctricas que se han instalado en Chile en los últimos años y algunas que están en etapa de construcción o proyecto (EIA).

**Cuadro N° 1 : Inversiones de Centrales Eléctricas**

	<b>Inversión Unitaria US\$/kW</b>	<b>Eficiencia %</b>	<b>Vida Útil Años</b>	<b>Tamaño Típico MW</b>
Carbón Pulverizado	1.574	38	30	1.600
Carbón Lecho Fluidizado	1.402	38	25	150
Ciclo Combinado Carbón Gasificado	1.920	48	25	480
Biomasa lecho Fluidizado	3.533	24	20	10
Turbina Gas CA	634	39	20	40
Ciclo Combinado GN	576	58	25	786

Fuente: The Cost of Generating Electricity. The Royal Academy of Engineering. Marzo 2004.

Los motores requieren de pocas inversiones adicionales, por lo que los montos de inversión son del orden de 200 a 400 US\$/kW.

En la Figura N° 5 se muestran los rangos de eficiencia y de tamaño de los 4 tipos de centrales. En la Figura N° 6 se muestran los montos de inversión y tamaños de centrales.

Según un estudio del Instituto de Investigación en Energía de Canadá, las inversiones en centrales son las siguientes:

**Cuadro N° 2 : Inversiones de Centrales**

<b>Tecnología</b>	<b>Tamaño MW</b>	<b>Inversión US\$/kW</b>	<b>Eficiencia %</b>
Carbón Pulverizado	300-1300	1000-1200	40-42
Gasificación carbón	100-300	1200-1500	40-44
Ciclo Combinado gasificación Biomasa	56-132	1108-1696	35,4-39,7
Turbina Ciclo Abierto	10-100	395-715	24-42
Ciclo Combinado	100-250	567-690	34-55

Fuente: Electricity Generation Technologies Performance and Cost Characteristics Canadian Energy Research Institute

En el Cuadro N° 3 se muestran las inversiones obtenidas de los Estudios de Impacto Ambiental de Centrales Chilenas ya construidas o en proyecto.

**Cuadro N° 3 : Inversiones en Centrales Eléctricas Chilenas**

Tecnología	Potencia MW	Inversión MUS\$	Valor Unitario US\$/kW	Rango US\$/kW
<b>Vapor Carbón</b>				<b>1250 – 1428</b>
Coronel (Colbún) (a)	700	1000	1.428	
Ventanas 3 (a)	250	317	1.270	
Guacolda 3 (a)	200	250	1.250	
Bocamina (a)	350	460	1.314	
<b>Ciclo Combinado GN-D</b>				<b>549 – 727</b>
San Isidro (a)	337	245	727	
Campanario (b)	390	214	549	
<b>Turbinas Ciclo Abierto</b>				<b>125 - 400</b>
PSEG (b)	47	15	319	
Colmito (a)	25	60	417	
Los Vientos (a)	120	25	125	
Antilhue (b)	50	20	400	

(a) En proyecto

(b) En operación

KUS\$ = mil US\$

MUS\$= millón US\$

Fuentes: Estudios Impacto Ambiental

En conclusión, los rangos de inversión en plantas termoeléctricas son :

	US\$/kW
• Carbón Pulverizado	1.000 – 1.574
• Gasificación Carbón	1.200 – 1.500
• Turbinas Ciclo Abierto	319 - 715
• Ciclo Combinado	549 - 727
• Motores	200 - 400
• Carbón Lecho Fluidizado	1.400
• Ciclo Combinado Carbón gasificado	1.920

## 6.2. Costos de Operación y Mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden básicamente al costo del combustible.

En el cuadro siguiente se muestran los costos representativos de cada tecnología, basados en el estudio de precio de nudo de la CNE de Octubre del 2006. Para el análisis se tomó el total de centrales pero se descartaron los casos extremos, tales como las centrales a carbón Huasco y Laguna Verde, centrales con costos de biomasa = 0<sup>2</sup>, etc.

<sup>2</sup> Existen centrales con diferentes costos de biomasa, dependiendo del tipo de biomasa y del uso alternativo de ésta.

**Cuadro Nº 4 : Costos Variables para Centrales Termoeléctricas**

Tipo de Central	Combustible	Rango de potencias [MW]	[US\$/MWh]		
			Costo promedio del combustible	Costos promedio no Combustible	Costo Variable Total
Ciclo Vapor	Carbón	50 - 100	27,5	3,0	30,5
		100 - 150	25,8	1,4	27,2
		150 - 210	24,5	1,5	26,0
	Mezcla Carbón - Petcoke	100 - 200	21,5	2,2	23,7
	Biomasa	1 - 15	8,8	-	8,8
	Fuel Oil	1 - 50	96,2	1,2	97,4
Ciclo Combinado	Gas	160 - 300	27,4	1,6	29,0
	Diesel	160 - 300	127,7	4,3	132,0
Turbina a Gas	Gas	1 - 50	37,6	6,3	43,9
	Diesel	20 - 30	220,6	1,0	221,6
Motores	Gas	0,1 - 10	30,4	10,7	41,1
	Diesel	0,1 - 10	202,6	11,3	213,9

Fuente: Estudio de Costo de Precio de Nudo Octubre 2006.

En el Cuadro Nº 5 se muestran los costos de operación y mantención de centrales calculados por la Academia de Ingeniería de Inglaterra.

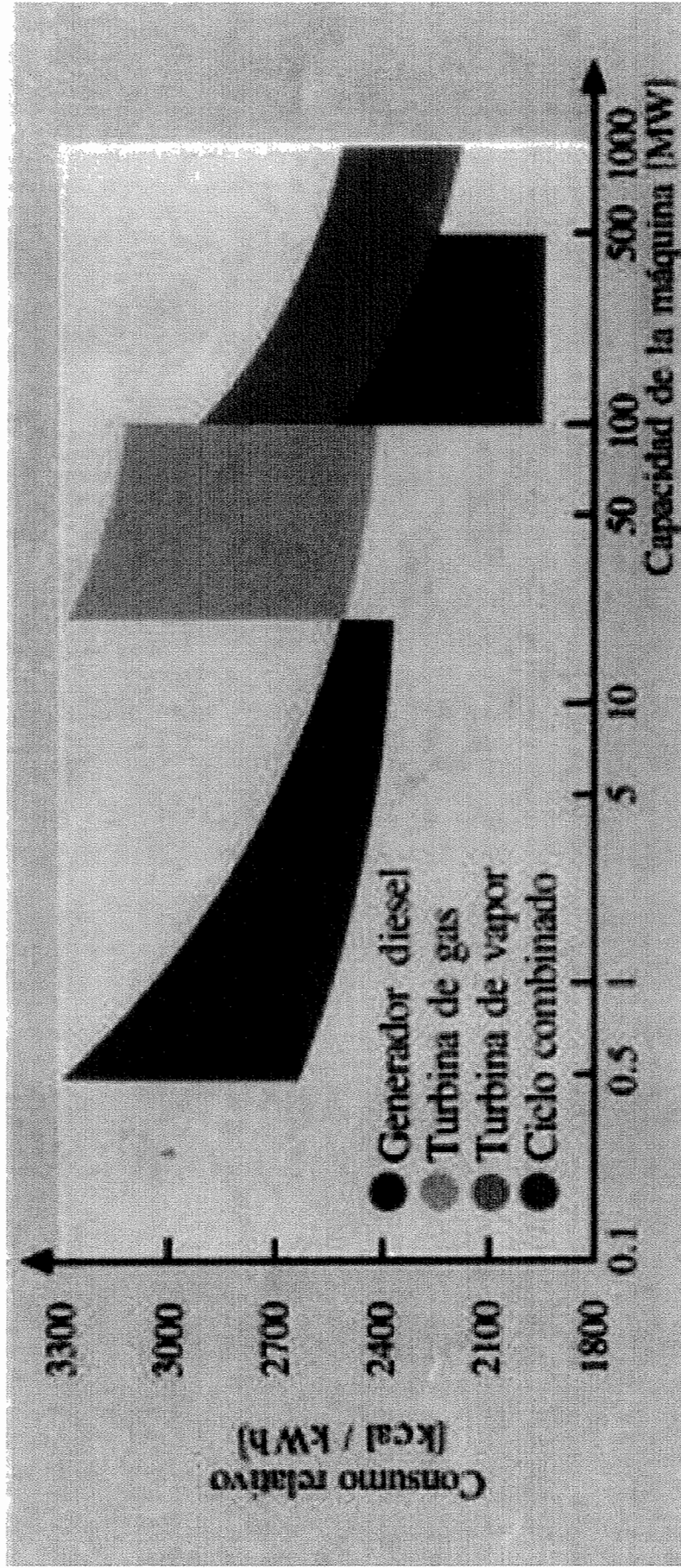
**Cuadro Nº 5 : Costos de Centrales Eléctricas**

	Eficiencia %	Costo O y M US\$/kWaño	Costo Total US\$/MWh	Costo sin Capital US\$/MWh
Carbón Pulverizado	38	46,1	63,9	44,0
Carbón Lecho Fluidizado	38	73,0	66,2	48,0
Ciclo Combinado Carbón Gasificado	48	92,1	74,1	44,5
Biomasa Lecho Fluidizado	24	432,0	129,8	78,1
Turbina Gas CA	39	65,3	69,8	62,2
Ciclo Combinado GN	58	48,0	49,3	42,4

\* Fuente Costo de Generación de Electricidad. Royal Academy of Engineering Inglaterra. Marzo 2004

En ambos cuadros se observa que los costos de Operación y Mantención son pequeños. En el caso chileno son del orden del 2% al 11% de los costos de combustible.

Figura N° 5 : Comparación de Consumos Relativos de Combustible en Centrales Térmicas

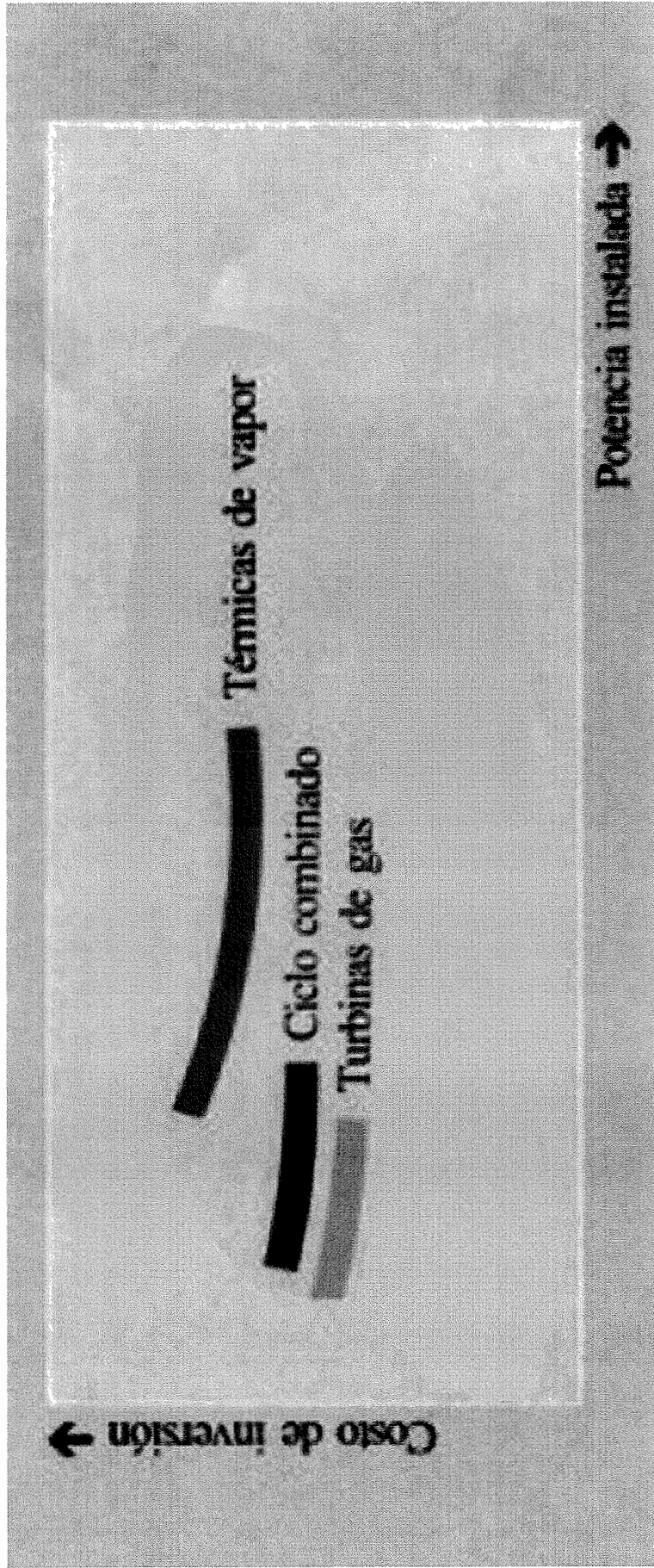


Fuente: Apuntes Curso Instalaciones y Economía de Plantas de Fuerza. Universidad Técnica Federico Santa María. 2005

000547



Figura N° 6 : Comparación de Costos de Inversión para Centrales Térmicas



Fuente: Apuntes Curso Instalaciones y Economía de Plantas de Fuerza. Universidad Técnica Federico Santa María. 2005



## **7. ANTECEDENTES DE CENTRALES CHILENAS.**

### **7.1. Lista de Centrales con Ubicación, Titular, Potencia, Tipo y Antigüedad.**

En los cuadros N°s. 6, 7, 8 y 9 se muestran las centrales termoeléctricas del SING, SIC, Aysen y Magallanes, respectivamente con sus unidades y las principales características de éstas: tecnología, tipo de combustible, año de puesta en servicio y potencia.

Se observa que en el sistema Aysen sólo existen motores diesel y en el de Magallanes sólo existen motores y turbinas de gas, dada la baja demanda eléctrica que no justifica centrales de vapor o ciclos combinados. En cambio el SING y el SIC cuentan con las diversas tecnologías.

### **7.2. Antecedentes de Operación de Centrales.**

En los Cuadros N°s. 10, 11, 12 y 13 se muestran los siguientes datos de operación del año 2005 de las Centrales del SING, SIC, Aysen y Magallanes:

- Generación total año 2005 (GWh)
- Horas de operación año 2005
- Consumo de combustible año 2005
- Rendimiento energético a plena carga kcal/kWh
- Consumo específico de combustible señalado por las empresas (lt/kWh ó m<sup>3</sup>/kWh ó lt/kWh)
- Rendimiento energético promedio.
- Consumo específico calculado dividiendo el consumo por la generación eléctrica.

### **7.3. Operación de las Centrales Chilenas.**

Del Cuadro N° 4 se observa que las turbinas de gas y motores tienen costos de generación muy superiores a los de las centrales de vapor con combustibles sólidos y a los de los ciclos combinados con gas natural. La razón de la coexistencia de las distintas tecnologías son las siguientes :

- Las turbinas de gas y motores son de partida rápida, por lo que pueden estar generando en algunos minutos. Incluso los grupos motogeneradores de emergencia parten en forma casi instantánea. En cambio las centrales de carbón demoran alrededor de 24 horas en encenderse, elevar presión y alcanzar su capacidad de generación.

En el caso de los ciclos combinados la turbina de gas puede llegar a generar en algunas horas, pero la turbina de vapor presenta una demora similar al caso anterior. Algo similar ocurre al parar las centrales de vapor, dado que la caldera es capaz de entregar vapor por algunas horas después de apagada. Dado el tamaño de estas centrales se requiere un

tiempo adicional para sincronizar su entrada o salida con el resto del sistema.

- Dado que la demanda eléctrica es variable y la energía no es acumulable, se requieren los equipos de partida rápida (turbinas y motores) para absorber los peaks de demanda, más aún en situaciones de emergencia como la falla de una central mayor.
- Por otra parte las redes eléctricas son muy complejas cubriendo grandes territorios (SIC y SING), los cuales se atienden mediante unas pocas unidades ubicadas en sectores específicos. A esto se suma que existen importantes pérdidas de energía y costo al transmitir energía eléctrica de un sector a otro. Esto requiere reforzar ciertas zonas de la red, para lo cual se utilizan estos equipos de menor tamaño.
- Las centrales de carbón y ciclos combinados presentan grandes economías de escala por lo que en general se instalan centrales mayores de 100MW.
- Para consumos menores es más conveniente la instalación de turbinas y motores como sucede en los Sistemas de Aysén y Magallanes.

El sistema eléctrico chileno opera bajo el criterio de mínimo costo por lo cual se prioriza la operación de las centrales hidráulicas de pasada, cuya agua si no se utiliza se pierde. A continuación operan las centrales térmicas a biomasa por su bajo costo, las térmicas de carbón, y los ciclos combinados. Estas requieren operar en forma continua por un largo período (varios meses). Luego entran las centrales hidráulicas de embalse, cuya agua si no se utiliza se mantiene acumulada. Finalmente sólo cuando se requiere más energía operan las turbinas y motores.

La operación del SING es similar, pero en ella casi no hay generación hidráulica, y no tienen biomasa.

**Cuadro N° 6 : Lista de Empresas con sus Centrales, Ubicación, Unidades y Características Principales**  
**SING**

Región	Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Puesta en Servicio Año	Combustible	Potencia (MW)	Tipo
Primera	Celta	Termoeléctrica Tarapacá	C.T. Tarapacá, #1	1998	Carbón y Diesel	158	Turbina de Vapor
			C.T. Tarapacá, #2	1998	Diesel	23	Turbina Gas
	Edelnor	Central Diesel Iquique	Mirrlees KSS	1963-1964	Diesel	2,9	Motor Diesel
			Suizer	1957	Diesel	4,2	Motor Diesel
			MAN	1972	Diesel + PC N° 6	5,9	Motor Diesel
			Mitsubishi	1985	Diesel + PC N° 6	6,2	Motor Diesel
			TurboGas	1978	Diesel	23,8	Turbina Gas
			Mirrlees KS	1953	Diesel	3,0	Motor Diesel
			Mirrlees KSS	1962-1963	Diesel	2,9	Motor Diesel
			G. Motors	1973	Diesel	8,4	Motor Diesel
Gas Atacama	Central Térmica Atacama	TG1A	1999	Gas Natural y Diesel	126,7	Turbina Gas, Dry low Nox DLN1 (GE)	
		TG1B	1999	Gas Natural y Diesel	126,7	Turbina Gas, Dry low Nox DLN1 (GE)	
		TV1C	1999	Gas Natural y Diesel	142,5	Turbina de Vapor	
		TG2A	2002	Gas Natural y Diesel	123,7	Turbina Gas, Dry low Nox DLN1 (GE)	
		TG2B	1999	Gas Natural y Diesel	124,1	Turbina Gas, Dry low Nox DLN1 (GE)	
		TV2C	1999	Gas Natural y Diesel	136,9	Turbina de Vapor	
		Generadora N°1	1995	Carbón/Petcoke	136,3	Turbina de Vapor	
		Generadora N°2	1997	Carbón/Petcoke	141,04	Turbina de Vapor	
		N°10	1970	Petróleo N° 6	37,5	Turbina de Vapor	
		N°11	1970	Petróleo N° 6	37,5	Turbina de Vapor	
Segunda	Electroandina	Central Térmica Tocopilla	N°12	1983	Carbón ó Carbón/Petcoke	85,3	Turbina de Vapor
			N°13	1985	Carbón ó Carbón/Petcoke	85,3	Turbina de Vapor
			N°14	1987	Carbón ó Carbón/Petcoke	128,3	Turbina de Vapor
			N°15	1990	Carbón ó Carbón/Petcoke	130,3	Turbina de Vapor
			N°16	2001	Gas Natural	400,0	Ciclo Combinado
			Turbo Gas N° 1	1976	Diesel y Gas Natural (a)	24,7	Turbina Gas
			Turbo Gas N° 2	1975	Diesel y Gas Natural (a)	24,9	Turbina Gas
			Turbo Gas N° 3	1993	Diesel y Gas Natural	37,5	Turbina Gas
			N° 1	1996	Carbón ó Carbón/Petcoke	165,9	Turbina de Vapor
			N° 2	1998	Carbón ó Carbón/Petcoke	175,0	Turbina de Vapor
Edelnor	Central Diesel Antofagasta	N° 3	2000	Gas Natural	250,0	Ciclo Combinado	
		MAN 4 y 5*	1968	Diesel + PC N° 6	11,86	Motor Diesel	
		G. Motors 1-8**	1967-1975	Diesel	16,8	Motor Diesel	
		Central Diesel Mantos Blancos	Unidades 1-10***	1979-1990	Diesel + PC N° 6	28,6	Motor Diesel

(GE): General Electric.

(a) La empresa sólo utiliza Diesel y la operación con Gas Natural está en proyecto

\* Son dos motores.

\*\* Son ocho motores.

\*\*\* Son 10 motores y en total la potencia es de 28,6.

Fuente: Datos proporcionados por las empresas.

**Cuadro N° 7 : Lista de Empresas con sus Centrales, Ubicación, Unidades y características Principales SIC**

Región	Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Puesta en Servicio Año	Combustible	Potencia (MW)	Tipo
Segunda	Endesa	Termoeléctrica Taltal	C.T. Taltal, #1	2000	Gas Natural	120	Turbina Gas ciclo abierto
			C.T. Taltal, #2	2000	Gas Natural	120	Turbina Gas ciclo abierto
Tercera	Eléctrica Guacolda	Termoeléctrica Guacolda	Unidad N°1	1995	Petcoke, Carbones, Petróleo Diesel y Petróleo 6	152	Turbina de Vapor
			Unidad N°2	1996	Petcoke, Carbones, Petróleo Diesel y Petróleo 6	152	Turbina de Vapor
			C.T. Huasco Vapor, # 1	1965	Carbón	8	Turbina de Vapor
			C.T. Huasco Vapor, # 2	1965	Carbón	8	Turbina de Vapor
			C.T. Huasco TG, # 3	1997	Petróleo Combustible y Diesel	21,3	Turbina Gas
			C.T. Huasco TG, # 4	1997	Petróleo Combustible y Diesel	21,3	Turbina Gas
			C.T. Huasco TG, # 5	1997	Petróleo Combustible y Diesel	21,3	Turbina Gas
			C.T. Diego de Almagro, #1	1981	Diesel	23,8	Turbina Gas
			C.T. Diego de Almagro, #2	1982	Diesel	23	Turbina Gas
			C.T. San Isidro, #1	1998	Gas Natural y P. Diesel	379	Ciclo Combinado
Quinta	Endesa	Complejo Termoeléctrico Nehuenco	Nehuenco 1	1999	Gas Natural y Diesel	360	Ciclo Combinado
			Nehuenco 2	2003	Gas Natural	385	Ciclo Combinado
			Nehuenco 3 (T. Gas)	2002	Gas Natural y Diesel	108	Turbina de Gas
			Unidad N°1	1964	Carbón, Diesel y Petróleo 6	120	Turbina de Vapor
			Unidad N°2	1977	Carbón, Diesel y Petróleo 6	220	Turbina de Vapor
			Unidad N°1	1939	Carbón	55 (a)	Turbina de Vapor
			Unidad N°2	1949	Carbón	17	Turbina de Vapor
			TurboGas	2004	Diesel	17	Turbina Gas
			Unidad N°1	2006	Diesel	270	Turbina Gas
			Unidad N°2	2005	Gas Natural y Diesel	130	Turbina Gas
Sexta	Colbun S.A.	Central Candelaria	Candelaria I	2005	Gas Natural y Diesel	130	Turbina Gas
			Candelaria II	2005	Gas Natural y Diesel	130	Turbina Gas
Séptima	Energía Verde S.A.	Central Termoeléctrica Constitución	San Fco. de Mostazal	2002	Diesel	24	Turbina Gas
			Central Constitución	1995	Biomasa (desechos forestales)	8,5	Turbina de Vapor
			Planta Licancel	1996	Petróleo Diesel, Biomasa, Petróleo 6 y Licor Negro	217,5*	Turbina de Vapor
			Planta Arauco	2001	Biomasa, Petróleo 6 y Licor Negro	27 / 5,5*	Turbina de Vapor
			Planta Celulosa Nueva Aldea	1996	Gas Natural, Biomasa, Petróleo 6 y Licor Negro	33 / 15*	Turbina de Vapor
			Planta Choliguan	2004	Petróleo Diesel, Gas Natural y Licor Negro	70 / 20*	Turbina de Vapor
			Central Nueva Aldea Fase I	2001	Petróleo Diesel, Propano y Biomasa	30 / 13*	Turbina de Vapor
			TG Horcones	2004	Petróleo Diesel y Biomasa	29 / 14*	Turbina de Vapor
			TG Nueva Aldea II	2005	Gas Natural o Diesel	24 / 24*	Turbina Gas
			TG Nueva Aldea II	2005	Petróleo Diesel	10 / 10*	Turbina Gas
Octava	Endesa	Central Termoeléctrica Laja	C.T. Bocamina	1970	Carbón, Diesel y Petróleo Combustible	128	Turbina de Vapor
			Central Laja	1995	Biomasa (desechos forestales)	8,5	Turbina de Vapor
			Central Coronel	2004	Gas Natural y Diesel	47	Turbina a Gas y Petróleo
			Petropower Energía Ltda.	1997	Petcoke	75	Turbina de Vapor
			Antihue	2005	Diesel	50	Turbina Gas
			TG2	2005	Diesel	50	Turbina Gas
			Planta Celulosa Valdivia	2004	Biomasa, Petróleo 6, Diesel, Propano, Petróleo Combustible y Licor Negro	70 / 61*	Turbina de Vapor
			Renca	1962	Diesel	50	Turbina de Vapor
			Unidad 2	1962	Diesel	50	Turbina de Vapor
			Nueva Renca	1998	Gas Natural y Diesel	379 (b)	Ciclo Combinado

(a) Total.

(b) Con Gas Natural, con diesel 322 MW.

\* Potencial Total / Potencial entregada al SIC.

Fuente: Datos proporcionados por las empresas

**Cuadro N° 8: Lista de Empresas con sus Centrales, Ubicación, Unidades y Características Principales  
Sistema Aysen**

Región	Propietario	Nombre Central	Nombre Unidad	Puesta en Servicio Año	Combustible	Potencia (MW)	Tipo
X Región		Central Térmica Chaitén	131.- Caterpillar	2000	Diesel	0,292	Motor Diesel
			132.- Caterpillar	2000	Diesel	0,2	Motor Diesel
XI Región	Edelaysen	Central Térmica Nuevo Reino	124.- Cummins	2000	Diesel	0,282	Motor Diesel
			125.- Cummins	2000	Diesel	0,282	Motor Diesel
			119.- Cummins	1965	Diesel	0,282	Motor Diesel
			120.- Cummins	1965	Diesel	0,282	Motor Diesel
		Central Térmica Chile Chico	121.- Cummins	1965	Diesel	0,4	Motor Diesel
			111.- Caterpillar	1970	Diesel	1,4	Motor Diesel
		Central Térmica Aysén	112.- Caterpillar	1970	Diesel	1,2	Motor Diesel
			113.- Caterpillar	1970	Diesel	1,2	Motor Diesel
		114.- Caterpillar	1970	Diesel	1,2	Motor Diesel	
		Central Tehuénche	Man	S/I	IFO	2	Motor Diesel
Man	S/I		IFO	2	Motor Diesel		
Caterpillar	S/I		Diesel	2,35	Motor Diesel		
Caterpillar	S/I		Diesel	0,71	Motor Diesel		
Caterpillar	S/I		Diesel	1,83	Motor Diesel		
128.- Deutz	1973		Diesel	0,16	Motor Diesel		
Central Caleta Andrade	129.- Cummins	1973	Diesel	0,15	Motor Diesel		
	130.- Cummins	1973	Diesel	0,282	Motor Diesel		

Fuente : Datos proporcionados por la empresa Saesa e información de la CNE sobre Edelaysen.

000550



**Cuadro N° 10: Consumo de Energía y Eficiencia Térmica de Centrales del SING**

Región	Nombre Central y Unidad	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWH	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético plena carga Kcal/ kWh	Rendimiento Energético Promedio Kcal/ kWh	Consumo específico Kg o m <sup>3</sup> /kWh	Consumo específico Kg o m <sup>3</sup> /kWh	
Primera	Termoeléctrica Tarapacá	C.T. Tarapacá #1	Carbón	ton	157.338	422,25	4.040	2.373	2.250	0,38 (b)	0,38	
		Diesel	m3	746						0,21		
	Central Diesel Iquique	C.T. Tarapacá #2	Diesel	m3	192	0,48	39	4.121	4.121	3.701	0,41 (b)	0,40
		Mirreles KSS	Diesel	ton	66	0,27	290	2.619	2.619	2.664	0,26	0,24
		Sulzer	Diesel	ton	111	0,42	357	2.832	2.832	2.881	0,28	0,26
		MAN	Diesel + Petróleo N° 6	ton	317	1,28	255	2.488	2.488	2.600	0,26	0,25
		Mitsubishi	Diesel + Petróleo N° 6	ton	327	1,58	291	2.202	2.202	2.173	0,23	0,21
		TurboGas	Diesel	ton	167	0,38	34	3.307	3.307	4.790	0,32	0,44
		Mirreles KS	Diesel	ton	84	0,34	415	2.620	2.620	2.693	0,26	0,25
		Mirreles KSS	Diesel	ton	72	0,29	292	2.620	2.620	2.706	0,26	0,25
Segunda	Central Diesel Anca	G. Motors	Diesel	ton	385	1,61	753	2.620	2.607	0,26	0,24	
		TG1A	Gas Natural	m3	117.723.864	358,47	3.538	2.747	3.054	0,33	0,33	
		TG1B	Gas Natural	m3	123.042.943	373,08	3.677	2.747	3.067	0,33	0,33	
		TG1A	Diesel	m3	76	0,17	4	2.637	2.637	4.129	0,26	0,45
		TG1B	Diesel	m3	17	0,04	1	2.637	2.637	3.962	0,26	0,43
		TV1C*	Gas Natural y Diesel	-	-	412,34	7.040	-	-	-	-	-
		TG2A	Gas Natural	m3	119.551.088	363,26	3.601	2.734	3.061	3.061	0,33	0,33
		TG2B	Gas Natural	m3	161.279.007	492,42	4.832	2.734	3.046	3.046	0,33	0,33
		TG2A	Diesel	m3	54	0,14	3	2.637	2.637	3.562	0,26	0,39
		TG2B	Diesel	m3	84	0,20	4	2.637	2.637	3.801	0,26	0,42
Norgener S.A	TV2C*	Gas Natural y Diesel	-	-	481,49	6.090	-	-	-	-	-	
	U. Generadora N°1	Carbón/Petcoke	ton	244.440	501,25	6.311	2.448	2.448	2.926	0,41	0,49	
	U. Generadora N°2	Carbón/Petcoke	ton	221.087	483,77	5.733	2.382	2.382	2.742	0,40	0,46	

000000

**Cuadro N° 10 : Consumo de Energía y Eficiencia Térmica de Centrales del SING (Continuación)**

Región	Nombre Central y Unidad	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWH	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético plena carga Kcal/ kWh	Rendimiento Energético Promedio Kcal/ kWh	Unidad	Consumo específico Un/kWh	Consumo específico Promedio Un/kWh		
Segunda	Central Térmica Tocopilla	N°10	Petróleo N° 6	ton	13	0,04	3	2.912	3.310	kg	0,30	0,33		
		N°11	Petróleo N° 6	ton (a)	14	0,04	3	2.912	3.675	kg	0,30	0,35		
		N°12	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton (a)	27.293	58,97	905	3.068	2.777	kg	0,51	0,46		
		N°13	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton (a)	70.049	147,59	2.426	2.932	2.848	kg	0,49	0,47		
		N°14	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton (a)	347.331	818,24	7.412	2.706	2.547	kg	0,45	0,42		
		N°15	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton (a)	300.308	730,60	7.178	2.606	2.466	kg	0,43	0,41		
		N°16	Gas Natural	m3	337.800.151	1.759,07	7.242	1.708	1.792	m3	0,18	0,19		
		Turbo Gas N° 1	Diesel	m3	252	0,52	46	3.457	4.437	kg	0,34	0,48		
		Turbo Gas N° 2	Diesel	m3	278	0,61	52	3.457	4.173	kg	0,34	0,46		
		Turbo Gas N° 3	Diesel	m3	257	43,07	1.587	2.728	3.340	m3	0,27	0,31		
					Gas Natural	m3	15.235.173		3.119		m3	0,34	0,36	
				N° 1	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton	181.015	447,00	3.377	2.610	2.430	kg	0,43	0,40
				N° 2	Carbón ó Carbón/Petcoke	ton	337.079	849,00	6.072	2.493	2.382	kg	0,42	0,40
				N° 3	Gas Natural	m3	329.000.000	1.623,00	8.242	1.791	1.885	m3	0,19	0,20
				MAN 4 y 5	Diesel + Petróleo N° 6	ton	168	0,68	164	2.659	2.594	kg	0,27	0,25
				G. Motors 1-8	Diesel	ton	385	1,59	925	2.503	2.639	kg	0,24	0,24
		Unidades 1-10 Blancos	Diesel + Petróleo N° 6	ton	953	4,13	1.970	2.309	2.423	kg	0,24	0,23		

\* Son las Unidades a vapor de los ciclos combinados por lo que no tienen consumo de combustibles

(a) Equivale 6.000 KCal/kg

(b) kg/kWh

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

000556



**Cuadro N° 11: Consumo de Energía y Eficiencia Térmica Centrales del SIC**

Región	Nombre Central	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWh	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético		Unidad	Consumo específico Un/kWh	Consumo específico Promedio Un/kWh	
								plena carga Kcal/ kWh	promedio Kcal/ kWh				
Segunda	Termoelectrica Tallal	C.T. Tallal #1	Gas Natural	m <sup>3</sup>	177.057.000	573	5980,7	2.882	2.874	m <sup>3</sup>	0,309	0,309	
		C.T. Tallal #1	Gas Natural	m <sup>3</sup>	126.652.400	403	4.429,20	3.026	2.893	m <sup>3</sup>	0,315	0,315	
		C.T. Tallal #2	Diesel	m <sup>3</sup>	1.302	4,2				kg	0,31	0,31	
Tercera	Termoelectrica Guacolda	Unidad N°1	Petcoke	ton	104.085								
			Carbones	m <sup>3</sup>	545.413								
			Diesel	m <sup>3</sup>	139								
			Petróleo 6	ton	34								
			Petcoke	ton	104.301								
		Unidad N°2	Carbones	ton	538.475								
			Diesel	m <sup>3</sup>	158								
			Petróleo 6	ton	253								
			Carbón	ton	9.908								
			Carbón	ton	20.710								
Quinta	Termoelectrica Diego de Almagro	C.T. Huasco vapor # 1	Carbón	ton	9.908	11,006	2.018,90	4.856*	5.401	kg	0,81	0,90	
		C.T. Huasco vapor # 2	Carbón	ton	20.710	55,498	3402,90	3.908*	4.007	kg	0,37	0,37	
		C.T. Huasco TG # 3	Petroleo Combustible	ton	540	0,456	51,91	S/A	S/A	kg	S/A	0,50	
		C.T. Huasco TG # 4	Diesel	m <sup>3</sup>	229,5								
		C.T. Huasco TG # 5	Diesel	m <sup>3</sup>	227.244.300	1.229,3	4.444,65	1.729	1.719	m <sup>3</sup>	0,19	0,18	
		Termoelectrica San Isidro	C.T. San Isidro #1	Gas Nitral	m <sup>3</sup>	1552,1							
				Gas Nitral	m <sup>3</sup>	69.116.492	341,5	4.251,67	1.608	m <sup>3</sup>	0,14	0,20	
			Nehuenco 1	Diesel	m <sup>3</sup>	113.186	608,6	1.994,15	1.551	kg	0,15	0,19	
			Nehuenco 2	Gas Nitral	m <sup>3</sup>	467.016.293	2.384	14.559,29	1.518	m <sup>3</sup>	0,13	0,20	
			Nehuenco 3	Gas Nitral	m <sup>3</sup>	14.155.144	40,2	488,13	2.717	m <sup>3</sup>	0,24	0,35	
				Diesel	m <sup>3</sup>	21.013	63	751,87	2.806	kg	0,27	0,33	
			Unidad N°1	Carbón	ton	123.792	324	3.172,04	2.635	kg	0,42	0,38	
Sexta	Central Termoelectrica Ventanas		Diesel	ton	622								
			Petróleo 6	ton	58								
			Carbón	ton	319.026	841	4.278,11	2.521	2.285	kg	0,40	0,38	
			Diesel	ton	622								
			Petróleo 6	ton	47								
			Unidad N°1	Carbón	ton	20379	29,3	782,41	5.937,50	4.177	kg	0,85	0,70
			Unidad N°2	Carbón	ton	5497,9	17,1	1101,69	2.640	3.500	kg	0,26	0,32
			TurboGas	Diesel	m <sup>3</sup>	0	0,0	0	10.990	NI	NI	NI	
			Unidad N°1	Diesel	m <sup>3</sup>	338.680	740	15,40	2.813	4.259	kg	0,25	0,46
			Candelaria I	Gas Nitral	m <sup>3</sup>	2.694	6,6	127,60	2.686	3.738	kg	0,26	0,41
		Candelaria II	Diesel	m <sup>3</sup>	672.500	1.631	27,20	2.755	3.835	kg	0,24	0,41	
			Diesel	m <sup>3</sup>	6.199	17,9	225,40	2.672	3.171	kg	0,26	0,35	
		San Fco. de Mostalzal	Diesel	ton	6.775	17,1	908,00	4.014	4.319	kg	0,31	0,40	
		Central Constitución	Biomasa	ton	194.400	83,6	8380,00	4.186	6.976	kg	2,33	2,33	
			Diesel	ton	179								
Séptima	Planta Constitución		Biomasa	ton	96.749	73,8	8.232,00	9.324	DI*	DI*	2,52	DI*	
			Petróleo 6	ton	1.893								
			Licor Negro	ton	504.100								

000003

**Cuadro N° 11: Consumo de Energía y Eficiencia Térmica Centrales del SIC (Continuación)**

Región	Nombre Central	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWh	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético plena carga Kcal/ kWh	Rendimiento Energético Promedio Kcal/ kWh	Unidad	Consumo específico Un/kWh	Consumo específico Promedio Un/kWh	
Séptima	Planta Licancel	Biomasa	ton	569.910	21,7	8.160,00	6.989	DI*	DI*	DI*	2,62	DI*	
		Petróleo 6	ton	1.060									
		Licor Negro	ton	237.339									
	Planta Arauco	Gas Nitral	m³	13.070.833	16,1	8.328,00	8.500	DI*	DI*	DI*	NI	NI	DI*
		Biomasa	ton	158.871									
		Petróleo 6	ton	7.224									
		Licor Negro	ton	941.762									
	Planta Celulosa Nueva Aldea	Petróleo Diesel	kg/Adt	9	0	0	2.900	NI	NI	NI	NI	0,30	NI
		Gas Nitral	kg/Adt	11,6									
		Licor Negro	kg/Adt	1.721									
Octava	Planta Choliguan	Diesel	m³	723	79,2	7.920,00	6.371	7,486	7,486	kg	3,53	2,47	
		Propano	m³	11									
		Biomasa	ton	195.388									
	Central Nueva Aldea Fase I	Diesel	ton	354,8	73	7.848,00	6.020	DI*	DI*	DI*	0,87	DI*	
		Biomasa	m³	1.180.743									
	TG Horcones	Gas Nitral o Diesel	ton	550	2,1	140,00	3.906	2,855	2,855	kg	0,42	0,26	
		Diesel	ton	102,2									
	Termoelectrica Bocamina	TG Nueva Aldea II	Carbón	ton	160.150,8	0	0	2.812	NI	NI	NI	0,29	NI
			Diesel	ton	26								
		Central Laja	Petróleo Combustible	ton	339	423,70	3.467,10	2.366	2,277	2,277	kg	0,37 (a)	0,38
Biomasa			ton	199.800									
Décima	Central Termoelectrica Laja	Biomasa	ton	199.800	78,4	8.334,00	4.587	7,642	7,642	kg	2,55	2,55	
		Gas Nitral	m³	11.876.354									
	Central Termoelectrica Coronel	Diesel	m³	5.961	NI	NI	NI	NI	NI	NI	NI	NI	
		Petropower	ton	254.506									
	Antilhue	Petropower	ton	14.322	50,57	1.401,00	9.124,9 (b)	2.593	2.593	kg	0,28	0,28	
		Diesel	m³	86.145									
	Metropolitana	Planta Celulosa Valdivia	Biomasa	ton	4.669	157,6	7.080,00	4.539	DI*	DI*	DI*	5,66	DI*
			Diesel	ton	48.122								
			Propano	kg	7.267								
			Fuel Oil	ton	443.412								
Licor Negro			ton	2.742									
Petróleo 6			ton	1.098									
Nueva Renca	Unidad 1	ton	5.659	122,42*	550,00	1.864	1,966	1,966	kg	0,17	0,18		
	Unidad 2	ton	347.109.601										
	Diesel	m³	22.076										

\* Datos inconsistentes: Generación no incluye consumos internos, además entrega vapor en procesos.

\*\* Generación Neta anual del 2005

(a) kg/kWh

(b) KJ/KWH

NI = No Informa

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

00005100

**Cuadro Nº 12 : Consumo de Energía y Eficiencia Térmica  
Centrales Sistema Aysen**

Región	Nombre Central	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWh	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético plena carga Kcal/ MWh	Rendimiento Energético Promedio Kcal/ MWh	Consumo Específico Lt/KWh	Consumo Específico Promedio Lt/KWh
X Región	Central Térmica Chaitén	131.- Caterpillar	Diesel	m3	16	0,06	567	2,62	0,00	0,24	0,00
		132.- Caterpillar	Diesel	m3	20	0,08	392	2,30	0,00	0,21	0,00
	Central Térmica Nuevo Reino	124.- Cummins	Diesel	m3	36	0,11	2.191	3,00	0,00	0,28	0,00
		125.- Cummins	Diesel	m3	37	0,10	1.804	3,31	0,00	0,30	0,00
		119.- Cummins	Diesel	m3	104	0,36	2.980	2,69	0,00	0,25	0,00
	Central Térmica Chile Chico	120.- Cummins	Diesel	m3	94	0,33	2.707	2,64	0,00	0,24	0,00
		121.- Cummins	Diesel	m3	77	0,28	1.153	2,55	0,00	0,23	0,00
		111.- Caterpillar	Diesel	m3	316	1,21	1.207	2,43	0,00	0,22	0,00
		112.- Caterpillar	Diesel	m3	348	1,35	1.325	2,38	0,00	0,22	0,00
		113.- Caterpillar	Diesel	m3	333	1,22	1.212	2,54	0,00	0,23	0,00
XI Región		114.- Caterpillar	Diesel	m3	600	2,23	2.250	2,43	0,00	0,22	0,00
		Man	IFO 180	m3	578	2,23	1.376	2,41	0,00	0,22	0,00
		Man	IFO 180	m3	606	2,34	1.451	2,40	0,00	0,22	0,00
	Central Tehuénche	Caterpillar	Diesel	m3	711	2,76	1.669	2,39	0,00	0,22	0,00
		Caterpillar	Diesel	m3	15	0,06	114	2,36	0,00	0,22	0,00
		Caterpillar	Diesel	m3	288	1,11	1.083	2,41	0,00	0,22	0,00
	Central Caleta Andrade	128.- Deutz	Diesel	m3	42	0,12	1.532	3,15	0,00	0,29	0,00
		129.- Cummins	Diesel	m3	10	0,03	355	3,10	0,00	0,28	0,00
		130.- Cummins	Diesel	m3	120	0,41	3.752	2,72	0,00	0,25	0,00

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

000550

**Cuadro N° 13 : Consumo de Energía y Eficiencia Térmica  
Centrales Sistema Magallanes**

Región	Nombre Central	Nombre Unidad	Combustible	Unidad	Consumo Anual	Generación Total Año 2005 GWH	Tiempo de operación Año 2005 Hrs.	Rendimiento Energético plena carga Kcal/ kWh	Rendimiento Energético Promedio Kcal/ kWh	Consumo específico Kg o m3/kWh	Consumo específico Promedio Kg o m3/kWh	
XII Región	Puerto Natales	Waukesha	Gas Natural	m <sup>3</sup>	2.862.973	7,81	8.217	3.041	3.407	0,37	0,37	
		Solar 1	Gas Natural	m <sup>3</sup>	1.857.098	3,47	6.316	4.448	4.984	0,54	0,54	
		Solar 2	Gas Natural	m <sup>3</sup>	2.540.884	4,92	8.241	4.283	4.799	0,52	0,52	
		Cat. Diesel	Diesel	ton	332	1,38	2.490	2.532	3	0,00	0,00	
		Morse 1	Diesel	ton	1	0,00	31	2.532	3	0,00	0,00	
		Morse 2	Diesel	ton	9	0,04	207	2.532	3	0,00	0,00	
	Punta Arenas	MD Sulzer	Diesel	ton	1	0,00	2	3	3	4	0,00	0,00
		MD Sulzer	Diesel	ton	3	0,01	9	3	3	3	0,00	0,00
		MD Sulzer	Diesel	ton	4	0,01	10	4	4	4	0,00	0,00
	Tres Puentes	GE 6.7	Gas Natural	m <sup>3</sup>	303.929	0,37	135	6.818	7.639	7.639	0,82	0,82
		GE 6.5	Gas Natural	m <sup>3</sup>	2.689.509	4,36	980	5.122	5.739	5.739	0,62	0,62
		Hitachi	Gas Natural	m <sup>3</sup>	32.881.006	85,64	2.739	3.187	3.571	3.571	0,38	0,38
Solar Titan		Gas Natural	m <sup>3</sup>	16.716.752	52,80	4.591	2.628	2.945	2.945	0,32	0,32	
Solar Mars		Gas Natural	m <sup>3</sup>	10.991.067	31,07	3.264	2.936	3.290	3.290	0,35	0,35	
Cat. Gas		Gas Natural	m <sup>3</sup>	878.245	3,19	1.118	2.284	2.284	2.560	0,28	0,28	
Porvenir	Cat. Diesel (D2)	Diesel	ton	26	0,14	82	2	2	2	0,00	0,00	
	Cat. Diesel (D3)	Diesel	ton	22	0,12	56	1.989	2	2	0,19	0,00	
	GE 10	Gas Natural	m <sup>3</sup>	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	S/A	0,37	S/A	
	Waukesha 4-7042	Gas Natural	m <sup>3</sup>	1.190.189	3,06	6.615	3.226	3.615	3.615	0,39	0,39	
Porvenir	Waukesha 7-9390	Gas Natural	m <sup>3</sup>	2.674.304	7,51	7.812	2.955	3.311	3.311	0,36	0,36	
	Cat. Diesel 3508	Diesel	ton	46	0,14	825	3	4	4	0,00	0,00	
	Cat. Diesel 3512	Diesel	ton	74	0,24	884	3	3	3	0,00	0,00	
	Deutz 1	Diesel	ton	0	0,00	9	4	4	5	0,00	0,00	
	Deutz 2	Diesel	ton	0	0,00	0	4	4	0	0,00	0,00	

NI = No Informa

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

## **8. RESUMEN Y CONCLUSIONES.**

### **8.1. Tipos de Centrales Termoeléctricas.**

Existen cuatro tipos de centrales termoeléctricas, que corresponden a tres tecnologías diferentes más una combinación de dos tecnologías. Los tipos son los siguientes :

#### **a) Centrales Eléctricas con Turbinas de Vapor.**

El sistema básico está formado por una caldera que produce vapor que mueve una turbina a cuyo eje está conectado un generador de vapor. Además, requieren un conjunto de elementos auxiliares principalmente : alimentación de combustible, condensador y sistema de refrigeración. Las calderas pueden operar con cualquier tipo de combustible sólido, líquido o gaseoso. La eficiencia global del sistema hoy días es del orden del 40% Mayoritariamente utilizan carbón por su menor costo. Las que existen en Chile utilizan carbón, petcoke y biomasa. También existen dos centrales que utilizan petróleo.

Existen diversas tecnologías de quemado de combustibles sólidos desde las más antiguas (parrilla fija) hasta las más modernas y eficientes (lecho fluidizado y quemadores de carbón pulverizado). Además, existen otras intermedias como parrillas móviles y quemadores ciclónicos.

Las tecnologías vigentes son los quemadores de carbón pulverizado y los lechos fluidizados. Las tecnologías de gasificación si bien están disponibles en general no son competitivas. Las parrillas móviles se utilizan aún en instalaciones pequeñas con biomasa.

La mayoría de las centrales chilenas a carbón utilizan quemadores de carbón pulverizado, una tiene lecho fluidizado (Petropower), otra quemador ciclónico (Bocamina) y dos muy antiguas tienen parrillas móviles (Ventanas y Huasco Vapor).

En general las centrales a carbón son de gran tamaño (Z100 MW), dado que presentan grandes economías de escala. las que utilizan biomasa son de menor tamaño (5-50 MW).

#### **b) Centrales con Turbinas de Gas.**

En las turbinas de gas los gases de combustión se utilizan directamente para mover la turbina, en vez del vapor. A su vez la turbina mueve el generador eléctrico y un compresor que eleva la presión del aire de combustión, lo que mejora la eficiencia del sistema. Las turbinas de gas utilizan petróleo diesel o gas natural.

En Chile existen numerosas turbinas de diversos tamaños (6 MW – 120 MW). La eficiencia térmica de estas turbinas es actualmente del orden del 30%.

**c) Centrales de Ciclo Combinado.**

En esta tecnología se combina una o más turbinas de gas con una turbina de vapor. Los gases calientes que salen de las turbinas de gas se utilizan en una caldera que provee de vapor a la turbina de vapor.

Este sistema tiene una eficiencia térmica del orden del 50 a 55%. En Chile existen varias centrales en el SING y en el SIC que utilizan esta tecnología, las cuales están diseñadas para operar con gas natural, pero varias de ellas además pueden utilizar petróleo diesel.

**d) Motores de Combustión Interna.**

En instalaciones pequeñas o de respaldo se utilizan motores de combustión interna para mover generadores eléctricos. Estos motores pueden ser de ciclo diesel y quemar petróleo o bien ciclo Otto para quemar gas natural. En Chile existen numerosos motores instalados en los 4 sistemas eléctricos, siendo la mayoría motores diesel. Sólo en Magallanes hay algunos motores a gas natural.

**8.2. Tecnologías Emergentes.**

Existe una gran cantidad de desarrollos principalmente tendientes a mejorar la eficiencia térmica de centrales de vapor, disminuir las emisiones o bien utilizar diferentes tipos de biomasa. Los principales son :

**a) Ciclo Combinado de gasificación Integrado (IGCC).**

Consiste en gasificar el carbón y luego utilizar ese gas en un ciclo combinado. La gasificación del carbón se logra mediante la combustión parcial de éste en presencia de vapor obteniéndose un gas combustible sintético (Syngas) formado por  $\text{CO} + \text{H}_2$ .

La gasificación es una tecnología conocida y utilizada por más de 100 años, lo novedoso es su uso en turbinas de gas. Esta tecnología está en uso, pero no muy difundida porque su costo es aún poco competitivo.

**b) Ciclo Combinado con Lecho Fluidizado.**

Los gases de combustión generados en un lecho fluidizado mueven una turbina de gas y luego generan vapor en una caldera de recuperación. Tiene la ventaja de reducir las emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_2$ .

### 8.3. Inversiones y Costos de Centrales Termoeléctricas.

En el cuadro siguiente se muestran las inversiones, costos de operación y eficiencia térmica típicas de centrales termoeléctricas:

**Cuadro N° 14 : Inversiones y Costos de Centrales Termoeléctricas**

Tecnología Central	Rangos Eficiencia Típicas %	Rangos Inversiones US\$/kW	Rango Costos US\$/MWh	Rangos Típicos Tamaños MW
Carbón Pulverizado	38 – 42	1000 – 1574	26 – 30,5 (a)	200 - 1600
Lecho Fluidizado	38	1400	48 (b)	150
Ciclo Combinado Carbón Gasificado	40 – 48	1920	44,5 (b)	100 - 300
Turbina de Gas Ciclo Abierto	24 – 42	395 – 715	44 – 222 (a)(c)	5 – 100
Ciclo Combinado	50 – 58	549 – 727	29 – 132 (a)(c)	200 – 400
Motores	25 - 30	200 - 400	41 – 214 (a)(c)	1 - 6

(a) Datos de informe de precio de nudo de Octubre 2006

(b) Royal Academy of Engineering. Inglaterra.

(c) El menor valor corresponde a la operación con gas natural y el mayor a la operación con diesel.

## II. TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES AL AIRE EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

A continuación se describen las tecnologías usadas en el país y otras tecnologías de mayor uso en el mundo:

### 1. TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO DE MATERIAL PARTICULADO

Para abatir el material particulado existen las siguientes tecnologías:

#### 1.1. Colectores Mecánicos (Ciclones y Multiciclones)

En estos aparatos se aprovecha la velocidad de los humos que entrando en un equipo de forma circular se ven forzados a recorrer una trayectoria helicoidal, lo cual produce una fuerza centrífuga sobre las partículas forzándolas a que se muevan hacia el exterior de la corriente gaseosa, donde por rozamiento con la pared del ciclón pierden velocidad y así se separan, cayendo en el fondo del mismo. Usualmente éstas se reintroducen al fogón de la caldera con el fin de eliminar las partículas no quemadas. En este caso su objetivo básico es reducir el consumo de combustible y adicionalmente reducir las emisiones. Se utilizan principalmente en calderas que queman combustibles sólidos.

La eficiencia de los ciclones fluctúa entre el 30% y 90%, siendo más eficientes en la remoción de partículas mayores a 10 micrones ( $\mu$ ). Para partículas menores su eficiencia cae considerablemente. Por este motivo en muchos casos se utilizan en serie con otros mecanismos de abatimiento como filtros o precipitadores electrostáticos.

Los multiciclones son varios ciclones instalados en serie para mejorar su eficiencia. Esta varía entre 80% y 95%.

#### 1.2. Filtros de Mangas

Una unidad de filtro de manga consiste de uno o más compartimientos aislados conteniendo hileras de bolsas de tela, en la forma de tubos redondos, planos o formados, o de cartuchos plizados. El gas cargado de partículas pasa generalmente a lo largo del área de las bolsas y luego radialmente a través de la tela. Las partículas son retenidas en la cara de las bolsas corriente arriba y el gas limpio es ventilado hacia la atmósfera. El filtro es operado cíclicamente, alternando entre períodos de filtrado relativamente largos y períodos cortos de limpieza. Durante la limpieza, el polvo que se ha acumulado sobre las bolsas es removido del área de la tela y depositado en una tolva para su disposición posterior.

Los filtros de mangas recolectan partículas de tamaños que van desde 0,1  $\mu$  hasta varios cientos de micras de diámetro, con eficiencias de hasta un 99.9%. La capa de polvo recolectada sobre la tela es la razón principal de esta alta eficiencia. La capa de polvo es una barrera con poros que atrapan a las partículas a medida que viajan por la capa. Los filtros por lo general se



construyen con fibra de vidrio o materiales sintéticos para resistir la temperatura de los gases de combustión, los que no deben superar los 260 °C. Los valores típicos de la caída de presión del sistema varía desde cerca de 5 hasta 20 pulgadas de agua. Los filtros de mangas se utilizan donde se requiere una alta eficiencia de recolección de partículas. Existen ciertas limitaciones por las características del gas (la temperatura y la corrosividad) y por las características de las partículas (principalmente la adhesividad), que afectan a la tela o a su operación.

Las variables importantes del proceso incluyen las características de la partícula, las características del gas y las propiedades de la tela. El parámetro de diseño más importante es la relación aire- o gas-a-tela (la cantidad de gas que penetra un área determinada de tela), y el parámetro de operación de interés por lo general es la caída de presión a través del sistema de filtro. La característica de operación principal de los filtros de mangas que los distingue de otros filtros de gas es la capacidad de renovar la superficie de filtración periódicamente por medio de limpiezas.

#### **a) Filtro de Tela Limpiado por Flujo de Aire Invertido.**

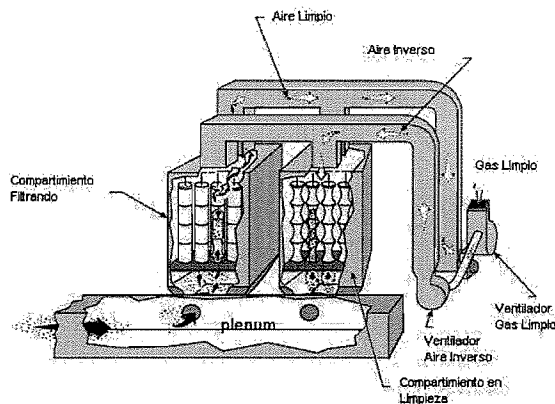
El filtro de tela limpiado por aire invertido es un mecanismo de limpieza más suave pero a veces menos efectivo que la agitación mecánica. La mayoría de los filtros de tela con aire invertido operan de una manera parecida a los filtros de tela limpiados por agitación. Las bolsas están abiertas en el fondo, cerradas en la parte superior y el gas fluye desde el interior hacia el exterior de las bolsas mientras el polvo es capturado en el interior. Sin embargo, algunos diseños de aire invertido recolectan polvo sobre el exterior de las bolsas. En cualquiera de estos diseños, el limpiado por aire invertido se realiza forzando aire limpio a través de los filtros en la dirección opuesta al flujo de gas con material particulado. El cambio en dirección del flujo de gas causa que la bolsa se pliegue y rompa la pasta del filtro. En la recolección de las pastas interiores, se permite que las bolsas se plieguen hasta cierto punto durante la limpieza con aire invertido. Por lo general se evita que las bolsas se desplomen por completo mediante algún tipo de soporte, tal como anillos cosidos dentro de las bolsas. El soporte permite que la pasta de polvo se desprenda de las bolsas y caiga dentro de la tolva. El desprendimiento de la pasta también es auxiliado por el flujo invertido del gas. Debido a que las telas afelpadas retienen el polvo mejor que las telas tejidas y por lo tanto, son más difíciles de limpiar, las felpas por lo general no son usadas en los sistemas de aire invertido.

Existen varios métodos de revertir el flujo a través de los filtros. Tal como con los filtros de tela limpiados con agitador, la estrategia más común es colocar compartimientos dentro del filtro de tela de manera que cada compartimiento pueda ser aislado y limpiado por separado mientras que los otros compartimientos continúan tratando el gas. Un diseño típico de un compartimiento de un filtro de tela limpiado por aire invertido se muestra en la figura N° 7.

La limpieza por aire invertido por sí sola se usa sólo en casos en donde el polvo se libera de la tela fácilmente. En muchos casos, el aire invertido se usa en conjunto con la agitación o la pulsación. Un descubrimiento relativamente

reciente ha sido el uso de trombas sónicas para facilitar la limpieza. Durante la limpieza, las explosiones sónicas provenientes de las trombas montadas en el filtro de tela ayudan a la remoción del polvo de las bolsas. Esta es una mejoría importante en la filtración.

Figura N° 7



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

#### b) Filtros de Tela Limpiados por Agitación.

En general, el gas con material particulado entra por un tubo de entrada al filtro de tela y las partículas muy grandes son removidas de la corriente cuando se estrellan contra la placa de traba en el conducto de salida y caen dentro de la tolva. El gas cargado de partículas es atraído desde abajo de una placa de celda en el piso hacia dentro de las bolsas de filtro. El gas prosigue desde el interior de las bolsas hacia fuera y a través del tubo de salida. Las partículas son recolectadas sobre la superficie interior de las bolsas y se acumula una pasta en el filtro.

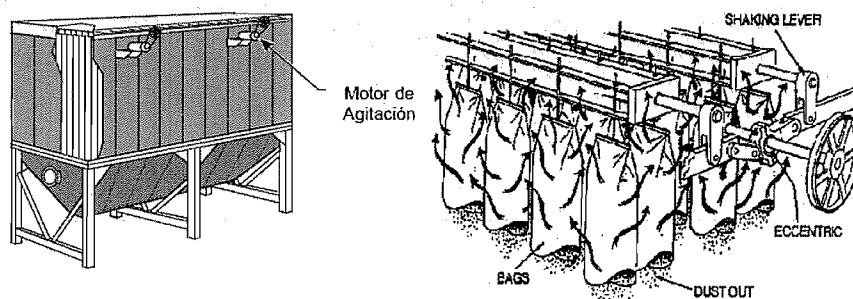
Un mecanismo típico de una unidad de filtro de tela limpiada por agitación mecánica se muestra en la Figura N° 8. En las unidades de agitación mecánica, las partes superiores de las bolsas se encuentran unidas a una barra agitadora. Cuando las bolsas se limpian, la barra se mueve rápidamente, generalmente en una dirección horizontal. Este movimiento flexiona la tela, causando que la pasta de polvo se resquebre y caiga lejos de la tela y dentro de la tolva. Alguna fracción de la pasta del filtro permanecerá sobre el interior de la bolsa de filtración; esto es deseable y también necesario para mantener una eficiencia de recolección alta. La cantidad de polvo que se remueve durante la limpieza puede ser controlada regulando la frecuencia, la amplitud, y la duración de los ciclos de agitación. En algunos diseños, el flujo invertido de aire se usa para mejorar la remoción de polvo.

El flujo del gas a través de las bolsas debe ser interrumpido durante el ciclo de limpieza para permitir que la pasta del filtro sea liberada de la tela y para prevenir que el polvo se vaya moviendo a lo largo de la bolsa durante la agitación. Con el objeto de lograr esto, los filtros de tela limpiados por agitación se diseñan con frecuencia con varios compartimientos separados. Cada compartimiento

después puede ser aislado del flujo de gas y limpiado mientras los otros compartimientos continúan filtrando la corriente.

Los filtros de tela limpiados por agitación son muy flexibles en su diseño, permitiendo diferentes tipos de telas, arreglos de bolsas, y tamaños de filtros de tela. Esto permite que los filtros de tela limpiados por agitación tengan muchas aplicaciones, con sólo algunas limitaciones. Los filtros de tela que se limpian con agitador necesitan un polvo que se desprenda de la tela con bastante facilidad, o sino la tela se dañaría por el exceso de agitación y resultaría en una falla de la bolsa. Las telas de vidrio son particularmente susceptibles a la degradación por agitación. La mayoría de las otras telas para filtro son menos quebradizas que el vidrio y tienen vidas de servicio más largas en aplicaciones de limpieza por agitación. El mecanismo de agitación en sí también debe ser bien diseñado y mantenido o se desgastará y perderá efectividad.

Figura N° 8



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

### c) Filtro de Tela Limpiado por Chorro Pulsante.

La limpieza de los filtros de tela por medio del pulsorreactor es relativamente nueva en comparación a otros tipos de filtros de tela, ya que sólo han sido usados durante los últimos 30 años. Este método de limpieza ha ido ganando en popularidad consistentemente porque puede tratar cargas altas de polvo, operar a una caída de presión constante, y ocupar menos espacio que otros tipos de filtros de tela. Los filtros de tela limpiados por pulsorreactor sólo pueden operar como dispositivos externos de recolección de pastas. Un esquema de un filtro de tela limpiado por pulsorreactor se muestra en la figura N° 9. Las bolsas son cerradas en el fondo, abiertas en la parte superior, y soportadas por retenes interiores llamados jaulas. El gas cargado de partículas fluye hacia dentro de la bolsa con el uso frecuente de difusores para prevenir que las partículas de tamaño extraordinario dañen las bolsas. El gas fluye desde el exterior hacia el interior de las bolsas, y después hacia afuera por el escape de gas. Las partículas son recolectadas sobre el exterior de las bolsas y caen dentro de una tolva debajo del filtro de tela.

Durante la limpieza por propulsión se inyecta un torrente corto (de 0.03 a 0.1 segundos) de aire a alta presión (90 -100 libras por pulgada cuadrada de gas, *psig*) dentro de las bolsas. El pulso es soplado a través de una boquilla tipo Venturi en la parte superior de las bolsas y establece una onda de shock que

continúa adelante y hacia el fondo de la bolsa. La onda flexiona la tela, alejándola de la jaula, y enseguida la devuelve con fuerza desprendiendo la pasta de polvo. El ciclo limpiador es regulado por un cronómetro remoto conectado a una válvula solenoide. El torrente de aire es controlado por la válvula solenoide y es liberado hacia los tubos de soplado que tienen boquillas localizadas sobre las bolsas. Las bolsas generalmente son limpiadas fila por fila.

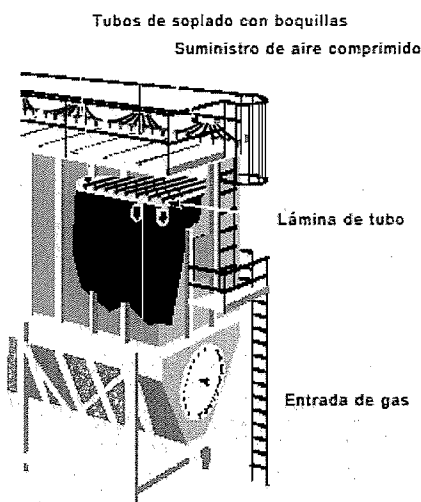
Existen varios atributos únicos a la limpieza por pulsorreactor. Debido a que el pulso limpiador es muy breve, el flujo de gas polvoriento no tiene que ser interrumpido durante la limpieza. Las otras bolsas continúan a filtrar, asumiendo trabajo extra debido a las bolsas que están siendo limpiadas.<sup>9</sup> En general, no hay cambio en la caída de presión o rendimiento del filtro de tela como resultado de la limpieza por pulsorreactor. Esto permite que los filtros de tela con pulsorreactor operen en base continua con las válvulas solenoides como las únicas partes móviles significantes.<sup>2</sup> La limpieza por pulsorreactor también es más intensa y ocurre con mayor frecuencia que los otros métodos de limpieza de filtros de tela. Esta limpieza intensa desprende casi toda la pasta de polvo cada vez que la bolsa es pulsada.

Como resultado, los filtros de tela con pulsorreactor no dependen de una pasta de polvo para proporcionar la filtración. Las telas afelpadas son usadas en los filtros de tela de pulsorreactor porque no requieren una pasta de polvo para lograr altas eficiencias de recolección. Se ha descubierto que las telas tejidas usadas con los filtros de tela de pulsorreactor dejan pasar una gran cantidad de polvo después de ser limpiados.

Puesto que las bolsas limpiadas por pulsorreactor no necesitan ser aisladas para su limpieza, los filtros de tela por pulsorreactor no necesitan compartimientos adicionales para mantener una filtración adecuada durante la limpieza. Además, debido a la naturaleza intensa y frecuente de la limpieza, pueden tratar velocidades de flujo de gas más altas con una mayor carga de partículas. En consecuencia, los filtros de tela limpiados por pulsorreactor pueden ser más pequeños que otros tipos de filtros de tela en el tratamiento de la misma cantidad de gas y polvo, permitiendo que se puedan alcanzar las relaciones más altas de gas a tela.

Una desventaja de las unidades de pulsorreactor que usan velocidades de gas muy altas es que el polvo proveniente de las bolsas limpiadas puede ser conducido inmediatamente a las otras bolsas. Si esto ocurre, sólo un poco del polvo cae dentro de la tolva y las capas de polvo sobre las bolsas se vuelven demasiado gruesas. Para prevenir esto, los filtros de tela de pulsorreactor pueden ser diseñados con compartimientos separados que pueden ser aislados para su limpieza.

Figura N° 9



#### d) Filtros de Tela con Limpieza Sónica.

La limpieza sónica se usa por lo general para asistir a otro método de limpieza, tal como la limpieza por aire invertido. Las bocinas sónicas se encuentran instaladas dentro de los compartimientos del filtro de tela, en donde las bolsas son sacudidas periódicamente con energía sónica. La frecuencia y la amplitud de la ondas sonoras pueden ser ajustadas para maximizar el efecto para un polvo determinado. El shock de la onda sonora causa que se forme una capa delimitadora en la pasta del filtro; esto permite que más partes de la pasta se desprendan durante la limpieza, y así, mejora la eficiencia de limpieza. Más de la mitad de los filtros de tela de gas invertido también utilizan bocinas sónicas, ya sea continua o Intermitentemente. Las bocinas sónicas accionadas por aire comprimido son una forma típica de aplicar esta energía. Las bocinas (de una a varias por compartimiento para filtros de telas grandes) operan típicamente en el rango de 125 a 550 Hz (con mayor frecuencia en el rango de 125 a 160 Hz) y producen presiones de sonido de 120 a 140 decibeles. Cuando se aplica correctamente, la energía sónica puede reducir la masa de polvo sobre las bolsas de manera considerable, pero también puede conducir a un aumento en la penetración de polvo a través de la tela. La penetración aumentada reduce la eficiencia de los filtros de tela.

### 1.3. Precipitadores Electrostáticos.

#### 1.3.1. Descripción General.

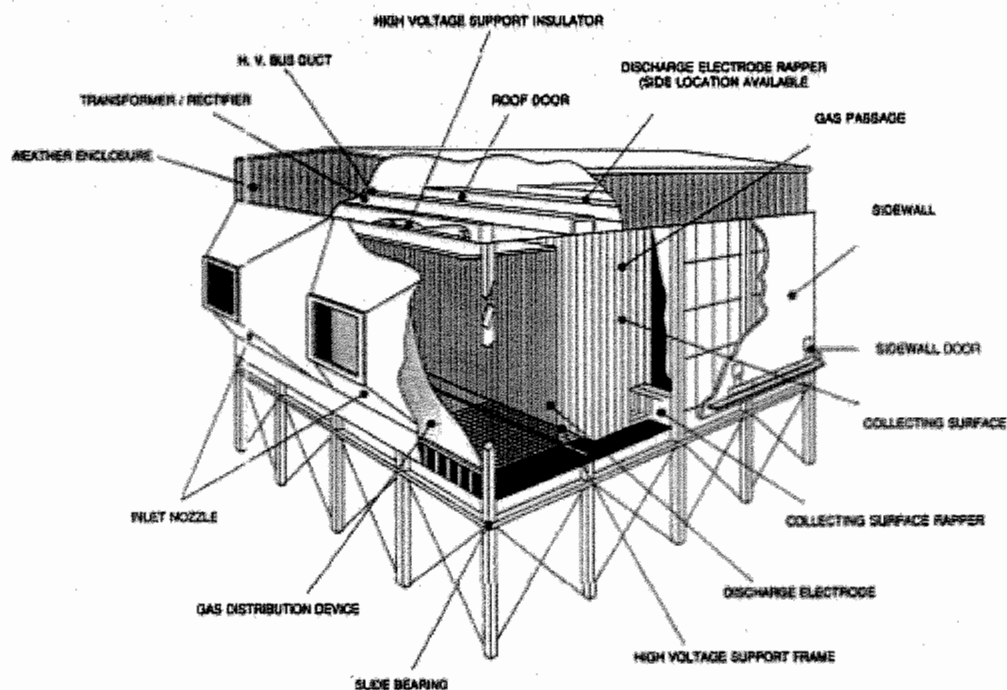
Un precipitador electrostático (PES) es un dispositivo de control de partículas que utiliza campos eléctricos para sacar las partículas de la corriente de gas y depositarlo sobre las placas del colector. A las partículas se les da una carga eléctrica forzándolas a que pasen a través de una corona, una región en la cual fluyen iones gaseosos. El campo eléctrico que atrae a las partículas cargadas hacia las paredes, proviene de electrodos que se mantienen a un alto voltaje en el centro de la línea de flujo.

Los precipitadores electrostáticos se usan comúnmente para remover partículas desde flujos continuos de gases de grandes caudales. La ventaja de este mecanismo es que permite operar a altas temperaturas y permite controlar tanto partículas sólidas como líquidas. Los procesos con variaciones considerables en los flujos o en las propiedades de los gases no hacen conveniente su uso, ya que la eficiencia de colección de éstos depende fuertemente de pequeños cambios en estos factores.

Sirven para captar partículas de menor tamaño que los ciclones y filtros de mangas. Usualmente tienen eficiencias entre el 95% y el 99%.

La figura N° 10 es un ejemplo de los componentes de un precipitador electrostático.

Figura N° 10



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

Una vez que las partículas son recolectadas sobre las placas, deben ser removidas de las placas sin que se re-encaucen en la corriente de gas. Esto se logra usualmente desprendiéndolas de las placas, permitiendo que la capa de partículas recolectada se deslice hacia una tolva desde la cual son evacuadas. Algunos precipitadores remueven las partículas con lavados con agua intermitentes o continuos.

### 1.3.2. Tipos de Precipitadores Electrostáticos.

Los principales configuraciones de precipitadores electrostáticos son:

**a) Precipitadores de Placa Alambre.**

En un Precipitador de placa-alambre, el gas fluye entre placas paralelas de metal y electrodos que están cargados con un alto voltaje. Estos electrodos son alambres largos con pesas, colgando entre las placas o soportados ahí por estructuras tipo viguetas (armazones rígidos). En cada dirección de flujo, el flujo del gas debe pasar por cada alambre en secuencia a medida que fluye a través de la unidad.

El Precipitador de placa-alambre permite que muchas líneas de flujo operen en paralelo y cada línea puede ser muy alta. Como resultado, este tipo de precipitador es adecuado para manejar grandes volúmenes de gas. La necesidad de golpetear las placas para desprender el material recolectado, ha ocasionado que la placa sea dividida en secciones, en ocasiones tres o cuatro en serie una con otra, las cuales pueden ser golpeteadas independientemente. Con frecuencia, las fuentes de energía son seccionadas de la misma manera para obtener mayores voltajes de operación y puede emplearse un seccionamiento eléctrico adicional para incrementar la seguridad de funcionamiento. El polvo también se deposita en el alambre electrodo de descarga y debe ser removido periódicamente en forma similar a la placa de recolección.

El voltaje aplicado a los electrodos causa que el aire entre los electrodos se rompa eléctricamente, una acción conocida como una "corona". Usualmente, a los electrodos se les da una polaridad negativa porque una corona negativa soporta un voltaje mayor que una corona positiva antes de que ocurran chispas. Los iones generados en la corona siguen las líneas del campo eléctrico desde los alambres hasta las placas recolectoras. Por lo tanto, cada alambre establece una zona de carga a través de la cual las partículas deben pasar.

Las partículas que pasan a través de la zona de carga interceptan a algunos de los iones, los cuales se les adhieren. Las partículas pequeñas de aerosol ( $<1 \mu\text{m}$  diámetro), pueden absorber decenas de iones antes de que su carga total llegue a ser lo suficientemente grande para repeler nuevos iones, y las partículas más grandes ( $>10 \mu\text{m}$  diámetro), pueden absorber decenas de miles. Las fuerzas eléctricas son por lo tanto más fuertes en las partículas más grandes.

A medida que las partículas pasan cada alambre sucesivo, son llevadas cada vez más cerca de las paredes de recolección. Sin embargo, la turbulencia en el gas tiende a mantenerlas uniformemente mezcladas en el gas. El proceso de recolección es por lo tanto, una competencia entre las fuerzas eléctricas y las dispersoras. Eventualmente, las partículas se acercan tanto a las paredes que la turbulencia decae a niveles bajos y las partículas son recolectadas.

Si las partículas recolectadas pudieran ser desprendidas hacia la tolva, el PES sería extremadamente eficiente. El golpeteo que desprende la capa acumulada, también proyecta algunas de las partículas (típicamente el 12% para cenizas volátiles de carbón), de nuevo a la corriente del gas. Estas partículas re-encauzadas son entonces procesadas de nuevo por las secciones posteriores,

pero las partículas re-encauzadas en la última sección del PES no tienen oportunidad de ser recapturadas y por tanto, escapan de la unidad.

Las consideraciones prácticas para pasar alto voltaje hacia el espacio entre las líneas de flujo y permitir algún claro sobre las tolvas para soportar y alinear los electrodos, deja lugar a que parte del gas fluya alrededor de las zonas cargadas. A esto se le llama "escabullirse" y equivale del 5 al 10% del flujo total. Usualmente se colocan deflectores anti-escabullimiento para forzar al flujo que se escabulle a que se mezcle con la corriente principal del gas para ser recolectada en secciones posteriores. Pero, de nuevo, el flujo que se escabulle alrededor de la última sección no tiene oportunidad de ser recolectado.

Estas pérdidas juegan un papel importante en el funcionamiento global de un PES. Otro factor importante es la resistividad del material recolectado. Debido a que las partículas forman una capa continua sobre las placas del PES, toda la corriente de los iones debe de pasar a través de la capa para alcanzar las placas a tierra. Esta corriente crea un campo eléctrico en la capa y puede llegar a ser lo suficientemente grande para causar un rompimiento eléctrico local. Cuando esto ocurre, nuevos iones de la polaridad contraria son inyectados dentro del claro placa-alambre, donde reducen la carga de las partículas y pueden causar chispas. Esta condición de rompimiento es llamada "corona invertida".

La corona invertida prevalece cuando la resistividad de la capa es alta, usualmente sobre  $2 \times 10^{11}$  ohm-cm. Para resistividades menores, la operación del PES no se afecta por coronas invertidas, pero las resistividades mucho mayores a  $2 \times 10^{11}$  ohm-cm reducen considerablemente la capacidad de recolección de la unidad, porque la corona invertida severa causa dificultades para cargar las partículas. A resistividades por debajo de  $10^8$  ohm-cm, las partículas se mantienen en las placas de modo tan suelto, que el re-encauzamiento por golpeteo y sin golpeteo se vuelve más severo. Debe tenerse cuidado al medir o estimar la resistividad porque se afecta fuertemente por variables tales como la temperatura, la humedad, la composición del gas, la composición de partícula y las características de la superficie.

#### **b) Precipitador de Placa Plana.**

Un número importante de precipitadores más pequeños de 100,000 a 200,000 *acfm*\* utilizan placas planas en lugar de alambres para los electrodos a alto voltaje. Estas placas planas (patente de la Corporación United McGill), incrementa el campo eléctrico promedio que puede ser usado para recolectar las partículas y proporcionan un área superficial aumentada para la recolección de las partículas. Las coronas no pueden generarse sobre las placas planas por sí mismas, por lo que se colocan electrodos generadores de coronas por delante de, y a veces por detrás de las zonas de recolección de las placas planas. Estos electrodos pueden ser agujas puntiagudas adheridas a los bordes de las placas o alambres de corona independientes. A diferencia de los PESs de placa alambre o de los tubulares, este diseño opera igualmente bien con polaridad ya sea negativa o positiva. Los fabricantes han escogido utilizar polaridad positiva para reducir la generación de ozono.

---

\* (acfm: flujo en pies cúbicos por minuto que efectivamente pasan por el equipo),



Un PES de placa plana opera con poca o ninguna corriente de corona fluyendo a través del polvo recolectado, excepto directamente bajo las agujas o alambres de la corona. Esto tiene dos consecuencias. La primera es que la unidad es algo menos susceptible a la corona invertida que lo que son las unidades convencionales, porque no se genera corona invertida en el polvo recolectado y las partículas cargadas con ambas polaridades de iones tienen gran superficie de recolección disponible. La segunda consecuencia es que la falta de corriente en la capa recolectada causa una fuerza eléctrica que tiende a remover la capa de la superficie de recolección; esto puede conducir a grandes pérdidas por golpeteo.

Los PESs de placa plana parecen tener amplia aplicación para partículas de alta resistividad con diámetros másicos medio (DMMS) pequeños (de 1 a 2  $\mu\text{m}$ ).

Estas aplicaciones enfatizan especialmente las fortalezas del diseño porque las fuerzas eléctricas desprendedoras son más débiles para las partículas pequeñas que para las grandes. Las cenizas de carbón han sido recolectadas satisfactoriamente con este tipo de PES, pero una baja velocidad de flujo parece ser crítica para evitar pérdidas altas por golpeteo.

#### **c) Precipitadores Tubulares.**

Los PESs originales eran tubulares, como las chimeneas donde eran colocados, con los electrodos a alto voltaje orientados a lo largo del eje del tubo. Se utilizan muchos tubos operando en paralelo para manejar grandes flujos de gas. Los tubos pueden tener forma como un panal circular, cuadrado o hexagonal con el gas fluyendo hacia arriba o hacia abajo. La longitud de los tubos puede seleccionarse según las condiciones. Un PES tubular puede sellarse herméticamente para prevenir fugas de material, especialmente material valioso o peligroso.

Un PES tubular es esencialmente una unidad de una etapa y es única, en que tiene a todo el gas pasando a través de la región del electrodo. El electrodo a alto voltaje opera a un voltaje en toda la longitud del tubo y la corriente varía a lo largo de su longitud a medida que las partículas son removidas del sistema. No hay rutas de escabullimiento alrededor de la región de recolección, pero las deformidades de la corona puede permitir que algunas partículas eviten cargarse en una fracción considerable de la longitud del tubo.

Los PESs tubulares son una porción pequeña de la población de PES y se aplican más comúnmente donde el particulado es húmedo o pegajoso. Estos PESs, usualmente limpiados con agua, tienen pérdidas por re-encauzamiento de una magnitud menor que la de los precipitadores de particulado seco.

#### **d) Precipitadores Húmedos.**

Cualquiera de las configuraciones del precipitador discutidas anteriormente puede operar con paredes húmedas en vez de secas. El flujo del agua puede aplicarse intermitente o continuamente, para lavar las partículas recolectadas hacia un cárcamo para su disposición. La ventaja del precipitador de pared

húmeda es que no tiene problemas con el reencauzamiento por golpeteo o con coronas invertidas. La desventaja es la mayor dificultad del lavado y el hecho de que el lodo recolectado debe ser manejado más cuidadosamente que un producto seco, aumentando los gastos de disposición.

#### e) **Precipitadores de Dos Etapas.**

Los precipitadores descritos previamente son todos paralelos de naturaleza: esto es con los electrodos de descarga y de recolección dispuestos lado a lado. El precipitador de dos etapas, inventado por Penney es un dispositivo en serie con el electrodo de descarga o ionizador, precediendo a los electrodos de recolección.

Las ventajas de esta configuración incluyen más tiempo para cargar las partículas, menos propensión a corona invertida y construcción económica para tamaños pequeños. Este tipo de precipitador es generalmente utilizado para volúmenes de flujo de gas de 50,000 *acfm* y menos y se aplica a fuentes submicrométricas emitiendo vapores de aceite, humos, gases de combustión u otros particulados pegajosos, porque hay poca fuerza eléctrica para retener a los particulados recolectados sobre las placas. Pueden colocarse módulos en paralelo o en arreglos serie-paralelo, consistentes de un pre-filtro mecánico, ionizador, celda de la placa recolectora, post-filtro y caja de poder. El pre-acondicionamiento de los gases es normalmente parte del sistema. La limpieza puede ser por lavado con agua de los módulos removidos del sistema, hasta automático in-situ, por aspersión del colector con detergente, seguido de secado por sopleteo con aire.

#### 1.3.3. **Eficiencia de Recolección.**

Los precipitadores electrostáticos son capaces de recolectar más del 99 por ciento de todos los tamaños de particulado. La eficiencia de recolección experimenta efectos por los siguientes factores:

- la resistividad del gas
- la temperatura del gas
- la composición química (del polvo y del gas)
- la distribución del tamaño de las partículas.

La resistividad de un polvo es la medida de su resistencia a la conducción eléctrica y tiene un gran efecto en el rendimiento de los PES en seco. La eficiencia de un PES está limitada por la fuerza del campo eléctrico que puede generar, la cual a su vez depende del voltaje aplicado a los electrodos de descarga. El voltaje máximo que puede ser aplicado se determina por el voltaje de chispa. A este voltaje, un camino entre los electrodos de descarga y de recolección es ionizado y se produce la chispa. Los polvos altamente resistivos aumentan la producción de chispas, lo cual fuerza al PES a operar a voltajes más bajos. La efectividad de un PES disminuye como resultado del voltaje de operación reducido.

Los polvos de alta resistividad también mantienen su carga eléctrica por un período de tiempo relativamente largo. Esta característica vuelve difícil la remoción del polvo de los electrodos recolectores. Para desprender el polvo, la intensidad del golpeo debe ser aumentada. El golpeo de alta intensidad puede dañar el PES y causar un reencauzamiento severo, conduciendo a una eficiencia de recolección reducida. El polvo de baja resistividad también puede tener un impacto negativo sobre el rendimiento de los PES. El polvo de baja resistividad pierde su carga rápidamente una vez que es recolectado. Cuando los electrodos recolectores son limpiados, aún con un golpeo ligero, puede ocurrir un reencauzamiento serio.

La temperatura y la composición química del polvo y de la corriente de gas son factores que pueden influenciar la resistividad del polvo. La corriente es conducida a través del polvo mediante dos maneras, la conducción por volumen y la conducción por superficie. La conducción por volumen se lleva a cabo a través del material mismo, y depende de la composición química del polvo. La conducción por superficie ocurre a través de gases o líquidos adsorbidos por las partículas, y depende de la composición química de la corriente de gas. La resistividad del volumen aumenta con el aumento de la temperatura y es la fuerza resistente dominante a temperaturas por encima de aproximadamente 350°F. La resistividad de la superficie disminuye con el aumento de la temperatura y predomina a temperaturas por debajo de alrededor de 250°F. Entre 250 y 350°F, la resistividad del volumen y de la superficie ejerce un efecto combinado, siendo la resistividad total la más alta en este intervalo de temperatura.

Para la ceniza de carbón, la resistividad de la superficie es muy influenciada por el contenido de azufre del carbón. Los carbones bajos en azufre tienen una resistividad alta, porque hay una adsorción reducida de los gases conductivos (tales como el SO<sub>3</sub>) por la ceniza de carbón. La eficiencia de recolección para polvos de alta resistencia puede ser mejorada con el acondicionamiento químico del gas de escape que involucra la adición de pequeñas cantidades de sustancias químicas dentro de la corriente del gas. Las sustancias químicas típicas incluyen el bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), el amoníaco (NH<sub>3</sub>), y el carbonato de sodio. Estas sustancias químicas proporcionan gases conductivos que pueden reducir sustancialmente la resistividad de la superficie de la ceniza flotante. La resistividad también puede ser reducida por medio de la inyección de vapor o agua dentro de la corriente de gas.

En general, los PES en seco operan de la manera más eficiente con resistividades entre  $5 \times 10^3$  y  $2 \times 10^{10}$  ohm-cm. El diseño y la operación de un precipitador electrostático es difícil para las resistividades de polvo por encima de  $10^{11}$  ohm-cm. La resistividad del polvo por lo general no es un factor para los PES en húmedo. La distribución del tamaño de las partículas tiene un impacto sobre el rendimiento total de un PES. En general, las partículas más difíciles de recolectar son aquellas con diámetros aerodinámicos entre 0.1 y 1.0  $\mu$ m. Las partículas entre 0.2 and 0.4  $\mu$ m generalmente muestran la mayor penetración. Esto es más probablemente un resultado de la región de transición entre el cargado de difusión y de campo. La tabla siguiente presenta las eficiencias de recolección cumulativas para la MP10 y la MP2.5.

**Cuadro Nº 15: Eficiencia de Recolección de MP<sub>10</sub> y MP<sub>2,5</sub> para Precipitadores Electrostáticos en Calderas de Carbón.**

Tipo Caldera	Tipo Carbón	Eficiencia de Recolección (porcentaje)	
		MP <sub>10</sub>	MP <sub>2,5</sub>
Carbón Pulverizado	Bituminoso	97,7	96,0
Parrilla Móvil	Bituminoso	99,4	97,7
Parrilla Móvil	Antracita	98,4	98,5

Ref.: Documento de Técnicas de Control de Material Particulado Fino Proveniente de Fuentes Estacionarias. EPA Nº 68-D-98-026.

#### 1.3.4. Aplicabilidad.

Aproximadamente el 80 por ciento de todos los PES en los Estados Unidos son utilizados en la industria eléctrica de servicio público. Muchos PES también son usados en las industrias de papel y pulpa (7% por ciento), cemento y otros minerales (3%), hierro y acero (3%), y metales no ferrosos (1%).

Las características del polvo pueden ser un factor limitante en la aplicabilidad de los PES en seco a varias operaciones industriales. Las partículas pegajosas o húmedas y las nieblas pueden ser recolectadas fácilmente, pero con frecuencia pueden ser difíciles de remover de los electrodos recolectores de los PES en seco. Los polvos con resistividades muy altas tampoco son apropiados para la recolección en PES en seco. Los PES en seco son susceptibles a hacer explosión en aplicaciones en donde se encuentran polvos flamables o explosivos.

Los PES en húmedo pueden recolectar partículas pegajosas y nieblas, tanto como polvos altamente resistivos o explosivos. Los PES en húmedo generalmente no están limitados por las características del polvo, pero están limitados por las temperaturas del gas. Típicamente, las temperaturas de operación de los PES en húmedo no pueden exceder 170°F. Cuando se recolecta un polvo valioso que puede ser vendido o reciclado dentro del proceso, los PES en húmedo tampoco pudieran ser deseables, ya que el polvo es recolectado como un sedimento lodoso en húmedo que con gran probabilidad necesitaría un tratamiento adicional.

Por lo general los precipitadores electrostáticos no son apropiados para el uso en procesos que son altamente variables, ya que los cambios frecuentes en las condiciones de operación con probabilidad degradarían el rendimiento del PES. Los precipitadores electrostáticos también son difíciles de instalar en sitios que tienen espacio limitado debido a que los PES deben ser relativamente grandes para obtener las bajas velocidades de gas necesarias para la recolección eficiente de partículas.

Los precipitadores más utilizados en centrales eléctricas son los precipitadores en Seco de Placa-Alambre.

La aplicabilidad de cada tipo de precipitador, en términos generales, se presenta en el siguiente cuadro:

TIPO DE PRECIPITADOR	APLICACION
Placa Alambre	<ul style="list-style-type: none"><li>• Para grandes volúmenes de gas (&gt; 200.000 acfm).</li></ul>
Placa Plana	<ul style="list-style-type: none"><li>• Para volúmenes de gas entre 100.000 y 200.000 acfm.</li><li>• Para partículas de alta resistividad con diámetros máxicos medios pequeños de 1 a 2 <math>\mu</math>m.</li></ul>
Tubular	<ul style="list-style-type: none"><li>• Se aplican donde el particulado es húmedo y pegajoso.</li></ul>
Húmedos	<ul style="list-style-type: none"><li>• Cualquiera de los tipos anteriores puede operar con paredes húmedas en vez de secas. Este sistema mejora la recolección de partículas, permitiendo mayores velocidades de flujo y por lo tanto permite reducir los tamaños de los equipos.</li></ul>
Dos Etapas	<ul style="list-style-type: none"><li>• Para flujos menores a 50.000 acfm.</li><li>• Se aplican a fuentes submicrométricas emitiendo vapores de aceite, humos, gases de combustión u otros particulados pegajosos.</li></ul>

#### 1.4. Lavadores de Gases.

Una torre de limpieza húmeda es un dispositivo de control de la contaminación del aire que remueve el material particulado de las corrientes de gases residuales de fuentes fijas. Los contaminantes son removidos principalmente mediante impacto, difusión, intercepción y/o absorción del contaminante sobre pequeñas gotas de líquido. A continuación, el líquido que contiene al contaminante, es recolectado para su disposición.

Las eficiencias de recolección de las torres de limpieza húmedas varían con la distribución del tamaño de partícula de la corriente del gas residual. En general, la eficiencia de control disminuye a medida que el tamaño del material particulado disminuye.

Las eficiencias de recolección también varían con el tipo de torre de limpieza utilizada. Las eficiencias de control varían desde más del 99% en torres de limpieza por Venturi hasta 40-60% (o menores) en torres de aspersión sencillas. Las mejoras en el diseño de las torres de limpieza húmedas han aumentado las eficiencias de control en el rango submicrométrico.

Las torres de limpieza húmedas son particularmente útiles en la remoción de MP con las siguientes características:

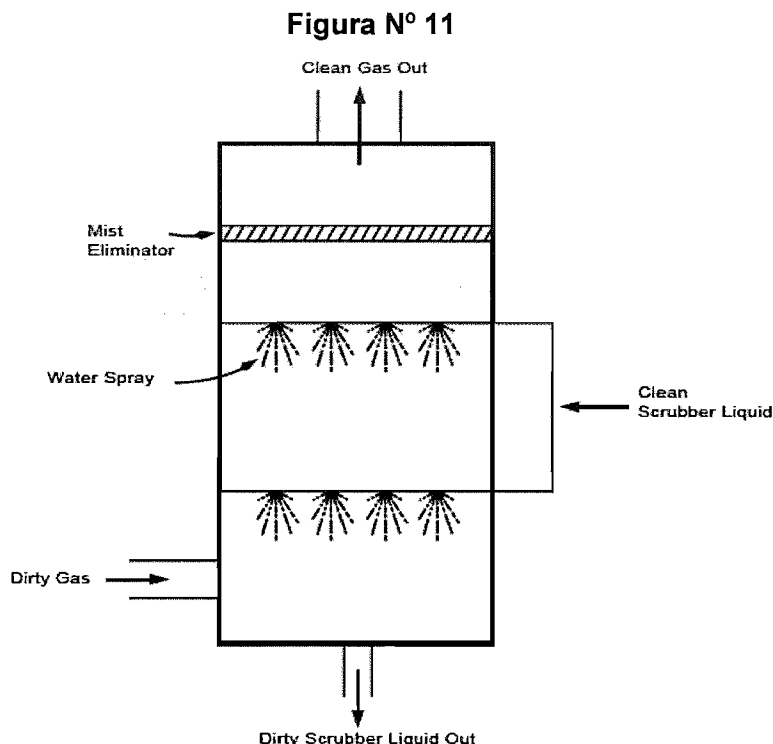
- Material pegajoso y/o higroscópico (materiales que absorben agua fácilmente)
- Materiales combustibles, corrosivos y explosivos

- Partículas que son difíciles de remover en su forma seca
- Material particulado en presencia de gases solubles
- Material particulado en las corrientes de gases residuales con alto contenido de humedad

Las principales torres de limpieza son las siguientes:

**a) Torres de Aspersión.**

El tipo más simple de torres de limpieza es la torre de aspersión. En una torre de aspersión, el aire cargado de materia particulada entra a una cámara donde hace contacto con el vapor de agua producido por boquillas de aspersión. Las torres pueden colocarse tanto en la trayectoria vertical como en la horizontal del flujo de gas residual. La aspersión del líquido puede dirigirse en contra del flujo del gas, en la misma dirección del flujo del gas, o perpendicular al flujo de gas. En la Figura N° 11 se muestra un ejemplo de una cámara de aspersión vertical a contra corriente. El flujo de gas entra al fondo de la torre y fluye hacia arriba. El agua es liberada hacia abajo desde las boquillas montadas en las paredes de la torre o montadas en un arreglo al centro de la torre. Las pequeñas gotas de agua capturan las partículas suspendidas en el flujo de gas por medio de impacto, intercepción y difusión. Las gotas lo suficientemente grandes para caer por gravedad, se recolectan al fondo de la cámara. Las gotas que permanecen atrapadas en el flujo del gas son recolectadas en un eliminador de rocío corriente arriba de las boquillas.

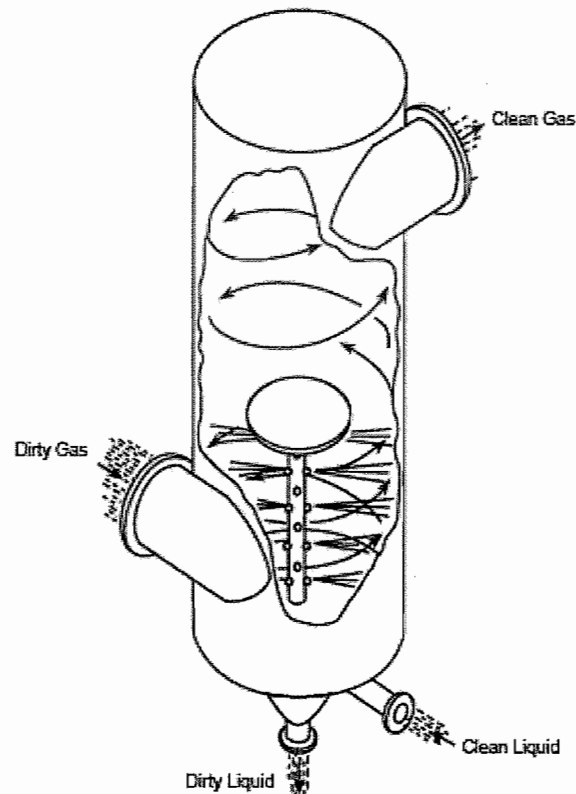


Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION  
DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

**b) Torres de Aspersión Ciclónica.**

La torre de aspersión ciclónica difiere del diseño de la torre de aspersión en que la corriente del gas residual fluye a través de la cámara en un movimiento ciclónico. El movimiento ciclónico es producido al posicionar la entrada del gas tangencial a la pared de la cámara limpiadora o al colocar aspas giratorias dentro de la cámara de limpieza. La entrada del gas es ahusada, de manera que su velocidad aumenta a medida que entra en la torre. El líquido limpiador es rociado desde unas boquillas en una tubería central (de entrada tangencial) o desde la parte superior de la torre (aspas giratorias). En la Figura N° 12 se muestra un diagrama de una torre de aspersión ciclónica con una entrada tangencial. Las gotas de líquido atrapadas en la corriente de gas experimentan una fuerza centrífuga que resulta del movimiento rotatorio de la corriente de gas, causando que migren hacia las paredes de la torre. Las gotas se impactan contra la pared de la torre y caen al fondo de la misma. Las gotas que permanecen atrapadas en el gas residual pueden ser removidas con un eliminador de rocío.

**Figura N° 12**



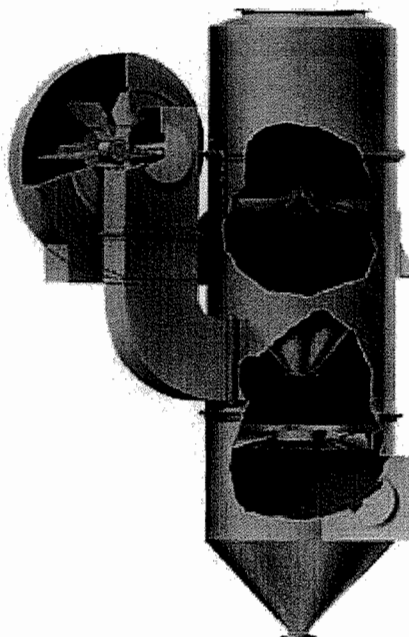
Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION  
DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

**c) Torres de Limpieza Dinámica.**

Las torres de limpieza dinámica se conocen también como torres de limpieza asistidas mecánicamente o desintegradores. Este tipo de torre de limpieza es similar a las torres de aspersión, pero con la adición de un rotor impulsado por electricidad que corta el líquido limpiador en gotas finamente dispersas (Ver Figura N° 13). El rotor puede colocarse dentro o fuera de la torre, conectado por un conducto. Un eliminador de rocío o un separador ciclónico remueven el líquido y el material particulado capturada. La mayoría de los sistemas de limpieza dinámicos humidifican el gas residual corriente arriba del rotor para reducir la evaporación y la deposición de partículas en el área del rotor.

Las torres de aspersión dinámicas remueven eficientemente el material particulado fina, pero la adición de un rotor al sistema de limpieza aumenta los costos de mantenimiento. El material particulado grande desgasta los rotores y la corriente de gas húmeda los corroe. En ocasiones, un dispositivo de pre-tratamiento, tal como un ciclón, precede a una torre de limpieza dinámica para remover el material particulado grande del flujo de gas residual.

**Figura N° 13**



Fuente: proveedor de lavador de gases

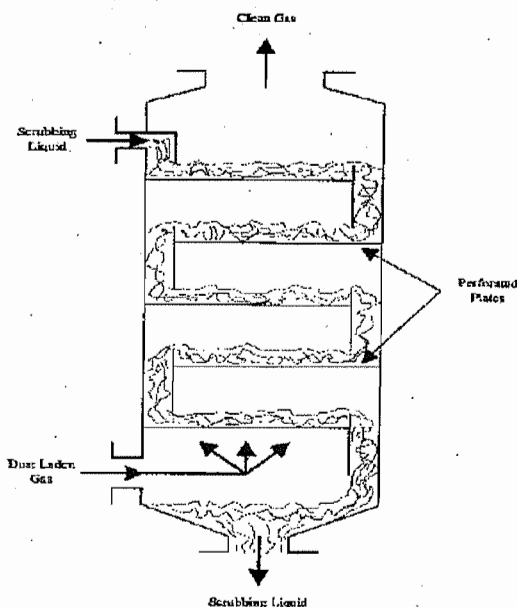
**d) Torres de Bandejas.**

Las torres de limpieza de bandejas consisten de una torre vertical con varias bandejas perforadas montadas horizontalmente dentro de la torre (ver Figura N° 14). El gas entra a la torre por el fondo y viaja hacia arriba a través de orificios en las bandejas, mientras que el líquido limpiador



fluye desde arriba y a través de cada bandeja. El gas se mezcla con el líquido que fluye sobre las bandejas, proporcionándose más contacto gas-líquido que en los diseños de las torres de aspersión. La velocidad del gas previene que el líquido fluya hacia abajo a través de las perforaciones en la bandeja. Las bandejas de impacto se lavan continuamente para limpiarlas de las partículas recolectadas por el líquido que fluye. Las torres de bandejas están diseñadas para permitir acceso a cada una de las bandejas para limpieza y mantenimiento. El material particulado grande puede tapar las perforaciones, por lo tanto, algunos diseños colocan deflectores de impacto corriente arriba de cada perforación para remover el material particulado grande antes de que el gas residual entre por la abertura. A este tipo de torre de bandeja se le refiere como torre de limpieza de bandeja de impacto o torre de limpieza de impacto.

Figura N° 14



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

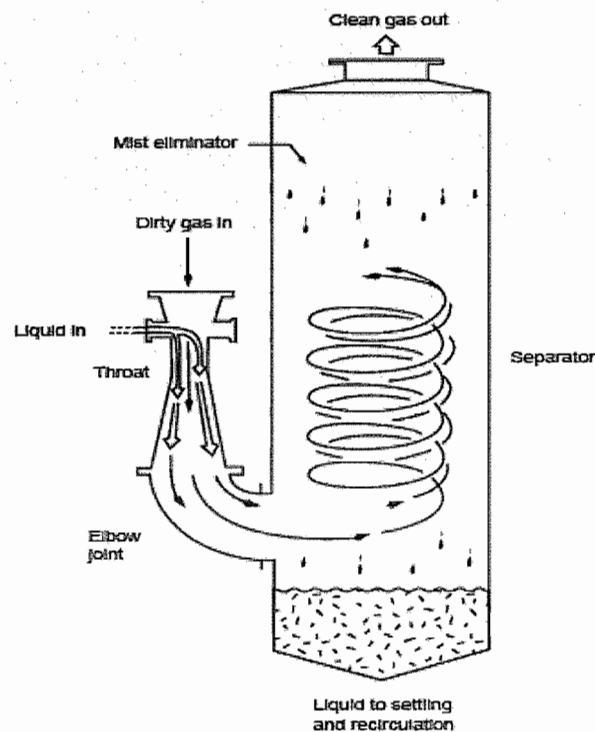
#### e) Torres de Limpieza por Venturi.

Las torres de limpieza por Venturi son más caras que las torres de aspersión ciclónicas o que las torres de limpieza de bandejas, pero alcanzan mayor eficiencia de recolección de material particulado fino. El humo que contiene partículas es llevado a alta velocidad a través de una boquilla de área restringida (Venturi). Las gotas de líquido recolector son inyectadas justo antes de la restricción de área. Las partículas chocan a alta velocidad a las gotas de líquido recolector que se mueven a menor velocidad sacándolas del flujo de gas. Las gotas de colección que contienen a las pequeñas partículas impactadas son removidas de la

corriente de gas por un ciclón o algún otro método convencional de remoción de partículas. Las altas velocidades del gas y la turbulencia en la garganta del Venturi producen altas eficiencias de recolección, fluctuando desde 70% hasta 99% para partículas mayores a 1  $\mu\text{m}$  de diámetro y más de 50% para partículas submicrométricas. Al aumentar la caída de presión en una torre de limpieza por Venturi, aumenta la eficiencia, pero la demanda de energía del sistema también aumenta dando lugar a costos operacionales más altos.

La Figura N° 15 es un ejemplo de una torre de limpieza por Venturi.

Figura N° 15



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

**Cuadro N° 16: Comparación de Torres de Lavado**

Equipo	Uso Principal	Principio Fundamental	Eficiencia	Costos Capital	Costos Operación	Flujos Típicos de Gases scfm
Aspersión	MP Grueso	Impacto	> 5um 90% 3 a 5um 60-80% < 3um < 50%	Menor de todos	Menor de todos	1.500 a 100.000
Ciclónico	MP Grueso Y Fino	Impacto	> 5um 95% < 1um 60 a 75%	Un poco mayor al de Aspersión	Un poco mayor al de Aspersión	1.500 a 100.000
Dinámico	MP Fino	Impacto	Similar a Ciclónico	Un poco mayor al de Aspersión	Un poco mayor al de Aspersión	1.000 a 50.000
Bandejas	MP Grueso Y Gases Solubles	Impacto	> 5um 97%	Un poco mayor al de Aspersión	Un poco mayor al de Aspersión	1.000 a 75.000
Venturi	MP Grueso Y Fino	Impacto	> 5um 99% < 1um 50%	Mayor a todos	Mayor a todos	1.000 a 90.000

**1.5. Comparación de Eficiencia de los Equipos.**

En el Cuadro N° 17.se muestra un resumen de las eficiencias de los diversos equipos de abatimiento de emisiones de material particulado, obtenidas de antecedentes bibliográficos y EPA.

**Cuadro N° 17: Comparación de Mecanismos para Abatir Material Particulado**

Tamaño Partícula µm	Eficiencia Equipo			
	Lavadores Venturi (1) %	Filtros de Mangas (2) %	Precipitadores Electrostáticos (3) %	Ciclones (4) %
1	50	99	96	0
2,5	70	99	99,4	20
5	99	99	99,5	50
10	> 99	99	99,6	80
15	> 99	>99	99,7	85
20	> 99	>99	99,8	90

**Notas :**

- (1) Requieren del uso de un separador ciclónico y un eliminador de neblina para la recuperación del líquido de lavado.
- (2) Su eficiencia es independiente del caudal.
- (3) Sirven para grandes volúmenes y soportan grandes temperaturas, pero son fuertemente dependientes de los caudales y propiedades de los humos.
- (4) Son mecanismos simples, pero ineficientes para partículas < 10 um y su eficiencia depende de los caudales

La selección del tipo de equipo a utilizar depende del porcentaje de reducción de emisiones de MP que se desea obtener, del caudal de humos, de las características del polvo (tamaño, comportamiento eléctrico, etc.) y del costo. Las características y volumen de polvo dependen a su vez de las características del combustible (% de cenizas por ejemplo).

Actualmente se utilizan de preferencia los precipitadores electrostáticos y los filtros de mangas, porque logran un mayor abatimiento de emisiones.

La mayoría de las centrales chilenas de carbón que poseen equipos de abatimiento poseen precipitadores electrostáticos (Cuadros N° 32 y 33). Dos centrales que utilizan leña poseen multiciclones y lavadores de gases. Una central que utiliza petcoque posee filtro de mangas.

## 2. MÉTODOS PARA DISMINUIR EMISIONES DE OXIDOS DE AZUFRE

Existen tres grupos de métodos para reducir las emisiones de Oxidos de Azufre:

### a) Utilizar combustibles con menor contenido de Azufre

En ausencia de mecanismos de control, las emisiones de SO<sub>x</sub> son proporcionales al contenido de azufre del combustible: aproximadamente 2 ton de SO<sub>x</sub> por ton de azufre en el combustible.

En consecuencia la solución más simple es utilizar combustibles con menor contenido de azufre. Esta alternativa es ampliamente utilizada dado que:

- Existe una gran variedad de carbones, muchos de ellos con bajos contenidos de Azufre (< 1%), que pueden reemplazar a carbones de mayor contenido. Usualmente los carbones con bajo contenido de Azufre son más caros, pero en muchos casos esta solución es más económica, que instalar equipos de abatimiento. Además existen procesos químicos para reducir el contenido de Azufre en el carbón, pero actualmente no son económicos.
- En el caso del petróleo, existen crudos con diversos contenidos de Azufre, y adicionalmente en el proceso de refinación es posible reducir el contenido de Azufre. Otra alternativa es sustituir el uso de petróleos pesados con alto contenido de Azufre por petróleos livianos (diesel) con menor contenido de Azufre. Ambas alternativas son de mayor costo.
- Por otra parte existen combustibles con un contenido bajísimo de Azufre (gas natural y biomasa) que pueden ser utilizados en nuevas instalaciones y en algunos casos en instalaciones existentes.

## b) Mecanismos de Reducción de Azufre en los Gases de Salida

El mecanismo de control más utilizado para la reducción de óxidos de azufre en el flujo de humos son los lavadores de gas húmedos o wet scrubbers. Estos son similares a los lavadores de gases utilizados para capturar partículas, pero en vez de agua utilizan un sorbente (solución alcalina, usualmente agua con cal).

La absorción es la operación de transferencia de masa en la cual, uno o más componentes solubles de una mezcla de gases se disuelven en un líquido (solvente) que tiene baja volatilidad bajo las condiciones del proceso. El contaminante se difunde desde el gas hacia el líquido cuando el líquido contiene menos que la concentración de equilibrio del componente gaseoso. La diferencia entre la concentración real y la concentración al equilibrio, proporciona la fuerza impulsora para la absorción.

Los equipos de absorción de gas son utilizados extensamente en la industria para la separación y purificación de corrientes de gas, como dispositivos de recuperación de producto y como dispositivos de control de la contaminación.

El proceso de absorción puede categorizarse como físico o químico. La absorción física ocurre cuando el compuesto absorbido se disuelve en el solvente, la absorción química ocurre cuando el compuesto absorbido y el solvente reaccionan. Líquidos comúnmente usados como solventes incluyen al agua, aceites minerales, aceites de hidrocarburos volátiles y soluciones acuosas.

Las eficiencias de remoción de los absorbentes de gas varían para cada sistema solvente/contaminante y con el tipo de absorbente utilizado. La mayoría de los absorbentes tienen eficiencias mayores al 90% y los absorbentes de torres empacadas alcanzan eficiencias tan altas como 99.9% para algunas combinaciones solvente-contaminantes.

La conveniencia de la absorción de gas como un método de control de la contaminación depende generalmente de los siguientes factores:

- disponibilidad del solvente adecuado
- eficiencia de remoción requerida
- concentración del contaminante en el vapor de entrada
- capacidad requerida para manejar el gas residual
- valor de recuperación del(os) contaminante(s) o del costo de disposición del solvente gastado.

El flujo del gas y del líquido a través de un lavador de gases puede ser a contracorriente, perpendicular o en paralelo. Los diseños más comúnmente instalados son a contracorriente, en los cuales la corriente de gas entra por el fondo de la columna del equipo y sale por la tapa. Por el contrario, la corriente del solvente entra por la tapa y sale por el fondo.

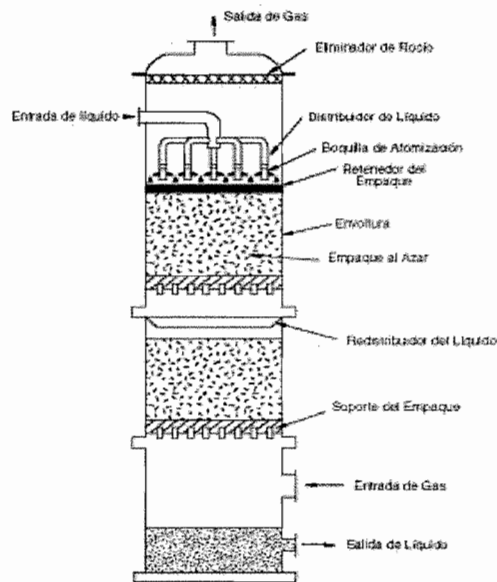
Los equipos de absorción se pueden clasificar en:

- torres empacadas
- columnas de platos (bandejas)
- torres de limpieza por Venturi
- cámaras de aspersion

Las torres empacadas son los equipos de absorción más comúnmente utilizados para el control de la contaminación. Las torres empacadas son columnas llenas de materiales de empaque que proporcionan un área de superficie grande para facilitar el contacto entre el líquido y el gas. Las torres absorbentes empacadas pueden alcanzar eficiencias de remoción más altas, manejar razones de líquido más altas y tener requerimientos de consumo de agua relativamente más bajos que otros tipos de absorbedores de gas. Sin embargo, las torres empacadas pueden también tener caídas de presión altas en el sistema, potencial de obstrucción y ensuciamiento alto y costos de mantenimiento extensos debido a la presencia del material de empaque.

La Figura N° 16 es un ejemplo de un equipo de absorción tipo torre empacada.

Figura N° 16



Fuente: MANUAL DE COSTOS DE CONTROL DE CONTAMINACION DEL AIRE DE LA EPA (6ta edición) EPA/452/B-02-002

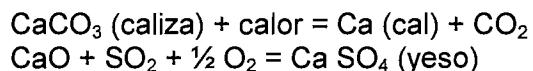
Existen otros métodos menos eficientes y poco usados como inyectar calcio en el fogón o en la chimenea.

### c) Lecho Fluidizado

Los lechos fluidizados constituyen una tecnología de combustión avanzada que permite el control del  $SO_2$ . En ellos un flujo de gases se desplaza hacia arriba a través de un lecho y las partículas se agitan vertical y horizontalmente, lo que permite una mezcla rápida de las partículas.

En un lecho fluidizado (FBC), se mezcla caliza molida o cal al carbón, lo que produce la remoción del SO<sub>2</sub> tan pronto éste se forma, dado que reacciona con la caliza formando compuestos sólidos, que luego son retirados junto con las cenizas.

Si bien el compuesto químico que reacciona con el SO<sub>2</sub> es el CaO (cal), mayoritariamente se utiliza caliza que es la materia prima para fabricar cal, por lo que es más barata. Dada la temperatura del lecho, la caliza se descompone espontáneamente generando cal. La reacción química es la siguiente :



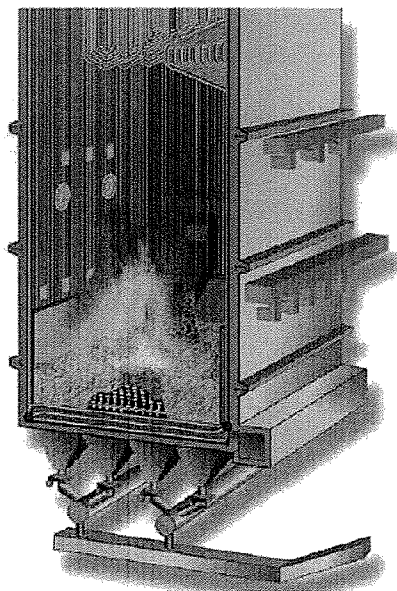
El CaSO<sub>4</sub> es sólido y se extrae junto con la ceniza del carbón.

En condiciones óptimas se puede remover sobre un 90% del SO<sub>2</sub> generado al interior del lecho. Para combustibles con bajo contenido de azufre se puede alcanzar eficiencias de remoción de SO<sub>2</sub> de 70%. Las partículas producidas en el lecho, que luego saldrán de él, pueden ser removidas corriente abajo por un precipitador electrostático o por un filtro de mangas. Las cenizas de material más pesado que permanecen al interior del lecho, son llevadas fuera por un tornillo transportador.

Otra ventaja del lecho fluidizado es que la combustión se realiza a menor temperatura ( $\pm 850^\circ\text{C}$ ) lo que disminuye la producción de NOx.

Adicionalmente la tecnología de lecho fluidizado puede utilizarse para la combustión de otros combustibles sólidos como biomasa, desechos de maderas, desechos industriales (plásticos, neumáticos).

**Figura N° 17. De Caldera de Lecho Fluidizado**



Fuente: Aker Kvaerner Fluidized Bed Combustión Technologies

### 3. MONÓXIDO DE CARBONO Y COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES

El monóxido de carbono y los COV se producen por la combustión incompleta del combustible, por lo que usualmente su control se efectúa mejorando el proceso de combustión y no mediante procesos de abatimiento. Las grandes plantas térmicas están diseñadas para optimizar el consumo de combustible, lo que redundará en una menor generación de CO y COV.

### 4. TECNOLOGÍAS PARA ABATIR LOS ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO<sub>x</sub>)

La disminución de las emisiones de NO<sub>x</sub> se puede lograr ya sea disminuyendo su formación o usando tecnologías de abatimiento. Para entender de las tecnologías que evitan la formación es necesario entender como se forma el NO<sub>x</sub> durante el proceso de combustión.

#### 4.1. Mecanismos de Formación de NO<sub>x</sub>.

Los Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) son generados en la combustión durante el tiempo en que el nitrógeno y el oxígeno están presentes en una zona de alta Temperatura. Existen 3 mecanismos de formación de NO<sub>x</sub> en la combustión:

- a) **NO<sub>x</sub> térmico**, se produce por la reacción del nitrógeno y del oxígeno del aire de combustión, en la zona de la llama debido a la alta temperatura de ésta. La reacción crece exponencialmente con la temperatura y es proporcional a la raíz cuadrada de las concentraciones de O<sub>2</sub> y de N<sub>2</sub>, tal como se presenta en la siguiente figura:

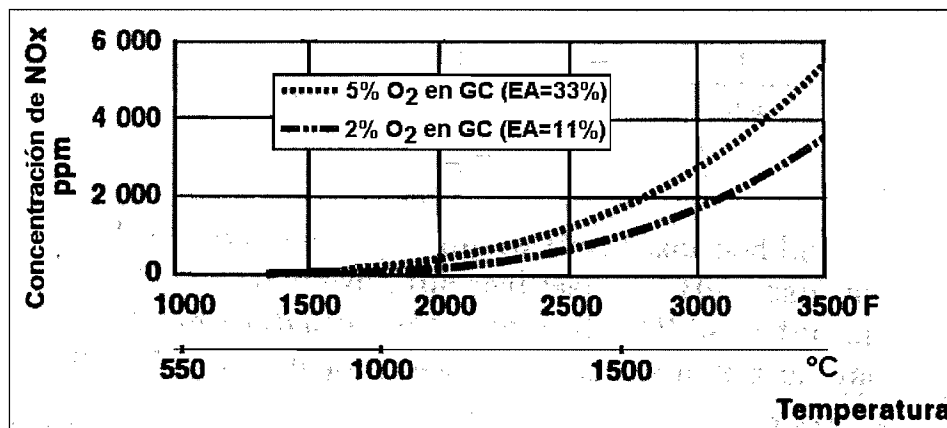


Figura N° 18: Emisiones de NO<sub>x</sub> en equilibrio en función de la Temperatura, y para dos excesos de aire en la combustión.

Fuente: Figure 11.4, Equilibrium NO<sub>x</sub> emissions vs. gas temperature, North American Combustion Handbook, Volume II, 1997.



Las concentraciones de NOx de equilibrio indicadas en la figura anterior requieren de un tiempo relativamente largo de permanencia de los reactantes a las temperaturas indicadas. Si el tiempo es menor, la reacción de oxidación del N<sub>2</sub> no llega a equilibrio y son por lo tanto más bajas.

- b) **Fuel NOx**, se produce al oxidarse el nitrógeno elemental (N) contenido en el propio combustible. La concentración de NOx aumenta en proporción al porcentaje de nitrógeno elemental del combustible.

El nitrógeno elemental se encuentra presente en los combustibles como parte de algunas moléculas que los constituyen. Cuando el nitrógeno se encuentra en el combustible como molécula (N<sub>2</sub>), como es el caso del gas natural, se comporta como inerte, similar al comportamiento del nitrógeno contenido en el aire, y por ende no contribuye a la formación de NOx bajo este mecanismo..

En el siguiente cuadro se presentan algunas composiciones elementales típicas de los Combustibles:

**Cuadro N° 18 : Composición de Combustibles (% p/p).**

<b>Combustible</b>	<b>S</b>	<b>N</b>	<b>Cenizas</b>
Gas Natural	0,00%	0,88% (*)	0,00%
Diesel	0,04%	0,01%	0,20%
FO6 o PC-6	0,80%	1,00%	4,70%
Carbón	0,70%	1,00%	11,00%

Fuente: Elaboración Propia, a base de características de combustibles.

(\*) El nitrógeno contenido en el gas natural esta en forma de N<sub>2</sub>.

- c) **NOx prompt**, se produce en las primeras reacciones del N<sub>2</sub> del aire con los hidrocarburos y el aire. La cantidad de NOx producido es pequeña comparada con las anteriores.

En resumen, la formación de Óxidos de Nitrógeno depende de los siguientes factores:

- Contenido del nitrógeno del combustible.
- Concentración de oxígeno en la llama.
- Temperatura de la llama.
- Tiempo de residencia de los gases de combustión en la zona de alta temperatura.

#### 4.2. Métodos Generales para Controlar las Emisiones de NOx.

Para controlar la formación o generación de Oxidos de Nitrógeno (NOx) existen básicamente los siguientes métodos genéricos, estos son:

- Disminución de Input de Nitrógeno.

- Combustible con bajo contenido de nitrógeno.
- Uso de oxígeno en vez de aire.
- Reducir la temperatura máxima (peak) de llama (con combustión retardada o en etapas, bajo exceso de aire, gas recirculado o vapor).
- Reducir el tiempo de residencia a altas temperatura de los gases de combustión.
- Reducción química del NO<sub>x</sub> (SCR y SNCR).
- Uso de sorbentes que captan el NO<sub>x</sub> (Proceso en Desarrollo).

Los tres primeros métodos enumerados anteriormente están enfocados en evitar la formación de NO<sub>x</sub>, y los dos últimos se enfocan en reducir los NO<sub>x</sub> producidos a N<sub>2</sub> u otros gases (N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>) de fácil remoción. Por esto los métodos de control de las emisiones de NO<sub>x</sub> se pueden clasificar en:

**i. Las Modificaciones en la combustión y en los procesos**, las cuales dependen del tipo de fuente fija y de las condiciones de operación propias de cada proceso. Los principales métodos utilizados en este caso son:

- Bajo exceso de aire.
- Quemadores Low NO<sub>x</sub>.
- Recirculación de Gases de Combustión.

**ii. Las tecnologías de Post Tratamiento para controlar las emisiones de NO<sub>x</sub>** más utilizadas transversalmente para la mayoría de las tipos de fuentes y procesos son:

- Reducción Catalítica Selectiva. (SCR).
- Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).

A continuación se describen las cinco metodologías señaladas. Cada una de éstas se tratará en particular para cada tipo de fuente fija y proceso más adelante en el informe.

- a) Bajo exceso de aire:** Un bajo exceso de aire en la combustión limita la concentración de oxígeno en la zona de combustión reduciendo así la formación de NO<sub>x</sub>. Esto puede ser usado en todo tipo de combustión y para todo tipo de combustible. La reducción del exceso de aire también se traducen en una reducción de los requerimientos de energía. Por esta razón, muchos equipos operan con un exceso de aire reducido. La reducción de emisiones de NO<sub>x</sub> típica fluctúa entre un 20% y un 30%.
- b) Quemadores Low (Bajo) NO<sub>x</sub>:** Bajo este nombre se incluyen varias tecnologías que permiten obtener una baja formación de NO<sub>x</sub> en la llama. Se utiliza para combustibles líquidos y gaseosos, que emplean bajo exceso de aire de combustión, recirculan gases de escape, realizan premezcla de combustible pobre en aire, combustionan por etapas o realizan una combinación de estas técnicas.

Los quemadores de bajo NO<sub>x</sub> más utilizados permiten que el combustible y el aire se mezclen y se quemen en forma controlada, en etapas. La primera etapa de la combustión se produce en una zona que se tiene una mezcla rica en combustible. En la segunda etapa se agrega aire secundario, obteniéndose una mezcla pobre en combustible. En ambos casos se disminuye la temperatura de la combustión y por lo tanto la formación de NO<sub>x</sub>. Este método de reducción de los NO<sub>x</sub> representa el mejor método del punto de vista del costo-efectividad, ya sea para calderas de plantas nuevas como de plantas antiguas adaptadas.

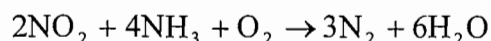
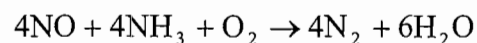
Puede alcanzar reducciones entre un 50% y un 70% en Calderas. Para alcanzar reducciones cercanas al 70% se requieren quemadores de última generación de Low NO<sub>x</sub> (Extra Low NO<sub>x</sub>) de premezcla pobre con recirculación de gases de escape que reducen la concentración de NO<sub>x</sub> bajo los 10 ppmv (corregido al 3 % de O<sub>2</sub>). Para combustibles de bajo contenido de nitrógeno se obtiene concentraciones de NO<sub>x</sub> bajo los 30 ppmv (corregido al 3 % de O<sub>2</sub>).

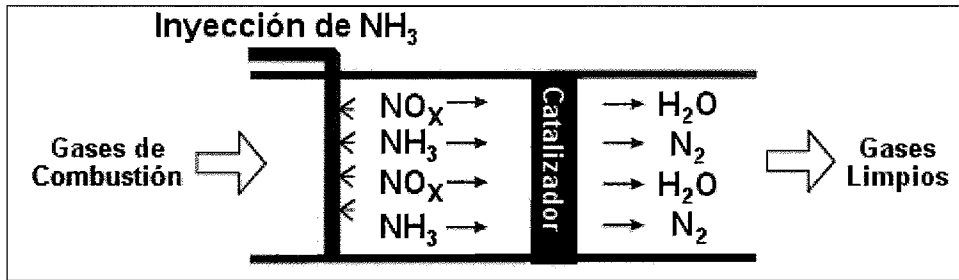
- c) **Recirculación de gases de combustión (Flue Gas Recirculation):** Este proceso considera extraer una fracción de los gases de combustión desde la salida del economizador y lo retornan hacia el aire primario, produciendo una disminución de la concentración de oxígeno en la zona de combustión, y asimismo una caída de la temperatura de combustión.

Este método es efectivo para combustibles gaseosos y petróleos de bajo contenido de nitrógeno, lográndose reducciones que varían entre un 60% y un 70 % de las emisiones de NO<sub>x</sub>.

- d) **Sistemas de Reducción Catalítica Selectiva (SCR):** El control de los óxidos de nitrógeno sigue siendo una dificultad técnica considerable al existir simultáneamente NO<sub>x</sub> con un exceso de oxígeno. No habiéndose hallado hasta la fecha una solución ideal a este problema, la solución más prometedora y confiable en la actualidad es la reducción catalítica selectiva (SCR).

Consiste en introducir un agente reductor (amoníaco (NH<sub>3</sub>) o urea) a la corriente de gases de escape (Figura N° 6). La urea en condiciones de operación produce a su vez NH<sub>3</sub>. El NH<sub>3</sub> al pasar a través de un lecho catalítico reduce selectivamente los NO<sub>x</sub>, sin reaccionar con otras sustancias tales como el oxígeno. Las reacciones químicas que ocurren en el lecho catalítico son las mostradas a continuación



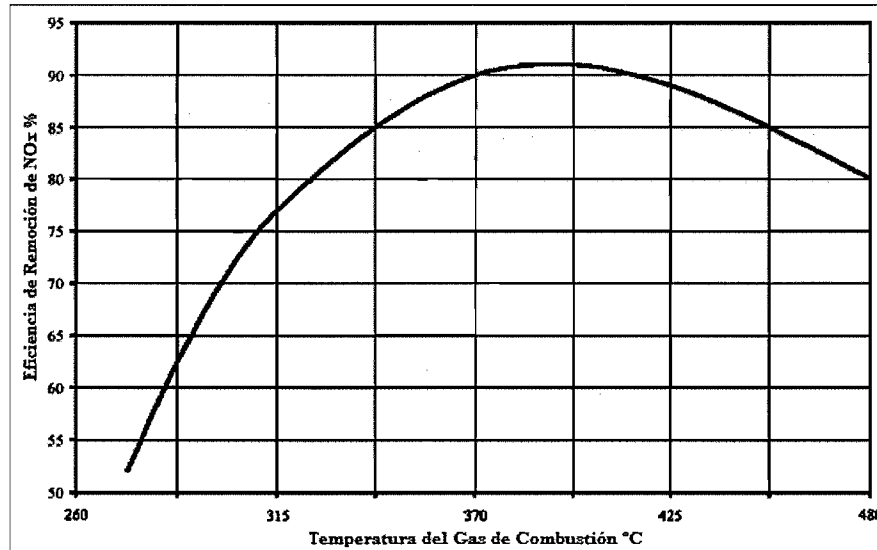


**Figura N° 19: Reducción Catalítica Selectiva (SCR).**  
 Fuente: Manufacturers of Emissions Control Association.

La reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno que se obtiene con la utilización de esta tecnología, puede alcanzar valores por sobre un 90%. Esta eficiencia de remoción de NO<sub>x</sub> depende de la Temperatura de operación del catalizador. (Figura N° 20).

Estos sistemas deben contar con un dispositivo de control capaz de dosificar con precisión la inyección de NH<sub>3</sub> en forma proporcional al NO<sub>x</sub> que esté presente en los gases de escape. Al variar las condiciones de operación, no sólo cambia el régimen del flujo de gases de combustión, sino que también cambia la concentración del NO<sub>x</sub> en los mismos. Por lo tanto, el flujo de la masa del NO<sub>x</sub> es variable y el flujo de la masa de reactivo a inyectarse a los gases debe corresponder a ellos con precisión. Si el reactivo utilizado es urea, y la cantidad que se inyecta es insuficiente no se logra la eliminación completa del NO<sub>x</sub>, y si es demasiada la urea inyectada resultan emisiones de amoníaco por la chimenea.

Para poder llevar a cabo las reacciones químicas anteriormente mostradas, el sistema necesita una presencia constante de oxígeno y una temperatura de operación mínima de 300°C, esto último para que el lecho catalítico trate satisfactoriamente el contaminante.



**Figura N° 20: Eficiencia de Remoción de NO<sub>x</sub>, como función de la Temperatura de los Gases de Combustión para un catalizador típico de óxidos metálicos.**  
 Fuente: Figura N° 2.2. Páginas 2-10, Sección 4.2 Controles de NO<sub>x</sub> Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Si la operación del catalizador se realiza a Temperaturas por debajo del rango especificado, la cinética de la reacción disminuye y el amoníaco pasa sin reaccionar (NH<sub>3</sub> slip). A temperaturas por encima del rango especificado se forma óxido nítrico (N<sub>2</sub>O), lo que degenera y desactiva el catalizador.

El material generalmente utilizado para la fabricación de los catalizadores son los óxidos metálicos (óxidos de titanio, óxido de Zirconio, etc.), pero también pueden ser fabricados de metales preciosos como lo es el platino y últimamente se han comenzado a utilizar zeolitas (silicatos de óxidos de aluminio cristalino).

Se requiere además un cambio periódico del lecho catalítico, los fabricantes garantizan la vida de operación del catalizador en períodos que varían desde 10.000 horas a 30.000 horas. Las emisiones de amoníaco (denominadas NH<sub>3</sub> slip) aumentan al irse gastando el catalizador y las eficiencias de reducción de NO<sub>x</sub> disminuyen. Los costos del cambio de catalizador son aproximadamente un 20% de los costos de capital del Sistema SCR.

#### **Ventajas del Sistema SCR:**

- Mayor reducción que otros métodos como los Sistemas SNCR y los quemadores Low NO<sub>x</sub>
- Aplicable con bajas concentraciones de NO<sub>x</sub>
- Opera un rango de temperaturas relativamente amplio.
- No requiere modificar el sistema de combustión

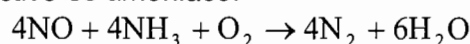
#### **Desventajas del Sistema SCR:**

- Costos de capital significativamente mayores que los Sistemas SNCR y los quemadores Low NO<sub>x</sub>.

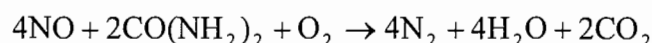
- e) **Sistema de Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).** Consiste en proporcionar un agente reductor (reactivo) a la corriente de gases de escape, tal como amoníaco (NH<sub>3</sub>) o urea después de la combustión. El reactivo podría reaccionar con algunos otros componentes de los gases de combustión, pero, la reacción química de reducción de NO<sub>x</sub> se ve favorecida por sobre las otras al existir un determinado rango de temperatura y por la presencia de oxígeno en los gases de combustión. Por esto se considera un proceso selectivo. Es un proceso similar al Sistema SCR, pero sin utilizar un catalizador. Esto obliga a que los gases de combustión estén a muy alta temperatura.

Las reacciones químicas de reducción que se pueden producir cuando se inyecta el reactivo son:

Cuando el reactivo es amoníaco:



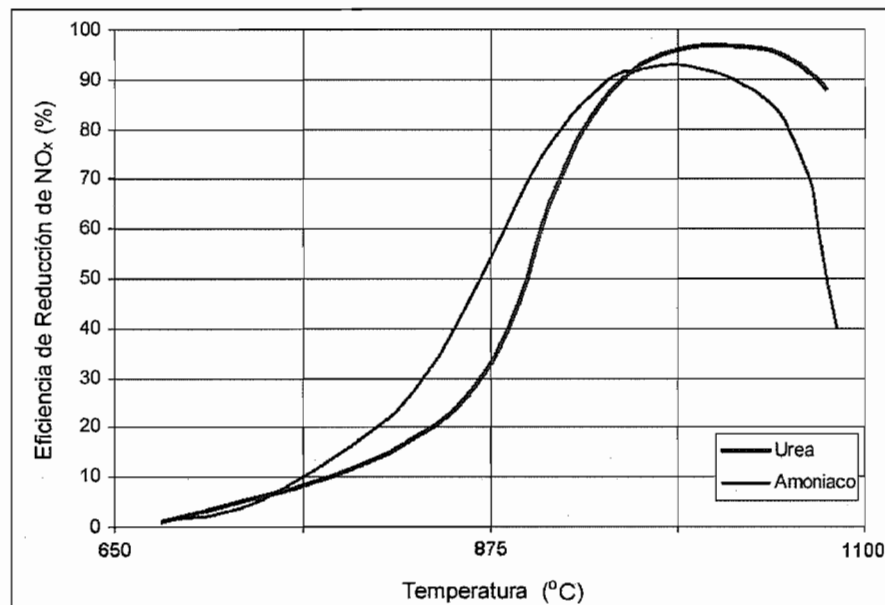
Cuando el reactivo es urea:



La reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno que se obtiene con la utilización de esta tecnología, varía entre un 40% y un 80%.

Al igual que en el caso anterior, estos sistemas deben contar con un dispositivo de control capaz de dosificar con precisión la inyección de reactivo en forma proporcional a la presencia de  $\text{NO}_x$  que esté presente en los gases de combustión. Al variar las condiciones de operación, no sólo cambia el régimen del flujo de gases de combustión, sino que también cambia la concentración del  $\text{NO}_x$  en los mismos. Por lo tanto, el flujo de la masa del  $\text{NO}_x$  es extremadamente variable y el flujo de la masa de reactivo a inyectarse a los gases debe corresponder a ellos con precisión. La cantidad de reactivo que se inyecta debe ser mayor que la razón mostrada en las reacciones químicas de reducción, usualmente se inyecta entre 1,2 veces y 1,5 veces lo estequiométrico.

El sistema necesita de altas temperaturas para poder llevar a cabo la reacción de reducción del  $\text{NO}_x$ , el rango óptimo de temperatura que fomenta la reacción varía entre los  $900^\circ\text{C}$  y los  $1100^\circ\text{C}$ . A mayores temperaturas el reactivo se oxida y produce aún más  $\text{NO}_x$  que el existente originalmente y si las temperaturas son menores el amoníaco no reacciona con los  $\text{NO}_x$  y se produce  $\text{NH}_3$  slip.



**Figura N° 21: Eficiencia de Remoción de  $\text{NO}_x$ , como función de la Temperatura de los Gases de Combustión para un Sistema SNCR.**

Fuente: Figura N° 1.3. Páginas 1-9, Sección 4.2 Controles de  $\text{NO}_x$  Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Las eficiencias teóricas mostradas en la figura anterior, no son alcanzadas debido a la baja cinética de las reacciones químicas que se llevan a cabo (mostradas anteriormente) y a la limitación de la cantidad de reactivo adicionado a la corriente de gases de combustión, con tal que no se produzca  $\text{NH}_3$  slip.

El Sistema SNCR puede lograr en la practica reducciones que varían entre el 30% y el 50% en las concentraciones de NO<sub>x</sub>, pero condicionado a que las concentraciones de NO<sub>x</sub> en los gases de combustión sean relativamente altas, de 200 a 400 ppmv (3% de O<sub>2</sub>). Todo esto depende del diseño del sistema mismo.

En el cuadro siguiente se indican las características típicas de los Sistemas SCR y SNCR.

#### **Cuadro N° 19: Condiciones Típicas de Operación y Eficiencia de los Sistemas de Post Combustión para Abatir NO<sub>x</sub>.**

Fuente: Elaboración Propia.

<b>Equipo</b>	<b>Captación</b>	<b>Temperatura °C</b>	<b>Carga NO<sub>x</sub> ppm (a)</b>
Reducción Catalítica Selectiva	70% - 90%	250° - 430°	> 20
Reducción Selectiva No Catalítica (b)	30% - 50%	870° - 1.150°	200 – 400 (b)

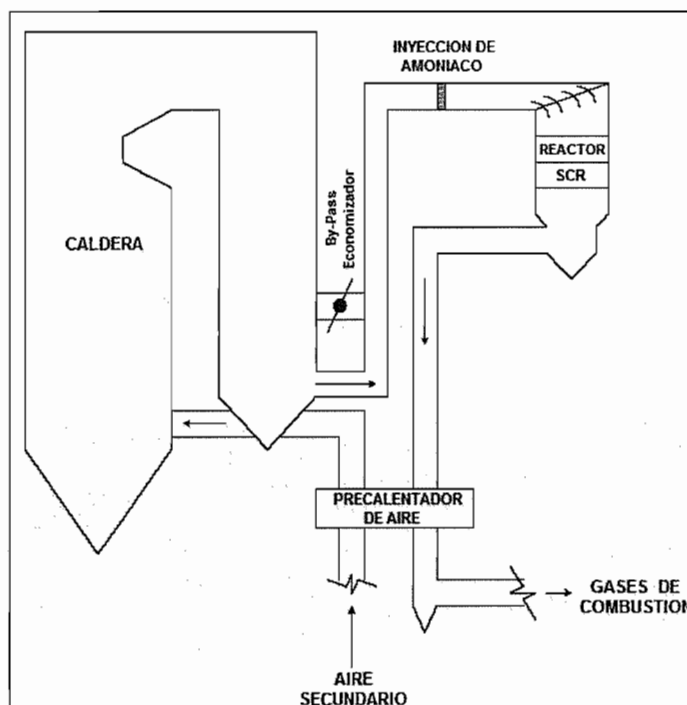
(a) Eficiencia aumenta con concentración de NO<sub>x</sub>. Bajo 20 ppm baja de 70% y los costos aumentan.

(b) Este método sólo es recomendable para altos niveles de NO<sub>x</sub> en los gases de combustión.

#### **4.3. Tecnología de Reducción de NO<sub>x</sub> más Utilizada en Calderas.**

Las tecnologías de control de NO<sub>x</sub> utilizadas en Calderas son:

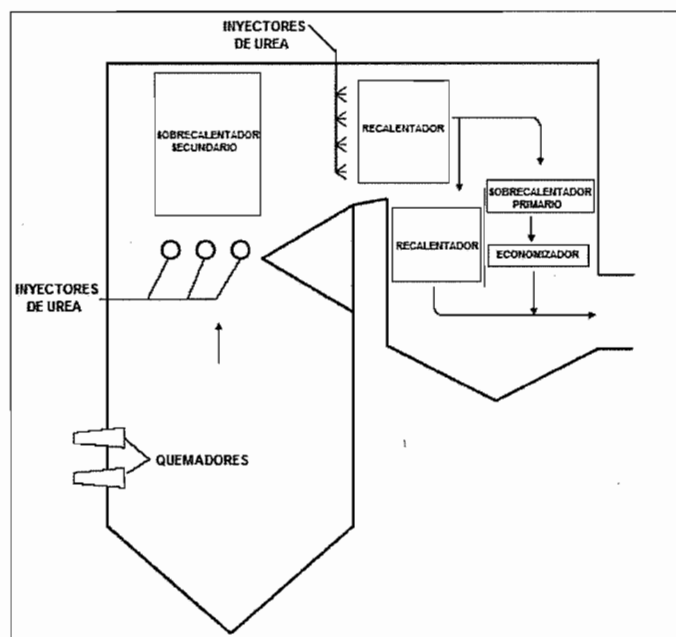
- Bajo exceso de aire.
- Quemadores Low NO<sub>x</sub>
- Recirculación de gases de combustión (Flue Gas Recirculation).
- SCR, estos Sistema en las Calderas deben ser ubicados en su interior, específicamente entre el economizador y el precalentador de aire, ya que en esta zona la temperatura de los gases de combustión esta en el rango de operación del catalizador del SCR. En muchos casos es necesario colocar un By-Pass, que desvíe una fracción de los gases de combustión de manera de regular la temperatura de los gases a la salida del economizador y que estos estén a la temperatura de operación del catalizador.



**Figura N° 22: Ubicación del Sistema SCR en una Caldera**

Fuente: Figura N° 2.7. página 2-22, Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.

- SNCR, estos Sistema en las Calderas deben ser ubicados en su interior, antes de la etapa de recalentamiento del vapor, ya que en esta zona la temperatura de los gases de combustión esta en el rango de operación del catalizador del SNCR.



**Figura N° 23: Ubicación del Sistema SNCR en una Caldera.**

Fuente: Figura N° 1.2. página 1-5, Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.



Las eficiencias de las tecnologías más utilizadas en Calderas para reducir las emisiones de NOx se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 20: Reducción de Emisiones en Calderas y Hornos de baja Temperatura**

Tecnología Reducción	Porcentaje Reducción NOx			
	Gas Natural		Fuel Oil	
	EPA AP42	EPA 456/F (d)	EPA AP42	EPA 456/F (d) (e)
Quemadores Low NOx	50 %	50 – 70 %	35 – 55 %	50 %
FGR (a)	65 %	---	40 – 50 %	---
SCR (b)	80 – 90 %	80 %	75 – 85 %	80 %
SNCR (c)	25 – 40 %	50 %	25 – 40 %	50 %
Low NOx + FGR	---	60 %	---	60 %

(a) Recirculación gases de escape (flue gas recirculation).

(b) Reducción Catalítica Selectiva (SCR).

(c) Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).

(d) Artículo EPA 456/F – 99 – 006R. 70 % de reducción corresponde a quemadores Extra Low NOx para Calderas

(e) Estos porcentajes son los mismos para petróleo diesel.

A continuación se presentan las ventajas y desventajas producidas al utilizar las tecnologías de control de NOx más utilizadas en Calderas y Hornos de baja Temperatura:

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Quemadores Low NOx	Menor Costo de Inversión y Operación que SCR y SNCR	
Recirculación de Gases (FGR)	Costo Mediano	Aumento de consumo de combustible. Aumento en las emisiones de MP y CO.
SNCR	Menores Costos de Inversión y Operación que los SCR.	Temperatura de operación mayor que la Temperatura de Salida de los Gases de Combustión típicos de una Caldera Industrial.
SCR	Mayor reducción que otros métodos como SNCR y Low NOx Aplicable con bajas concentraciones de NOx	Costos de Inversión y operación mayores que SNCR y Low NOx. Temperatura de operación mayor que la Temperatura de los Gases de Combustión típica de una Caldera Industrial.

Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.4. Tecnologías más Utilizadas en reducción de NOx en Turbinas de Gas

Existen tres métodos de control de NOx en Turbinas de Gas.:

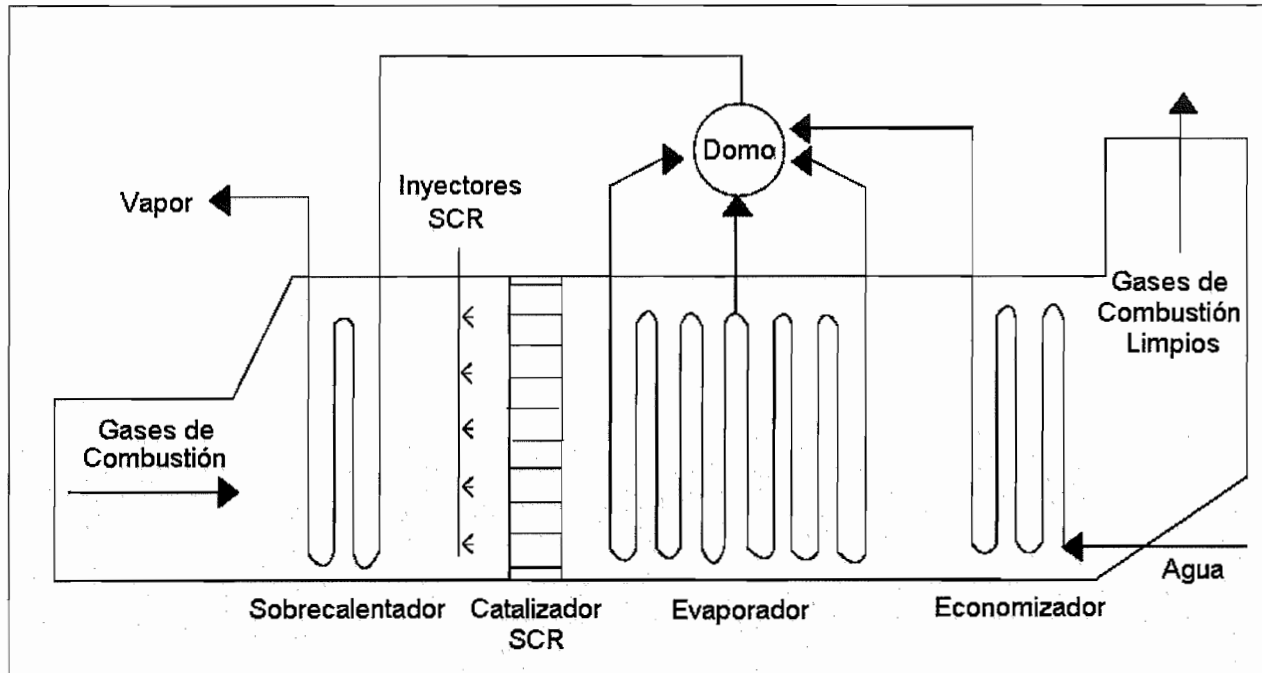
- a) **Inyección de agua o vapor.** Esta es una tecnología que ha demostrado ser muy efectiva en la reducción de emisiones de NOx, en turbinas de gas. El objetivo de la inyección de agua o de vapor es reducir la temperatura de llama. Consiste en inyectar agua o vapor a la cámara de combustión con el fin de absorber el calor de la llama y así bajarle la Temperatura. (Reduce el NOx Térmico). Dependiendo de los niveles iniciales de NOx, la inyección de agua o de vapor, pueden reducir el NOx en más de un 60%. La inyección de agua tiende a reducir la eficiencia del proceso (entre un 2% y un 3 %); sin embargo, también tiende a incrementar la potencia de salida generada (entre un 5% y un 6%). Los incrementos de potencia se producen porque esta refrigeración por agua o vapor permite inyectar más combustible a la cámara sin sobrepasar la Temperatura crítica de la cámara de combustión, incrementando la Potencia de salida de la Turbina de Gas.
- b) **Cámaras de Combustión Low NOx seca.** Uno de estos métodos es el Lean Premix combustors, que mezcla el aire y el combustible antes de ingresar a la cámara de combustión. La temperatura de la flama se regula variando la relación aire-combustible.

Las eficiencias de los Lean Premix Combustors varían entre un 70% y un 90%.

Otro de estos métodos es el Rich Quench – Lean Combustor es un quemador de dos etapas, en que en su primera etapa una mezcla rica de combustible es quemada y en la segunda etapa de combustión se agrega a los gases de combustión generados en la primera etapa aire secundario para completar la oxidación del combustible no quemado. Con este método se obtiene una temperatura peak más baja, y por ende una producción menor de NOx

- c) **Sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR).** Las turbinas a gas a menudo utilizan los sistemas SCR para controlar sus emisiones de NOx. Las turbinas de gas se utilizan de dos maneras, en las Plantas de Ciclo Combinado y como Ciclo Simple.

En las Plantas de Ciclo Combinado el SCR es ubicado dentro de la caldera de recuperación, específicamente entre el sobrecalentador y el evaporador, ya que en esta zona la temperatura de los gases de combustión esta en el rango de operación del catalizador del SCR.



**Figura N° 24: Ubicación del Sistema SCR para una Turbina de Gas que forma parte de una Planta de Ciclo Combinado.**

Fuente: Figura N° 2.10. Páginas 2-25, Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión, EPA, Octubre 2000

En los Ciclos Simples el Sistema SCR se ubica a la salida de la turbina, donde la temperatura de los gases de combustión esta en el rango que fluctúa entre los 450°C y los 540°C, lo que requiere catalizadores de alta temperatura como las zeolitas para un buen funcionamiento.

Los SCR obtienen eficiencias sobre el 90%, cuando son combinados con Low NOx Combustor o Water or Steam Injection.

#### **4.5. Tecnologías Utilizadas en Reducción de NOx en Motores de Combustión Interna.**

En los Motores de Combustión Interna de Encendido por Compresión es muy difícil reducir los NOx a N<sub>2</sub> en los gases de combustión, debido al exceso de oxígeno presente.

La evolución tecnológica del motor Diesel ha apuntado a lo largo de la historia a obtener una mayor potencia con un menor consumo de combustible, gracias a esto en la actualidad un motor Diesel utiliza solo un 70% del combustible que utilizaría un motor a gasolina de características similares para entregar una misma potencia, sin embargo, esto lo hace más costoso y pesado, además de producir menos potencia por unidad desplazada que un motor de gasolina. (la difusión de la llama de la combustión Diesel es más lenta, lo que limita la velocidad máxima de operación).

Hoy en día existe otro desafío, y que es igual de relevante que los mencionados con anterioridad; esto es que además de entregar una alta potencia con un bajo

consumo de combustible, ahora este objetivo debe ser logrado por medio de un proceso amigable con el medio ambiente.

Los fabricantes de motores de combustión interna de encendido por compresión de Estados Unidos, han ido modificando sus sistemas de generación de acuerdo a los estándares de emisión para vehículos fuera de carretera exigidos por la EPA. Este año ha entrado en vigencia la etapa N° 2 de estos estándares conocida como Tier 2, hasta llegar gradualmente a la etapa 4 de estos estándares (Tier 4) para el año 2014. En paralelo en Europa se han implantado las normas Euro 1 a 4, que son similares a la Tier 1 a 4.

Hasta el momento los fabricantes han logrado reducir las emisiones de NOx de los motores mediante la implementación de mejoras tecnológicas en la Combustión, tal como :

- Motores Tier 1 : Implementaron Turbo compresores con aftercooler, retardo en la inyección.
- Motores Tier 2: Utilizan sistemas electrónicos de Control, Inyección de Alta Presión.
- Motores Tier 4: deberían integrar un sistema de Post Tratamiento SCR u otro que se desarrolle en el futuro, tal como DeNOx.

A su vez la Tier 1 a 4 plantean exigencias similares a las Euro 1 a 4.

#### **4.5.1. Modificaciones del Diseño y Funcionamiento del Motor.**

##### **a) Retardo en la Inyección de combustible. (Injection Timing Retard)**

Este método postula retardar o retrasar mínimamente la inyección de combustible, con esto la mayor parte de la combustión se produce cuando el pistón se esta retirando o bajando. Con esto se obtiene una reducción en la magnitud y duración del peak de temperatura, presión y tiempo de residencia, reduciendo la formación de NOx. Con un retardo del 4% se obtienen reducciones en las emisiones de NOx entre un 15% y un 20%.

##### **b) Modificaciones en el Sistema de Inyección de Combustible.** Es factible desarrollar varios cambios en los diseños de los viejos y convencionales sistemas de inyección de combustible. Entre estos se incluyen:

- **Los Sistemas Electrónicos de Control**, tienen como objetivo ahorrar combustible y cumplir las cada vez más exigentes normas de emisión de contaminantes atmosféricos. Este sistema monitorea sensores en puntos críticos del motor y controla las variables de manera de asegurar el funcionamiento del motor en su punto óptimo. De esta manera se pueden controlar el retardo de la inyección de modo que no sea perjudicial en la operación del motor.

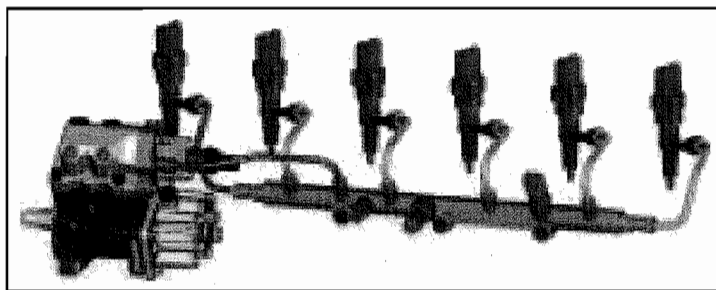


**Figura N° 25: Sistema electrónico de control.**  
Fuente: Cummins Inc. 2004. Mobile off highway emissions.

Los siguientes son los requerimientos que debe cumplir un Sistema Electrónico de Control:

- Debe medir los gases de escape midiendo la presión del aire de entrada y la velocidad del motor para controlar la relación aire-combustible.
  - Debe poder controlar el trabajo de cada cilindro para asegurar un funcionamiento suave y constante.
  - Debe controlar el sistema de enfriamiento dependiendo de las temperaturas del motor.
  - Debe detectar la carga que necesita suministrar el motor, para poder programar la cantidad de combustible a inyectar.
- **Los Sistemas de Inyección a Alta Presión**, logran una atomización más fina y uniforme, y el proceso de inyección puede ser realizado en un menor tiempo. Por lo que la inyección de combustible puede comenzar más tarde, logrando el mismo efecto del retardo, con lo que se logran menores emisiones de NOx, además de incrementar la eficiencia. Existen dos tecnologías que utilizan este principio, como lo son el Common Rail y la Inyección directa a Alta Presión.

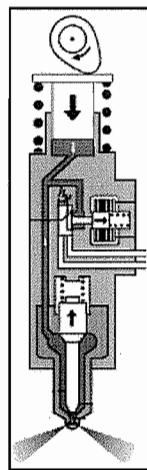
El Common-Rail o Conducto común de inyección, es un sistema de inyección directa que suministra combustible a los inyectores a una presión superior a 1300 bares, a través de una rampa común de inyección (de ahí su nombre) produciéndose la inyección por gestión electrónica. Este conducto alimenta de forma permanente a los inyectores gestionando de esta manera tanto la cantidad de combustible enviado como el momento de la inyección, que pueden así ser determinados con gran precisión. La elevada presión de inyección permite una atomización más fina de las pequeñas gotas de combustible y, con ello, posibilita una combustión mucho más homogénea con el aire dentro del cilindro.



**Figura N° 26: Sistema Common-Rail.**

Fuente: Cummins Inc. 2004. Mobile off highway emissions.

La Inyección directa de alta presión, tiene un sistema de inyección innovador, en el que cada cilindro tiene su propia bomba – integrada en el inyector (bomba inyectora). La presión actúa mecánicamente sobre levas adicionales incorporadas en el árbol de levas, lo cual supone una enorme ventaja: una muy alta presión de hasta 2 050 bar es dirigida al orificio de salida de cada inyector (1000 bar era la presión normal). El sistema también mejora la atomización del diesel, que mejora la ignición, inhibiendo la combustión rápida al comienzo del ciclo de combustión, y reduciendo las emisiones de  $\text{NO}_x$ . El diesel se distribuye también más uniformemente, favoreciendo una combustión uniforme y mejorando el rendimiento.



**Figura N° 27: Bomba inyectora de un sistema de Inyección directa de Alta Presión.**

Fuente: Robert Bosch GMBH. 2005. Diesel fuel - Injection Systems.

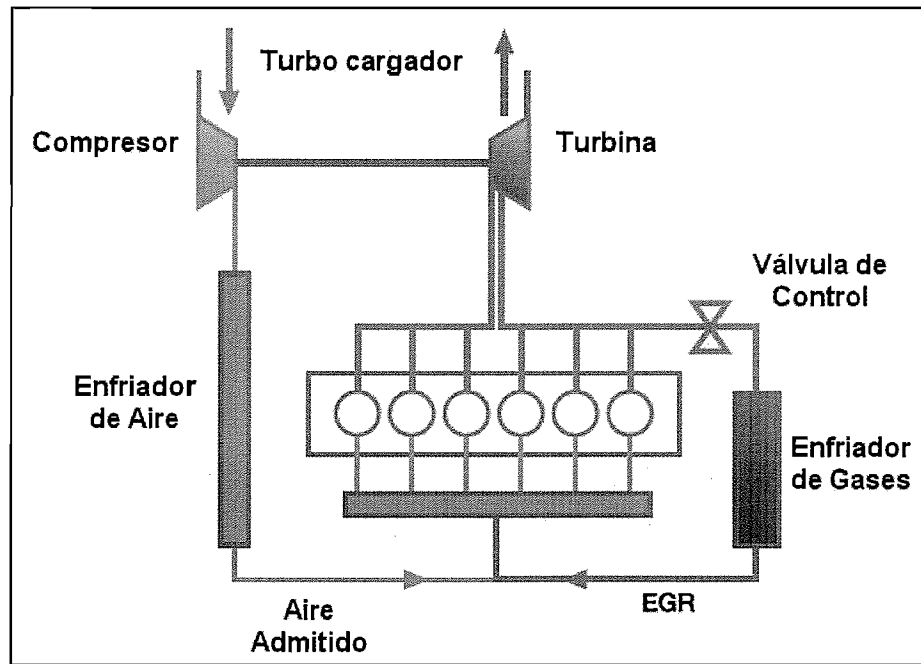
**c) Turbo compresor con Aftercooler.**

La utilización de turbocompresores en los Motores de Encendido por Compresión logra ingresar una mayor cantidad de aire a la cámara de combustión, lo que permite inyectar más combustible incrementando la potencia y la eficiencia, además de lograr menores emisiones de  $\text{NO}_x$  por potencia de salida.

El proceso de compresión de aire produce un incremento de su temperatura, lo que repercute en una temperatura peak mayor. Para evitar este efecto el sistema trae incorporado un enfriador del aire de combustión (Intercooler o Aftercooler) que se ubica al final de la o las etapas de compresión, obteniéndose de esta manera una Temperatura Peak menor, por lo tanto produciéndose menos NOx. Las reducciones obtenidas utilizando este sistema varían entre un 3% y un 35%.

**d) Recirculación de Gases de Combustión (EGR).**

El sistema EGR, pretende reducir al mínimo la formación de óxidos de nitrógeno (NOx) durante la combustión en el motor de Encendido por Compresión. Para lograr este objetivo el sistema propone la reintroducción (recirculación) de parte de los gases de escape (de un 5 a un 15%) a la cámara de combustión del motor. Con esto se busca reducir la concentración de oxígeno en la cámara de combustión por la dilución que se produce al mezclarse el aire con los gases de escape. Durante la combustión el bajo contenido de oxígeno tiene el efecto de reducir la temperatura de la llama, consiguiendo una reducción de las emisiones de óxido de nitrógeno en un 60% aproximadamente.



**Figura Nº 28: Sistema de Recirculación de Gases de Escape.**

Fuente: Cummins Inc. 2004. Mobile off highway emissions.

Con el uso de la recirculación de los gases de escape se consigue disminuir las emisiones de óxidos de nitrógeno, pero a su vez se produce un incremento en las de monóxido de carbono y partículas (además de incrementarse ligeramente el consumo de combustible). Para corregir esto es preciso el empleo de un catalizador en el sistema de escape. Por lo tanto, no se justifica un sistema de recirculación de gases de escape sin el uso de catalizador. Deben funcionar siempre conjuntamente.

**e) Inyección de agua.**

El agua puede ser introducida en el proceso de combustión de tres formas:

- Emulsión agua combustible.
- Inyección directa de agua en el cilindro.
- Fumigación de agua en el sistema de inyección.

La presencia de agua reduce la Temperatura peak de Combustión, con lo que se reducen las emisiones de NOx. Las reducciones de NOx alcanzadas con esta técnica son de hasta un 50%.

**4.5.2. Tecnologías de Post-Tratamiento de los Gases de Escape.**

Desde hace un tiempo se vienen imponiendo límites a las emisiones de los motores de encendido por compresión. Hasta ahora estos límites se han cumplido actuando sobre los motores. Sin embargo, las emisiones contaminantes pueden ser reducidas en un 90% adicional utilizando sistemas de post tratamientos. Para el caso de los NOx la tecnología utilizada en motores de generación eléctrica estacionarios son los Sistemas SCR.

**5. INVERSIONES Y COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE CONTROL.**

**5.1. Tecnologías de Control de NOx.**

A continuación se señalan los montos de inversión en US\$/MWe y costos de operación de equipos de control de NOx en US\$/MWh.

Los costos para una misma tecnología de control difieren según el equipo en que se aplica, dado que las inversiones y costos de operación son proporcionales al volumen de gases a tratar y éstos varían según en tipo de equipo que los produce.

**5.1.1. Equipos para Calderas.**

Las Tecnologías de Control de NO<sub>x</sub> más utilizadas en las Calderas de las Centrales Termoeléctricas son los SCR, SNCR y Quemadores Low NO<sub>x</sub>.

Los costos específicos de Inversión y, Operación y Mantenimiento de las tecnologías SCR y SNCR se detallan en los cuadros siguientes:



**Cuadro N° 21 :Inversiones en SCR  
US\$/MWe.**

Fuente: Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Potencia (MWe)*	50	100	200	300	400
Inversión Equipo (US\$/MWe)	94.937	77.153	63.200	56.476	52.252
Costos de Intalación (US\$/MWe)	21.983	17.935	14.759	13.229	12.268
Contingencias (US\$/MWe)	17.089	13.887	11.376	10.166	9.405
<b>Inversión Total (US\$/MWe)</b>	<b>134.008</b>	<b>108.975</b>	<b>89.335</b>	<b>79.871</b>	<b>73.925</b>
Costo Mantenión (US\$/MWe-h)	0,34	0,28	0,23	0,21	0,19
Costo Electricidad (US\$/MWe-h)	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Costo Reactivo (US\$/MWe-h)	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Cambio Catalizador (US\$/MWe-h)	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
<b>Costo Total Op y Mantención (US\$/MWe-h)</b>	<b>2,01</b>	<b>1,95</b>	<b>1,90</b>	<b>1,87</b>	<b>1,86</b>

Nota : Valor US\$ considerado = \$ 530.-

**Cuadro N° 22 : Inversión en SNCR  
US\$/MWe.**

Fuente: Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Potencia (MWe)	50	100	200	300	400
Inversión Equipo (US\$/MWe)	27.165	18.211	12.208	9.661	8.183
Costos de Intalación (US\$/MWe)	6.333	4.295	2.929	2.349	2.013
Contingencias (US\$/MWe)	4.890	3.278	2.197	1.739	1.473
<b>Total Inversión (US\$/MWe)</b>	<b>38.389</b>	<b>25.784</b>	<b>17.334</b>	<b>13.749</b>	<b>11.669</b>
Costo Mantenión (US\$/MWe-h)	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03
Costo Electricidad (US\$/MWe-h)	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Costo Reactivo (US\$/MWe-h)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Costos Varios (US\$/MWe-h)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
<b>Costo Total Op y Mantención (US\$/MWe-h)</b>	<b>0,63</b>	<b>0,60</b>	<b>0,58</b>	<b>0,57</b>	<b>0,56</b>

- **Costos de Quemadores Low NOx**

En el cuadro siguiente se presentan precios de Quemadores Low NOx puestos en Chile para distintas potencias eléctricas generadas por los quemadores mencionados si estos fueran utilizados en una Planta Termoeléctrica convencional, obtenidas a partir de precios proporcionados por proveedores. A los precios puestos en Chile se les sumó un 5% por instalación y a los precios Ex Fábrica\*\* (Ex Works) se los agrego un 15%, que consideran la instalación el flete y la internación.

\* MWe= Mega Watt de potencia eléctrica generada.

\*\* Ex Works o Ex Fábrica: Significa que el vendedor realiza la entrega de la mercancía cuando la pone a disposición del comprador en el establecimiento del vendedor o en otro lugar convenido (es decir, taller, fábrica, almacén, etc.), sin despacharla para la exportación ni cargarla en un vehículo receptor. (Incoterm 2000).

**Cuadro N° 23: Costo de Quemadores Low NOx para Petróleo o Gas Natural**

Potencia Quemador	MWe	5	10	15	20
Costo	US\$/MWe	5.589	4.326	3.960	3.778

Fuente: Elaboración Propia a base de cotizaciones.

Cabe mencionar que las calderas utilizan varios de estos quemadores. El número de quemadores utilizados esta dado por el diseño de cada caldera y por la potencia térmica requerida.

**5.1.2. Turbinas de Gas**

Las turbinas de gas pueden ser utilizadas como unidades independientes de generación de electricidad o formando parte de las Plantas de Ciclo Combinado.

Los Costos de la instalación, operación y mantención de Sistemas de Postratamiento SCR se detallan en los cuadros siguientes para diferentes potencias eléctricas y según el modo de utilización de la Turbina de Gas.

**Cuadro N° 24: Inversión en SCR en Plantas de Ciclo Combinado US\$/MWe.**

Fuente: Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Potencia (MWe)	200	250	300	350	400
Inversión Equipo (US\$/MWe)	45.584	42.753	40.599	38.881	37.467
Costos de Intalación (US\$/MWe)	10.500	9.856	9.365	8.974	8.653
Contingencias (US\$/MWe)	8.205	7.696	7.308	6.999	6.744
<b>Inversión Total (US\$/MWe)</b>	<b>64.290</b>	<b>60.305</b>	<b>57.272</b>	<b>54.854</b>	<b>52.863</b>
Costo Mantención (US\$/MWe-h)	0,17	0,15	0,15	0,14	0,14
Costo Electricidad (US\$/MWe-h)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Costo Reactivo (US\$/MWe-h)	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Cambio Catalizador (US\$/MWe-h)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
<b>Costo Total Op y Mantención (US\$/MWe-h)</b>	<b>0,82</b>	<b>0,81</b>	<b>0,80</b>	<b>0,80</b>	<b>0,79</b>

\* Ex Works o Ex Fábrica: Significa que el vendedor realiza la entrega de la mercancía cuando la pone a disposición del comprador en el establecimiento del vendedor o en otro lugar convenido (es decir, taller, fábrica, almacén, etc.), sin despacharla para la exportación ni cargarla en un vehículo receptor. (Incoterm 2000).

**Cuadro N° 25: Inversión de SCR en Turbinas de Gas (Ciclo Abierto)  
US\$/MWe.**

Fuente: Sección 4.2 Controles de NOx Post Combustión EPA, Octubre 2000.

Potencia (MWe)	1	5	10	20	50	100
Inversión Equipo (US\$/MWe)	381.989	224.183	179.246	143.988	108.756	88.683
Costos de Intalación (US\$/MWe)	87.316	51.399	41.171	33.147	25.128	20.560
Contingencias (US\$/MWe)	68.758	40.353	32.264	25.918	19.576	15.963
<b>Inversión Total (US\$/MWe)</b>	<b>538.064</b>	<b>315.936</b>	<b>252.681</b>	<b>203.053</b>	<b>153.460</b>	<b>125.206</b>
Costo Mantenión (US\$/MWe-h)	1,38	0,81	0,65	0,52	0,39	0,32
Costo Electricidad (US\$/MWe-h)	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Costo Reactivo (US\$/MWe-h)	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Cambio Catalizador (US\$/MWe-h)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
<b>Costo Total Op y Mantención (US\$/MWe-h)</b>	<b>3,09</b>	<b>2,52</b>	<b>2,36</b>	<b>2,23</b>	<b>2,10</b>	<b>2,03</b>

Los otros dos métodos utilizados para controlar las emisiones de NOx en las Turbinas de Gas, corresponden a modificaciones en su Diseño.

En el siguiente cuadro se presentan los costos por kW instalado de las turbinas que utilizan en su diseño las tecnologías de control de NOx anteriormente detalladas:

Tecnologia Control de NOx	Costo Turbina de Gas US\$/MWe	Emisión de NOx ppmv 15% O2
Dry Low NOxCombustor	400.000	25

Fuente: Combustion Source Evaluation. EPA.

**5.1.3. Motores de Combustión Interna de Encendido por Compresión**

Tal como se explico anteriormente las modificaciones en cuanto a diseño en los motores de encendido por compresión para controlar los NOx, han sido incorporadas paulatinamente por los fabricantes en las diferentes generaciones de motores, según sea el nivel de emisiones a alcanzar.

Según los propios fabricantes de grupos generadores el incremento en los precio de esta nueva generación de motores (Tier 2 – Euro 2) será de un 18% con respecto a la anterior, lo que además significa emitir un 32% menos de NOx.

**Cuadro N° 26: Aumento de Costo de Motores por Control de Emisiones**

Generación Motogenerador	US\$/MWe	Incremento Costo	g NOx/kWh	Disminución Emisiones NOx
Tier 1 - Euro 1	250.000	0%	9,4	
Tier 2 - Euro 2	295.000	18%	6,4	32%

Fuente: North Central Texas Council of Governments.

Además de las modificaciones en los diseños de los nuevos motores de encendido por compresión utilizados en la Generación de Electricidad para reducir las emisiones de NOx, pueden ser utilizados los Sistema de Post Tratamiento SCR, ya sea para reducir las emisiones de un motor antiguo o reducir aun más las emisiones de un motor nuevo.

Los Costos de Inversión de los Sistemas SCR se presentan en el Cuadro siguiente, en este cuadro se detallan los costos de los sistemas ofertados por dos compañías, una norteamericana (RJM Corporation) y la otra europea (Hug Engineering).

**Cuadro N° 27: Inversiones en de Sistemas SCR por Potencia.**

Potencia kW	RJM Corporation		Hug Engineering		US\$/kW
	Costo FOB	Costo Instalado	Costo FOB	Costo Instalado	
	US\$	US\$	US\$	US\$	
1.000	135.800	176.540	68.640	89.232	89 -176
2.000	160.950	209.235	77.220	100.386	50 - 105

Fuente: Elaboración Propia a base de cotizaciones.

El costo del equipo instalado se calculó considerando un 10% de costos de flete e internación más un 20% de costos de instalación del sistema, según información de los propios fabricantes.

Los Costos de Operación de los Sistemas SCR son principalmente:

- La renovación del lecho catalítico, que tiene un costo aproximado del 20% y, los fabricantes lo garantizan por 2 años en operación continua y por 3 años en caso de operación discontinua
- Los costos de operación estimados por los fabricantes son de US\$ 1.000 por tonelada reducida de NO<sub>x</sub>, lo cual incluye la mantención de los sistemas mecánicos y electrónicos asociados.

En la siguiente tabla se detallan los costos antes enumerados en US\$/kWe-h

Costos de Operación (US\$/MWe-h)	4,54
Cambio Catalizador (US\$/MWe-h)	0,94
<b>Costos Totales de Operación (US\$/MWe-h)</b>	<b>5,48</b>

Fuente: Elaboración Propia a base de cotizaciones.

## 5.2. Inversiones y Costos de Abatimiento de Material Particulado y SO<sub>2</sub>.

En el Cuadro N° 28 se comparan inversiones involucradas en las 3 tecnologías principales de abatimiento de material particulado para los diferentes tipos de centrales y combustibles. La tecnología de ciclones está obsoleta, ya que no permite lograr los límites de emisiones usuales.

En los Cuadros N° 29 y 30 se comparan los costos de operación de las mismas tecnologías, sin incluir costos de capital.

**Cuadro N° 28 : Montos de Inversión para Equipos de Abatimiento de Material Particulado**

Fuente: Elaboración Propia, detalles en Anexo N°2.

TIPO CENTRAL	COMBUSTIBLE	CAUDAL DE HUMOS POR MW Nm <sup>3</sup> /h/MW	COSTO DE INVERSIÓN [US\$/MW]			
			FILTRO DE MANGAS	LAVADORES DE GASES	PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS	
CICLO A VAPOR	Carbón	2.928	42.080	63.492	106.845	
	Desechos Forestales	6.160	88.525	133.573	224.777	
	Diesel	4.250	61.075	92.154	155.077	
	FO6	3.192	45.870	69.212	116.470	
	Petcoke	2.963	42.579	64.245	108.113	
TURBINAS A GAS	Diesel	6.335	91.038	137.363	231.156	
	IFO 180	7.737	111.187	167.765	282.317	
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	Diesel	5.156	75.066	176.159	215.623	
	FO6	4.653	67.740	158.967	194.580	
	IFO 180	4.263	62.063	145.646	178.274	

000000

**Cuadro N° 29: Costos de Operación y Mantenimiento para Equipos de Abatimiento de Material Particulado en US\$/MW/año.**

Fuente: Elaboración Propia, detalles en Anexo N°2.

Tipo Central	Combustible	Caudal de Humos por MW Nm <sup>3</sup> /h/MW	Costo Operación y Mantenimiento (US\$/MW/año)		
			Filtro de Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores Electrostáticos
Ciclo a Vapor	Carbón	2.928	10.125	3.737	8.989
	Desechos Forestales	6.160	21.300	7.862	18.910
	Diesel	4.250	14.695	5.424	13.046
	FO6	3.192	11.037	4.074	9.798
	Petcoke	2.963	10.245	3.781	9.095
Turbinas a Gas	Diesel	6.335	21.904	8.085	19.447
	IFO 180	7.737	26.752	9.874	23.751
Motores de Combustión Interna	Diesel	5.156	19.181	8.021	17.204
	F06	4.653	17.309	7.238	15.525
	IFO 180	4.263	15.859	6.631	14.224

**Cuadro N° 30: Costos de Operación y Mantenimiento para Equipos de Abatimiento de Material Particulado en US\$/MW-h.**

Fuente: Elaboración Propia, detalles en Anexo N°2.

Tipo Central	Combustible	Caudal de Humos por MW Nm <sup>3</sup> /h/MW	Costo Operación y Mantenimiento (US\$/MW-h)		
			Filtro de Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores Electrostáticos
Ciclo a Vapor	Carbón	2.928	1,69	0,62	
	Desechos Forestales	6.160	3,55	1,31	
	Diesel	4.250	2,45	0,90	
	FO6	3.192	1,84	0,68	
	Petcoke	2.963	1,71	0,63	
Turbinas a Gas	Diesel	6.335	3,65	1,35	
	IFO 180	7.737	4,46	1,65	
Motores de Combustión Interna	Diesel	5.156	3,20	1,34	
	F06	4.653	2,88	1,21	
	IFO 180	4.263	2,64	1,11	

No se consideró ni inversiones ni costos para equipos con Gas Natural ya que éstos no emiten material particulado.

En el Cuadro N° 31 se muestran las inversiones y costos de abatimiento de SO<sub>2</sub> para diversos tipos de centrales y combustibles, basados en la tecnología de lavadores húmedos con cal.

En el Anexo N° 2 se muestra un mayor detalle de caudales, costos e inversiones

**Cuadro N° 31: Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Lavadores de Gases de SO<sub>2</sub>**

Fuente: Elaboración Propia, detalles en Anexo N°2.

Tipo Central	Combustible	Caudal de Humos por MW Nm <sup>3</sup> /h/MW	Costo de Inversión [US\$/MW]	Costo de OP&M [US\$/MW/AÑO]	Costo de OP&M [US\$/MW-h]
CICLO A VAPOR	Carbón	2.928	63.492	32.987	5,50
	Diesel	4.250	92.154	47.879	7,98
	FO6	3.192	69.212	35.959	5,99
	Petcoke	2.963	64.245	33.379	5,56
TURBINAS A GAS	Diesel	6.335	137.363	71.367	11,89
	IFO 180	7.737	167.765	87.162	14,53
CON MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	Diesel	5.156	176.159	59.642	9,94
	FO6	4.653	158.967	53.822	8,97
	IFO 180	4.263	145.646	49.311	8,22

000612



### 5.3. Aplicabilidad de las Tecnologías.

Todas las tecnologías detalladas tanto de reducción de MP como SO<sub>2</sub> y NOx son utilizadas en forma exitosa a nivel internacional, tanto en el sector eléctrico como en otras aplicaciones industriales.

La selección de una tecnología específica se efectúa mediante un análisis técnico económico en función de diversas variables, entre otras :

- Nivel de emisiones exigido
- Tipo de combustible usado
- Composición del combustible usado (% azufre, % Nitrógeno, % cenizas, etc.)
- Inversiones y costo de operación de cada tecnología
- Tipo de central y quemadores
- Facilidad de disposición de residuos líquidos y sólidos, etc.

## 6. EQUIPOS DE ABATIMIENTO DE CENTRALES CHILENAS

En los cuadros N°s. 32, 33 y 34 se muestran los equipos de abatimiento con que cuentan las distintas Centrales del SING, SIC, Aysén y Magallanes.

Las centrales termoeléctricas chilenas que queman combustibles sólidos utilizan preferentemente precipitadores electrostáticos para abatir MP. Además 2 utilizan lavadores de gases y uno filtros de mangas. Para abatir SO<sub>2</sub> una central (Petropower) cuenta con lecho fluidizado y una posee un lavador húmedo (Licancel).

Varias centrales de ciclo combinado y turbinas poseen quemadores Low NOx o inyección de agua para reducir emisiones de NOx. Ninguna central chilena cuenta con equipos de post-combustión (SCR ó SCNR) para abatir NOx. La central Petropower si bien no tiene equipo de control de NOx, su tecnología le permite operar a baja temperatura mediante la inyección de aire en exceso, lo que se denomina combustión gradual.

**Cuadro N° 32 : Equipos de Abatimiento de Centrales SING**

Región	Nombre Central y Unidad	Material Particulado (PM10)			SOx		NOx		Eficiencia % (a)
		Tipo Equipo	Capacidad	Eficiencia % (a)	Tipo Equipo	Capacidades	Tipo Equipo	Capacidades	
Primera	Termoeléctrica Tarapacá, #1	P.Electrostático	142 t/día	98%	No		No		
	Central Diesel Iquique, Mirrlees KSS	No			No		No		
	Central Diesel Iquique, Sulzer	No			No		No		
	Central Diesel Iquique, MAN	No			No		No		
	Central Diesel Iquique, Mitsubishi	No			No		No		
	Central Diesel Iquique, TurboGas	No			No		No		
	Central Diesel Arica, Mirrlees KS	No			No		No		
	Central Diesel Arica, Mirrlees KSS	No			No		No		
	Central Diesel Arica, G. Motors	No			No		No		
	Central Térmica Atacama, TG1A GN	No			No		Dry Low NOx		80%
	Central Térmica Atacama, TG2A GN	No			No		Dry Low NOx		80%
	Central Térmica Atacama, TG1B GN	No			No		Dry Low NOx		80%
	Central Térmica Atacama, TG2B GN	No			No		Dry Low NOx		80%
	Central Térmica Atacama, TG1A Diesel (b)	No			No		Inyección Agua		70%
Central Térmica Atacama, TG2A Diesel (b)	No			No		Inyección Agua		70%	
Central Térmica Atacama, TG1B Diesel (b)	No			No		Inyección Agua		70%	
Central Térmica Atacama, TG2B Diesel (b)	No			No		Inyección Agua		70%	
Segunda	Norgener, U. Generadora N° 1	P.Electrostático		96 - 98%	No		No		
	Norgener, U. Generadora N° 2	P.Electrostático		96 - 98%	No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 12	P.Electrostático		98%	No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 13	P.Electrostático		98%	No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 14	P.Electrostático		98%	No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 15	P.Electrostático		98%	No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 10	No			No		No		
	Central Térmica Tocopilla, U. N° 11	No			No		No		
	Central Térmica Tocopilla, T.G. N° 1	No			No		No		
	Central Térmica Tocopilla, T.G. N° 2	No			No		No		
	Central Térmica Tocopilla, T.G. N° 3	No			No		No		
	Central Térmica Mejillones, N° 1	P.Electrostático		98%	No		No		
	Central Térmica Mejillones, N° 2	P.Electrostático		99%	No		No		
	Central Térmica Mejillones, N° 3	No		No	No		Sistema Reducción		<30ppmv
Central Diesel Antofagasta, MAN 4 y 5	No			No		No			
Central Diesel Antofagasta, G. Motors 1-8	No			No		No			
Central Diesel Mantos Blancos, Unidades 1-10	No			No		No			

(a) Eficiencia promedio en condiciones usuales de operación.

(b) Sin las mismas turbinas que al operar con diesel se inyecta agua.

NO = No tiene

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

00000000

**Cuadro N° 33: Equipos de Abatimiento de Centrales  
SIC**

Región	Central y Nombre Unidad Central	Material Particulado (PM10)			SOx			NOx		
		Tipo Equipo	Capacidad	Eficiencia %*	Tipo Equipo	Capacidades	Eficiencia %*	Tipo Equipo	Capacidades	Eficiencia %*
Segunda	Termoeléctrica Taital #1	No			No			Dry Low NOx		
	Termoeléctrica Taital #2	No			No			Dry Low NOx		
Tercera	Termoeléctrica Guacolda, Unidad N°1	P. Electrostatico	286 a 527 KNm3/h	95 a 98%	No			No		
	Termoeléctrica Guacolda, Unidad N°2	P. Electrostatico	287 a 527 KNm3/h	95 a 98%	No			No		
	Termoeléctrica Huasco, vapor # 1	No			No			No		
	Termoeléctrica Huasco, vapor # 2	No			No			No		
	Termoeléctrica Huasco, TG # 3	No			No			No		
	Termoeléctrica Huasco, TG # 4	No			No			No		
	Termoeléctrica Huasco, TG # 5	No			No			No		
	Termoeléctrica Diego de Almagro, #1	No			No			No		
	Termoeléctrica Diego de Almagro, #2	No			No			No		
	Termoeléctrica San Isidro, #1	No			No			No		
Quinta	Complejo Termoeléctrico Nehuenco, 1	No			No			Dry Low NOx	NI	NI
	Complejo Termoeléctrico Nehuenco, 2	No			No			Dry Low NOx	NI	NI
	Complejo Termoeléctrico Nehuenco, 3	No			No			Inyección Agua	NI	NI
	Central Termoeléctrica Ventanas, Unidad 1	P. Electrostatico	460.000 Nm <sup>3</sup> /h	96 - 98%	No			No		
	Central Termoeléctrica Ventanas, Unidad 2	P. Electrostatico	805.000 Nm <sup>3</sup> /h	96 - 98%	No			No		
	Central Termoeléctrica Laguna Verde, Unidad N° 1	No			No			No		
	Central Termoeléctrica Laguna Verde, Unidad N° 2	No			No			No		
	Central Termoeléctrica Los Vientos, Unidad N° 1	No			No			Inyección Agua	NI	72,5%
	Central Candelaria, Candelaria I	No			No			Inyección Agua	NI	NI
	Central Candelaria, Candelaria II San Francisco de Mostaza	No			No			Inyección Agua	NI	NI
Séptima	Central Termoeléctrica Constitución	Multición y Lavador de Gases	96.647 m <sup>3</sup> /h	80%	No			No		
	Planta Constitución, CELCO	P. Electrostatico			No			No		
	Planta Licancel	P. Electrostatico			Lavador Gases	NI		No		

000015

**Cuadro N° 33: Equipos de Abatimiento de Centrales (Continuación)**  
**SIC**

Región	Central y Nombre Unidad Central	Material Particulado (PM10)			SOx			NOx		
		Tipo Equipo	Capacidad	Eficiencia %*	Tipo Equipo	Capacidades	Eficiencia %*	Tipo Equipo	Capacidades	Eficiencia %*
Octava	Planta Arauco	P. Electrostatico			No			No		
	Planta Celulosa Nueva Aldea	P. Electrostatico			No			No		
	Central Nueva Aldea Fase I	P. Electrostatico	100 mg/m3N	98,6%	No			No		
	Planta Cholguán	P. Electrostatico			No			No		
	TG Nueva Aldea II	No			No			No		
	TG Horcones	No		98,6%	No			No		
	Termoelectrica Bocamina	Multiciclón	48 toneladas	49,4	No			No		
	Central Laja	Multiciclón y Lavador de Gases	96.647 m <sup>3</sup> /h	80%						
	Central Termoelectrica Coronel	No			No			Inyección Agua		NI
	Petropower Energia Ltda.	Filtro Mangas	380 t/h	99%	Lecho Fluidizado con Caliza	NI	NI	Control Combustión	NI	NI
Décima	Antilhue, TG 1	No			No			Inyección Agua	NI	NI
	Antilhue, TG 2	No			No			Inyección Agua	NI	NI
Metropolitana	Planta Celulosa Valdivia	P. Electrostatico **	120.000 Nm3/h	99,7%	No			No		
	Renca, Unidad 1	P. Electrostatico ***	508.000 Nm3/h	99,8%	No			No		
	Renca, Unidad 2	No			No			No		
	Nueva Renca, Gas Natural	No			No			Quemadores Low NOx	100%	NI
	Nueva Renca, Diesel	No			No			Inyección Agua	100%	NI

\* Eficiencia promedio en condiciones usuales de operación.

\*\* Caldera de Poder.

\*\*\* Caldera de Recuperación.

NO = No tiene

NI = No Informa

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

000610

**Cuadro N° 34: Equipos de Abatimiento de Centrales de Sistemas  
Aysén y Magallanes**

Región	Nombre Unidad	Material Particulado (PM10)		SOx		NOx	
		Tipo Equipo	No	Tipo Equipo	No	Tipo Equipo	No
X Región	Central Térmica Chaitén	No	No	No	No	No	No
	Central Térmica Nuevo Reino	No	No	No	No	No	No
	Central Térmica Chile Chico	No	No	No	No	No	No
XI Región	Central Tehuelche	No	No	No	No	No	No
	Central Aysén	No	No	No	No	No	No
	Central Caleta Andrade	No	No	No	No	No	No
XII Región	Central Puerto Natales	No	No	No	No	No	No
	Central Punta Arenas	No	No	No	No	No	No
	Central Tres Puentes	No	No	No	No	No	No
	Central Porvenir	No	No	No	No	No	No

\* Eficiencia promedio en condiciones usuales de operación.

NO = No tiene

Fuente : Datos proporcionados por las empresas.

000617

## 7. RESUMEN Y CONCLUSIONES.

### 7.1. Tecnología de Abatimiento de Material Particulado.

Existen tres tecnologías principales para el abatimiento de emisiones de material particulado. Estas son :

- a) Precipitadores Electrostáticos en los cuales las partículas de polvo son cargadas eléctricamente y atraídas a placas con carga contraria separándose del flujo de gases. Permiten capturar partículas muy pequeñas, lográndose eficiencias superiores al 99%<sup>§</sup>. Todas las centrales chilenas a carbón, salvo las 3 más antiguas, cuentan con P.E.
- b) Filtros de Mangas. Son conjuntos de mangas de material textil (sintético) por los que atraviesan los gases quedando el MP adherido a las paredes. También tienen altas eficiencias >99%. Tiene restricciones respecto de la temperatura de los humos. La central Petropower a petcoke cuenta con filtros de mangas.
- c) Lavadores de Gases. Son estanques cilíndricos por los cuales fluyen los humos que deben atravesar una lluvia muy fina de agua que captura las partículas, que luego caen como barro al fondo. Tienen eficiencias algo menores a los otros dos métodos, especialmente para partículas pequeñas. Tienen la ventaja que adicionalmente permiten abatir SO<sub>2</sub>, si al agua se le agrega cal. Dos centrales que queman biomasa poseen estos equipos.

Además, existe la tecnología de Colectores Mecánicos mediante ciclones. Estos son equipos cónicos en que el humo ingresa en forma tangencial lo que produce un movimiento helicoidal. Las partículas chocan con las paredes y caen. Estos equipos presentan bajas eficiencia para capturar partículas pequeñas, por lo que actualmente no se utilizan o se usan en forma complementaria junto a equipos más eficientes.

### 7.2. Control de Oxidos de Azufre.

Las formas de reducir los óxidos de azufre de los gases de combustión son :

- a) Utilizar combustibles con menor contenido de azufre. Los óxidos de azufre generados en la combustión son directamente proporcionales a la cantidad de azufre contenida en el combustible. Por lo tanto por cada 10% de azufre menos en el combustible, se tendrá un 10% de menor emisión.
- b) Lecho Fluidizado. Este método de quemar combustibles sólidos permite agregar caliza (o cal) en el lecho, la que reacciona con el SO<sub>2</sub>, eliminándolo en el mismo proceso de combustión. Petropower es la única central que utiliza esta tecnología.

---

<sup>§</sup> La eficiencia mide el porcentaje de material particulado capturado por el equipo.

- c) Lavadores de Gases. Este método es similar al utilizado para captar material particulado. A la lluvia de agua se le agrega cal. Al chocar con las partículas de  $\text{SO}_2$  reacciona formando  $\text{CaSO}_4$  que es un sólido que cae al fondo del reactor.

### 7.3. Control de NOx.

Los óxidos de Nitrógeno se forman principalmente por la reacción del nitrógeno del combustible. Los métodos para disminuir la emisión de NOx son :

- a) Utilizar combustibles con menor contenido de Nitrógeno.
- b) Métodos para disminuir la formación de NOx durante la combustión. Existen varios métodos que disminuyen la formación de NOx disminuyendo la temperatura de la llama. Los principales son :
- En calderas (turbinas de vapor) se utilizan principalmente quemadores Low Nox y recirculación de gases de combustión.
  - En turbinas también se utilizan quemadores Low Nox e Inyección de vapor o agua.
  - En motores también se utiliza la recirculación de gases de combustión, la inyección de agua y modificaciones de la combustión.
- c) Tecnologías de Post Tratamiento.

Las tecnologías son la Reducción Catalítica Selectiva (SCR) y la Reducción No Catalítica Selectiva (RNCS). Ambas tratan los gases de combustión en un equipo en que el NOx se hace reaccionar con Amoníaco ( $\text{NH}_3$ ). Los óxidos de nitrógeno reaccionan con el  $\text{NH}_3$  formando  $\text{N}_2$  + agua.

En el método catalítico se utiliza un catalizador que ayuda a la reacción. El segundo método no utiliza catalizador por lo que es más barato, pero menos eficiente.

El método SCR se utiliza tanto en calderas como en turbinas de gas y en motores. El SNCR principalmente en calderas (turbinas de vapor).

### 7.4. Inversiones y Costos de Equipos de Abatimiento.

Todas las tecnologías señaladas están vigentes y son ampliamente utilizadas tanto en el sector eléctrico como en otras aplicaciones. La selección de una tecnología específica para una central se efectúa mediante un análisis técnico económico en función de diversas variables: tecnología de combustión, combustible y sus características, nivel de emisiones permitido, costos, etc.

En los Cuadros N° 35 y N° 36 se muestran resúmenes de las inversiones y costos de las principales tecnologías de abatimiento. Los rangos de éstos corresponden a diferentes tamaños y tipos de combustibles.

**Cuadro N° 35: Inversiones en Equipos de Abatimiento  
KUS\$/MWe**

	Material Particulado			SO <sub>2</sub>	NOx	
	Filtro Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores		SCR	SNCR
Turbinas Vapor	42 – 61	63 – 134	107 – 225	63 – 92	73 – 134	12 - 38
Turbinas Gas	91- 111	137 – 168	231 – 282	137 – 168	53 - 538	--
Motores	62 – 75	145 – 176	178 – 216	145 – 176	50 – 176	--

KUS\$ = Miles de dólares.

200620



**Cuadro N° 36: Costos de Operación de Equipos de Abatimiento  
US\$/MWh**

	Material Particulado			SO <sub>2</sub>	NOx	
	Filtro Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores Electrostáticos		SCR	SNCR
Turbinas Vapor	1,69 – 3,55	0,62 – 1,31	1,50 – 3,15	5,5 – 7,98	1,86 – 2,01	0,56 – 0,63
Turbinas Gas	3,65 – 4,46	1,35 – 1,65	3,24 – 3,96	11,89 – 14,53	0,79 – 3,09	--
Motores	2,64 – 3,20	1,11 – 1,34	2,37 – 2,87	8,22 – 9,94	5,50	--
Eficiencia Abatimiento PM10	99%	>99%	99,6%	99%	75% - 90%	25% - 50%

000621

### III. ANALISIS DE NORMAS INTERNACIONALES RELEVANTES.

#### 1. GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA MUNDIAL

La generación eléctrica en el mundo se efectúa mayoritariamente mediante centrales termoeléctricas como se observa en el cuadro siguiente :

**Cuadro N° 37: Tecnologías de Generación Eléctrica  
Porcentajes**

	Mundial	CEE*	USA (1995)
<b>Termoeléctrica</b>		-	
• Carbón	40%	--	
• Gas Natural	21%	--	
• Petróleo	7%	--	
• Biomasa	1%	--	--
<b>Total Termoeléctrica</b>	<b>69%</b>	<b>64%</b>	<b>68%</b>
Nuclear	16%	17%	22%
Renovables e Hidráulica	15%	19%	10%
	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

\*Comunidad Económica Europea.

Fuente : Panorama de Energía Renovable Mundial 2001.

En el cuadro siguiente se muestra la proporción de generación termoeléctrica de los principales países productores de energía eléctrica mundiales y de los principales países productores de Latinoamérica.

**Cuadro N° 38: Principales Países Generadores de Electricidad  
Año 2003**

Países	Generación Termoeléctrica		Generación Total
	Tcal	%	Tcal
Estados Unidos	2.759	71	3.892
Europa Occidental	1.783	53	3.362
China	1.484	82	1.807
Japón	640	65	983
Rusia	570	66	869
Suiza	1	2	63
Brasil	27	7	359
México	169	82	207
Argentina	47	53	88
Chile	23	49	47
<b>Total Mundial</b>	<b>10.439</b>	<b>66%</b>	<b>15.884</b>

Fuente : Internacional Energy Annual 2004. Agencia Internacional de Energía (IEA) [www.iea.org.gov](http://www.iea.org.gov)

Los grandes países productores de energía eléctrica son las grandes economías mundiales: Estados Unidos, la Comunidad Económica Europea, (Alemania, Francia, Italia, Inglaterra, etc.) China, Japón y otras grandes economías, dado que la producción

y consumo de energía eléctrica son consustanciales con el desarrollo económico. En Latinoamérica los grandes productores son México, Brasil, Argentina y Venezuela.

A continuación se analizan las normas de emisiones de los países solicitados por la contraparte.

## 2. COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA.

### 2.1. Contaminantes Principales.

La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de Octubre del 2001, regula las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión (>50 MW<sub>t</sub>). La regulación diferencia entre combustibles pero se aplican para todas las tecnologías, salvo turbinas de gas. Este mismo documento exige además establecer restricciones progresivas de las emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Esta directiva se complementa con la Directiva 2001/81/CE que establece límites nacionales de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> y COV.

La directiva propende a reducir las emisiones de las fuentes existentes y fijar límites a las nuevas. Los límites de emisión para las instalaciones nuevas, son las siguientes:

**Cuadro N° 39 : Límites Emisión mg/m<sup>3</sup>N**

Combustible (d)	Porcentaje Base de O <sub>2</sub> (c)	Tamaño MW <sub>t</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Sólidos	6%	50 – 100	850	400	50
		100-300	200	200	30
		>300	200	200	30
Biomasa	6%	50-100	200	400	50
		100-300	200	300	30
		>300	200	200	30
Líquidos	3%	50-100	850	400	50
		100-300	400-200 (a)	200	30
		>300	200	200	30
Gas Natural	3%	50-300	35	150	5
		>300	35	100	5
Otros Gases	3%	todos	5-400 (b)	200	5-30 (b)
Turbinas Gas Natural	15%	>50	--	50	--
Turbinas Combustibles líquidos y otros gases	15%	>50	--	120	--

(a) Disminución lineal

(b) Los límites superiores corresponden a gases de altos hornos e industria del acero.

(c) Porcentaje de O<sub>2</sub> al que se deben calcular las emisiones.

NA = No aplica

(d) La Directiva 2001/80/CE no señala mayor especificación de los combustibles.

(e) MW<sub>t</sub> = Mega Watt de energía térmica de input.

Fuente: Directiva 2001/80/CE

Esta es una norma mínima para los estados miembros los cuales pueden aplicar límites más estrictos e incluir otros contaminantes. Si bien no plantea límites de emisión para las plantas anteriores al 2002, sugiere que los estados miembros apliquen las mismas normas para las instalaciones existentes, con el fin de cumplir las reducciones y metas nacionales de emisiones.

## 2.2. Otros Contaminantes.

La Comunidad Europea ha regulado a la fecha las concentraciones atmosféricas de 13 contaminantes.

La Primera Directiva de 1998 reguló las concentraciones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Pb y PM<sub>10</sub>.

La Segunda del año 2001 regula en benceno y el CO.

La Tercera del año 2003 regula el ozono.

La Cuarta del año 2004 regula el Arsénico, Cadmio, Mercurio, Níquel y los hidrocarburos aromáticos policíclicos.

La primera directiva completa y la segunda en lo referente al CO están en vigencia. La norma del benceno comienza a regir el año 2010. La tercera y cuarta directiva están en discusión. Salvo los contaminantes indicados en el punto anterior, (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP), las citadas directivas no determinan límites de emisión por fuente, sino sólo de concentración atmosférica.

## 2.3. Tipo y Periodicidad de Mediciones.

- A los equipos mayores de 100 MW<sub>t</sub> se exige mediciones continuas. A los menores se exige mediciones discontinuas cada 6 meses. En el caso de mediciones continuas se considera que se respeta la norma si :
  - el valor medio diario no supera el límite, y
  - el 95% de los valores medios horarios no superan el 200% del límite para el NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP
- Los equipos menores a 100 MW<sub>t</sub> no deben superar los límites
- Las calderas y turbinas de Gas Natural se exceptúan de efectuar mediciones continuas de SO<sub>2</sub> al igual que las calderas con biomasa.
- En las mediciones no se consideran las partidas ni las paradas, ni períodos cortos de fallas de equipos de abatimiento.

## 3. ESTADOS UNIDOS.

### 3.1. Norma para Centrales Eléctricas a Vapor.

En Febrero del 2006 la EPA promulgó una resolución que modifica la norma 40 CFR capítulo 60, reduciendo los límites de emisiones de las unidades de

generación de vapor utilizadas en centrales eléctricas, industria y comercio. Los contaminantes regulados son NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y Material Particulado. La regla rige para las nuevas centrales termoeléctricas mayores de 73 MW térmicos. Los límites establecidos son:

**Cuadro N° 40: Límites Emisión Nuevas Centrales <sup>(1)</sup> de Generación de Vapor**

Unidad Física <sup>(5)</sup>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
lb/MWh <sup>(2)</sup>	1,4	1,0	--
lb/MMbtu <sup>(3) (4)</sup>	--	--	0,015
ng/J	180	130	6,4
Porcentaje de Reducción de Emisión	95%	---	99,9%

<sup>(1)</sup> Fuente EPA 40 CFR Part 40 Febrero 2006

<sup>(2)</sup> MWh de output

<sup>(3)</sup> La energía corresponde a la energía aportada (input).

<sup>(4)</sup> MMBtu = 10<sup>6</sup> btu

<sup>(5)</sup> Unidades Físicas en que está expresada la norma.

La norma se establece en unidades métricas y unidades inglesas, y no distingue según combustible ni ubicación geográfica. En el caso de SO<sub>2</sub> y MP se puede cumplir la norma en masa/energía o en porcentaje de reducción de emisiones.

### 3.2. Normas de Turbinas de Gas.

La norma 40 CFR60KKK regula las emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> para turbinas de gas mayores de 3 MW<sub>t</sub> fijando un límite para el SO<sub>2</sub> de 110 ng/J (0,9 lb/MWh), independiente del tamaño y tipo de combustible. En el caso del NO<sub>x</sub> se tiene los siguientes límites:

**Cuadro N° 41: Límites de Emisión de NO<sub>x</sub> en Turbinas**

Tamaño		Gas Natural				Otros Combustible		
Mbtu/h	MWe Turbina	Porcentaje Base O <sub>2</sub>	ppm	ng/J	lb/MWh	ppm	ng/J	lb/MWh
≤ 50	≤ 3,5	15	42	290	2,3	96	700	5,5
50-850	3,5 – 110	15	25	150	1,2	74	460	3,6
> 850	110	15	15	54	0,43	42	160	1,3

Fuente. EPA 40 parte 60 Subparte KKKK Julio 2006

Las unidades de energía se refieren a energía útil de salida. La norma señala que las turbinas deben cumplir uno u otro límite (ppm o ng/J).<sup>a</sup>, indistintamente.

<sup>a</sup> La relación entre ng/J y lb/MWh y ng/J y lb/MMBtu. corresponden sólo a la conversión entre unidades inglesas y métricas.

Existen excepciones para turbinas que operan en emergencias y otras ubicadas en áreas no continentales, así como las turbinas de ciclo combinado con carbón gasificado.

### **3.3. Tipo y Periodicidad de Mediciones.**

Para todos los equipos se exige mediciones puntuales al inicio de su operación.

En instalaciones de combustión y turbinas de gas con inyección de agua o vapor, se exige medición continua de NOx. También se exige mediciones continuas de SO<sub>2</sub> en instalaciones de combustión. En ambos casos la norma se aplica como promedio móvil de 30 días. Para el resto de las turbinas basta una medición anual de NOx.

En instalaciones de combustión se excluyen las partidas y paradas para las mediciones de SO<sub>2</sub> y NOx. También se excluye mediciones de NOx por mal funcionamiento y las emergencias para el SO<sub>2</sub>.

Las instalaciones de combustión que consumen sólo petróleo con menos de 0,5 en peso de azufre, u otros combustibles líquidos o gaseosos con una emisión potencial menor a 230 ng/J de SO<sub>2</sub>, no requieren de mediciones continuas de MP. El resto debe efectuar mediciones continuas. La norma de MP se mide sobre la base del promedio de 24 horas.

Cabe señalar que existen también sistemas de compensación de emisiones entre fuentes

### **3.4. Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos.**

La sección 112 del Acta de Aire Limpio del Congreso enumera 188 Contaminantes Peligrosos. De acuerdo a la EPA sólo 67 de esos son potencialmente emitidos por centrales termoeléctricas.

La EPA realizó un estudio sobre los peligros para la salud pública de las emisiones de Contaminantes Peligrosos del Aire generados por centrales Eléctricas a vapor en 1990 (Ver Anexo N° 1).

Los contaminantes que presentan mayor peligro son Arsénico, Dioxinas, Radionuclidos, Mercurio, Cadmio, Níquel y Cromo.

La EPA en la norma 40CFR61 establece límites de emisión de varios de estos contaminantes, (benceno, Hg, As, Radionuclidos) pero estos límites están referidos a algunas actividades industriales específicas que no incluyen las centrales termoeléctricas. La razón de esto es que hay otros tipos de fuentes cuyas emisiones de dichos contaminantes son sustancialmente mayores a las de las termoeléctricas, por ejemplo, vehículos en el caso del benceno y procesamiento de metales en el caso del arsénico.

El mercurio (Hg) está en proceso de ser normado. Los límites propuestos son los siguientes:

**Cuadro N° 42: Límites de Emisión Propuestos para el Mercurio**

<b>Tecnología</b>	<b>Combustible</b>	<b>Límite Emisión* ng/J</b>
Todas menos IGCC	Carbón Bituminoso	0,0025
	Lignito	0,021
	Carbón desecho	0,002
IGCC	Todos los carbones	0,0025

\*Promedio 12 meses.

Fuente: EPA 40 CFR 65

IGCC: Ciclo Combinado de Gasificación Integrada.

Estas reglas se aplicarían para centrales eléctricas que consumen combustibles fósiles.

Además están normadas las emisiones de formaldehído de motores diesel nuevos. Los límites fluctúan entre 12 ppm en volumen y 14 ppmv, según el tipo de motor.

#### **4. SUIZA.**

##### **4.1. Normativa Aplicable.**

La OAPC (Ordenanza sobre Control de la Contaminación del Aire) actualizada en Marzo de 2000, regula las emisiones contaminantes atmosféricos fija normas para los combustibles y las normas de calidad del aire para diversos contaminantes, entre otros aspectos.

La Ordenanza establece regulaciones generales que aplican a las instalaciones de combustión, a los motores de combustión interna, a las turbinas de gas y al resto de las fuentes.

Las normas de emisión se aplican a todas las fuentes nuevas y también se aplican para las fuentes existentes, a las que se otorgó un plazo de 5 años para cumplirlas. La autoridad puede exigir límites de emisión más estrictos si se determina que una planta causa la superación de la norma de calidad del aire.

##### **4.2. Regulaciones Generales.**

Los límites de emisión para diversos tipos de fuentes y combustibles, son los siguientes:

**Cuadro N° 43: Límites de Emisión Suiza**  
mg/m<sup>3</sup>N

Tipo Fuentes	Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub> *	Oxígeno %	SOx (c)	NOx (a)	Amoniaco (b)	MP	CO	COV	
Instalaciones Combustión	Carbón	1-5	7	2000	--	30	150	250		
		5-100	7	2000	--	30	50	250		
		>100	7	400	--	30		250		
	Madera	0,5-1	13	--		250	--	150	500	
		1-5	11	--		250	30	150	250	50
		>5	11	--		250	30	50	250	50
	Petróleo Pesado y Medio	5-50	3	1700		450	30	50-80	170	--
		50-100	3	1700		300	30	50	170	
		>100	3	400		150	30	50	170	
	Petróleo Extra liviano	Gas	--	3	--	120-150	30	--	80-150	
			3	--	80-110	30	--	100		
			5		400	--	50	650		
Motores Combustión Interna Estacionarios	Otros Combustibles		5		250	--	50	650		
			15	120	150	--	--	240		
			15	120	50	--	--	120		
Turbinas de Gas	Otros Combustibles	<40	15	120	120	--	--	240		
		>40	15	120	50	--	--	120		
		<40	15	120	120	--	--	240		
		>40	15	120	120	--	--	120		

(a) La regla general es 250 mg/m<sup>3</sup>N, salvo lo indicado en el cuadro.

(b) Instalaciones con sistema de desnitrificación.

(c) Corresponde a la suma de SO<sub>2</sub> + SO<sub>3</sub> expresado como SO<sub>2</sub>.

Fuente: Ordinance on Air Pollution Control Suiza.

\* MW<sub>t</sub> = Mega Watt de input de energía térmica. Para un 40% de eficiencia de la central 1 MW<sub>t</sub> produce 0,4 MW eléctricos.

000528



#### 4.3. Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas Gaseosas.

Las sustancias orgánicas que se encuentran reguladas se clasifican en clases 1 a 4 según la cual se aplican las siguientes concentraciones máximas. La norma aplica para las fuentes cuya emisión por hora supera a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancia.

**Cuadro N° 44: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas Gaseosas**

Sustancia	Clase	Límite Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Flujo Mínimo g/h
Amoníaco y sus compuestos, como amoníaco	3	30	300
Bromo y sus compuestos gaseosos, como bromuro de hidrógeno	2	5	50
Cloro	2	5	50
Compuestos de cloro, excepto cloruro de cianógeno y fosgeno, como cloruro de hidrógeno	3	30	300
Cloruro de cianógeno	1	1	10
Flúor y sus compuestos gaseosos, como fluoruro de hidrógeno	2	5	50
Arsina de hidrógeno	1	1	10
Cianuro de hidrógeno	2	5	50
Fosfuro de hidrógeno	1	1	10
Sulfuro de hidrógeno	2	5	50
Fosgeno	1	1	10

Fuente: Ordenance on Air Pollution Control Suiza.

#### 4.4. Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas en Material Particulado.

En la siguiente tabla se muestran las sustancias y concentraciones máximas de las diferentes sustancias inorgánicas. La norma se aplica para las fuentes que tienen un flujo mínimo superior a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancias.

**Cuadro N° 45: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas en el MP**

Sustancia		Expresa da como	Clase	Límite Emisión mg/m <sup>3</sup> N	Flujo mínimo g/h
Antimonio 1	y sus componentes	Sb	3	5	25
Arsénico 1	y sus componentes excepto arsina	As	2	1	5
Cromo (1)	y sus componentes	Cr	3	5	25
Cobalto (1)	y sus componentes	Co	2	1	5
Cobre	y sus componentes	Cu	3	5	25
Cianidos (2)		Cn	3	5	25
Estaño	y sus componentes	Sn	3	5	25
Fluorados (2)	en polvo	F	3	5	25
Plomo	y sus componentes	Pb	3	5	25
Manganeso	y sus componentes	Mn	3	5	25
Mercurio	y sus componentes	Hg	1	0,2	1
Níquel	y sus componentes	Ni	2	1	5
Paladio	y sus componentes	Pd	3	5	25
Platino	y sus componentes	Pt	3	5	25
Polvo de cuarzo	como polvo cristalino	SiO <sub>2</sub>	3	5	25
Rodio	y sus componentes	Rh	3	5	25
Selenio	y sus componentes	Se	2	1	5
Telurio	y sus componentes	Te	2	1	5
Talio	y sus componentes	Tl	1	0,2	1
Vanadio	y sus componentes	V	3	5	25

(1) Los compuestos cancerígenos tienen límites más estrictos.

(2) Si son fácilmente solubles.

Fuente: Ordenance on Air Pollution Control. Suiza

## 5. ALEMANIA.

### 5.1. Límites de Emisiones.

Existen dos normas atinentes. La principal es la Ordenanza sobre Grandes Plantas de Combustión y Turbinas de Gas, (13 B Im SchV) que se refiere a instalaciones sobre 50 MW térmicos. La otra es la TA Luft, que se refiere a instalaciones menores a 50 MW y motores de combustión interna.

La norma se aplica tanto a instalaciones nuevas como existentes. Para las instalaciones existentes menores de 50 MW<sub>t</sub> se da un plazo de cumplimiento de 8 a 10 años dependiendo del tipo de planta y combustible. Para las mayores de 50 MW<sub>t</sub> la norma se aplicará a partir de Noviembre de 2007, salvo para las turbinas de gas se aplicará a partir de Octubre del 2012.

En el cuadro N° 46 se muestran los límites de emisión de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> y COV en Instalaciones de Combustión y en el Cuadro N° 47 se muestran los límites definidos para MP, CO, Mercurio, Cadmio, Talio, Dioxinas y Furanos para dichas instalaciones. En el Cuadro N° 48 se muestran los límites establecidos para turbinas de gas.

## **5.2. Tipo y Periodicidad de Mediciones.**

Para las plantas mayores de 20 MW<sub>t</sub> se debe medir continuamente cada media hora los siguientes contaminantes: mercurio, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>; NO y hollín. Además, se exige medición continua de polvo y CO para unidades individuales mayores de 5 y 2,5 MW<sub>t</sub>, respectivamente.

El promedio diario de las emisiones no debe superar los límites definidos. Tampoco se debe sobrepasar dos veces el límite en ninguna medición de media hora.

**Cuadro N° 46 : Límites de Emisión de NOx y SOx en Instalaciones de Combustión de Alemania**

Combustible	Equipo/combustible	Tamaño MW <sub>t</sub>	NOx mg/m <sup>3</sup>	SOx		Sustancias Orgánicas (COV) mg/m <sup>3</sup>	
				mg/m <sup>3</sup>	Porcentaje Desulfurización		
Sólidos	Lecho Fluidizado	<100	300				
		>100	200				
	Madera no tratada	<50	250			10	
		50-300	250				
		>300	200				
	Todos los demás	<10	500				
		10-300	400				
	Biomasa	>300	>50	200			
			<100	350	75%		
		Lecho Fluidizado	<50	1.300			
<50			1.000				
Otros Combustibles		50-100	850				
		>100	200	85%			
Petróleo Liviano		5-100	250				
	<100	350					
Otros Combustibles Líquidos	100-300	200	400-200 (b)	85%			
	>300	150	200	85%			
	<300	150	35				
Gases		>300	100	35			

(a) Todos los equipos y combustibles.

(b) Disminución lineal.

Fuente: Ordenanza sobre grandes instalaciones de combustión y turbinas de gas y TA Luft

**Cuadro N° 47 : Límites de Emisión de Otros Contaminantes en Instalaciones de Combustión en Alemania**  
mg/m<sup>3</sup>N

Equipo	Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub>	Porcentaje O <sub>2</sub>	Poivo	CO	Mercurio	Cadmio y Talio	Dioxinas y Furanos mg/m <sup>3</sup>
Plantas combustión	Sólido	<5	6%	50		NR	NR	NR
		5-50	6%	50		NR	NR	NR
		>50	6%	20		0,03	NR	NR
		<100	6%		150	NR	NR	NR
		>100	6%		200	NR	NR	NR
		<50	3%	50	80	NR	NR	NR
Plantas combustión	Líquido	>50	3%	20	80	NR	0,05	0,1
		>50	3%	5	50	NR	NR	NR
Plantas combustión	Gaseoso	>50	3%					

Fuente: Ordenanza sobre grandes instalaciones de combustión y turbinas de gas y TA Luft

**Cuadro N° 48: Límites de Emisiones de Turbinas de Gas en Alemania  
mg/m<sup>3</sup>**

Combustible	Tipo Central	CO > 50 MW <sub>t</sub>	NOx	
			<50 MW <sub>t</sub>	>50 MW <sub>t</sub>
Todos	Todos	100	-	-
Gas Natural	Ciclo Combinado o Cogeneración	NR	75	75
	Otras plantas	NR	75	50
Otros combustibles Gaseosos o líquidos	Todos	NR	150	120

Fuente: Ordenanza sobre grandes instalaciones de combustión y turbinas de gas y TA Luft

## 6. JAPON.

Las emisiones de Japón están reguladas por la ley N° 97 de 1968, referida a Medidas Regulatorias contra los Contaminantes del Aire, y sus actualizaciones.

**Cuadro N° 49: Límites de Emisiones de MP y NOx en Japón**

Equipo	Combustible	Tamaño m <sup>3</sup> (b)	Límites de Emisión		
			Polvo y Hollín		NOx
			General g/m <sup>3</sup> N	Especial (a) g/m <sup>3</sup> N	ppm
Calderas	Gas	< 10.000	0,10	0,05	150
		10 – 40.000	0,10	0,05	130
		40.000-500.000	0,05	0,03	100
		> 500.000	0,05	0,03	60
	Líquido o Líquido + Gas	< 10.000	0,30	0,15	180
		10.000-40.000	0,25	0,15	150
		40.000 – 200.000	0,15	0,05	150
		200.000-500.000	0,05	0,04	150
		> 500.000	0,05	0,04	130
	Carbón	< 40.000	0,30	0,20	300
		40.000 – 200.000	0,20	0,10	250
		200.000-700.000	0,10	0,05	250
> 700.000		0,10	0,05	200	
Turbinas de Gas			0,05	0,04	70
Motores Diesel			0,10	0,08	950
Motores a Gas			0,05	0,04	600

(a) Las áreas especiales corresponden a las zonas más pobladas como Tokio, Osaka, Yokohama, etc.

(b) Volumen de gases.

Fuente : Ley N° 97

Además Japón norma las emisiones de SO<sub>2</sub> en m3N/h en función de la zona en que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea, según la siguiente ecuación:

$$E = k \cdot 10^{-3} He^2$$

En que :

E = emisión

k = constante que depende de la ubicación de la fuente fluctuando entre 1, 17 y 17,5

He = altura que alcanza la pluma (altura de la chimenea + altura que sube el humo)

Asimismo regula el porcentaje de azufre en el combustible según área entre 0,5 y 1,2%, y el total de emisiones. Además, regula los siguientes contaminantes:

**Cuadro N° 50: Límites de Emisión de Otros Contaminantes**

Contaminante	Símbolo o Fórmula	Límite Emisión mg/Nm <sup>3</sup>
Cadmio	Cd	1
Cloro	Cl	30
Acido Clorhídrico	HCl	80- 700
Fluor, Acido Fluorhídrico	F y HF	1 – 20
Plomo	Pb	10 – 30

Fuente : Ley N° 97

También están reguladas otras sustancias como : dioxinas, benceno y tricloroetileno, pero la norma se refiere a industrias específicas que no incluyen a las termoeléctricas.

## 7. CANADÁ.

La regulación de emisiones está contenida en la “New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation” de 1999. Esta norma regula las emisiones de las unidades nuevas de generación eléctrica movidas por vapor generado con combustibles fósiles sin distinguir combustible. Esta norma es una versión corregida de la anterior Termal Power Generation Emissions – National Guidelines for New Stationary Sources de 1993.

Establece que las emisiones promedio mensuales (720 horas) no deben superar los límites que se establecen en kg/MWh eléctricos netos. Los límites establecidos son :

**Cuadro N° 51: Límites de Emisión en Canadá para Centrales a Vapor**

MP kg/MWh	SO <sub>2</sub>		NOx kg/MWh
	kg/MWh	% Abatimiento	
0,095	4,24	92%	0,69
	2,65	75%	
	0,53	---	

Fuente : New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation

La opacidad no puede superar el 20% salvo en casos puntuales que puede llegar hasta 40% durante 6 minutos.

Los óxidos de nitrógeno se deben medir en forma continua para todos los combustibles. En el caso del SO<sub>2</sub> sólo para los combustibles sólidos y líquidos. También se debe instalar equipos de medición continua de opacidad para estos dos tipos de combustibles.

## 8. CALIFORNIA.

### 8.1. Turbinas y Motores.

La norma es la Airbone Toxic Control Measure, Sección 93115 título 17. Corresponde a las Mejores Tecnologías a Costo Razonable (BACT) y son recomendadas a los Distritos, quienes pueden imponer normas más estrictas mediante un análisis caso a caso.

Los nuevos proyectos de plantas eléctricas deben cumplir con varios programas de control de contaminación. El principal es el "New Source Review (NSR) que incluye requerimientos de control de emisiones, "mejor tecnología disponible de control" (BACT) y "menor tasa de emisión alcanzable" (LAER).

La Comisión del Estado para la de Conservación y Desarrollo de Recursos Energéticos (CEC) debe aprobar la construcción y operación de centrales eléctricas mayores de 50 MW eléctricos. Las autoridades ambientales de los distritos deben aprobar la construcción y operación de centrales eléctricas menores a 50 MW. Esto es válido para las centrales nuevas y las que se modifiquen.

La Air Resource Board emitió la "Guía para Ubicar Plantas de Generación Eléctrica y mejor Tecnología Disponible" (1999), que tiene por objeto guiar a los distritos a elegir la mejor tecnología disponible (BACT). Esto se refiere sólo a turbinas de gas mayores de 50 MW. Además emitió en 1992 la "Guía de Certificación de Tecnologías de Generación Eléctrica". Esta define límites de emisión de turbinas y motores menores de 50 MW.

Los límites establecidos para turbinas y motores son :

**Cuadro N° 52: Límites de Emisión para Turbinas y Motores**

Equipo	Tamaño MWe	Unidad	NOx	VOC	CO	MP
Turbinas	<3	lb/MWh	0,5	0,1	0,4	(b)
	3-12	lb/MWh	0,25/0,12 (a)	0,04	0,2	(b)
	12-50	lb/MWh	0,2/0,1 (a)	0,03	0,15	(b)
Turbinas Ciclo Combinado	>50	ppm	2,5	6	2	(b)
Turbinas Ciclo Abierto	>50	ppm	5	6	2	(b)
Motores Combustibles Fósiles		lb/MWh	0,5	0,5	1,9	0,06

(a) El primer valor corresponde a ciclo abierto y el segundo a ciclo combinado.

(b) Supone una emisión correspondiente a gas natural con contenido de 1 grain/scf de azufre (2,29 g/m<sup>3</sup> GN)

MWe = MW eléctricos

Fuentes : Guía para ubicar Plantas de Generación Eléctrica y mejor Tecnología Disponible y Guía de Certificación de Tecnologías de Generación Eléctrica



Para turbinas ciclo abierto el límite corresponde a un promedio móvil de 3 horas considerando un 15% de O<sub>2</sub>. para los ciclos combinados y plantas de cogeneración el límite corresponde al promedio móvil de 1 hora. En general se recomienda efectuar monitoreo continuo para turbinas mayores a 2,9 MW y motores mayores de 1.000 HP.

## 9. ARGENTINA.

### 9.1. Límites de Emisión.

Este país cuenta con una norma específica que regula las emisiones atmosféricas de centrales termoeléctricas. Esta es la Resolución N° 108 del año 2001 de la Secretaría de Energía y Minería . En ella se regulan las emisiones de SO<sub>2</sub>, NOx y Material Particulado Total (MPT). En resumen los límites de emisión son los siguientes :

**Cuadro N° 53: Límites de Emisión de Centrales Termoeléctricas en Argentina**  
mg/m<sup>3</sup>N

Tipo Instalación	Combustible	SO <sub>2</sub>	NOx	MPT
Centrales Turbo Vapor	Líquido	1700	600	140
	Gas Natural	NR	400	6
	Carbón	1700	900	120
Centrales Turbogas y Ciclo Combinado	Gas Natural	--	100	6
	Líquido	--	100	20

Fuente: Resolución 108/2001 Subsecretaría de Energía y Minería.

Los límites para SO<sub>2</sub> y MPT son válidos tanto para las centrales nuevas como para las anteriores. Los de NOx sólo para las centrales nuevas.

Los combustibles líquidos utilizados en las turbinas de gas no deben superar un 0,5% de azufre.

### 9.2. Tipo y Periodicidad de Mediciones.

- Las Centrales con turbinas de vapor menores de 75 MW requieren mediciones periódicas de SO<sub>2</sub>, NOx, O<sub>2</sub> y MPT.
- Las Centrales con turbinas de vapor mayores de 75 MW requieren mediciones continuas de SO<sub>2</sub>, NOx, O<sub>2</sub> y MPT.
- Las Centrales turbo vapor a Gas Natural, requieren mediciones trimestrales de NOx y MPT.
- Las Centrales turbo gas y ciclo combinado requieren mediciones periódicas de NOx, O<sub>2</sub> y MPT. Las que consumen petróleo, además una medición mensual del azufre del combustible.

La periodicidad la definirá ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad)

## 10. BRASIL.

El organismo regulador es el "Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). La Resolución N° 8 de 1990 establece límites máximos de emisión de procesos de combustión externa (calderas, hornos, centrales eléctricas, etc.), sin discriminar por tipo de equipo. Se refiere sólo a fuentes nuevas.

Dicha norma regula sólo dos contaminantes: SO<sub>2</sub> y Material Particulado total. La norma discrimina según potencia (mayor y menor de 70 kW), según zona y según combustible como se observa en la siguiente tabla resumen. Los estándares están expresados en gr de contaminante por Gcal.

**Cuadro N° 54: Límites de Emisión en Brasil**  
gr/Gcal

Tipo de Area	Combustible	MP		SO <sub>2</sub>	
		< 70 MW	>70 MW	< 70 MW	> 70 MW
Clase I	--	120	No (a)	2000	No (a)
Clase II y III	Petróleo	350	120	5000	2000
	Carbón mineral	1500	800	5000	2000

(a) En esta zona no se permite Centrales >70 MW.

Fuente: Resolución 08 Diciembre 1990. Consejo Nacional de Medio Ambiente de Brasil.

Las áreas Clase I corresponden a zonas de conservación y preservación (parques nacionales, zonas turísticas, etc.)

## 11. MEXICO.

### 11.1. Límites de Emisiones.

La norma relevante es la NOM-085-SEMARNAT-1994 que regula las emisiones atmosféricas de Fuentes Fijas que utilizan combustibles fósiles. Los contaminantes regulados son : SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas suspendidas totales (PST). Las normas discriminan según área geográfica y tipo de combustible y es válida actualmente para fuentes antiguas y nuevas. A las que existían a la fecha de la norma se les dio un plazo de 3 años para adaptarse. Los límites son los siguientes:

**Cuadro N° 55: Límites de Emisiones en México**  
mg/m<sup>3</sup>N

Zona	Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PST
		ppm	ppm	mg/m <sup>3</sup> N
Metropolitana	Sólidos y líquidos	550	110	60
	Gaseosos	NR	110	NR
Crítica	Sólidos y líquidos	1100	110	250
	Gaseosos	NR	110	NR
Resto País	Sólidos y líquidos	2200	375	350
	Gaseosos	NR	375	NR

Fuente: Norma 85 Sermanart 1994. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

NR : No Regulado.

La norma sobre combustibles sólidos sólo se aplica a las instalaciones mayores a 110.000 MJ/h (30,5 MW<sub>t</sub>). Los límites del SO<sub>2</sub> son válidos para cualquier tamaño de planta, los de MP y NO<sub>x</sub> para plantas mayores de 12 MW<sub>t</sub>.

### 11.2. Tipo y Periodicidad de Mediciones.

La forma y periodicidad de medición varía según el contaminante:

- NO<sub>x</sub> Medición continua para combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.  
PST Muestreo Isosinéctico. Medición cada 6 meses. Dos muestras. Aplicable a combustibles sólidos y líquidos.  
SO<sub>2</sub> Una vez al año se verifica calidad de combustible, para sólidos y líquidos.

## 12. RESUMEN Y CONCLUSIONES DE NORMATIVA INTERNACIONAL.

### 12.1. Características Generales de las Normas y Contaminantes Normados.

En el Cuadro N° 56 se muestra un resumen de los contaminantes normados por los diferentes países analizados. En el Cuadro N° 57 se indican las principales características de las regulaciones:

- Si existe norma específica para las termoeléctricas o las normas son generales
- Si la norma diferencia entre combustibles
- Si la norma diferencia por tipo de equipo (calderas, turbina, motor).
- Si la normativa discrimina entre unidades nuevas y antiguas y si regula las instalaciones anteriores a la norma.
- Si la norma diferencia entre zonas de un mismo país.

Del análisis se concluye que todos los países considerados norman el SO<sub>2</sub> y MP y NO<sub>x</sub>, salvo Brasil que no considera este último contaminante. La mayoría de los países norman el material particulado total (USA, Argentina, Brasil), otros el MP<sub>10</sub> (California) y México las partículas suspendidas totales (PTS). La mayoría de los países norman el SO<sub>2</sub> pero Suiza, Alemania y Japón incluyen todos los SO<sub>x</sub>. (SO<sub>2</sub> + SO<sub>3</sub>).

Todos los países salvo Canadá y México establecen diferencias según el tipo de combustible. En el caso de EE.UU. se diferencia sólo en las turbinas de gas. En México la diferencia es que no se regula el MP y el SO<sub>2</sub> en los combustibles gaseosos.

Asimismo la mayoría de los países discriminan según tipo de instalación, con la excepción de México, Canadá y Brasil. Dichos países discriminan entre instalaciones de combustión (o turbinas de vapor) turbinas de gas y motores. Sólo Suiza, Alemania, Japón y California tienen normas específicas para estos últimos.

Las normas de algunos países regulan sólo las instalaciones nuevas (Brasil, Canadá, California), otros norman por igual a las centrales nuevas y antiguas, y

otras establecen límites diferenciados (CEE, USA, Alemania). En los casos que se establecen normas para las centrales antiguas, a éstas se les otorga varios años de plazo para adaptarse.

Tanto en la CEE como en Alemania, Suiza, Japón, Argentina y México la norma se expresa en  $\text{mg}/\text{m}^3$  normal. En cambio en Brasil y Estados Unidos la norma está expresada en mg por unidad térmica ( $\text{g}/\text{Gcal}$  ó  $\text{mg}/\text{J}$ , respectivamente). En Canadá la norma se expresa en  $\text{kg}/\text{kWh}$ . En California y México en ppm. En el resto de los temas las normativas presentan grandes diferencias

En el Cuadro N° 58 se resumen los tipos y periodicidad de las mediciones para controlar el cumplimiento de las normas.

**Cuadro N° 56 : Contaminantes Normados para Centrales Termoeléctricas  
Países u Organismos**

Contaminantes	CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California
SO <sub>2</sub>	Si	Si	SOx	Si	Si	Si	SOx	SOx	Si	Si
NOx	Si	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si
MP	Si (MPT)	Si (MPT)	Si (MPT)	Si (MPT)	Si (MPT)	Si (PST)	Si (a)	Si (MPT)	Si	Si (PM <sub>10</sub> )
COV	No	No	Sólo Madera	No	No	No	No	No	No	Si
CO	No	No	Si	No	No	No	No	Si	No	Si
Amoníaco	No	No	Si	No	No	No	No	No	No	No
Hg	En estudio	Si	Si	No	No	No	No	Si	No	?

(a) Incluye polvo y hollín

MPT = Material Particulado Total

PST = Partidas Suspensadas Totales

**Cuadro N° 57: Comparación de Normas para Centrales Termoeléctricas  
Países u Organismos**

Características	CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California
Norma Especial Termoeléctricas	No	Si	No	Si	No	No	No	No	Si	Si
Tamaño mínimo normado	50 MW/hr	73 MW/h	Variable	No	No	Si	Si	No	73 MJ/s	No
Unidad	mg/m <sup>3</sup> N	ng/J	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	gr/Gcal	ppm/mg/m <sup>3</sup> N	g/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	kg/MWh	ppm
Diferencia por combustible	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	No
Diferencia por equipo	No (b)	No	Si	Si	No	No	Si	Si	No	Si
Diferencia Nueva y Existente	Si	Si	No	No (e)	Sólo nuevas	No	No	Si	Sólo nuevas	Sólo nuevas
Diferencia por zonas	No (d)	No (c)	NO	No	Si	Si	Si	No	No	No

(b) Excepto las turbinas de gas que tienen normas especiales de MP y NOx

(c) La norma básica no discrimina, pero los Estados pueden tener normas adicionales

(d) Existen pequeñas excepciones para zonas ultra periféricas e islas.

(e) Norma de MP y SO<sub>2</sub> válida para centrales nuevas y antiguas. La de NOx sólo para nuevas.

Fuente: Elaboración propia resumen de información anterior.

000044

**Cuadro N° 58 : Resumen Métodos de Mediciones Internacionales**

	Medición Continua						Medición Discontinua	
	Tamaño Mínimo	Contaminantes	Equipos	Excepciones	Paradas y Partidas	Período Cumplimiento Norma	Tamaño	Período Medición
CEE	100 MWt	NOx, SO <sub>2</sub> , MP	Todos	Mediciones de SO <sub>2</sub> para Equipos a GN y Calderas a Biomasa	No se consideran para Equipos a GN y tampoco fallas en equipos de control	Promedio Diario	< 100 MWt	6 meses
USA	73 MWt	NOx	Inst. Combustión y turbina inyección agua o vapor	----	Se excluyen	Promedio Móvil 30 días	----	----
		SO <sub>2</sub>	Inst. Combustión	----	Se excluyen	Promedio Móvil 30 días	----	----
		MP	Todos	Petróleo bajo Azufre	----	Promedio 24 hrs	----	----
Alemania	> 20 MWt	NOx, SO <sub>2</sub> , Hollin	Todos	----	No indica	Promedio diario	----	----
	> 5 MWt	Polvo	Todos	----	----	----	----	----
Canadá	----	NOx	Todos	----	----	Promedio Mensual	----	----
	----	SO <sub>2</sub>	Todos	Combustibles Gaseosos	----	Promedio Mensual	----	----
	----	Opacidad	Todos	Combustibles Gaseosos	----	Promedio Mensual	----	----
Argentina	> 75 MW	SO <sub>2</sub> , NOx, MPT	Sólo turbina vapor	Gas Natural	----	----	< 75	Define ENRE
							Turbo Vapor a GN	Trimestral
							Turbo Gas y CC	Define ENRE
							Petróleo	Manual del Combustible

ENRE : Ente Nacional Regulador de la Electricidad.  
Fuente : Elaboración propia, resumen de información por país.

## 12.2. Límites de Emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP.

En los Cuadros N°s. 59 y 60 se muestran los límites de emisiones para Material Particulado y SO<sub>x</sub>. En el Cuadro N° 61 se muestran los límites para NO<sub>x</sub> en instalaciones de combustión y en el Cuadro N° 62 los límites para las turbinas. La misma información se muestra en los gráficos N°s. 1 al 10.

En el Cuadro N° 63 se muestran límites de emisión para motores, para aquellos países que tienen regulaciones específicas. En los gráficos N°s. 11 y 12 se muestran los límites de MP y NO<sub>x</sub> para motores.

Se observa que los límites son más exigentes en los países desarrollados (USA, CEE, Japón) que en los países en desarrollo (Argentina, Brasil y México) y que a mayor tamaño de las instalaciones, la exigencia es mayor.

En general las normas, salvo la de USA y California, no explican los fundamentos o criterios que se utilizaron para determinar los límites definidos.

## 12.3. Otros Contaminantes.

De los países analizados Suiza es el único que norma las emisiones de una gran cantidad de contaminantes. Alemania también norma varios contaminantes. Estados Unidos tiene norma para emisiones de formaldehído en motores diesel y está por promulgar una norma para el Mercurio (Hg) aplicable a centrales termoeléctricas. Además tiene norma para otros contaminantes, pero son específicas para algunas industrias que no incluyen la generación eléctrica, lo mismo sucede con Japón.

En general se observa grandes diferencias en los límites establecidos por los diferentes países, sin que se observe alguna tendencia.

## 12.4. Comentario.

Los criterios para establecer los límites de emisión varían mucho entre los diversos países analizados en aspectos tales como: tecnologías, combustibles, tamaños, zonas geográficas, etc. Lo mismo sucede con los valores de los límites de emisión.

Lo anterior parece indicar que las normas se han concebido considerando no sólo aspectos técnicos y de salud, sino también las diferentes realidades de los países en términos económicos, ambientales y de sensibilidad de la opinión pública.

**Cuadro N° 59 : Límites Internacionales de Emisiones de Material Particulado  
mg/kWh**

Tipo Instalación	Combustible	Tamaño MW/†	Países y Organismos															
			CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil ( c)	México	Japón (d)	Alemania	Canadá							
Instalaciones Combustión, Centrales Eléctricas a Vapor y Calderas	Carbón y leña	0,1-5			720													
		>5			240													
	Carbón	Todos				672												
		34-170									1380/690							
	>170									460/230								
	Sólidos y Líquidos	50-100	240															
		>100	144															
	<50														240			
	>50														96			
	Fuel Oil		5-50			240-384 (a)												
>50					240													
Líquido		Todos				784												
		34-170									840/280							
>170											280/224							
Gas Natural		Todos				34												
Gases		>34																
Gaseoso		>50	24															
Todos		>73		70														
Fósiles		Todos																
Todos		<70									313							95
Areas Clase II y III	Petróleo	<70									913							
		>70									313							
Ciudad de México	Carbón	<70									3900							
		>70									2300							
Zonas Críticas	Sólidos y Líquidos	>12/30.5 (e)																
		>12/30.5 (e)											288					
Resto País	Sólidos y Líquidos	>12/30.5 (e)																
		>12/30.5 (e)											1200					
Centrales Turbo Gas y Ciclo Combinado	Gas Natural	Todos																
		Todos											60					
Turbinas Gas (f)	Líquido	Todos																
		Todos											200					
Todos		Todos																495/396

(a) Depende del tipo de petróleo

(b) No se permite instalaciones > de 70 MW en áreas Clase I

(c) La norma establece en g/Gcal.

(d) La primera cifra corresponde a áreas generales y la segunda a áreas especiales

(e) >12,5 para líquidos y >30,5 para sólidos

(f) El valor que corresponde a CC es el valor de Turbina de Gas dividido por 1.5

Fuente: Elaboración propia resumen de información anterior. Detalle en Anexo 7



**Cuadro N° 60 : Límites Internacionales de Emisiones de SO2**  
mg/kWh

Tipo Instalación	Combustible	Tamaño MW/t*	Países y Organismos														
			CEE	USA (d)	Suiza	Argentina	Brasil (c)	México	Japón (f)	Alemania	Canadá						
Instalaciones Combustión y Centrales Eléctricas a Vapor	Carbón	<100			9200	8160											
	Carbón Mineral	>100			1840	8160											
	Sólidos	<50															
		50-100	3910														
	Otros Sólidos	>100	920														
		<50															
	Lecho fluidizado	50-100															
	Biomasa	<100															
	Fuel Oil	>100	2500			2240	8160										
		<100				9520	8160										
Líquidos (e)	100-300	2240-1120															
	50-100	4760															
Líquidos	>300	1120															
Petróleo liviano	5-50																
Gaseosos (b)	Todos	175															
	>73																
Fósiles (g)	Todos																
Sólidos y Líquidos	>30,5																
	>30,5																
Resto país (a)	>30,5																
	>30,5																
Fuentes Fijas Area Clase I	Todos																
Fuentes Fijas Clase II y III	Petróleo y Carbón	>70															
Fuentes Fijas Area Clase II y III	Petróleo y Carbón	<70															
Turbinas de Gas	Todos																
	>3																
Turbinas de Gas y Ciclo Combinado	Todos																
	>3																

(a) Sobre 110.000 MJ/hr = 30,5 MW. La norma está en ppm. Se multiplicó por 2.62 para convertir a mg/m<sup>3</sup>N

(b) Excluye Gas Licuado, gas altos hornos y hornos de coque

(c) La norma establece gr/Gal.

(d) Lanorma establece ng/J.

(e) Disminución lineal

(f) Tiene norma pero esta definida en términos de localidades y alto de chimenea

(g) Función inversa del porcentaje de abatimiento

(h) El valor que corresponde a CC es el valor de Turbina de Gas dividido por 1.5

\* MW<sub>t</sub> = Mega Watt térmico

Fuente : Elaboración propia resumen de información anterior. Detalle en Anexo 7

000000

**Cuadro N° 61: Límites de Emisiones de NOx en Instalaciones de Combustión  
mg/kWh**

Equipo/Lugar	Combustible	Tamaño MW/t*	Países y Organismos (a)										
			CEE	USA (d)	Suiza	Argentina	México	Japón	Alemania	Canadá			
Instalaciones Combustión, Calderas y Turbinas de Vapor	Gas Natural	50-300	750										
		>300	500										
	Gases	Todos				2000							
		<300			400-550								
		>300								940			
		34-425								565			
		>425											
		5-50			2500								
	Fuel Oil	50-100			1680								
		>100			840								
Petróleo Liviano	Todos			672-840		3360							
	5-100												
Otros combustibles Líquidos	<100										1400		
	100-300										1960		
	>300										1120		
Líquido	9-425									1580			
	>425									1350			
Sólido y Líquido	50-100		2040										
	>100		1020										
Sólido	34-595												
	>595												
	50-100		5000										
Biomasa	100-300		3750										
	>300		2500										
Madera	Todos			3150									
Madera no tratada	<300											3150	
	<100											1500	
Lecho Fluidizado	>100											1000	
	>300											920	
Los demás sólidos	<10											2300	
	10-300											1840	
	>300											920	
Carbón	Todos												
	Fósiles												
Zona Metropolitana y Áreas Críticas	Todos						4140					690	
	>73		454										
Resto País	Todos									990			
	>12.5									3380			

(a) Brasil no cuenta con norma para emisión de NOx. California norma sólo turbinas de gas y motores.  
Fuente: Elaboración propia resumen de información anterior. Detalle en Anexo 7

**Cuadro N° 62: Límites Internacionales de Emisión de NOx en Turbinas y Ciclos Combinados**  
mg/kWh

Equipo	Combustible	Tamaño MW/t*	Países y Organismos (a)										
			CEE	USA	Suiza	Argentina	México	Japón	Alemania	California			
Turbinas de Gas	Gas Natural	>50	320										
		<14.6		1044									
		14.6-249		545									
	Gases	>249		195									
		Todos									480		
		<40			960								
	Turbinas de Gas	Líquidos y gas natural	>40			320							
			>50				810						
		Líquidos y otros gases	>50	1190									
			<40			1190							
		Otros no Gaseosos	>40			1190							
			Todos									1190 (c)	
Ciclo Combinado o Cogeneración	Otros No Gas Natural	<14.6		2500									
		14.6-249		1634									
		>249		590									
	Todos	>12					5760						
		Todos							1065				
Ciclo Combinado	Gas Natural	>50									76		
	Todos	>50								480			
	Todos	>50									38		

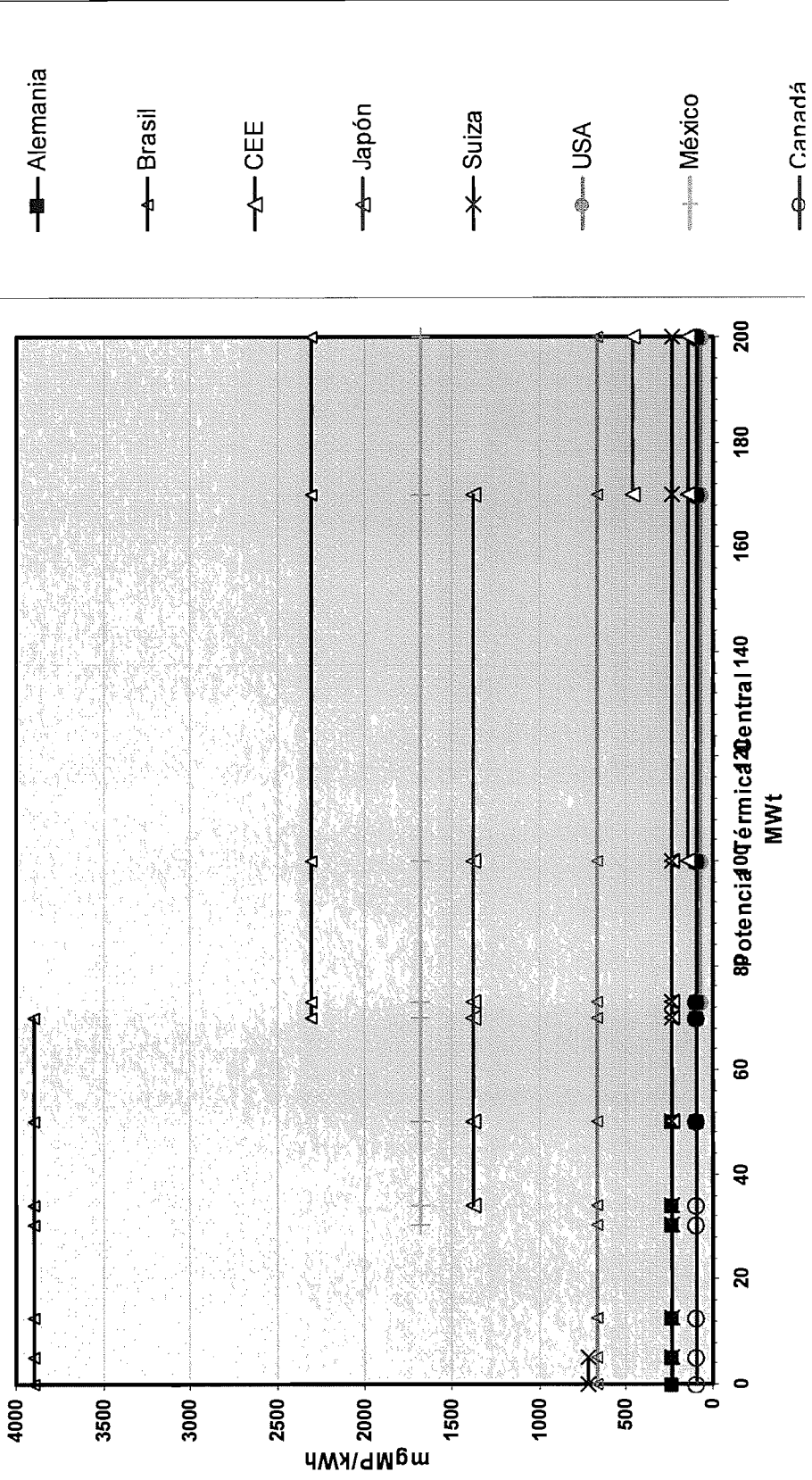
(a) Brasil no regula el Nox y Canadá no regula Turbinas.

(c) Válido tanto para Ciclo abierto como para Ciclo Combinado

Fuente: elaboración propia resumen de información anterior

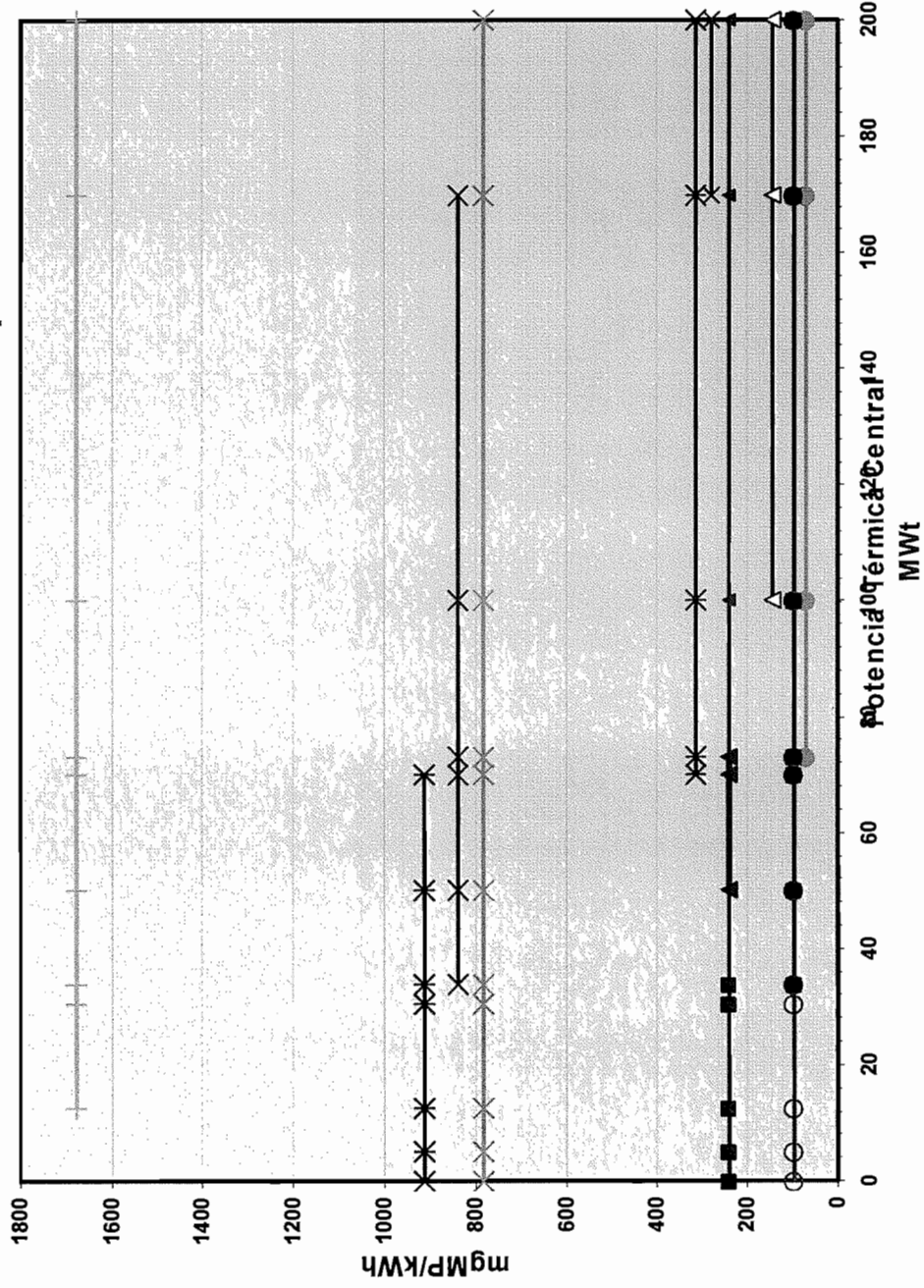
00000000

**Gráfico N° 1**  
**Límites Internacionales de Emisiones MP para Turbinas a Vapor con Combustibles Sólidos**



000648

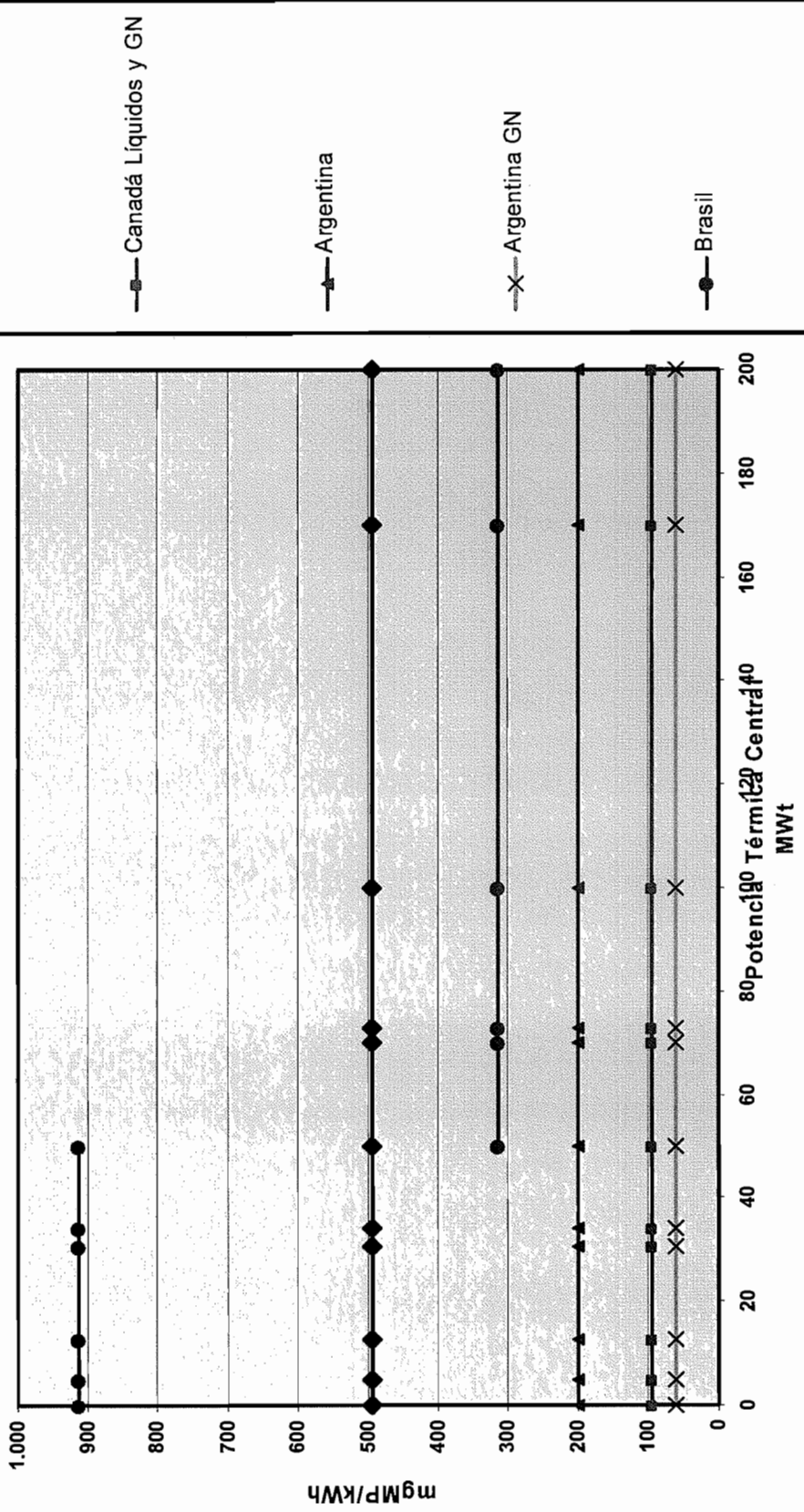
**Gráfico N° 2**  
**Límites Internacionales de Emisiones MP para Turbinas a Vapor con Combustibles Líquidos**



- x— Argentina
- Alemania
- \*— Brasil
- ▲— CEE
- x— Japón
- ▲— Suiza
- USA
- +— México
- Canadá

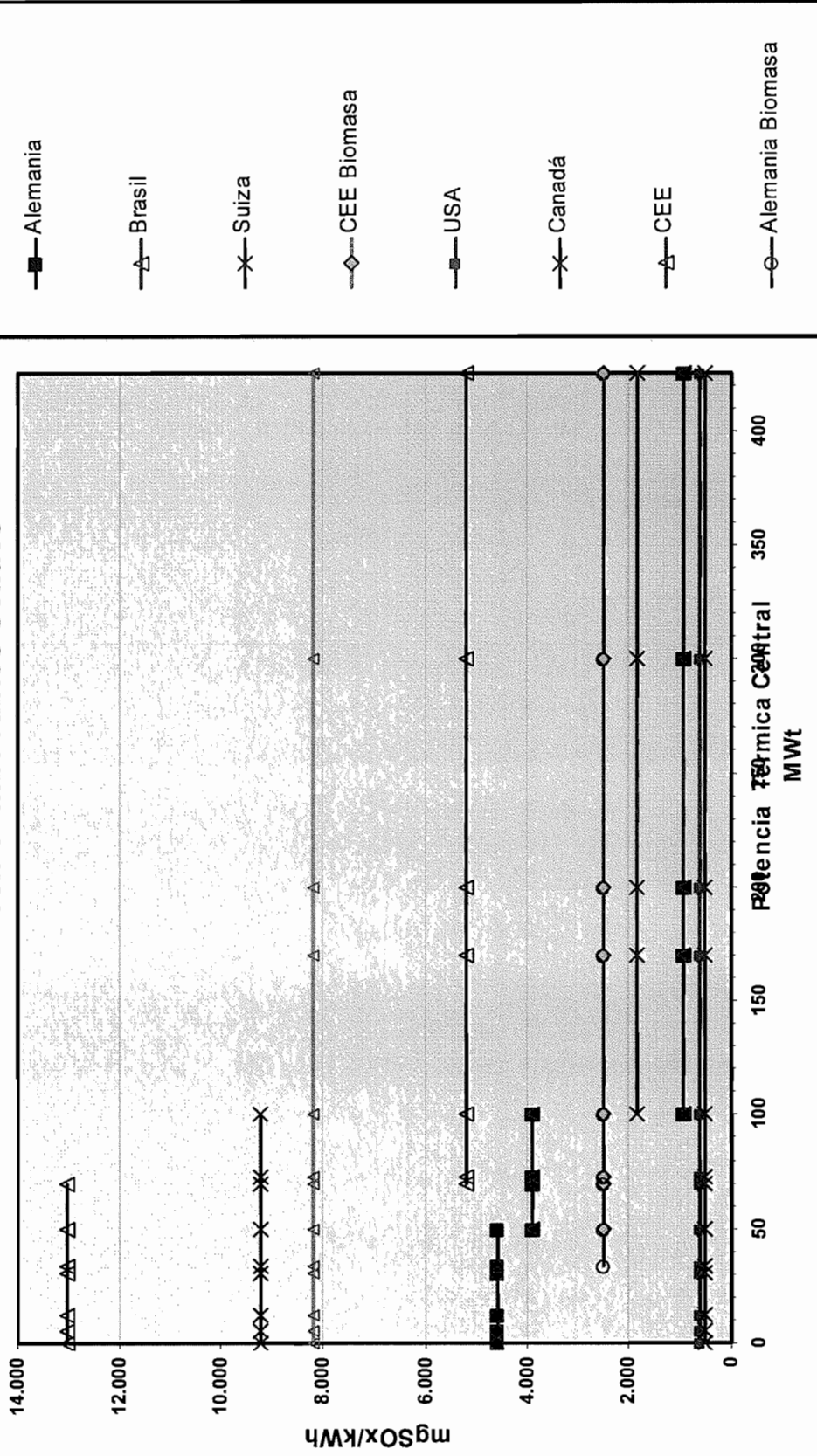
000540

**Gráfico N° 3**  
**Límites Internacionales de Emisiones de MP**  
**para Turbinas a Gas y Ciclo Combinado**



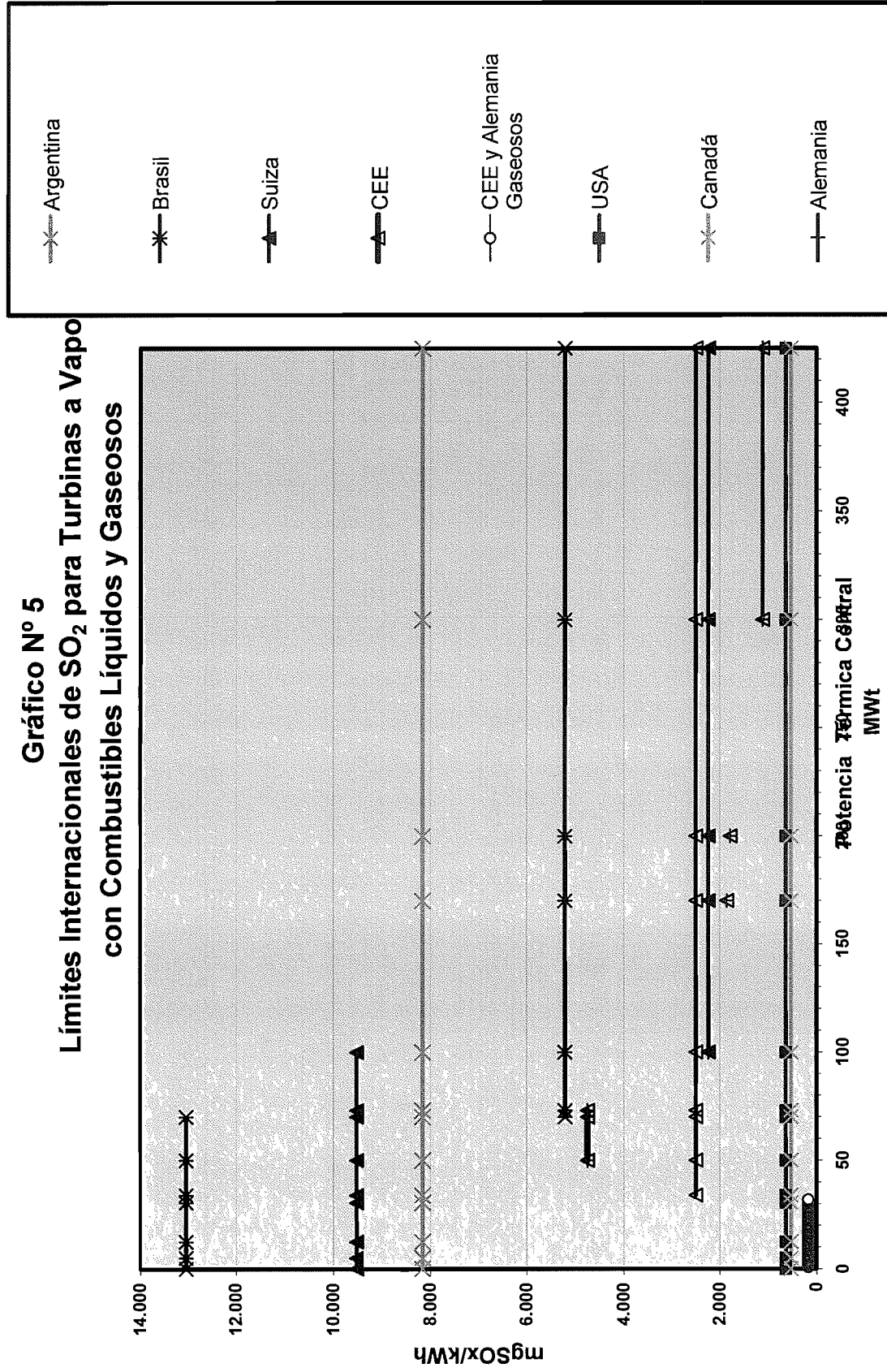
000050

**Gráfico N° 4**  
**Límites Internacionales de SO<sub>2</sub> para Turbinas a Vapor con Combustibles Sólidos**



00000000

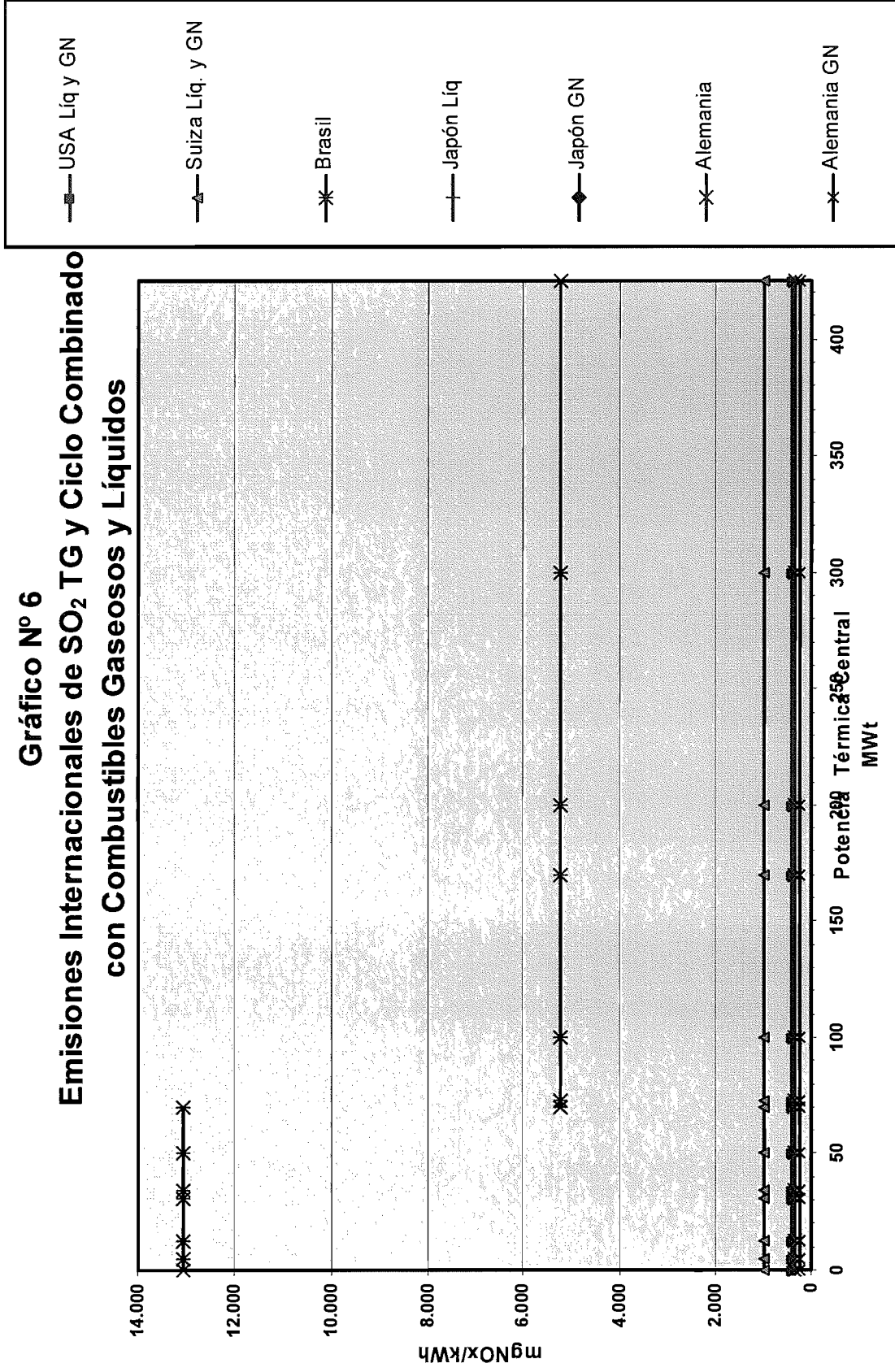
**Gráfico N° 5**  
**Límites Internacionales de SO<sub>2</sub> para Turbinas a Vapor con Combustibles Líquidos y Gaseosos**



000652



**Gráfico N° 6**  
**Emissiones Internacionales de SO<sub>2</sub> TG y Ciclo Combinado con Combustibles Gaseosos y Líquidos**



**Cuadro N° 63: Comparación de Límites de Emisión para Motores**  
mg/m<sup>3</sup>N

	Combustible	%O <sub>2</sub>	MP	NOx	CO	SOx	Hollín	COV
Suiza	Gas	5	50	400	NR	400	NR	NR
	Otros	5	50	250	650	250	5	NR
Japón	Líquido		100-80(b)	1.786	NR	NR	NR	NR
	Gas		50-40 (b)	1.128	NR	NR	NR	NR
Alemania	Líquido Compresión <3MW <sub>t</sub>	5	20	1.000	300	NR	NR	NR
	Líquido Compresión >3MW <sub>t</sub>	5	20	500	300	NR	NR	NR
	4 Cilindros SI	5	20	250	300	NR	NR	NR
	2 Cilindros	5	20	800	300	NR	NR	NR
California			21	179	679	NR	NR	179

NR = No regulado.

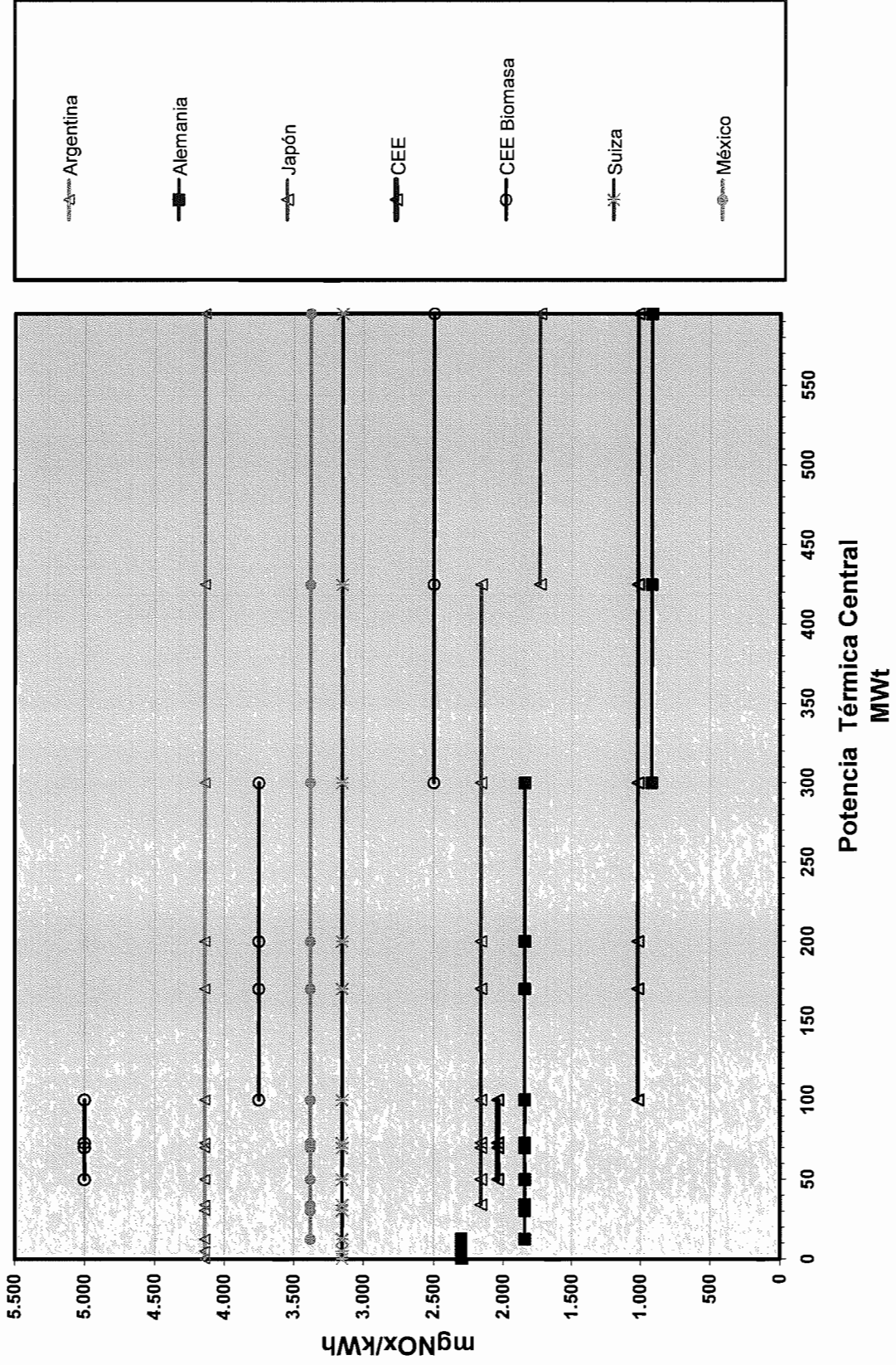
(a) Estados Unidos no tiene norma nacional para motores, tampoco la CEE, Argentina, Brasil ni México.

(b) La primera cifra corresponde a áreas generales y la segunda a áreas especiales.

Fuente: Elaboración propia resumen de información anterior.

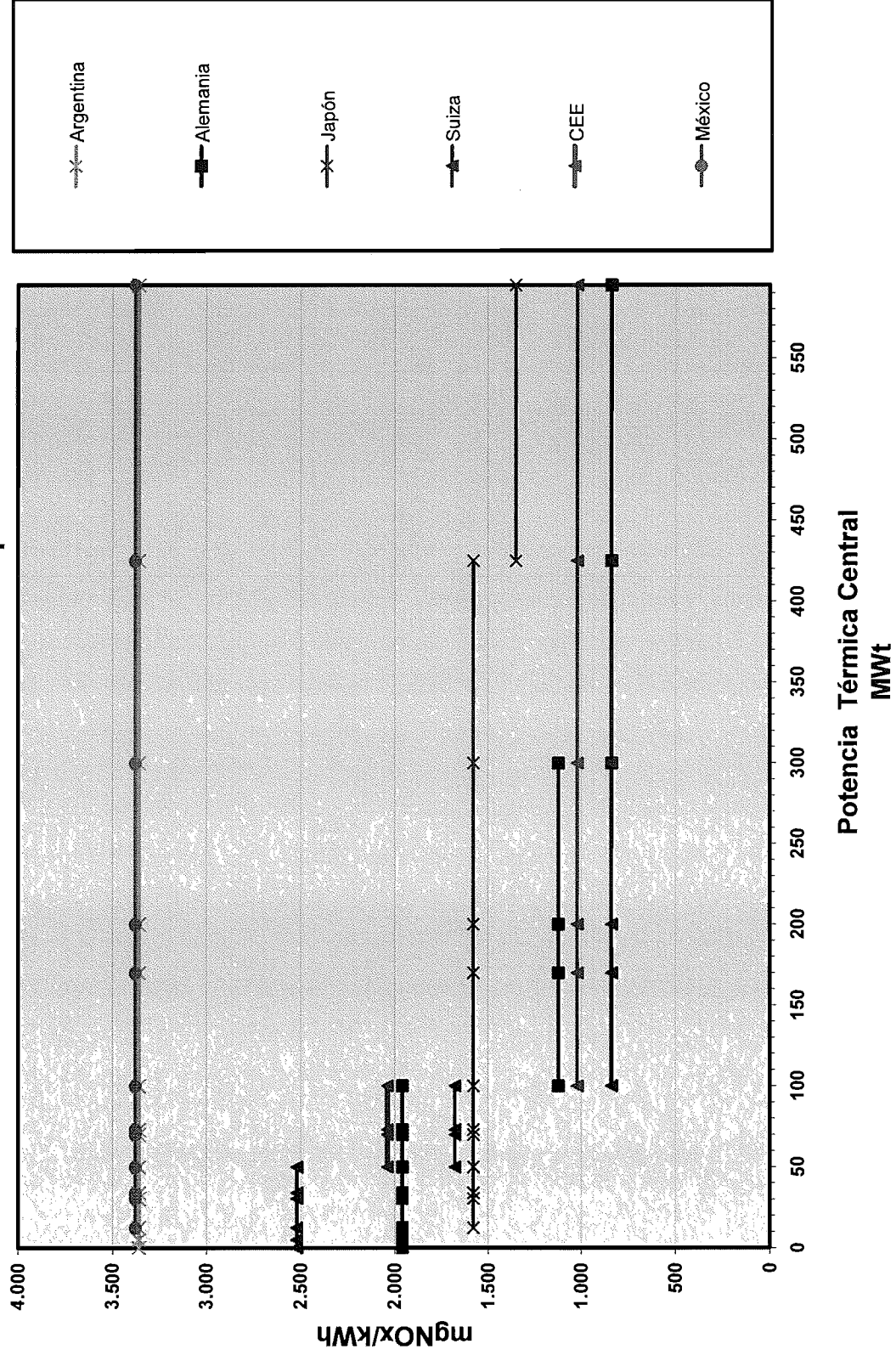
000054

**Gráfico N° 7**  
**Límites Internacionales de NOx para Turbinas a Vapor con Combustibles Sólidos**



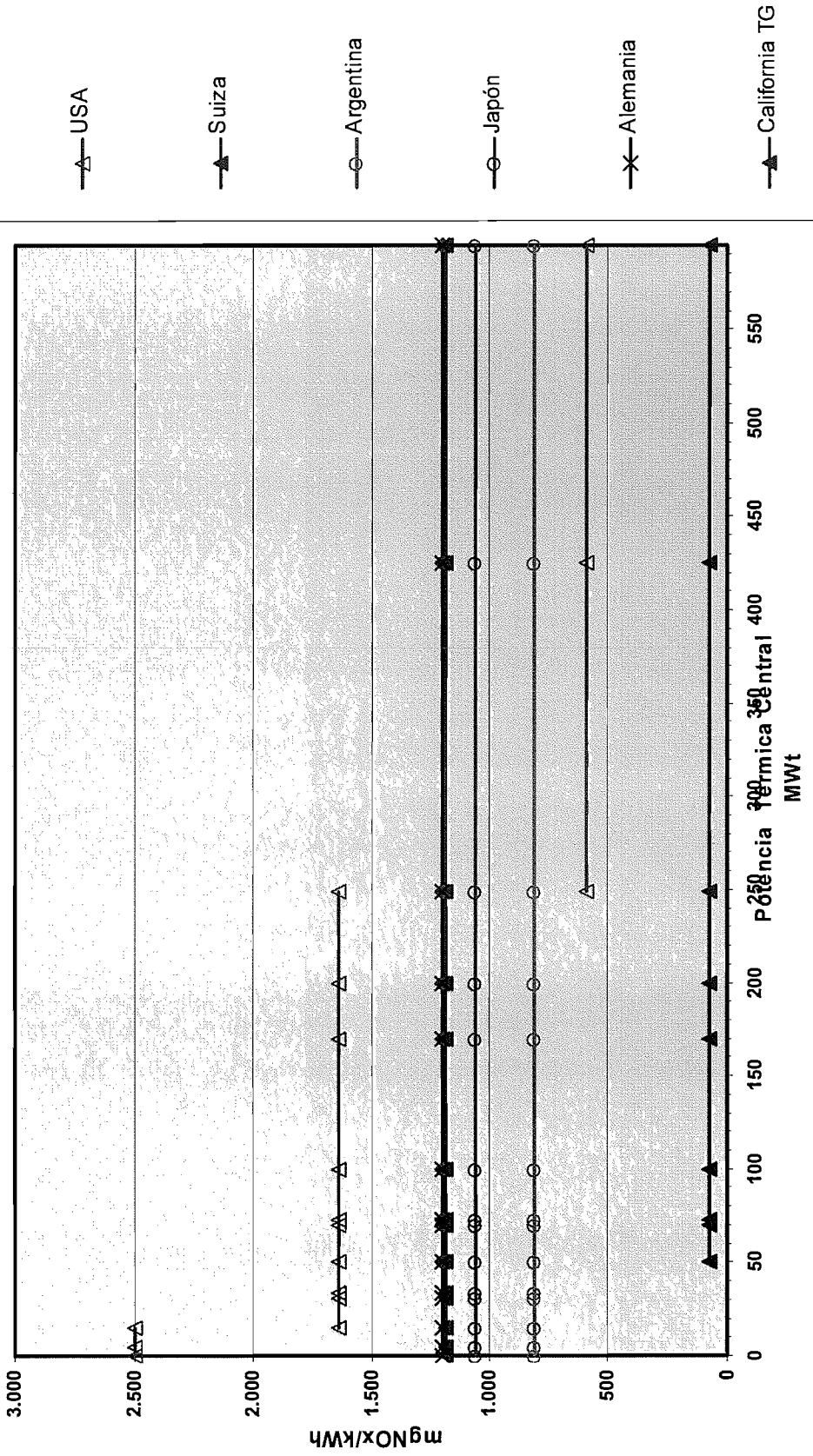
000000

**Gráfico N° 8**  
**Límites Internacionales de NOx para Turbinas a Vapor con Combustibles Líquidos**

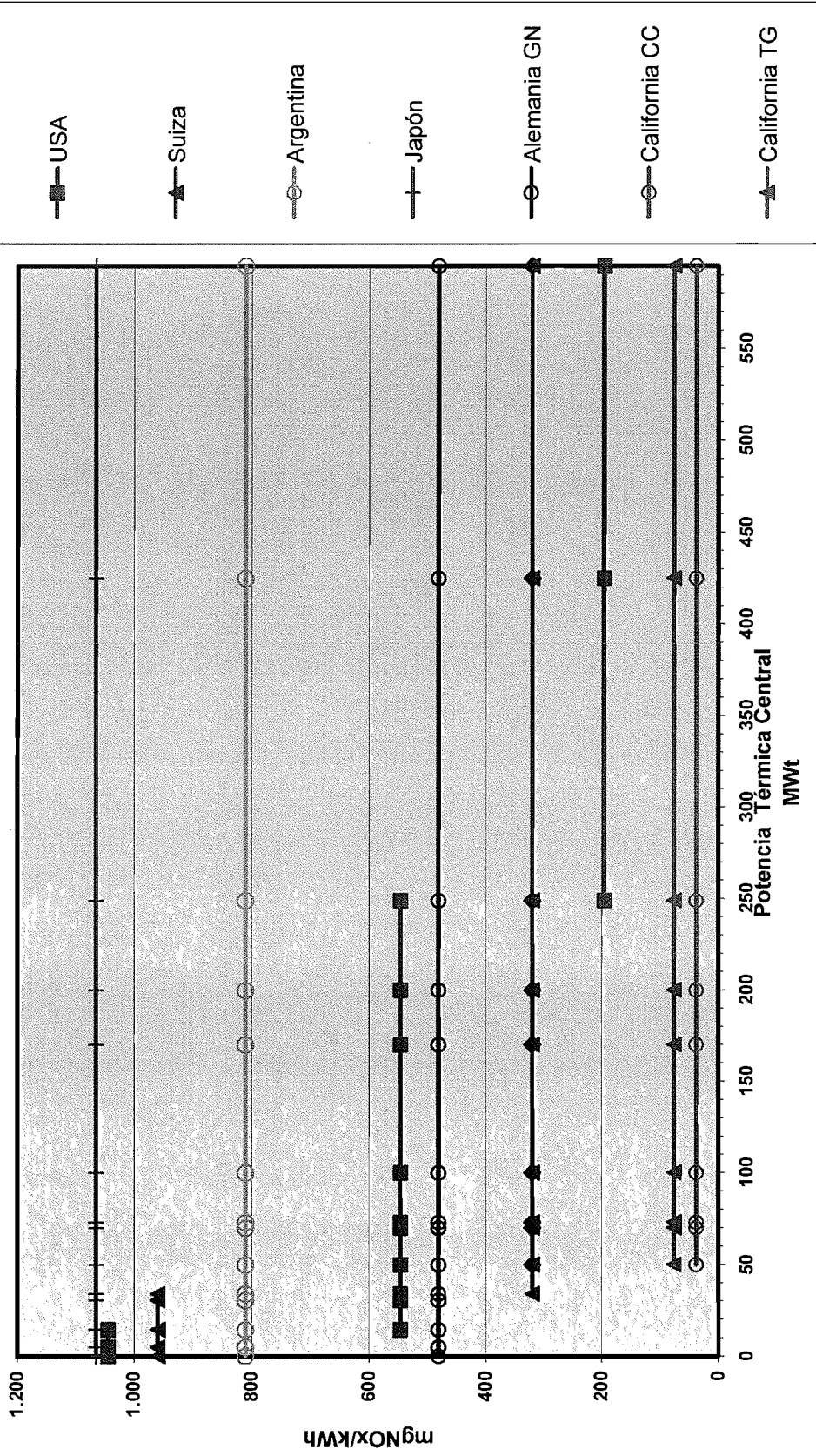


000000

**Gráfico N° 9**  
**Límites Internacionales de NOx para TG y Ciclo Combinado**  
**con Combustibles Líquidos**



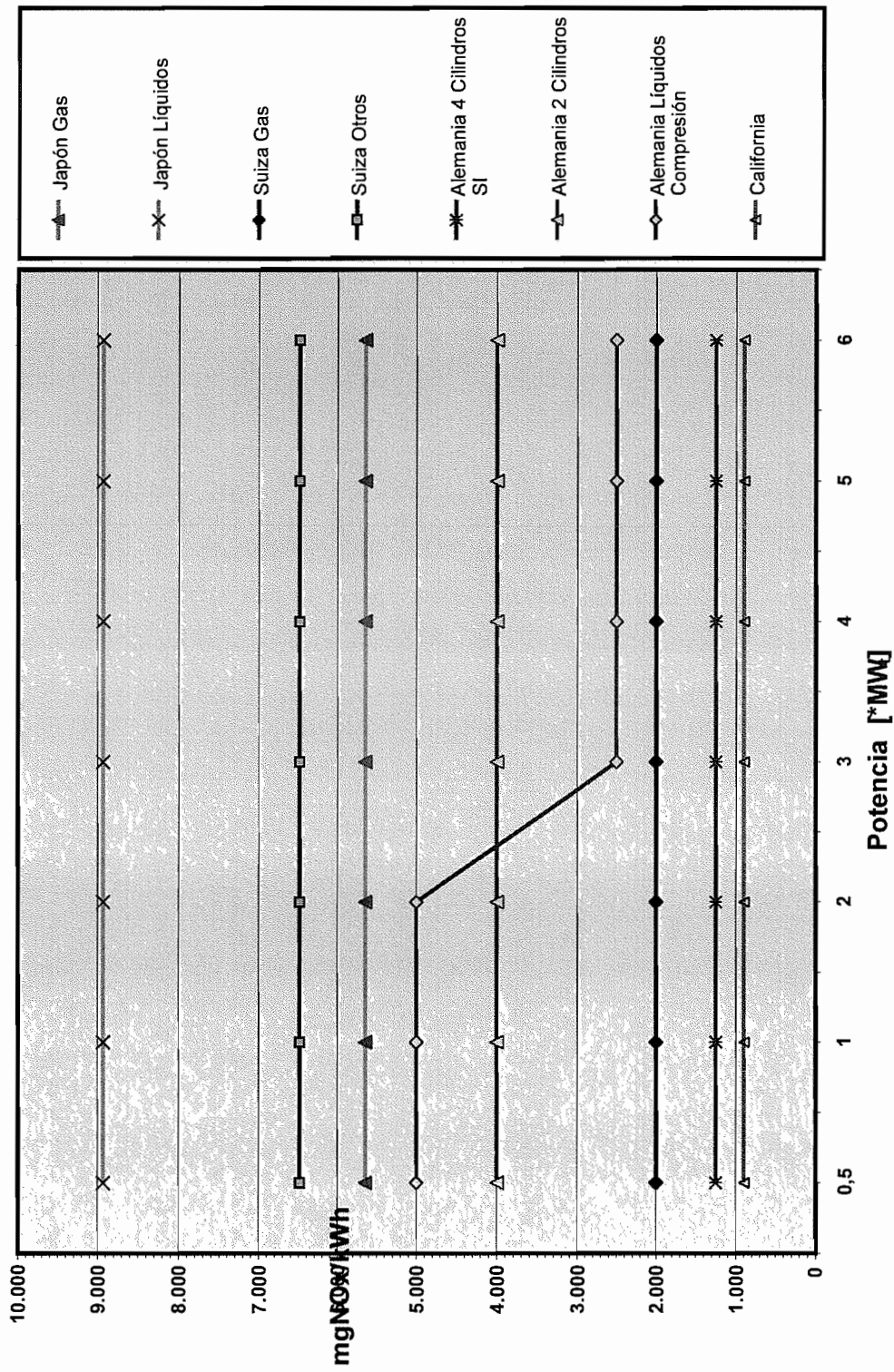
**Gráfico N° 10**  
**Límites Internacionales de NOx para TG y Ciclo Combinado**  
**con Combustibles Gaseosos**



000050

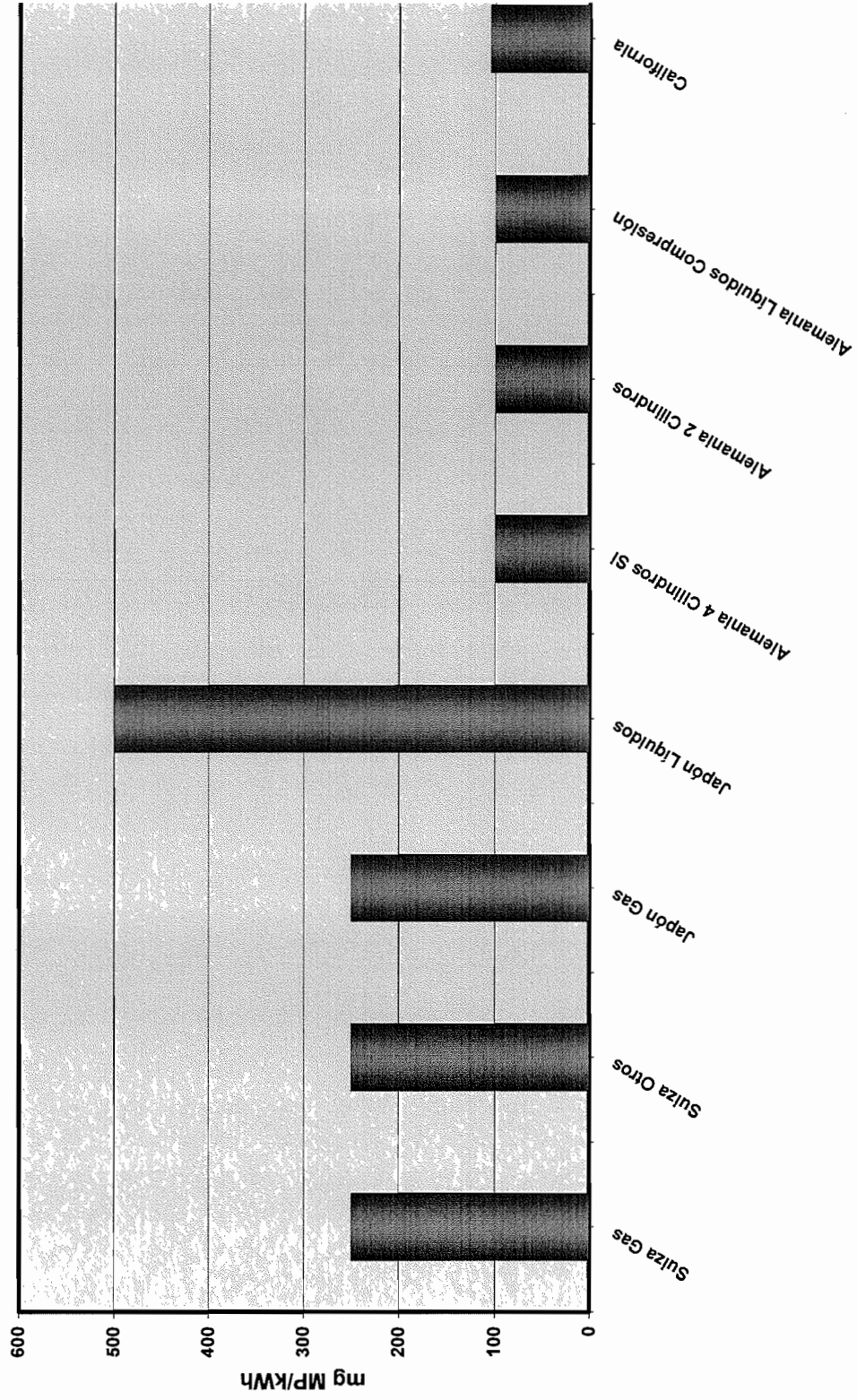


**Gráfico N° 11**  
**Límites Internacionales de Emisión de NOx para Motores**



000000

**Gráfico N° 12**  
**Límites Internacionales de Emisión de MP**  
**para Motores**



000000



#### IV. EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CHILENAS.

##### 1. EMISIONES EN CENTRALES TERMOELECTRICAS.

###### 1.1. Principales Contaminantes Emitidos.

Los gases de combustión de las centrales termoeléctricas contienen diversos contaminantes. Los principales son: Material Particulado, Oxidos de Nitrógeno (NOx), Oxidos de Azufre (SOx), Monóxido de Carbono (CO), Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) y algunos metales pesados (V, Ni, As, etc.).

A continuación se analizan las emisiones de los contaminantes señalados, para los diversos tipos de centrales y combustibles utilizados.

###### 1.2. Emisiones de Material Particulado.

En la combustión de combustibles fósiles, el flujo de gases arrastra cenizas, carbono, hidrocarburos no quemados y vapores condensables que en conjunto forman el material particulado. Las cenizas son parte del combustible. Casi la totalidad de la ceniza presente en los combustibles líquidos y gaseosos sale por los gases de escape. En cambio en los combustibles sólidos sólo una parte de la ceniza del combustible sale por los humos, el resto forma la escoria, que se recoge en forma sólida. La proporción de ceniza que sale en la escoria y la que se emite como material particulado, depende del combustible, de las características del equipo y de las condiciones de operación. La ceniza de la leña es muy liviana y no se aglomera con facilidad por lo que es arrastrada fácilmente por los gases de escape.

El *hollín* se forma especialmente por combustión incompleta de los hidrocarburos de mayor peso molecular. Esto ocurre durante la combustión del carbón, la que destila gases de alto peso molecular, y en la combustión de petróleos pesados. El material condensable está formado principalmente por compuestos inorgánicos que se emiten en forma gaseosa y se condensan en la atmósfera.

Las centrales termoeléctricas que queman carbón, producen gran cantidad de material particulado, debido a la alta proporción de cenizas que contiene dicho combustible (5-20%), en especial los carbones subbituminosos y bituminosos utilizados en Chile. Las centrales que queman desechos forestales también presentan altas emisiones de material particulado. Las que consumen petcoke, fuel oil e IFO 180, producen material particulado pero en menor escala. Las turbinas, motores y calderas que consumen diesel presentan bajas emisiones de MP. En cambio las centrales de ciclo combinado y las turbinas que queman gas natural, no emiten material particulado relevante

###### 1.3. Emisiones de Oxidos de Azufre. (SOx)

Al quemar combustibles que contienen azufre, el total de éste se oxida produciendo óxidos de azufre. Por este motivo, el contenido de SOx en los gases de combustión es directamente proporcional al contenido de azufre del combustible. El carbón, el petcoke y los petróleos pesados (Fuel Oil) contienen

mayores cantidades de azufre (>1%) y por lo tanto producen más SOx. El petróleo diesel contiene menor proporción de azufre. El gas natural y los desechos forestales tienen concentraciones de azufre muy bajas, por lo que casi no emiten SOx.

Durante el proceso de combustión normal se produce mayoritariamente SO<sub>2</sub> y pequeñas cantidades de SO<sub>3</sub>. En presencia de humedad el SO<sub>3</sub> se transforma en ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) que es un ácido muy potente, el cual produce corrosión cuando se condensa. Por reacción química de los óxidos de azufre se generan aerosoles secundarios (por ej. iones sulfato).

#### 1.4. Oxidos de Nitrógeno.

Los óxidos nitrosos se producen por oxidación del nitrógeno contenido en el combustible y por la reacción del nitrógeno y el oxígeno del aire durante la combustión. Ambos procesos se producen a altas temperaturas (sobre 1.300 °C).

El principal representante de los NOx es el NO, que en combinación con el oxígeno del aire forma NO<sub>2</sub>. El NO<sub>2</sub> reacciona con la humedad de la atmósfera formando el ácido nítrico, que también es un ácido fuerte. Además, se desintegra bajo la luz solar en NO y O, éste último oxida el oxígeno del aire y forma el Ozono (O<sub>3</sub>) en presencia de los compuestos orgánicos volátiles. En este caso también por reacción química se forman aerosoles secundarios (nitratos).

Además, los óxidos de azufre y de nitrógeno son los principales componentes de la lluvia ácida.

#### 1.5. Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)

Se originan por una combustión incompleta o por fugas en los sistemas de transporte de combustibles líquidos o gaseosos.

La temperatura del fogón causa la vaporización de los compuestos volátiles de bajo peso molecular y el cracking térmico de los compuestos pesados, los que se transforman en hidrocarburos más livianos. Estos procesos son beneficiosos para obtener una buena combustión, pero si el tiempo de residencia o la temperatura dentro del hogar no son suficientes, estos compuestos no se queman completamente, emitiéndose junto a los otros gases de combustión.

La proporción de emisiones de COV en plantas termoeléctricas es insignificante en relación a las fuentes fijas, fuentes móviles y procesos industriales.

#### 1.6. Monóxido de Carbono (CO)

El Monóxido de Carbono es resultado del proceso de combustión y se forma cuando la combustión es incompleta, la que se puede originar por: zonas frías dentro del hogar, tiempo de residencia muy cortos, exceso de aire insuficiente o mala distribución de aire en el hogar. En la combustión de sólidos y líquidos en general, las emisiones de CO se asocian a la generación de humo visible y hollín.

Las emisiones de CO en plantas termoeléctricas en general son bastante pequeñas en relación a las de las fuentes móviles (vehículos), siendo mayores en las Centrales que queman leña o desechos forestales y también en los motores que consumen diesel o gas natural. En el resto de los equipos son bastante bajas.

### **1.7. Otros Contaminantes.**

La EPA detectó 67 contaminantes peligrosos (HAP) en las emisiones de centrales termoeléctricas a vapor, pero la mayoría de ellos en concentraciones muy pequeñas para ser peligrosos para la salud pública. Los que presentan mayor peligro son : Arsénico, Dioxinas, Radionuclidos, Mercurio, Cadmio, Níquel y Cromo (Anexo 1).

## **2. ANALISIS DE EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CHILENAS.**

A continuación se muestran las emisiones de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> informados por las centrales chilenas. Estas corresponden a mediciones efectuadas o estimaciones de las propias empresas. Asimismo se incluyen estimaciones del consultor en los casos en que las empresas no entregaron información.

### **2.1. Emisiones de Material Particulado en Centrales con Turbinas de Vapor.**

En el Cuadro N° 64 se muestra las emisiones de material particulado de las centrales con turbinas de vapor. En los Gráficos N° 9 y 10 se muestran las emisiones de las centrales con turbinas de vapor ordenadas por potencia instalada y por antigüedad. En ellos se muestra además el combustible utilizado. De ambos se concluye lo siguiente :

- No se observa una correlación importante con el tamaño ni con la antigüedad.
- 4 centrales tienen emisiones sustancialmente mayores al resto. Dos de ellas consumen carbón (Laguna Verde y Bocamina) y dos biomasa.
- Las emisiones de las centrales que queman petróleo son sustancialmente menores al resto y las que consumen biomasa en promedio tienen menores emisiones que las de carbón.

En el Gráfico N° 13 se comparan las emisiones según tecnología. En éste se observa que las emisiones de MP están relacionadas fundamentalmente con dicho parámetro.

En él se observa que las centrales con parrilla fija a biomasa (Celulosa Constitución, Laja) y móvil a carbón (Laguna Verde), así como la central con generador ciclónico a carbón (Bocamina), son las que presentan mayores emisiones. En cambio las centrales de carbón pulverizado y la de lecho fluidizado (Petropower) presentan emisiones muy inferiores.

En el Gráfico N° 14 se muestran las emisiones de centrales según mecanismo de abatimiento. Se observa que las menores emisiones promedio corresponden a centrales a Biomasa con precipitador electrostático, luego a la central que utiliza petcoke y posee filtro de mangas y las de carbón pulverizado con precipitador electrostático.

En cambio las centrales con ciclones, tanto las que consumen biomasa como carbón presentan altas emisiones, al igual que Laguna Verde que no tiene mecanismo de abatimiento.

En conclusión, se observa que las unidades a petróleo presentan las menores emisiones, aún sin equipos de abatimiento. En cambio, las centrales que utilizan combustibles sólidos que no cuentan con equipos de abatimiento adecuados, presentan niveles de emisiones muy superiores que aquellas que utilizan equipos de abatimiento. Las menores emisiones se logran con precipitadores electrostáticos y filtros de mangas tanto para biomasa como carbón. En cambio los ciclones logran un nivel de abatimiento mínimo.

Estas conclusiones son coincidentes con la experiencia internacional y los análisis teóricos. Los combustibles sólidos son más difíciles de quemar que los combustibles líquidos y además el carbón posee altos porcentajes de ceniza (>10%) que en parte salen por la chimenea.

## **2.2. Emisiones de Material Particulado en Centrales con Turbinas de Gas y Ciclos Combinados.**

En el Cuadro N° 65 se muestran las emisiones de MP de las turbinas de gas y ciclos combinados instalados en los sistemas eléctricos chilenos.

En los Gráficos N°s. 15 y 16 se comparan las emisiones de las turbinas de gas y ciclo combinado según año de instalación y potencia instalada respectivamente. En los gráficos se señalan con colores diferentes las centrales de ciclo abierto y ciclo combinado y las operadas con diesel y con gas natural.

Al igual que en el caso anterior, no se observa una tendencia en relación con la antigüedad ni tampoco con el tamaño. En cambio se observa una menor emisión en mg/kWh para las centrales de ciclo combinado. Cabe señalar que ningún equipo cuenta con sistemas de abatimiento de MP.

En el Gráfico N° 17 se comparan las emisiones utilizando petróleo diesel y gas natural para las mismas unidades generadoras (aquellas que pueden operar con ambos combustibles). Se observa que las emisiones con petróleo diesel son sustancialmente mayores en todos los casos analizados.

Las conclusiones que se obtienen en este caso también son coincidentes con las experiencias internacionales:

- Las emisiones obtenidas en equipos operados con gas natural son inferiores a las obtenidas en equipos similares operados con petróleo. La razón es que el primero es un combustible más limpio (menos cenizas, azufre, etc.) y de más fácil combustión.

- Las emisiones por kWh son menores en las centrales de ciclo combinado lo que se debe principalmente a la mayor eficiencia de éstas (producen más energía eléctrica con la misma cantidad de combustible y emisiones). Además, las turbinas de ciclo combinado en general son equipos de mejor tecnología.
- Las emisiones de MP de las turbinas de gas (incluidos ciclos combinados) son inferiores a las turbinas de vapor, fundamentalmente por el uso de gas natural y diesel en las primeras, versus carbón, petcoke y biomasa en las de vapor.

### **2.3. Emisiones de SO<sub>2</sub> de Centrales con Turbinas de Vapor.**

En el Cuadro N° 66 se muestran las emisiones de SO<sub>2</sub> de las unidades con turbinas de vapor. En los Gráficos N°s. 18 y 19 se muestran las emisiones de SO<sub>2</sub> de las centrales ordenadas por año de instalación y potencia instalada respectivamente. Además se muestra el combustible utilizado.

Se observa que el nivel de emisiones no depende de la antigüedad del equipo pero sí del combustible utilizado. Asimismo, se observa que las unidades mayores tienen mayor nivel de emisiones, pero esto se debe a que utilizan carbón. Esto es consistente con el hecho que en ausencia de equipos de abatimiento las emisiones de SO<sub>2</sub> son proporcionales al contenido de azufre del combustible. Como el carbón tiene mayor contenido de azufre, las emisiones de las centrales a carbón son mayores. Lo mismo sucede en el caso de fuel oil (Tocopilla) cuyo contenido de azufre es mayor que el del diesel (Renca).

Cabe señalar que las únicas centrales con sistema de abatimiento de SO<sub>2</sub> son Petropower y Licancel. La primera posee un lecho fluidizado con agregado de caliza, lo que explica sus emisiones sustancialmente menores al resto de las centrales que operan con carbón o petcoke. La segunda posee un lavador de gases.

### **2.4. Emisiones de SO<sub>2</sub> de Centrales con Turbinas de Gas y Ciclo Combinado.**

En el Cuadro N° 67 se muestran las emisiones de las unidades con turbinas a gas incluidos los ciclos combinados. En los Gráficos N° 20 y 21 se muestran las emisiones de SO<sub>2</sub> de las turbinas de gas ordenadas por antigüedad y tamaño, respectivamente. Se observa que las emisiones por kWh son menores para los ciclos combinados y para las turbinas de gas natural.

En el Gráfico N° 22 se comparan las emisiones producidas con petróleo diesel y con gas natural para las turbinas que pueden utilizar ambos combustibles. Se observa que las emisiones con gas natural son sustancialmente menores. Esto se debe a que el gas natural casi no contiene azufre, en cambio el diesel posee un porcentaje pequeño pero significativo (0,2 a 0,3%).

### **2.5. Emisiones de NOx en Centrales con Turbinas de Vapor.**

En el Cuadro N° 68 se muestran las emisiones de NOx de las centrales con turbinas de vapor. En los Gráficos N°s. 23 y 24 se comparan las emisiones de

NOx de las unidades a vapor ordenadas por capacidad instalada y año de instalación respectivamente.

De los gráficos se observa que el nivel de emisiones de NOx en general no depende del tamaño ni de la antigüedad, salvo las centrales muy antiguas como Laguna Verde que presenta las mayores emisiones. Sin embargo depende fundamentalmente del tipo de combustible. En efecto las centrales a carbón son las que presentan un mayor nivel de emisiones. En promedio éstas duplican las emisiones de las centrales a petróleo y a biomasa.

En el Gráfico N° 25 se muestran las emisiones separadas según tecnología de las centrales a carbón. En este caso tampoco se ve una tendencia clara salvo en el caso de Laguna Verde que es la única central con parrilla móvil y presenta las mayores emisiones.

Las centrales chilenas a vapor no disponen de sistemas de abatimiento de NOx salvo el lecho fluidizado de Petropower que permite disminuir la generación de NOx.

## **2.6. Emisiones de NOx en Turbinas de Gas.**

En el Cuadro N° 69 se muestran las emisiones de NOx de las turbinas de gas y ciclos combinados. En el Gráfico N° 26 se comparan las emisiones de las centrales con y sin sistemas de control de emisiones de NOx. Se observa que las emisiones de las centrales con sistemas de control son sustancialmente inferiores a las que no tienen dichos equipos, tanto para las que operan con diesel como con gas natural. Las turbinas que operan con diesel sin equipo de control presentan una emisión promedio de 4.700 mg/kWh. En cambio la única con equipo de control emite 900 mg/kWh. Las que operan gas natural sin control emiten 1.700 mg/kWh y las con sistema de control sólo 400 mg/kWh.

En el Gráfico N° 27 se comparan las emisiones de NOx de turbinas que pueden operar con diesel y gas natural. Se observa que las emisiones de las turbinas operando con petróleo diesel en general son superiores a las emisiones de las mismas turbinas operando con gas natural.

En los Gráficos N°s. 28 y 29 se muestran las emisiones de las turbinas de gas ordenadas por año de instalación y potencia instalada. Se observa que las centrales de ciclo combinado presentan menores emisiones que las turbinas que operan con ciclo abierto. Esto se debe a los siguientes factores: al ser más eficientes generan más kWh con los mismos gases. Además todos los ciclos combinados tienen equipos de abatimiento.

Asimismo, se observa que algunas turbinas de menor tamaño tienen altas emisiones. Esto se debe principalmente a que estas turbinas utilizan sólo diesel y no poseen equipos de control. Además, algunas de éstas son antiguas.

## **2.7. Emisiones de Motores.**

Ninguna empresa consultada dispone de medición de emisiones de motores.

**Cuadro N° 64: Emisiones Material Particulado de Centrales con Turbina de Vapor**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Generación 2005 MWh	AÑO	Emisión MP (*) mg/kWh	Emisión MP (*) Ton/año
V	Laguna Verde U1	Carbón	55	14.637	1939	8317	122
VIII	Petropower	Petcoke	75	496.000	1997	629	312
II	(**) C. T. Tocopilla N°12 y 13	Carbon	85,3	206.560	1983	<b>344</b>	71
V	Ventanas U1	Carbón	120	324.076	1964	513	166
VIII	Bocamina	Carbón	128,0	423.700	1970	<b>36010</b>	15257
II	(**) C. T. Tocopilla 14 y 15	Carbon/Petcoke	128,3	1.548.840	1987	1257	1946
II	Norgener U1	Carbon	136,3	501.246	1995	67	34
II	Norgener U2	Carbon	141	483.765	1997	781	378
III	Gualcolda 1y 2	Carbón	152	2.220.200	1995	957	2125
I	C. T. Tarapacá #1	Carbon	158	422.250	1998	982	415
II	C. T. Mejillones n°1	Carbon/Petcoke	165,9	447.000	1996	948	424
II	C. T. Mejillones n°2	Carbon/Petcoke	175,0	849.000	1998	<b>1453</b>	1234
V	Ventanas U2	Carbón	220	840.855	1977	<b>574</b>	482

VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	83.600	1995	1620	135
VIII	Laja	Biomasa	8,5	78.400	1995	3441	270
VII	Celco	Biomasa	21	73.800	1996	3067	226
VII	Licancel	Biomasa	27	21.700	2001	94	2
VIII	Cholguán	Biomasa	30	79.200	2001	<b>680</b>	54
VIII	Arauco	Biomasa	33	16.100	1996	611	10
VIII	Nueva Aldea U1	Biomasa	70	73.000	2004	<b>387</b>	28
X	Valdivia	Biomasa	70	157.548	2004	167	26

II	(**) C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	80	1970	<b>284</b>	0,02
RM	Renca U1	Diesel	50	5.388	1962	179	1
RM	Renca U2	Diesel	50	16.129	1962	198	3

Fuente : Datos entregados por las empresas.

Los datos de emisiones en negrita son estimados por el Consultor sobre la base de factores EPA.

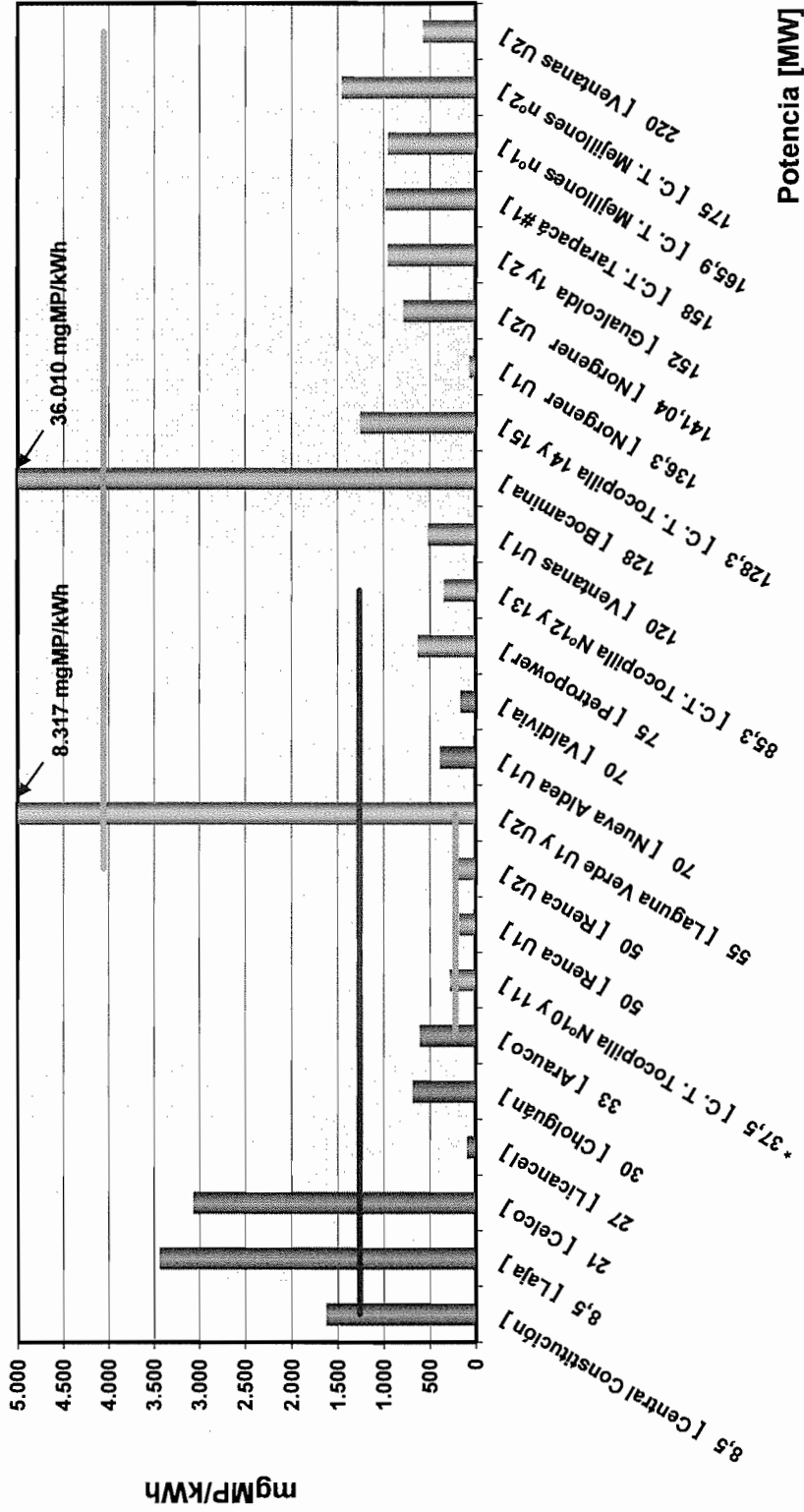
Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares Internacionales (1 bar, 0°C).

(\*\*) Generación y emisión conjunta.

000000

Gráfico N° 13

### Emisiones de MP para Centrales a Vapor según Potencia Instalada



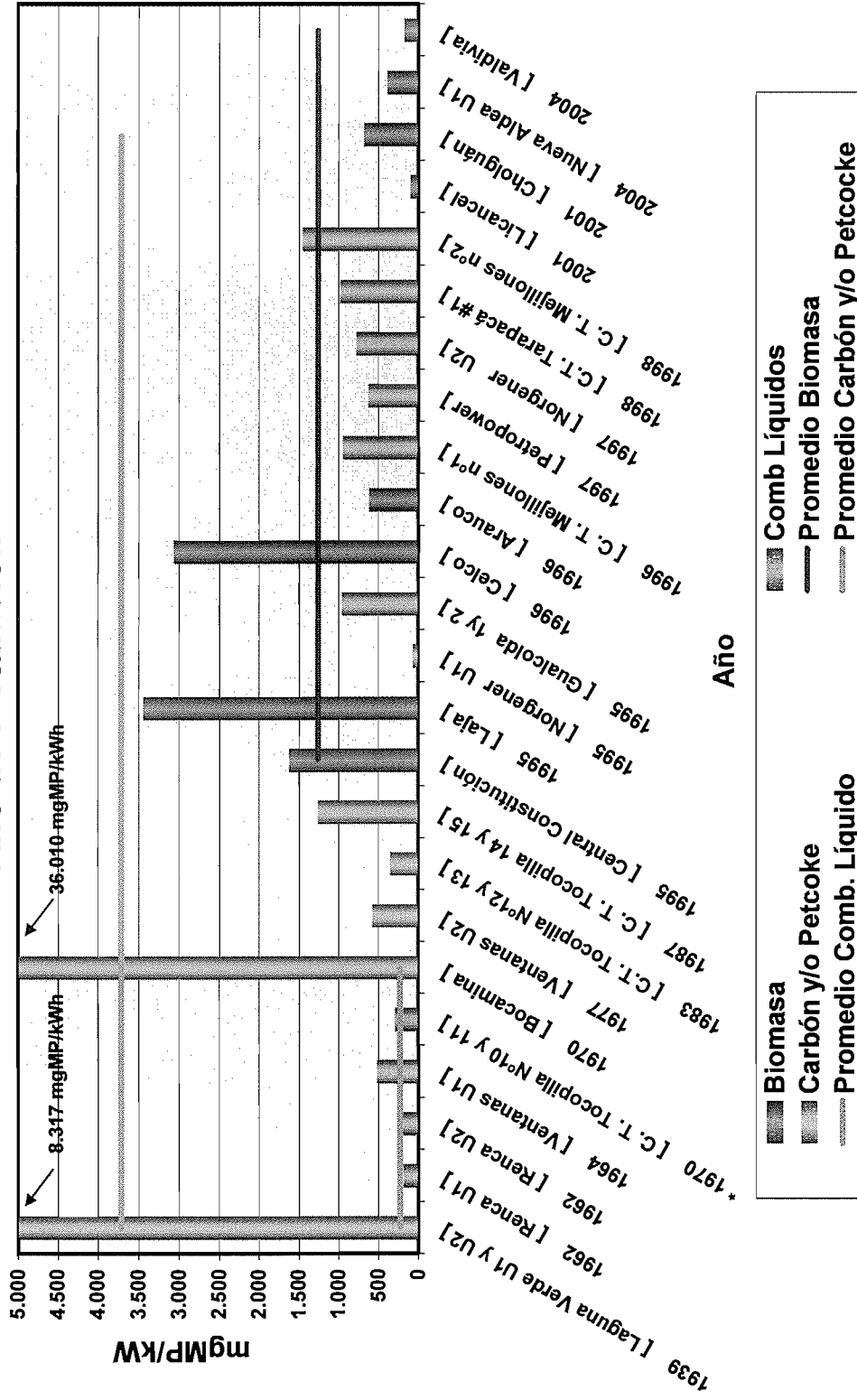
Biomasa  
 Carbón y/o Petcoke  
 Promedio Comb Líquido  
 Comb. Líquido  
 Promedio Biomasa  
 Promedio Carbón y Petcoke

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).



Grafico 14

### Emisiones de MP para Centrales a Vapor según Año de Instalación



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

**Cuadro Nº 65 : Emisiones de Material Particulado con Turbinas de Gas y Ciclos Combinados**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Tipo	Generación 2005 MWh	AÑO	Emisión MP (*) mg/KWh	Emisión MP (*) Ton/año
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	Turbina Gas	102.200	2005	60	6,1
V	Laguna Verde Turbogas	Diesel	17	Turbina Gas	17.100	2004	1254,8	21,5
II	C.T. Tarapacá #2	Diesel	23	Turbina Gas	480	1998	93	0,04
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	Turbina Gas	2.100	2004	75	0,2
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	Turbina Gas	1.130	1975	78	0,1
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	Turbina Gas	7.782	2005	68,9	0,5
X	Antihue U1 y U2	Diesel	50	Turbina Gas	50.570	2005	33,9	1,7
V	Nehuenco U3	Diesel	108	Turbina Gas	62.882	2002	92,6	5,8
VI	Candelaria U1	Diesel	130	Turbina Gas	6.552	2005	90,9	0,6
VI	Candelaria U2	Diesel	130	Turbina Gas	17.935	2005	97	1,7
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	Turbina Gas	2.100	2004	37,5	0,1
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	Turbina Gas	42.545	1993	39	1,6
VIII	Coronel (PSEG)	Gas Natural	45,7	Turbina Gas	61.358	2005	30,7	1,9
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	Turbina Gas	40.200	2002	37,1	1,5
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	Turbina Gas	740	2005	30,3	0,02
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	Turbina Gas	1.631	2005	31,2	0,1
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	C.C.	200	1999	42	0,01
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	C.C.	40	1999	42,2	0,002
RM	Nueva Renca	Diesel	322	C.C.	122.423	1998	75,7	9,3
V	Nehuenco U1	Diesel	360	C.C.	607.600	1999	35,2	21,4
V	San Isidro U1	Diesel	379	C.C.	127.895	1998	103	13,2
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	C.C.	492.420	1999	6,3	3,1
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	C.C.	341.500	1999	14,3	4,9
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	C.C.	350.798	1999	19,9	7,0
RM	Nueva Renca	Gas natural	370	C.C.	1.658.912	1998	5,1	8,4
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	C.C.	1.086.593	1998	21,4	23,2
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	C.C.	2.383.800	2003	18,8	44,7
II	Tocopilla Nº16	Gas natural	400	C.C.	1.753.070	2001	21	37,0

Datos en negrita son estimados

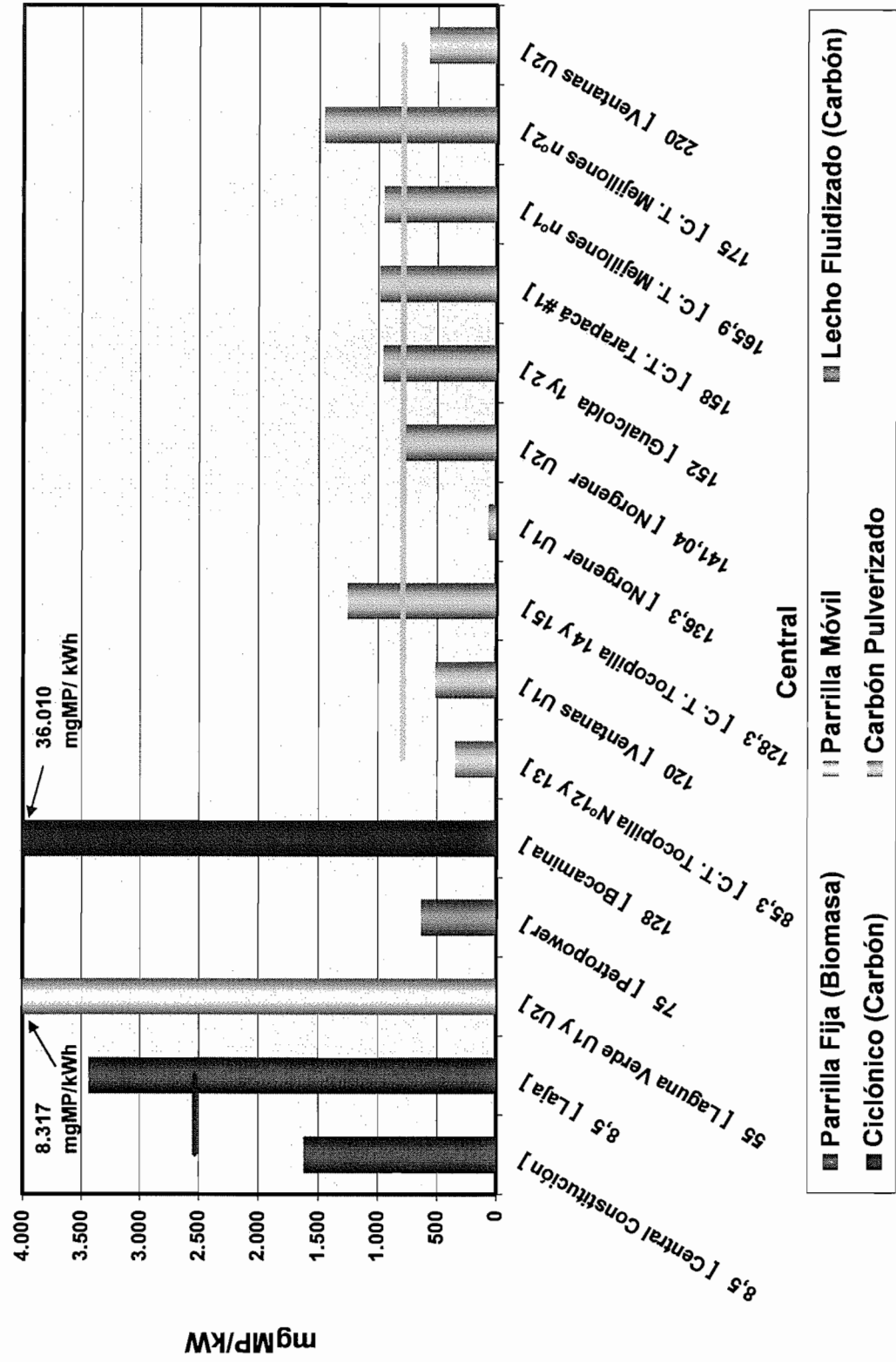
Las centrales Edelhor Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares internacionales (1 bar, 0°C).

000000

Grafico 15

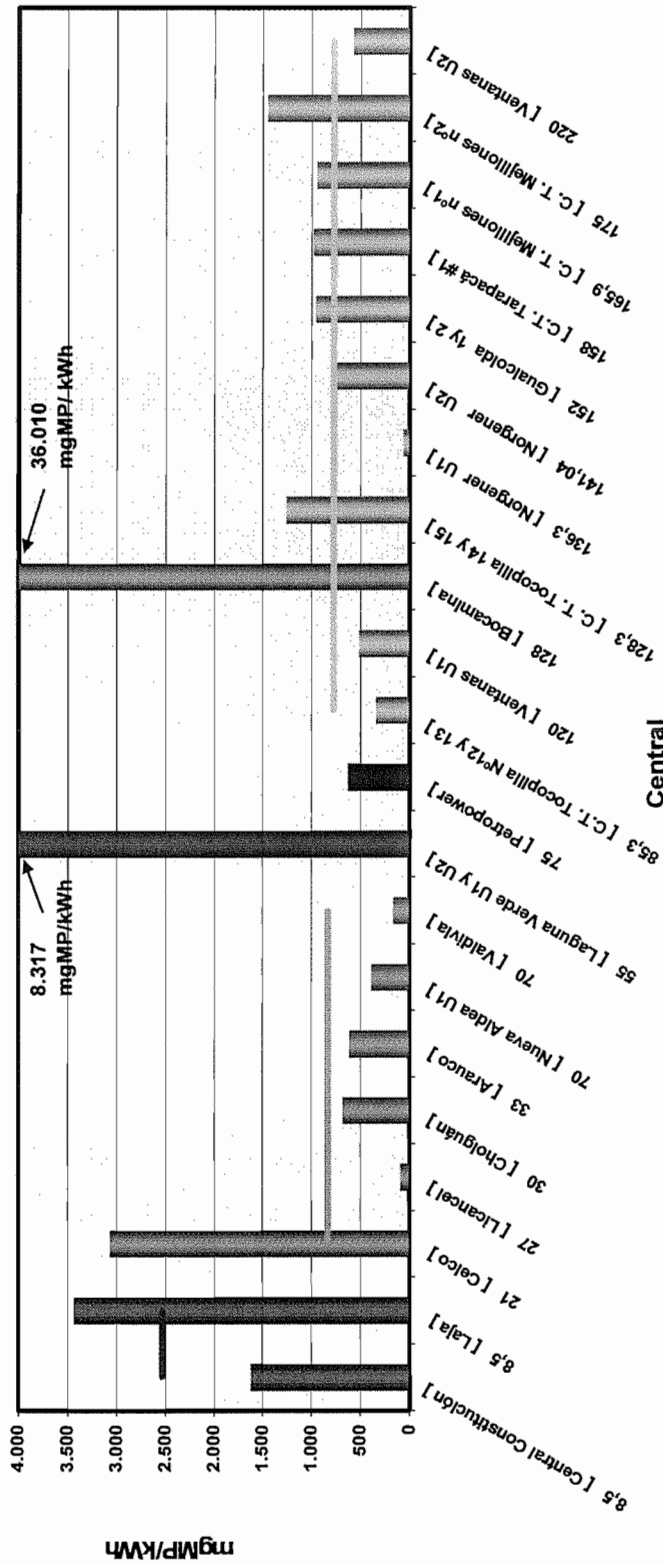
Emisiones de MP de Centrales a Vapor según Tecnología



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas.

Gráfico N° 16

**Emisiones de MP de Centrales a Vapor según equipo de Abatamiento MP**



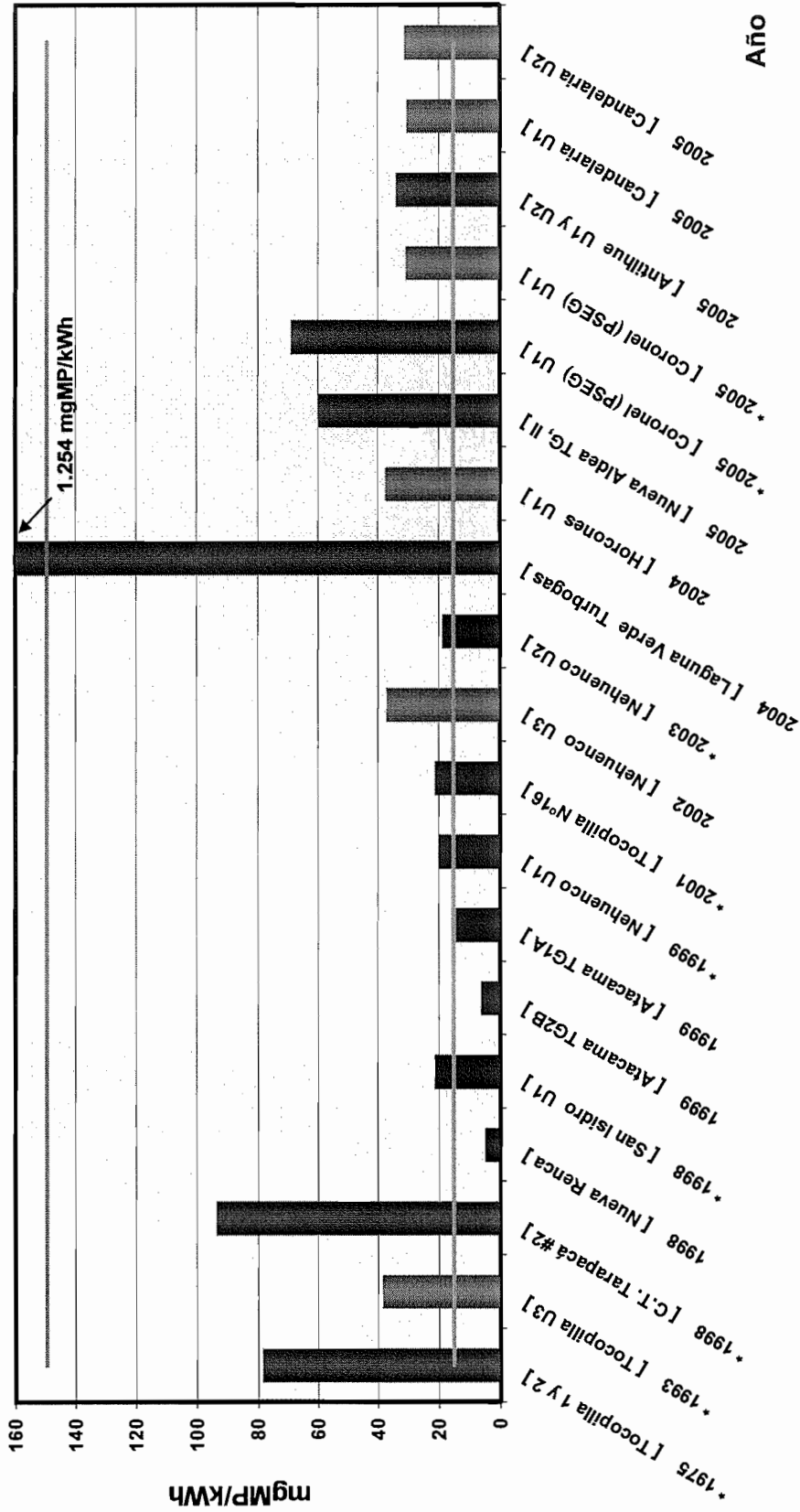
- Carbón y/o Petcoke P.E.
- Petcoke Filtro de Mangas
- Biomasa Multiciclón y Prec.Húmedo
- Promedio Carbón y/o Petcoke P.Electroestático
- Promedio Biomasa Multiciclón
- Multiciclón
- Biomasa P. Electroestático
- Carbón Sin Abatimiento
- Promedio Biomasa P.Electroestático

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas.  
P.E: Precipitador Electroestático

000672

Gráfico N° 17

### Emisiones de MP para Centrales que operan con Turbina a Gas o Ciclo Combinado según año de Instalación



TG Diesel  
  TG Gas Natural  
  CC Gas Natural  
  Promedio TG  
  Promedio CC

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000673

**Cuadro N° 66 : Emisiones de SO2 de Centrales con Turbinas de Vapor**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Generación 2005 MWh	AÑO	Emisión SO2 (*) mg/kWh	Emisión SO2 (*) Ton/año
V	Laguna Verde U1	Carbón	55	14.637	1939	13231	194
VIII	Petropower	Petcoke	75	496.000	1997	605	300
II	(**) C. T. Tocopilla N°12 y 13	Carbon	85,3	206.560	1983	2658	549
V	Ventanas U1	Carbón	120	324.076	1964	<b>9932</b>	3219
VIII	Bocamina	Carbón	128	423.700	1970	6177	2617
II	(**) C. T. Tocopilla 14 y 15	Carbon/Petcoke	128,3	1.548.840	1987	5357	8297
II	Norgener U1	Carbon	136,3	501.246	1995	<b>10337</b>	5181
II	Norgener U2	Carbon	141	483.765	1997	<b>10058</b>	4866
III	Gualcolda 1y 2	Carbón	152	2.220.200	1995	6309	14008
I	C.T. Tarapacá #1	Carbon	158	422.250	1998	5746	2426
II	C. T. Mejillones n°1	Carbon/Petcoke	165,9	447.000	1996	<b>11017</b>	4925
II	C. T. Mejillones n°2	Carbon/Petcoke	175,0	849.000	1998	10527	8938
V	Ventanas U2	Carbón	220	840.855	1977	<b>8180</b>	6878

VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	83.600	1995	24	2
VIII	Laja	Biomasa	8,5	78.400	1995	82	6
VII	Celco	Biomasa	21	73.800	1996	1873	138
VII	Licancel	Biomasa	27	21.700	2001	40	1
VIII	Cholguán	Biomasa	30	79.200	2001	<b>357</b>	28
VIII	Arauco	Biomasa	33	16.100	1996	4152	67
VIII	Nueva Aldea U1	Biomasa	70	73.000	2004	<b>654</b>	48
X	Valdivia	Biomasa	70	157.548	2004	46	7

II	(**) C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	80	1970	<b>4437</b>	0,35
RM	Renca U1	Diesel	50	5.388	1962	71	0
RM	Renca U2	Diesel	50	16.129	1962	89	1

Datos en negrita son estimados

Las centrales Edelnor Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares Internacionales (1 bar, 0°C).

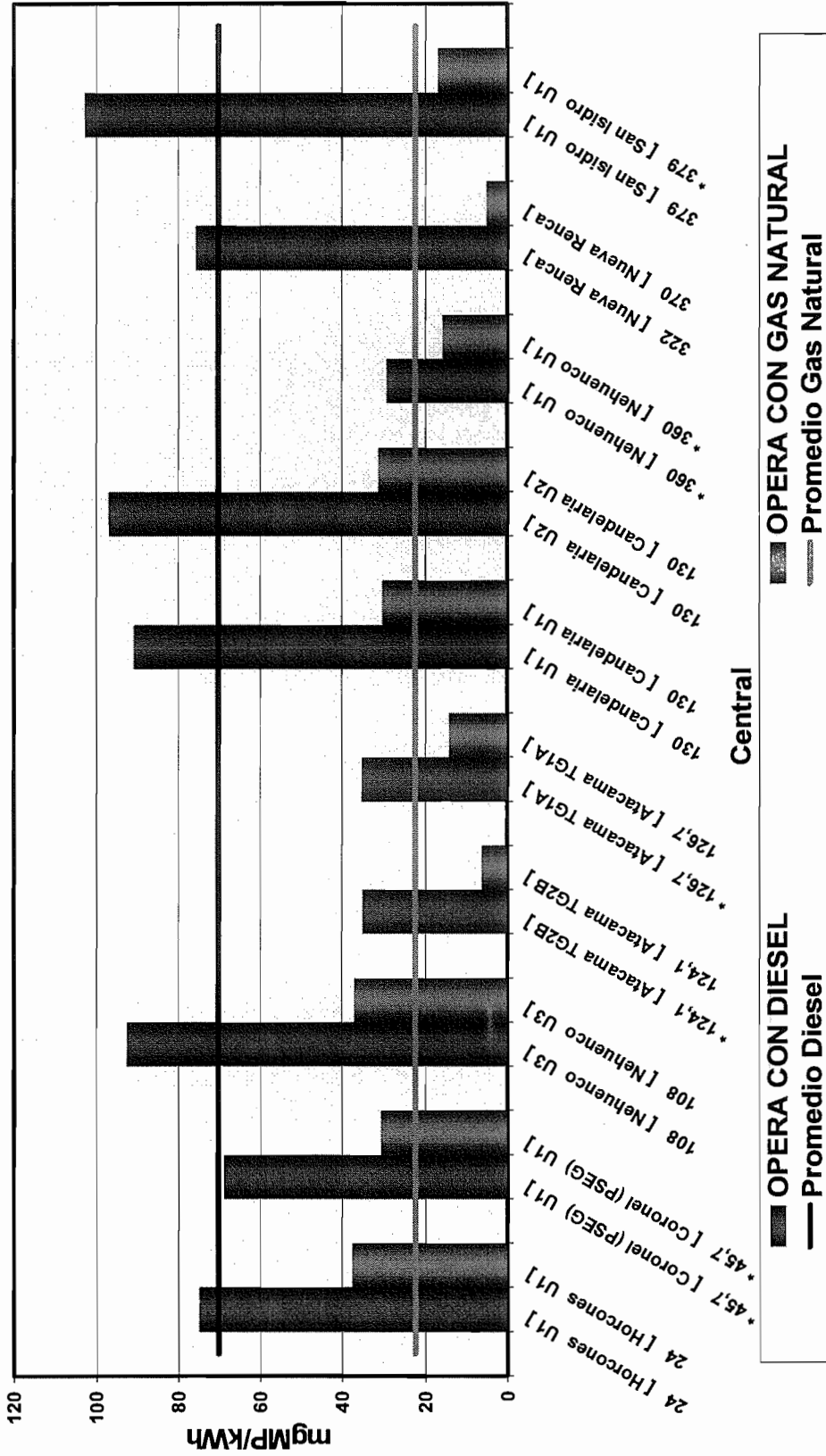
(\*\*) Generación y emisión conjunta.

000674



Gráfico N° 19

### Comparación de emisiones de MP de Centrales que operan con Gas Natural y Diesel



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000076



**Cuadro N° 67: Emisiones de SO2 de Turbinas de Gas y Ciclos Combinados**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Generación 2005 MWh	Tipo	AÑO	Emisión SO2 (*) mg/kWh	Emisión MP (*) Ton/año
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	102.200	Turbina Gas	2005	1590	162
V	Laguna Verde Turbogas	Diesel	17	17.100	Turbina Gas	2004	354	6,1
II	C.T. Tarapacá #2	Diesel	23	480	Turbina Gas	1998	1356	0,7
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	2.100	Turbina Gas	2004	1858	3,9
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	1.130	Turbina Gas	1975	1137	1,3
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	7.782	Turbina Gas	2005	1693	13,2
X	Antilhue U1 y U2	Diesel	50	50.570	Turbina Gas	2005	172	8,7
V	Nehuenco U3	Diesel	108	62.882	Turbina Gas	2002	17	1,0
VI	Candelaria U1	Diesel	130	6.552	Turbina Gas	2005	0,2	0,0
VI	Candelaria U2	Diesel	130	17.935	Turbina Gas	2005	26	0,5
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	2.100	Turbina Gas	2004	19	0,0
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	42.545	Turbina Gas	1993	15	0,7
VIII	Coronel (PSEG) U1	Gas Natural	45,7	61.358	Turbina Gas	2005	12	0,8
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	40.200	Turbina Gas	2002	2	0,1
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	740	Turbina Gas	2005	0,2	0,0
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	1.631	Turbina Gas	2005	0,2	0,0
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	200	C.C.	1999	313	0,1
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	40	C.C.	1999	612	0,0
V	Nehuenco U1	Diesel	360	607.600	C.C.	1999	10	5,8
V	San Isidro U1	Diesel	379	127.895	C.C.	1998	356	46
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	492.420	C.C.	1999	9	4,5
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	341.500	C.C.	1999	9	3,1
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	350.798	C.C.	1999	9	3,1
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	1.086.593	C.C.	1998	10	10,5
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	2.383.800	C.C.	2003	8	20
II	Tocopilla N°16	Gas natural	400	1.753.070	C.C.	2001	10	17

Datos en negrita son estimados

Las centrales Edelno Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

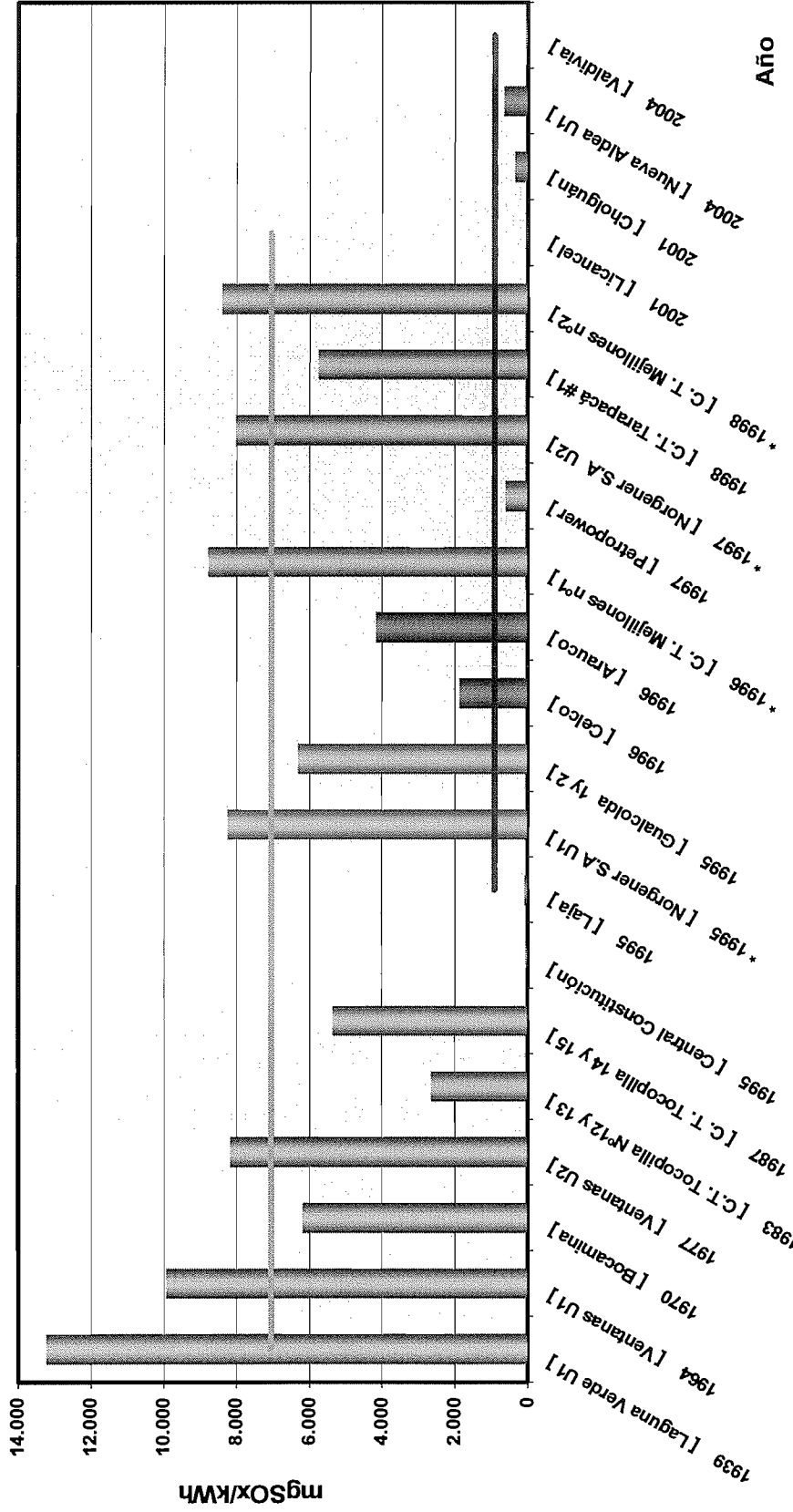
Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares internacionales (1 bar, 0°C).

(\*) Generación y emisión conjunta

000677

Gráfico N° 20

### Emisiones de SOx para Centrales a Vapor según Año de Instalación



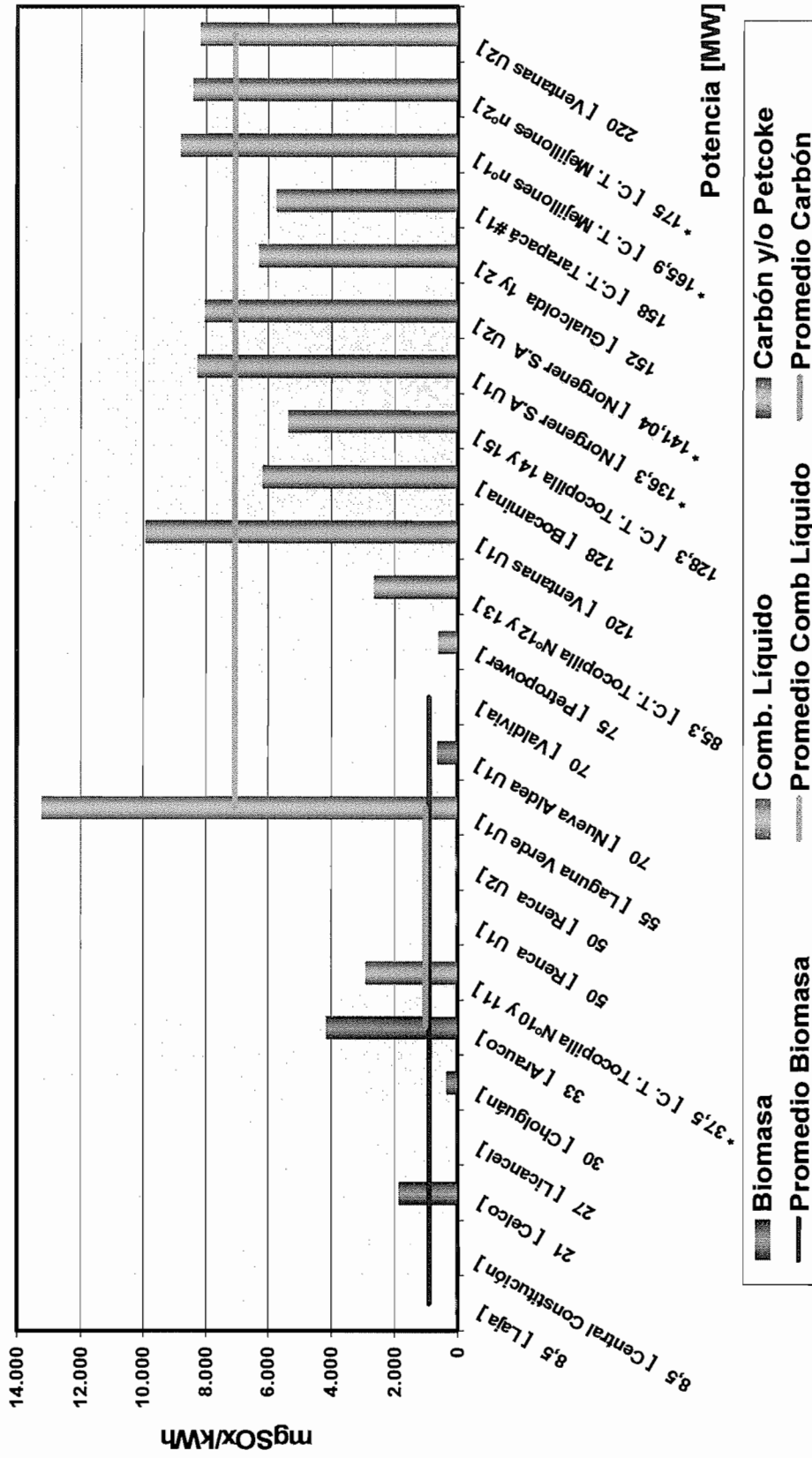
■ Biomasa  
 ■ Carbón y/o Petcoke  
 — Promedio Biomasa y/o Petcoke

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000678

Gráfico N° 21

### Emisiones de SOx para Centrales a Vapor según Potencia instalada

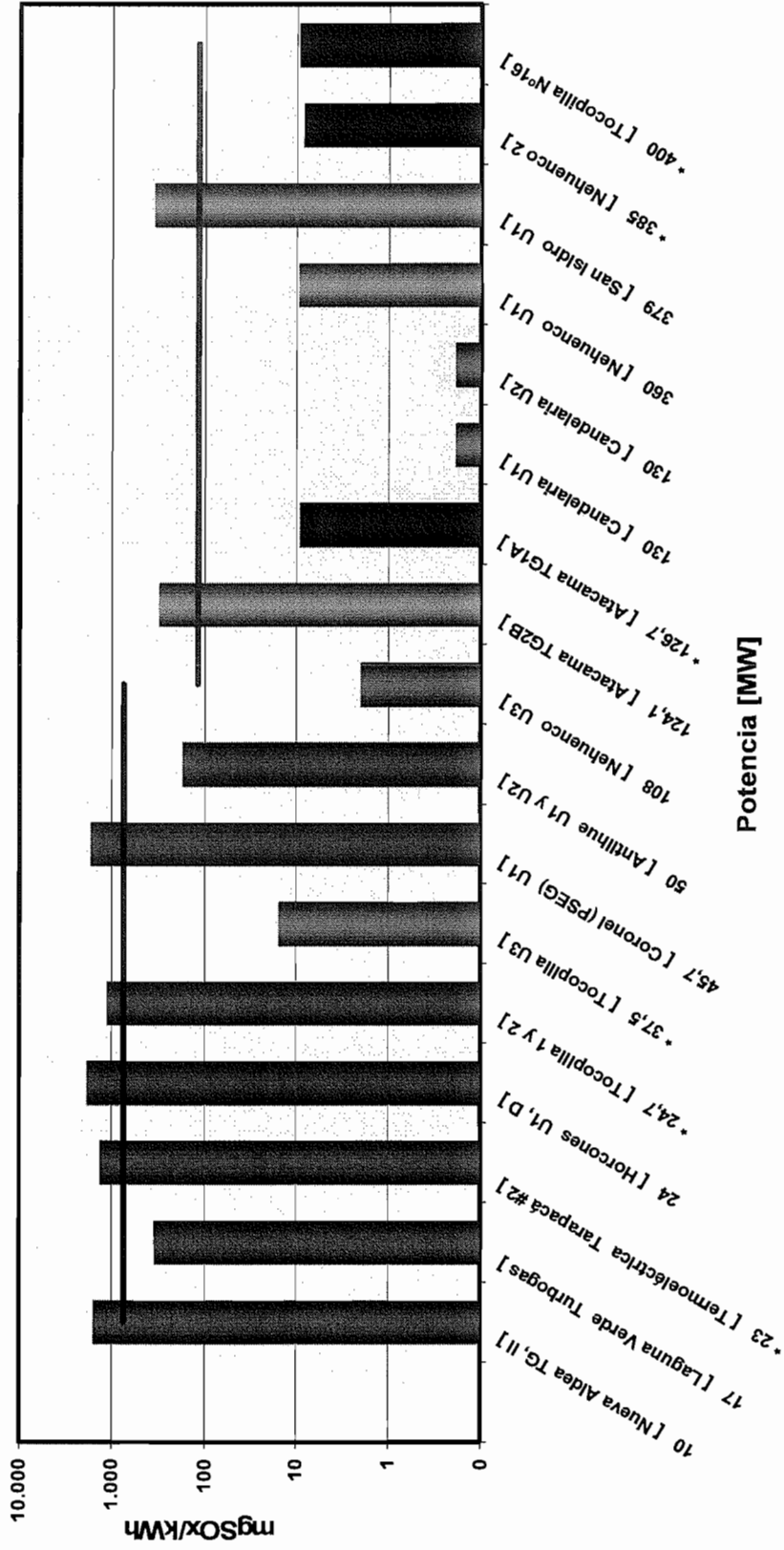


Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000070

Gráfico N° 22

### Emisiones de SOX de Centrales que operan con Turbina a Gas o Ciclo Combinado según Potencia instalada



TG Diesel
  CC Gas Natural
  TG Gas Natural
  CC Diesel

Promedio TG
  Promedio CC

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000000

**Cuadro N° 68 : Emisiones de NOx de Centrales con Turbinas de Vapor**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Generación 2005 MWh	AÑO	Rendimiento kcal/kWh	m3GE/Mcal	Eficiencia %	Emisión MP mg/rm3N	Emisión NOx(*) mg/kWh	Emisión NOx (*) Ton/año
V	Laguna Verde U1	Carbón	55	14.637	1939	5938	1,768	14%	1298	13628	199
VIII	Petropower	Petcoke	75	496.000	1997	3167	1,768	27%	173,9	974	483
V	(**) C. T. Tocopilla N°12 y 13	Carbon	85,3	206560,0	1983	3000	1,768	29%	280,3	1487	307
V	Ventanas U1	Carbón	120	324.076	1984	2635	1,768	33%	1298	6049	1960
VIII	Bocamina	Carbón	128	423.700	1970	2366	1,768	36%	784	3282	1391
II	(**) C. T. Tocopilla 14 y 15	Carbon/Petcoke	128,3	1548840,0	1987	2655	1,768	32%	141,9	666	1032
II	Norgener U1	Carbon	136,3	501.245	1995	2448	1,768	35%	1298	5619	2816
II	Norgener U2	Carbon	141,04	483.765	1997	2382	1,768	36%	1298	5467	2645
III	Gualcoída 1y 2	Carbón	152	2.220.200	1995	2551	1,768	34%	314,6	1419	3151
I	C. T. Tarapacá #1	Carbon	158	422.250	1998	2373	1,768	36%	498,8	2093	884
II	C. T. Mejillones n°1	Carbon/Petcoke	165,9	447000,0	1996	2609	1,768	33%	1298	5988	2677
II	C. T. Mejillones n°2	Carbon/Petcoke	175,0	849000,0	1998	2493	1,768	34%	1367	6026	5116
V	Ventanas U2	Carbón	220	840.855	1977	2521	1,768	34%	1298	5786	4865
VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	83.600	1995	4186	2,353	21%	167	1645	138
VIII	Laja	Biomasa	8,5	78.400	1995	4587	2,353	19%	64,1	692	54
VII	Celco	Biomasa	21	73.800	1996	9324	2,353	9%	87,9	1929	142
VII	Licancel	Biomasa	27	21.700	2001	6989	2,353	12%	146,8	2415	52
VIII	Choliguan	Biomasa	30	79.200	2001	6371	2,353	13%	325,7	4883	387
VIII	Arauco	Biomasa	33	16.100	1996	8500	2,353	10%	174,3	3486	56
VIII	Nueva Aldea U1	Biomasa	70	73.000	2004	2900	2,353	30%	113,5	774	57
X	Valdivia	Biomasa	70	157.548	2004	5439	2,353	16%	83,3	1066	168
II	(**) C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	80	1970	2912	1,462	30%	386	1644	0,13
RM	Renca U1	Diesel	50	5.388	1962	3979	1,555	22%	353,9	2190	12
RM	Renca U2	Diesel	50	16.129	1962	3979	1,555	22%	407	2518	41

Datos en negrita son estimados  
Las centrales Edelnor Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

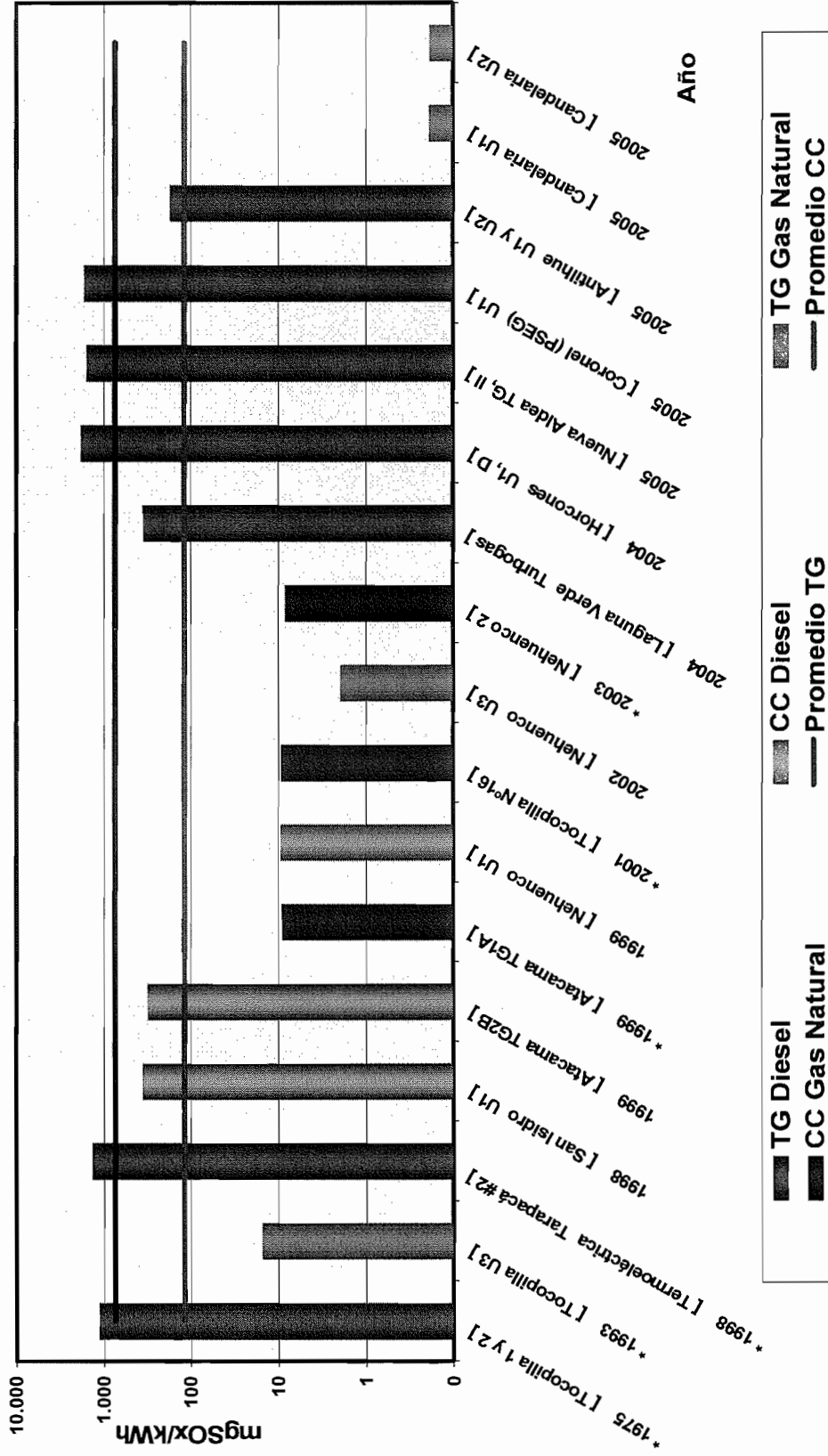
Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares internacionales (1 bar, 0°C).

(\*\*) Generación y emisión conjunta.

000681

Gráfico N° 23

### Emisiones de SOx para Centrales que operan con Turbina a Gas o Ciclo Combinado según Año de Instalación

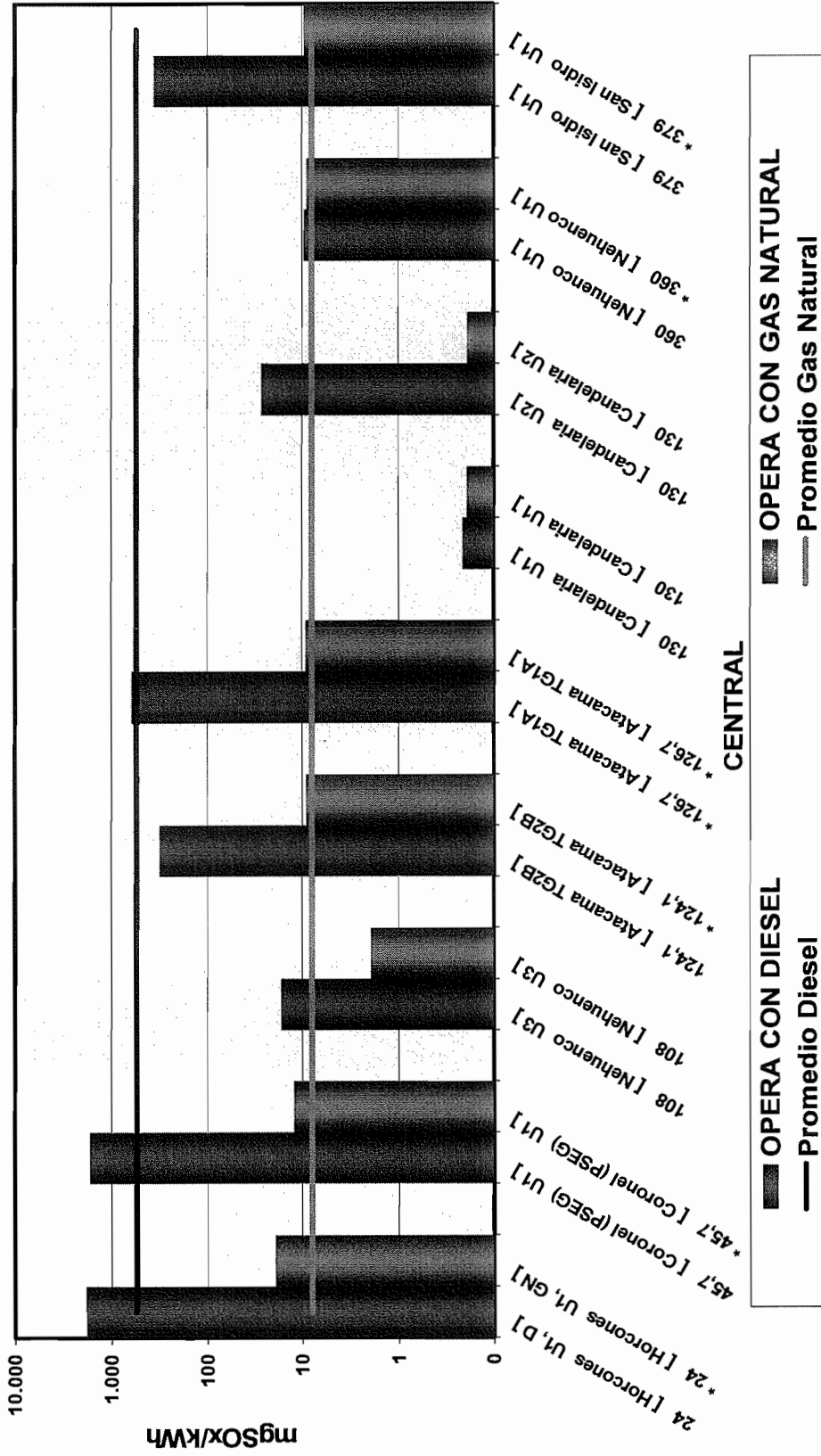


Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000000

Gráfico N° 24

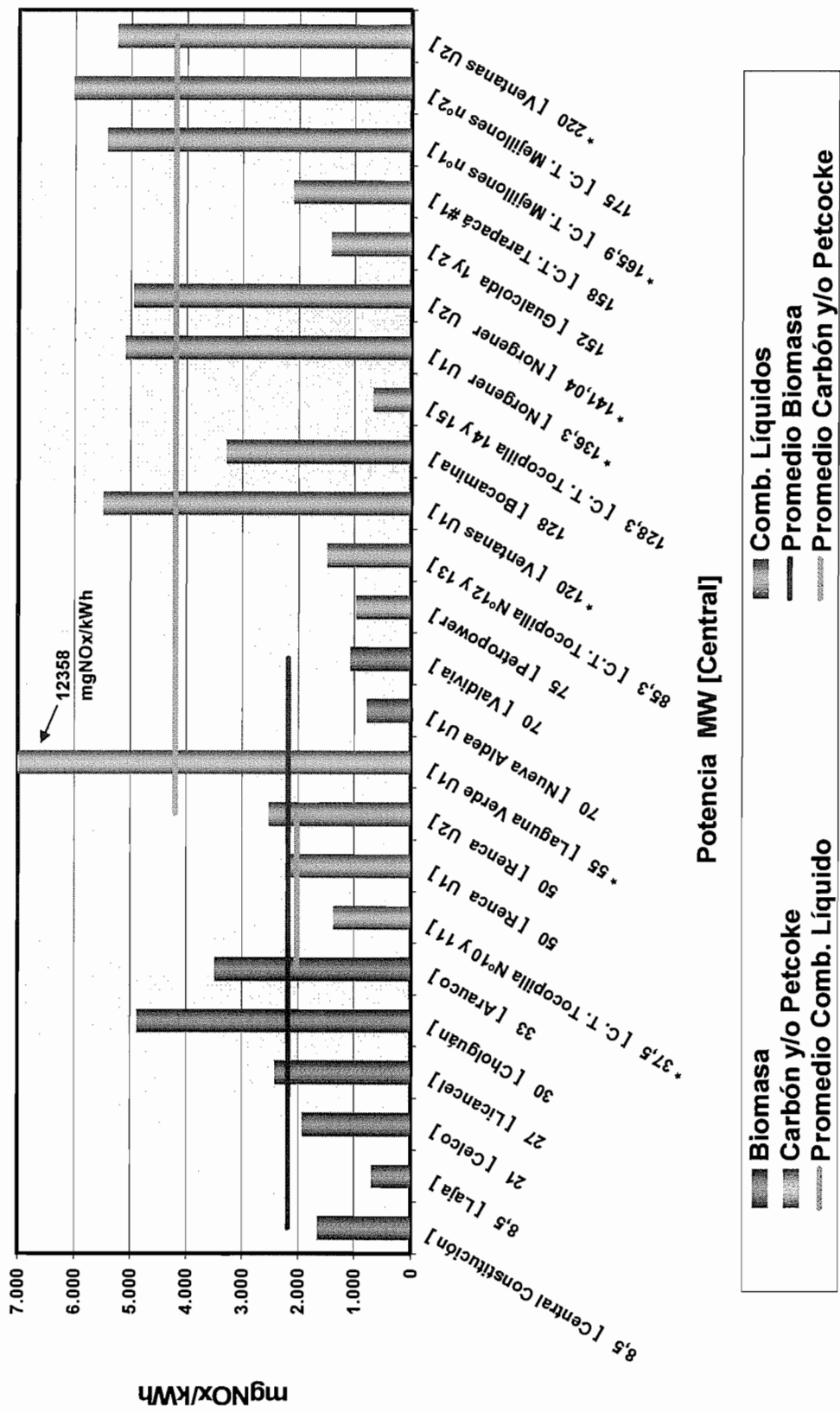
**Comparación de Emisiones de SOx para Turbinas que funcionan con Gas Natural como combustible base y Diesel como respaldo**



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000003

Gráfico N° 25  
Emisiones NOx de Centrales con Turbina a Vapor según Potencia Instalada



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000684



**Cuadro N° 69: Emisiones de NOx de Turbinas de Gas y Ciclos Combinados**

Región	Unidad	Combustible	Potencia (MW)	Abatimiento	Generación 2005 MWh	Tipo	AÑO	Emisión NOx (*) mg/kWh	Emisión MP (*) Ton/año
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	Ninguno	102.200	Turbina Gas	2005	1260	129
V	Laguna Verde Turbogas	Diesel	17	Ninguno	17.100	Turbina Gas	2004	5420	93
II	C. T. Tarapacá #2	Diesel	23	Ninguno	480	Turbina Gas	1998	6479	3,1
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	Ninguno	2.100	Turbina Gas	2004	5375	11
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	Ninguno	1.130	Turbina Gas	1975	5435	6
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	Ninguno	7.782	Turbina Gas	2005	276	2,1
X	Antilhue U1 y U2	Diesel	50	Iny. Agua	50.570	Turbina Gas	2005	1703	86
V	Nehuenco U3	Diesel	108	Iny. Agua	62.882	Turbina Gas	2002	932	59
VI	Candelaria U1	Diesel	130	Iny. Agua	6.552	Turbina Gas	2005	598	3,9
VI	Candelaria U2	Diesel	130	Iny. Agua	17.935	Turbina Gas	2005	488	9
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	Ninguno	2.100	Turbina Gas	2004	1800	3,8
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	Ninguno	42.545	Turbina Gas	1993	1783	76
VIII	Coronel (PSEG) U1	Gas Natural	45,7	Ninguno	61.358	Turbina Gas	2005	276	17
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	Iny. Agua	40.200	Turbina Gas	2002	572	23
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	Iny. Agua	740	Turbina Gas	2005	574	0,4
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	Iny. Agua	1.631	Turbina Gas	2005	372	0,6
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	Iny. Agua	200	C.C.	1999	3230	0,6
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	Iny. Agua	40	C.C.	1999	907	0,0
RM	Nueva Renca	Diesel	322	Iny. Agua	122.423	C.C.	1998	1346	165
V	Nehuenco U1	Diesel	360	Dry Low NOx	607.600	C.C.	1999	757	460
V	San Isidro U1	Diesel	379	Dry Low NOx	127.895	C.C.	1998	555	71
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	Dry Low NOx	492.420	C.C.	1999	87	43
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	Dry Low NOx	341.500	C.C.	1999	106	36
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	Dry Low NOx	350.798	C.C.	1999	97	34
RM	Nueva Renca	Gas natural	370	Dry Low NOx	1.658.912	C.C.	1998	254	421
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	Dry Low NOx	1.086.593	C.C.	1998	219	238
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	Dry Low NOx	2.383.800	C.C.	2003	105	251
II	Tocopilla N°16	Gas natural	400	Ninguno	1.753.070	C.C.	2001	976	1712

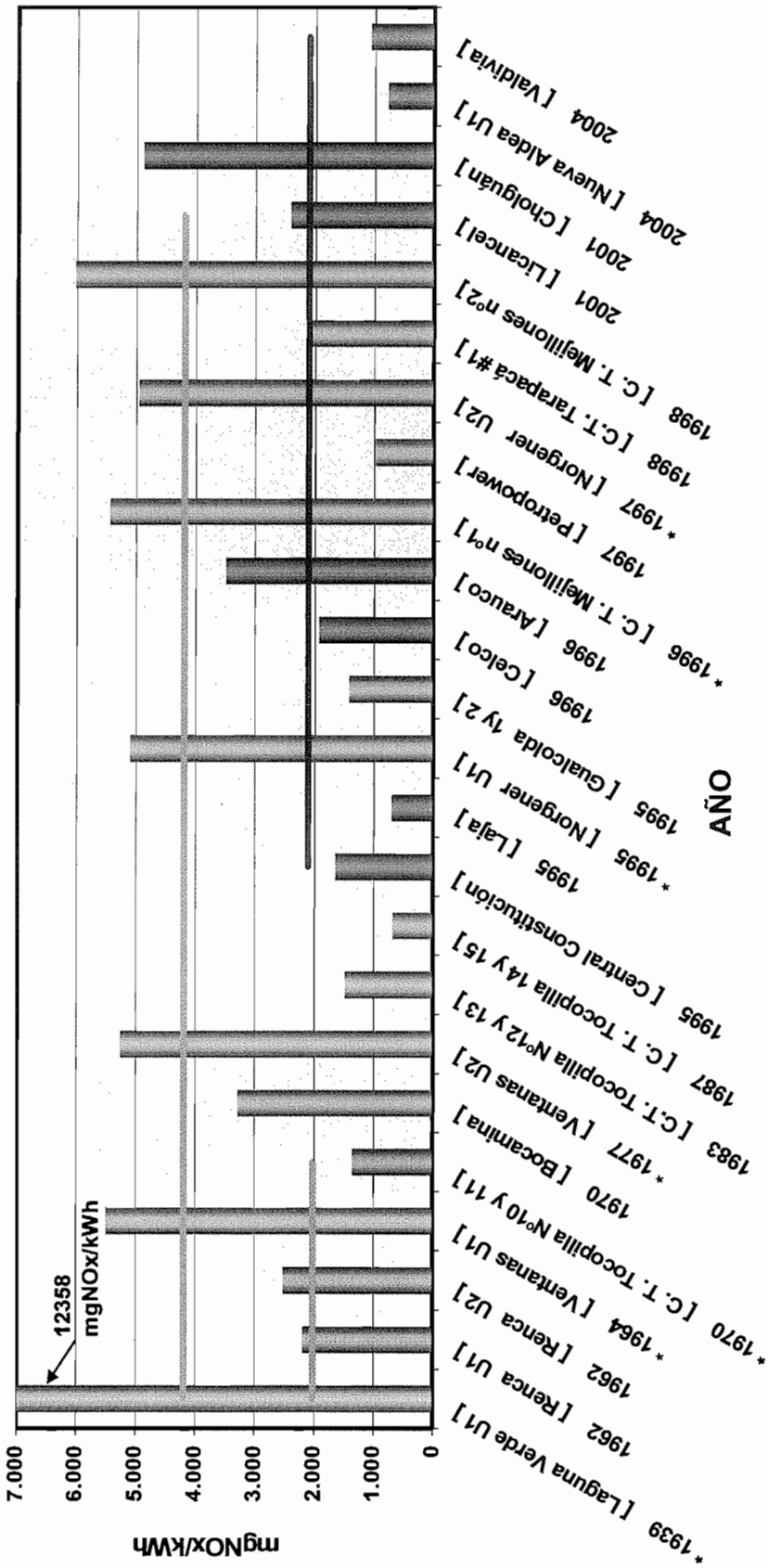
Datos en negrita son estimados

Las centrales Edelmir Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

Datos originales en Anexo n° 5, normalizados a estándares internacionales (1 bar, 0°C).

Gráfico N° 26

### Emisiones de NOx para Centrales a Vapor según Año de Instalación



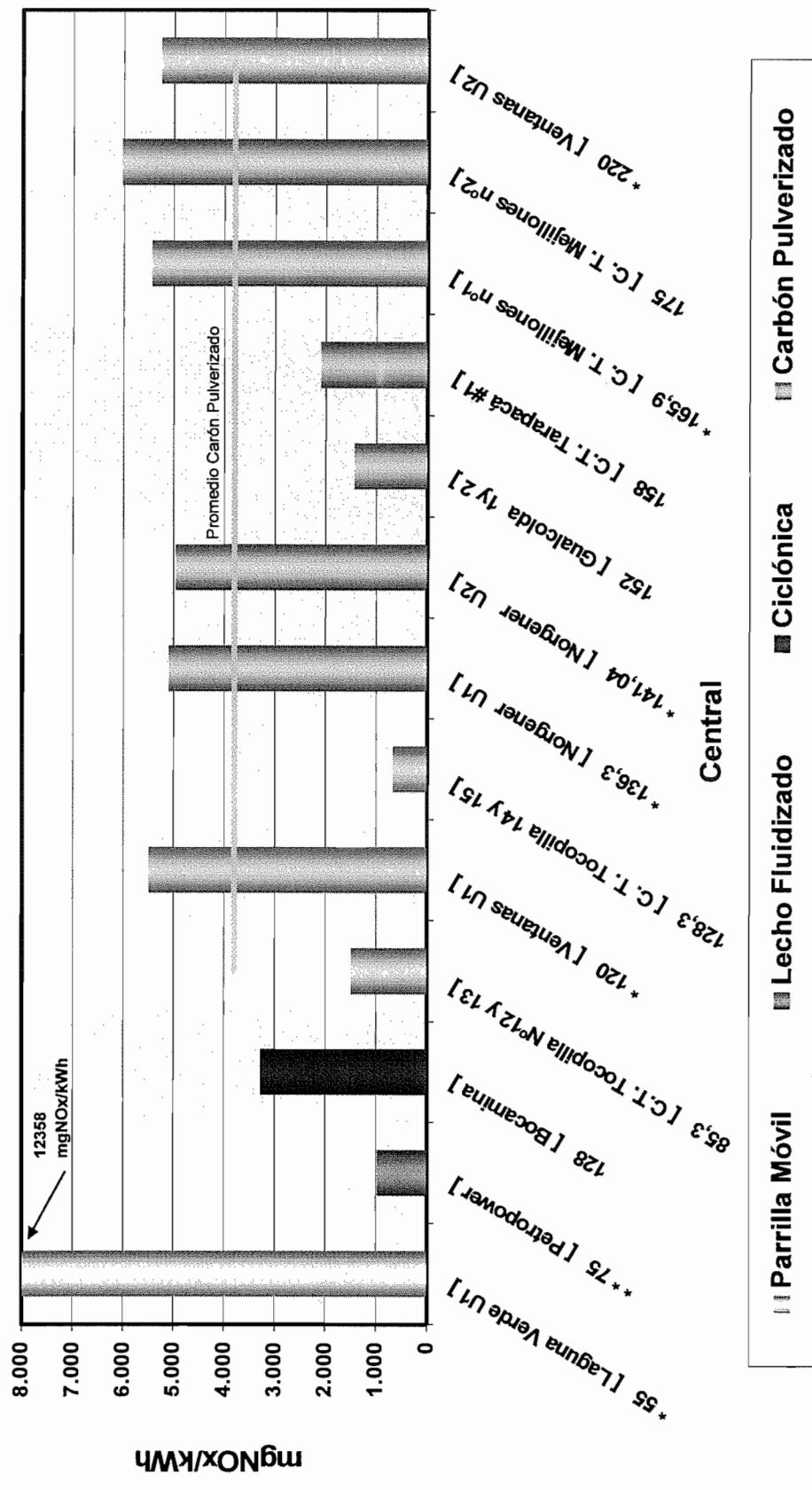
- Biomasa
- Comb. Líquidos
- Promedio Comb. Líquido
- Carbón y/o Petcoque
- Promedio Biomasa
- Promedio Carbón y/o Petcocke

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000080

Gráfico N° 27

### Emisiones de NOx de Centrales a Vapor segun Tecnología



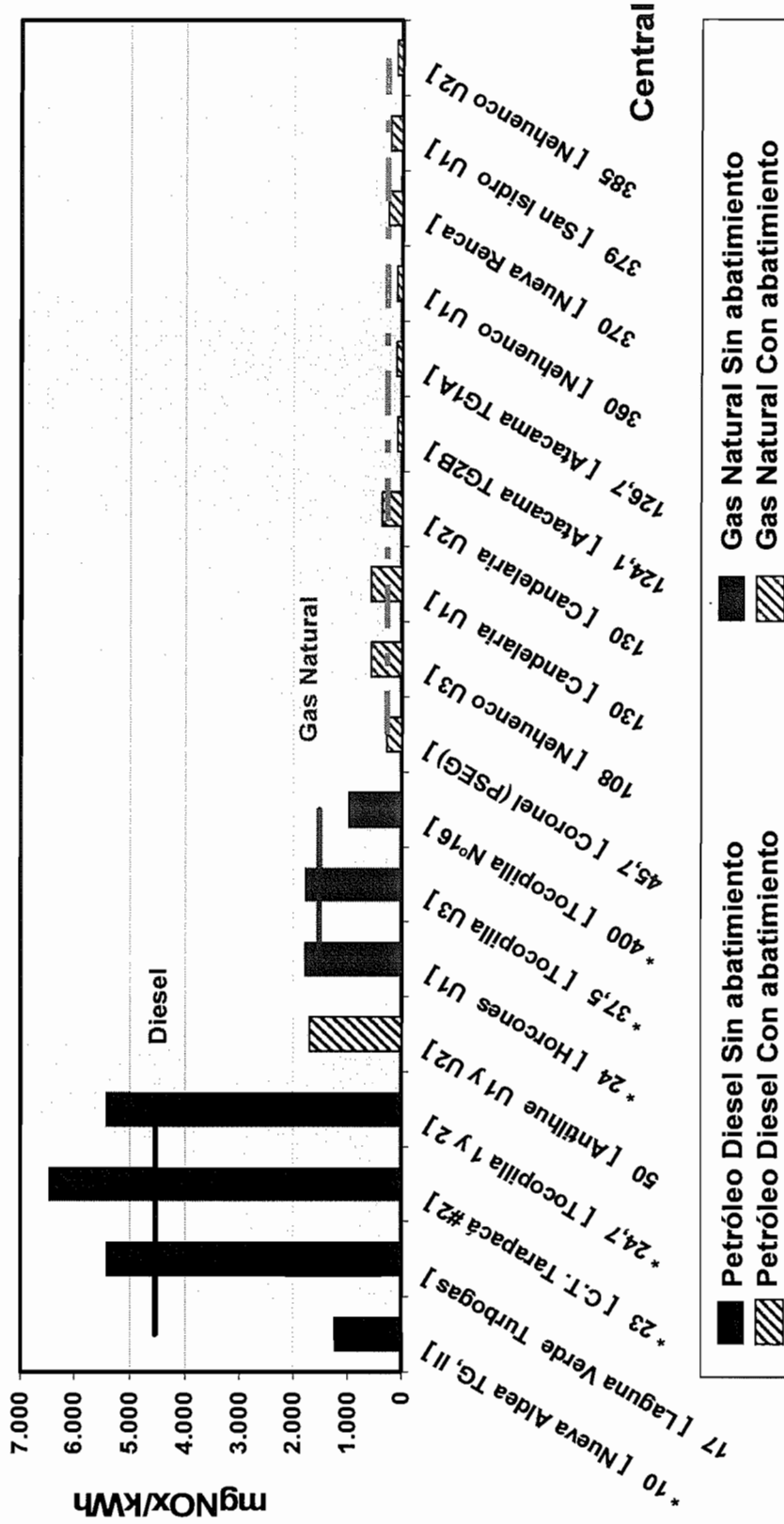
Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

(\*\*) Lecho Fluidizado produce menor emisión de Nox.

00000000

Gráfico N° 28

**Emisiones de NOx de TG y CC para Centrales que poseen sistema de abatimiento y aquellas que no poseen abatimiento NOx**



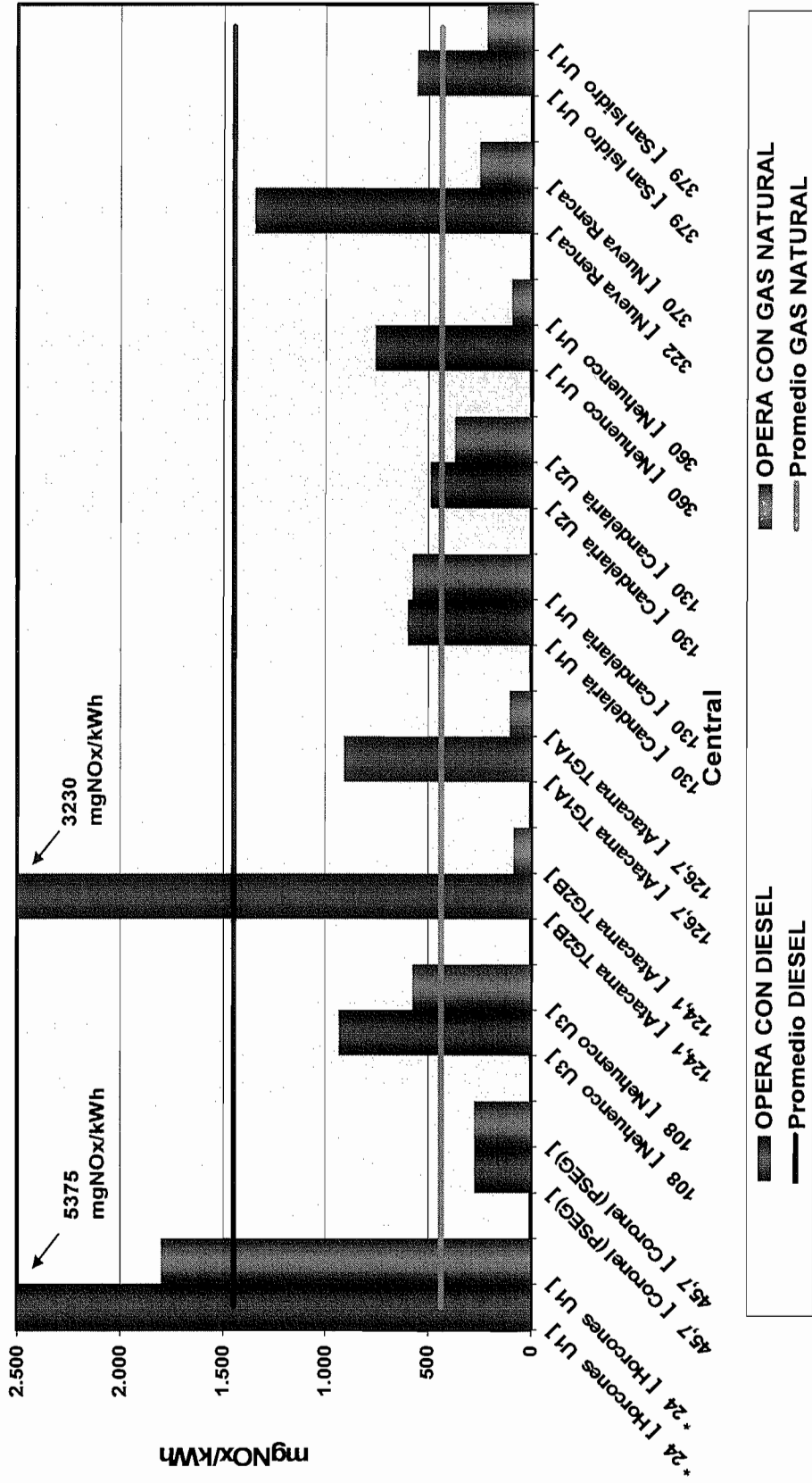
**Petróleo Diesel Sin abatimiento**
 **Promedio Diesel Sin abatimiento**
 **Petróleo Diesel Con abatimiento**
 **Promedio Diesel Con abatimiento**
 **Gas Natural Sin abatimiento**
 **Promedio GN Sin abatimiento**
 **Gas Natural Con abatimiento**
 **Promedio GN con abatimiento**

Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

289002

Gráfico N° 29

Comparación de Emisiones de NOx de Centrales que operan con Gas Natural y Diesel



Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000680

### 3. REGULACIONES AMBIENTALES ESPECÍFICAS.

#### 3.1. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

De acuerdo a la normativa vigente todas las centrales o unidades mayores de 3 MW que se instalen deben presentar Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental.

Sin embargo, las centrales que se construyeron antes de la entrada en vigencia de la norma no cuentan con dichos instrumentos ni con regulaciones específicas señaladas en la RCA. Las centrales que no cuentan con la RCA son :

##### **SING:**

- Edelnor : Diesel Arica, Diesel Iquique, Diesel Antofagasta y Mantos Blancos.

##### **SIC :**

- Endesa : Bocamina, Diego de Almagro, Huasco Vapor y Huasco Gas.
- Gener: Laguna Verde y Laguna Verde Turbogas
- Arauco Generación: Arauco, Constitución, Licancel, Cholguán, Horcones.

**Sistema Aysén :** Puerto Aysén y Coyhaique

**Sistema Magallanes:** Tres Puentes, Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir

Existe otro grupo de centrales pequeñas que si bien cuentan con Estudios o Declaraciones de Impacto Ambiental, no presentan regulaciones especiales. Este es el caso de Nueva Aldea y San Francisco de Mostazal.

El resto de las centrales al estar sometidas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental deben cumplir algunas regulaciones específicas que se señalan a continuación.

#### 3.2. Regulaciones Específicas de Centrales del SING.

##### **a) Central Eléctrica Tarapacá (CELTA)**

La Resolución Exenta (RE) N° 806/1432 de 1996 aprobó el proyecto. El RCA estableció el monitoreo de NOx, SO<sub>2</sub>, CO, MP, Hidrocarburos metánicos y no metánicos.

##### **b) Central Térmica Mejillones (Edelnor)**

La RCE N° 279/2001 de la COREMA Antofagasta aprueba el uso de petcoke y plantea las siguientes exigencias :

- a) Debe monitorear calidad del aire en la zona poblada de Mejillones referente a MP10, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y O<sub>3</sub>.
- b) Debe monitorear en forma continua las emisiones de SO<sub>2</sub>
- c) Debe monitorear emisiones de MP10, V, N<sub>i</sub> y As mediante dos muestreos isocinéticos al año.

**Cuadro N° 70: Emisiones Máximas Comprometidas por Edelnor S.A. en las Unidades 1 y 2**

Parámetro	Emisión Máxima Comprometida	Unidad	Equivale a (g/s)
SO <sub>2</sub>	8,16	kg SO <sub>2</sub> /10 <sup>6</sup> kcal	1.968,00
Ni + As	0,50	mg/m <sup>3</sup> N	0,16
V	5,00	mg/m <sup>3</sup> N	1,6

**c) Norgener.**

Está regulado por las RCA 485 de 1994, 45 de 1997 y 180 del año 2000.

Estas establecen las siguientes emisiones máximas:

PM10	Carbón	5,1 ton/día
PM10	Carbón – petcoke	3,31 ton/día
SO <sub>2</sub>		50,88 ton/día
Vanadio		5,0 mg/m <sup>3</sup> N
Níquel + Arsénico		0,5 mg/m <sup>3</sup> N

**d) Central Térmica Tocopilla.**

La Resolución Exenta N° 077/2002 regula las unidades N°s. 12, 13, 14 y 15 para el uso de carbón y petcoke.

Deben cumplir:

- Norma primaria de calidad del aire para PM10, SO<sub>2</sub> y NOx
- Emisión de SO<sub>2</sub> máximo de 130 ton/día
- Emisión de particulado máximo de 5 ton/día.
- Monitorear en forma continua las emisiones de SOx
- Dos muestreos isocinéticos anuales de MP, V, Ni y As.

Además se limitan las emisiones de Vanadio, Níquel y Arsénico, a lo siguiente :

As + Ni =	0,5 mg/m <sup>3</sup> N
V =	5 mg/m <sup>3</sup> N

La Resolución Exenta N° 10 aprueba el uso de gas natural en la Turbina de Gas N° 3.

La Resolución Exenta N° 75 de 1998 autoriza la instalación de la Unidad de Ciclo Combinado N° 16. Ella define las siguientes emisiones para dicha unidad utilizando gas natural y petróleo diesel:

**Cuadro N° 71: Emisiones Máximas Comprometidas por Unidad 16**

	Gas Natural			Petróleo Diesel		
	ppmV	mg/m <sup>3</sup>	kg/h	ppm	mg/m <sup>3</sup>	kg/h
CO	22	20	--	10 – 20	8 – 16	
SO2	0	0	--	71	133,77	
NOx	25	37,58	--	42 – 45	74,48	
Particulado	--	--	75	--	--	30 - 75

Además la Resolución Exenta N° 0125/2000 aprueba el uso del gas natural en las turbinas de gas N°s. 1 y 2. Las tasas de emisión presupuestadas se señalan en la tabla siguiente :

**Cuadro N° 72: Emisiones de Contaminantes Generados por las Unidades Turbogás N° 1 y 2**

Contaminante	Petróleo		Gas Natural	
	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/día	mg/m <sup>3</sup> N	ton/día
Material Particulado	35-45	0,0035	--	--
NOx	80-90	0,0074	50-60	0,0048
CO	40-50	0,0039	30-40	0,0030
SO2	95-105	0,0087	--	--

**e) Gas Atacama.**

Las obligaciones ambientales relevantes establecidas en el RCA 42 de 1998, que aprobó el proyecto y sus modificaciones posteriores, son:

- Monitoreo continuo de calidad de aire para NOx y parcial de O<sub>3</sub> cuando se use Gas Natural.
- Agregar monitoreo de PM10 y CO cuando se use petróleo diesel por más de 10 días.
- Cumplir con norma de calidad de aire en Mejillones.
- Monitoreo isocinético una vez al año de MP y gases.

Las emisiones autorizadas por la primera RCA por bloque\* fueron:

**Cuadro N° 73: Emisiones de Contaminantes Comprometidas por Gas Atacama**

	NOx g/s	CO g/s	SO2 g/s	MP
Gas Natural	14,53	7,48	--	--
Petróleo Diesel	32,62	9,47	82,43	2,55

\* Son dos bloques con dos turbinas de gas cada uno.



En ella se señalaba que el uso de petróleo diesel sería eventual. La resolución Exenta N° 207 el año 2006 autorizó el uso continuo de diesel sin necesidad de utilizar agua desmineralizada. Las emisiones estimadas máximas de NOx son de 546 g/s operando con 3 turbinas con petróleo diesel.

### 3.3. Regulaciones Especificas de Centrales del SIC.

#### a) Central Eléctrica Taltal (Endesa).

El proyecto original (ciclo combinado) fue aprobado con la RE 109 de 1998. Luego se aprobaron las modificaciones con las resoluciones 67 y 124 del año 2000 y la RE 221 del año 2004 que aprueba el uso de petróleo diesel.

Estos establecen monitoreo continuo de calidad del aire referido a los siguientes contaminantes en dos puntos: O<sub>3</sub>, NO, NO<sub>2</sub> y NOx totales. Además se incluye monitoreo de NOx y O<sub>2</sub> en la chimenea.

#### b) Central Guacolda.

Está regida por las siguientes resoluciones de la autoridad ambiental:

- RE 04 de 1995 COREMA Atacama. Aprueba EIA de Central
- RE 117 del 2001 CONAMA. Autoriza uso mezcla de carbón-petcoke.
- RE 49 del 2004 COREMA. Flexibiliza las operaciones. Los límites de emisiones establecidos, son:
  - SO<sub>2</sub> máximo : 84 ton/día
  - Vanadio : 5 mg/m<sup>3</sup>N
  - Níquel + Arsénico : 05, mg/m<sup>3</sup>N

Además se establecen límites de azufre en la mezcla de carbones y petcoke (2,28% operando con dos unidades y 4,2% operando una sola unidad).

Asimismo la central deberá realizar un manejo dinámico de emisiones para no superar el 80% de la norma diaria de SO<sub>2</sub>.

#### c) Central Ventanas.

Si bien la Central Ventanas fue construida antes de crearse el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, el DS N° 252 de 1992 limita las emisiones de MP y SO<sub>2</sub>.

A su vez la RE 53 solicita informar calidad del aire. Los límites de emisión son:

- MP : 3.000 ton/año
- SO<sub>2</sub>: 1,13 kg/MMbtu

**d) Central Termoeléctrica San Isidro.**

Está regulada por la RE N° 02 de 1997 que aprobó al EIA para funcionar con gas o diesel en emergencias y además por la RCA N° 164 del 2004 que aprueba su ampliación y por la RCA 340 del 2005 que aprueba el uso temporal de diesel en la Unidad 2. En esta última se establece que la empresa deberá:

- Ejecutar mediciones en línea de SO<sub>2</sub>, MP10, NO<sub>x</sub>, CO y O<sub>2</sub>.
- Poner en marcha un Plan de Ajuste Dinámico de operación de las turbinas, en caso que se llegue a un nivel de 100% de las normas de calidad del aire para el NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y PM10 o al nivel de emisiones autorizadas.
- Cumplir con las emisiones máximas diarias siguientes operando las dos Unidades con petróleo diesel:

		NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	CO	COV	MP
Diesel Grado B	Ton/día	33,05	7,04	2,40	0,3	1,26
Diesel Grado A1	Ton/día	33,05	5,73	2,42	0,3	1,26

**e) Central Nehuenco.**

La central está regida por las siguientes resoluciones ambientales :

- RCA 03 de 1997 (Nehuenco 1)
- RCA 164 del 2001 y 34 del 2002 (Nehuenco 2 y 3)
- RCA 104 del 2004 (Nehuenco 1, 2 y 3 )
- RCA 18 del 2006 (Nehuenco 2)

Esta última autoriza utilizar Diesel B a la unidad II en emergencias. Ellas establecen lo siguiente :

- Monitoreo en línea de emisiones de SO<sub>2</sub> y PM 10
- Plan de ajuste dinámico
- Emisión máxima de contaminantes en las siguientes tres situaciones:

**Cuadro N° 74: Emisiones Comprometidas por Nehuenco**

Contaminante	Emisión Máxima CTN (ton/día)		
	Normal (a)	Eventual Operación con Diesel (b)	Emergencia (c)
NO <sub>2</sub>	7,3	8,4	13,7
SO <sub>2</sub>	0,0	3,6	1,63
CO	1,8	2,1	2,9
HC	0,6	0,6	0,52
PM10	0,4	0,5	1,03

(a) **Emisión Normal** : Condición de operación normal. Nehuenco I., II y III operando a Gas Natural.

- (b) **Emisiones Máximas en una Eventual Operación con Diesel:** Condición de operación eventual, en situaciones de restricción de gas, restricciones al suministro hidroeléctrico y/o respaldo horas punta. Nehuenco I y II operando con gas natural y Nehuenco III operando con diesel.
- (c) **Emisiones Máximas en Emergencia:** Operación en condición de emergencia (propuesta), corresponde a Nehuenco I operando con Diesel A, Nehuenco II operando con Diesel B y Nehuenco III operando con Diesel A1.

**f) Nueva Renca y Renca I.**

La Resolución Exenta N° 07 de 1996 regula las emisiones conjuntas de las Centrales Renca I y Nueva Renca. Las regulaciones más relevantes son:

- Establece monitoreo continuo de emisiones de PTS, NOx, SO<sub>2</sub>, HCT, HCNM y CO para Nueva Renca (ciclo combinado)

Para Renca I reacondicionada se hará una medición de los mismos contaminantes más opacidad al inicio de cada operación.

Además esta central debe cumplir la normativa del PPDA de la Región Metropolitana.

**g) Petropower**

El proyecto fue aprobado mediante la Resolución Exenta N° 545 de 1995 de la Intendencia de la VIII Región.

Los límites de emisiones establecidos fueron:

SO <sub>2</sub>	1.088 t/año
NOx	3.603 t/año
MP	182 t/año

**h) Centrales Laja y Constitución de Energía Verde.**

Ambas centrales cuentan con resoluciones de Calificación Ambiental de 1995 y 1994 respectivamente, pero estas RCA no incluyen regulaciones específicas en este tema.

**i) Central Candelaria.**

Esta regulada por la RCA N° 207 del año 2003 que aprueba el proyecto de la Central Candelaria y el RCA 335 del año 2005 que aprueba el uso de petróleo diesel en dos de las 4 turbinas proyectadas de la central.

En ellas se establece la instalación de 3 estaciones de monitoreo continuo de calidad del aire. En ellas se mide : PM10, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO, O<sub>3</sub>, HCNM y CH<sub>4</sub>.

Además, la empresa se compromete a no sobrepasar los siguientes límites de emisiones (turbinas):

	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>CO</b>	<b>MP</b>
Ton/año	1992	297,3	616,7	14,6

**j) Central Antilhue.**

Cuenta con RCA 091 del año 1999. Establece monitoreo continuo de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, O<sub>3</sub> y PM 10 en área de máximo impacto. No establece límite de emisiones.

**k) Central Coronel (PSEG)**

Cuenta con RCA N° 52 del 2004. Sólo establece obligación de monitoreo anual de PM 10, NO<sub>x</sub> y Ozono. No tiene límites de emisión.

**3.4. Resumen.**

En general las RCA de las centrales de mayor tamaño las obligan a efectuar monitoreos de calidad del aire de los principales contaminantes (MP10, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) en algunos puntos críticos alrededor de cada central. En algunos casos se agregan otros contaminantes como CO, hidrocarburos y O<sub>3</sub>.

En ciertos casos se establecen límites de emisión. En algunos casos éstos se establecen en términos de masa total, (ton/día) o bien en términos de concentración (mg/m<sup>3</sup>N).

Los contaminantes normados en masa total son SO<sub>2</sub> y MP. En cambio el Vanadio y el Níquel + Arsénico se norman en mg/m<sup>3</sup>N. En dos casos el SO<sub>2</sub> se regula en kg/unidad de energía (kcal o Btu).

En el Cuadro N° 75 se muestra un resumen de las emisiones máximas establecidas en unidades de masa por período de tiempo (días o años). Todas corresponden a centrales a carbón y/o petcoke, salvo San Isidro que es de Ciclo Combinado.



#### 4. COMPARACION DE EMISIONES DE CENTRALES CON NORMAS INTERNACIONALES.

##### 4.1. Comparación de Estándares Internacionales con Normas Específicas Establecidas en las RCA o Planes de Descontaminación.

Las exigencias establecidas en la RCA relevantes para este estudio, son de tres tipos:

- a) Regulaciones de Concentraciones de Arsénico, Níquel y Vanadio.
- b) Regulaciones de Concentraciones de SO<sub>2</sub>.
- c) Regulaciones de Emisiones Anuales máximas para algunos contaminantes criterio.

##### 4.1.1. Arsénico, Níquel y Vanadio.

En el Cuadro N° 76 se comparan las regulaciones establecidas en las RCA de 3 Centrales Termoeléctricas respecto del Vanadio, Arsénico y Níquel. Estas se comparan con las de Suiza y Alemania que son los únicos países analizados que cuentan con normas específicas para estos contaminantes.

Se observa que en los 3 casos la exigencia de las RCA es idéntica. Además que en el caso del Vanadio el estándar aplicado es igual al de la norma Suiza. En el caso del Níquel y Arsénico, Suiza los incluye por separado, siendo el estándar aplicado en Chile más exigente.

**Cuadro N° 76 : Comparación Regulaciones RCA con Normas Internacionales para Vanadio, Níquel y Arsénico.**

		SING			SIC	Norma Suiza	Norma Alemana
		Edelnor Mejillones	Norgener	Tocopilla	Guacolda		
Vanadio	mg/m <sup>3</sup> N	5	5	5	5	5 (a)	1
Arsénico + Níquel	mg/M <sup>3</sup> N	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Arsénico	mg/m <sup>3</sup> N					1 (b)	0,005
Níquel	mg/m <sup>3</sup> N					1 (b)	0,5

(a) Para fuentes que emiten más de 25 g/h del contaminante.

(b) Para fuentes que emiten más de 5 g/h del contaminante.

Fuente: Información de las RCA

##### 4.1.2. Concentraciones de SO<sub>2</sub>.

Los RCA de sólo 2 centrales termoeléctricas establecen límites de emisión del SO<sub>2</sub>. En ambos casos los límites se establecen en unidades de masa (kg) por unidad térmica (kcal o Btu). En el cuadro siguiente se comparan con las normas internacionales relevantes.

**Cuadro N° 77: Comparación de Límites de Emisión de SO<sub>2</sub> Exigidos por RCA versus Normas Internacionales**

	Límites Establecidos en RCA		Equivalencia en mg/m <sup>3</sup> N (b)
	kg/10 <sup>6</sup> Btu	kg/10 <sup>6</sup> kcal	
Edelnor Mejillones		8,16	3.990
Ventanas 1 y 2	1,13	4,48	2,190
Tocopilla Unidad 16 Diesel			133,8
Tocopilla Unidad 1-2 Diesel			95-105
<b>Estándares Internacionales</b>			
- CEE			200 (a)
- USA			194
- Suiza (a)			400 (a)
- Argentina			1.700
- Brasil			1.290
- México			1.100
- Zonas críticas			
- Resto país			200

(a) sobre 100 MW

(b) m<sup>3</sup>N a 1 bar y 0°C

Fuente: Límites RCA aportados por las empresas. Estándares Internacionales Cuadro 9, Cap. III

Se observa que los límites para las plantas chilenas son menos exigentes que los establecidos en todos los países analizados. Cabe señalar que las exigencias nacionales se establecieron con posterioridad a la construcción de las centrales.

#### 4.2. Comparación de Emisiones de MP de Centrales Chilenas con Normas Internacionales.

En el Cuadro N° 78 se comparan las emisiones de Material Particulado de Centrales con Turbinas de Vapor que operan a carbón y petcoke, con las normas internacionales relevantes. En el Cuadro N° 79 se comparan las centrales que operan con biomasa y petróleo.

Las emisiones anotadas con negrita fueron estimadas a partir de estándares EPA AP 42. (Detalle en Anexo 5). Las otras fueron informadas por las mismas empresas.

Se observa que sólo una central cumple las normas de EE.UU., Alemania, CEE, Canadá, Suiza y sólo dos cumplen la norma de Japón. Cinco unidades cumplen la norma de Argentina, y todas salvo Bocamina y Laguna Verde cumplen las normas de Brasil y de México.

En los Cuadros N°s. 80 y 81 se efectúa la comparación para las centrales de Ciclo Combinado y para las unidades con turbina de gas respectivamente.

Todas las unidades de ciclo combinado analizadas cumplen con los estándares de Argentina, Brasil, Japón y México. Una de ellas, San Isidro, no cumple la normativa de Canadá al usar petróleo diesel. La norma alemana es cumplida por la mitad de las unidades.

En el Gráfico N° 30 se comparan las emisiones de MP de las centrales con turbina de vapor a carbón y petcoke con las normas internacionales de referencia. Se observa que las emisiones de MP de las centrales de carbón existentes superan largamente las normas de emisiones de USA, Suiza, Alemania y CEE, salvo una unidad cumple las 2 últimas, (Norgener U.1).

En el Gráfico N° 31 se comparan las emisiones de las unidades que utilizan biomasa y petróleo con las normas internacionales. Se observa que una central (Licancel) cumple todas las normas salvo la de USA. La mayoría de las centrales no cumple las normas de USA, Canadá, CEE, Alemania, Suiza ni Japón.

En los Gráficos N°s. 32 y 33 se comparan las emisiones de MP de las unidades con turbina de gas y los ciclo combinado, con las normas internacionales. En estos casos se observa un cumplimiento mucho mayor de las normas. También se observa que estas emisiones son muy inferiores a las de las centrales a carbón. Esto se debe principalmente a que las turbinas de gas usan combustibles más limpios como diesel y gas natural.



**Cuadro N° 78: Comparación de Emisiones de MP de Centrales Turbinas de Vapor operando con Carbón o Petcoke  
v/s Normas Internacionales**

Región	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Eficiencia Kcal/KWhr	Emisión de Contaminante mg/KWh Material Particulado	Límites Internacionales de MP para Turbinas a Vapor mg/KWh											
							CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California		
V	Laguna Verde U1	Carbón	55	1939	5938	8317	144	70	240	672	2300	1680	1380	96	95	NR		
VIII	Petropower	Petcoke	75	1997	3167	629	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	C.T. Tocopilla N°12 y 13	Carbon	85,3	1983	3000	344	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
V	Ventanas U1	Carbón	120	1964	2635	573	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
VIII	Bocamina	Carbón	128	1970	2366	36010	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	C. T. Tocopilla 14 y 15	Carbon/Petcoke	128,3	1987	2655	1257	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	Norgener U1	Carbon	136,3	1995	2448	67	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	Norgener U2	Carbon	141,04	1997	2382	781	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
III	Gualcolida 1y 2	Carbón	152	1995	2551	957	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
I	C.T. Tarapacá #1	Carbon	158	1998	2373	982	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	C. T. Mejillones n°1	Carbon/Petcoke	165,9	1996	2609	948	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
II	C. T. Mejillones n°2	Carbon/Petcoke	175,0	1998	2493	1453	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
V	Ventanas U2	Carbón	220	1977	2521	574	144	70	240	672	2300	1680	460	96	95	NR		
							N° Plantas Cumpen	1	1	1	5	11	11	2	1	1	0	
							N° Plantas No Cumpen	12	12	12	8	2	2	11	12	12	12	0
							Total Plantas	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13

Fuente:

a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.

b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000201

**Cuadro N° 79: Comparación de Emisiones de MP de Centrales Turbinas de Vapor operando con Biomasa, Diesel o F.O.#6 v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	Abatimiento	AÑO	Rendimiento kcal/kWh	Emisión de Contaminante mg/kWh	Límites Internacionales de MP mg/kWh										
								CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California	
VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	Multición y lavador de gases	1995	4186	1620	NR	70	240	672	NR	240	NR	240	NR	NR	
VIII	Laja	Biomasa	8,5	Multición	1995	4587	3441	NR	70	240	672	NR	240	NR	240	NR	NR	
VII	Celco	Biomasa	21	Multición	1996	9324	3067	240	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
VII	Licancel	Biomasa	27	P. Electrostático	2001	6989	94	240	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
VIII	Cholguán	Biomasa	30	P. Electrostático	2001	6371	680	240	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
VIII	Arauco	Biomasa	33	P. Electrostático	1996	8500	611	240	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
VIII	Nueva Aldea U1	Biomasa	70	P. Electrostático	2004	2900	387	144	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
X	Valdivia	Biomasa	70	P. Electrostático	2004	5439	167	144	70	240	672	NR	1680	NR	96	NR	NR	
II	C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	Ninguno	1970	2912	341	240	70	240	784	313	1680	840	96	95	NR	
RM	Renca U1	Diesel	50	Ninguno	1962	3979	179	144	70	240	784	313	1680	840	96	95	NR	
RM	Renca U2	Diesel	50	Ninguno	1962	3979	198	144	70	240	784	313	1680	840	96	95	NR	
								N° Plantas Cumplidas	1	0	4	7	2	8	3	1	0	0
								N° Plantas No Cumplidas	8	11	7	4	1	1	0	10	3	0
								Total Plantas	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

Fuente:

- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.
- b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000202

**Cuadro N° 80: Comparación de Emisiones de MP de Centrales Turbinas de Ciclo Combinado v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	Emisión de Contaminante mg/KWh Material Particulado	Límites Internacionales de MP para Turbinas a Gas mg/kWh									
					CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá	
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	60	N/R	N/R	N/R	200	913			495	240	N/R
V	Laguna Verde Turbogas	Diesel	17	1255	N/R	N/R	N/R	200	913	3465		495	240	N/R
II	C. T. Tarapacá #2	Diesel	23	93	N/R	N/R	N/R	200	913	3465		495	96	N/R
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	75	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	78	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	69	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
X	Antihue U1 y U2	Diesel	50	34	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
V	Nehuenco U3	Diesel	108	93	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
VI	Candelaria U1	Diesel	130	91	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
VI	Candelaria U2	Diesel	130	97	N/R	N/R	N/R	200	313	3465		495	96	N/R
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	37	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	39	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R
VIII	Coronel (PSEG)	Gas Natural	45,7	31	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	37	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	30	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	31	N/R	N/R	N/R	40	N/R	N/R	N/R	320	23	N/R

N° Plantas Cumplier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Plantas No Cum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Plantas	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Fuente:

a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.

b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

**Cuadro N° 81: Comparación de Emisiones de MP de Centrales a Gas v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	Emisión de Contaminante mg/kWh Material Particulado	Limites Internacionales de MP para Turbinas con Ciclo Combinado mg/kWh									
					CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá	
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	42	N/R	N/R	N/R	133	210	2310	187	64	N/R	
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	42	N/R	N/R	133	210	2310	187	64	N/R		
RM	Nueva Renca	Diesel	322	76	N/R	N/R	133	210	2310	187	64	N/R		
V	Nehuenco U1	Diesel	360	35	N/R	N/R	133	210	2310	187	64	N/R		
V	San Isidro U1	Diesel	379	103	N/R	N/R	133	210	2310	187	64	N/R		
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	6	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	14	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	20	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
RM	Nueva Renca	Gas natural	370	5	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	21	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	19	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
II	Tocopilla N°16	Gas natural	400	21	N/R	N/R	27	N/R	1587	160	15,3	N/R		
<b>N° Plantas Cumples</b>					<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	
<b>N° Plantas No Cum</b>					<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	
<b>Total Plantas</b>					<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	

Fuente:

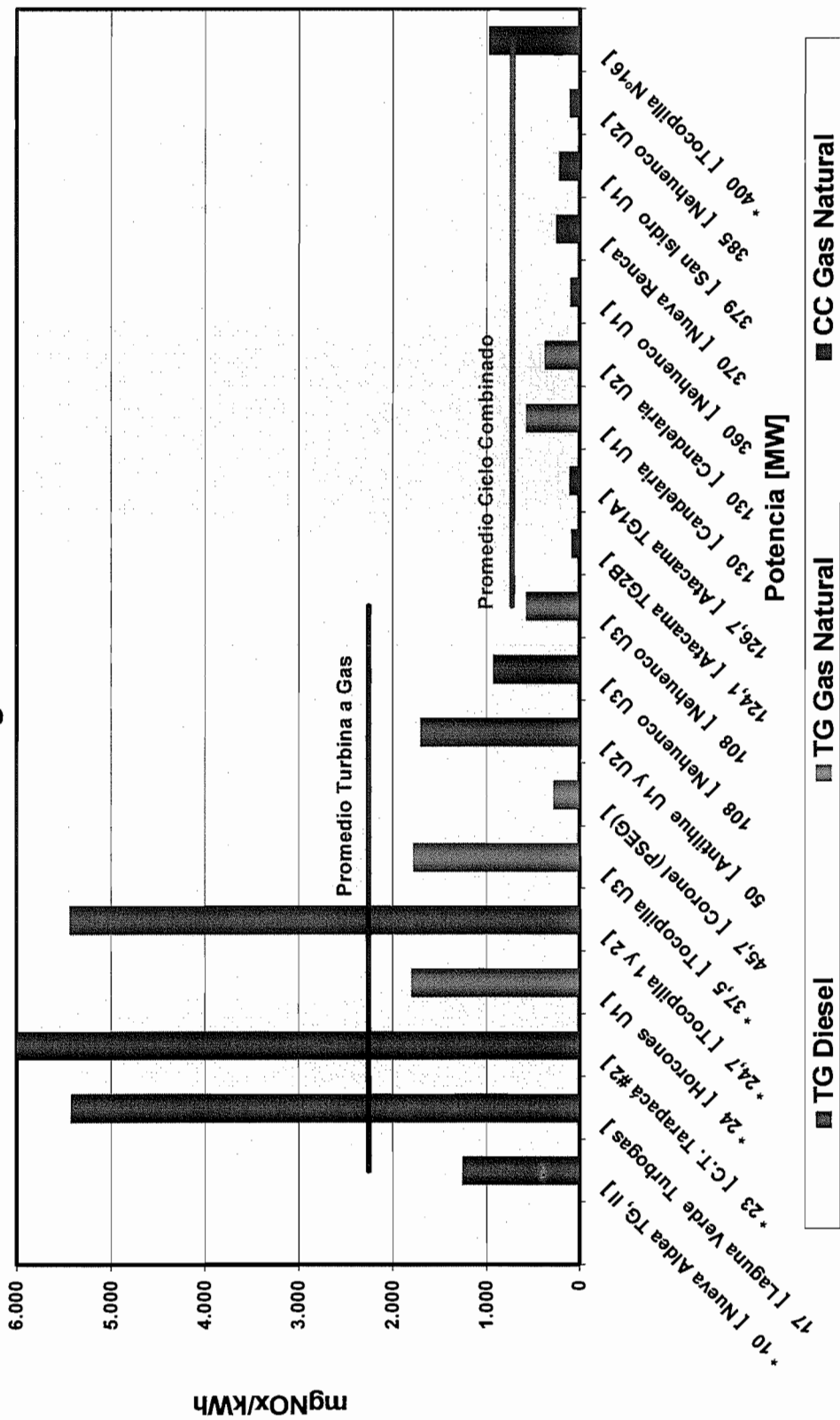
a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negra, ver capítulo IV 2.2.

b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000704

Gráfico N° 30

**Emissiones NOx de Centrales que operan con Turbina a Gas o Ciclo Combinado según Potencia instalada**

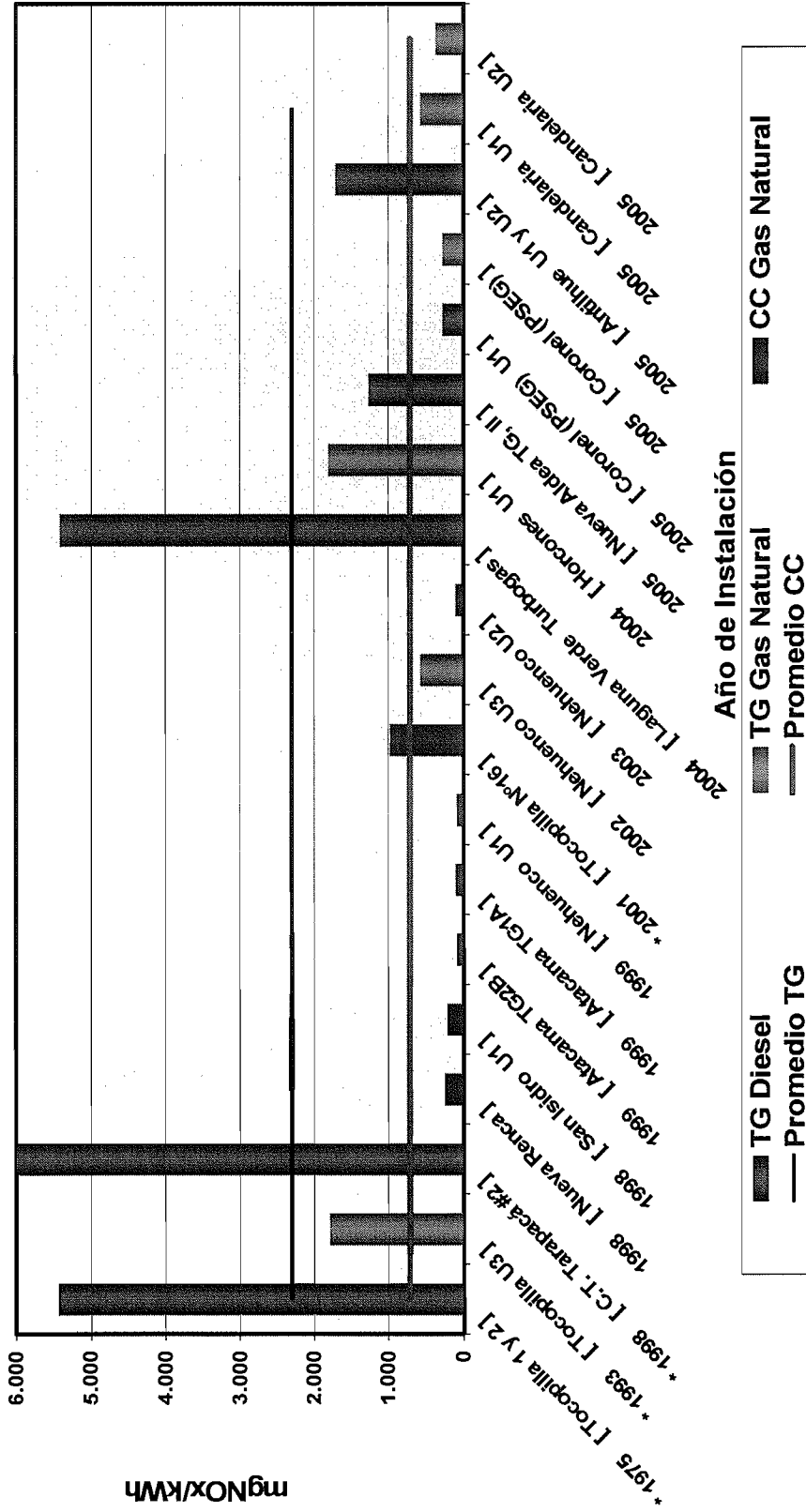


Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000705

Gráfico N° 31

### Emissiones de NOx de Centrales que operan con Turbina a Gas o Ciclo Combinado según año de Instalación

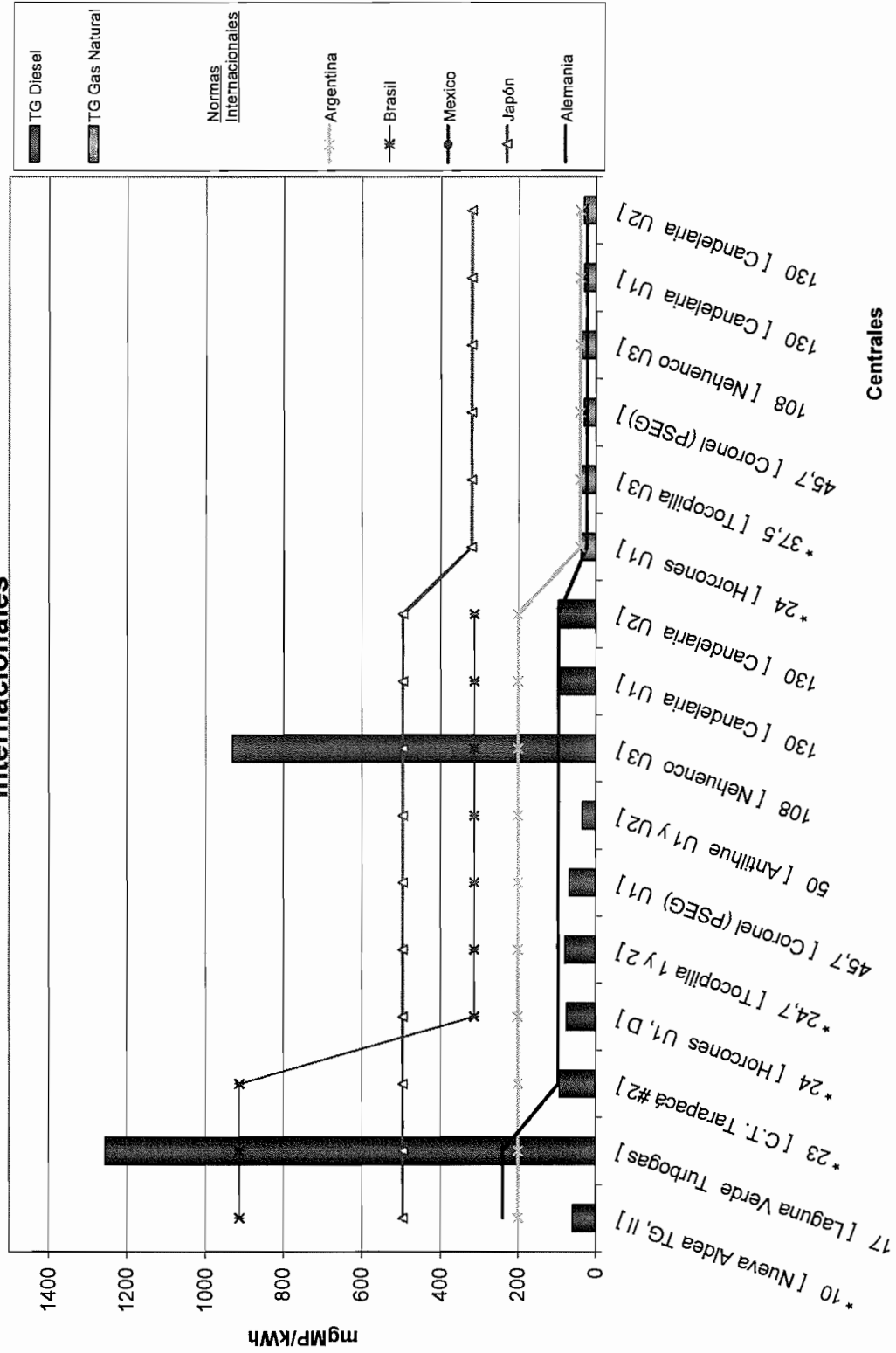


Fuente: Emisiones declaradas por las empresas. En los casos de las empresas que no entregaron el valor, éstos fueron calculados a partir de factores EPA. Estos se señalan con un asterisco (\*).

000706

Gráfico N° 32

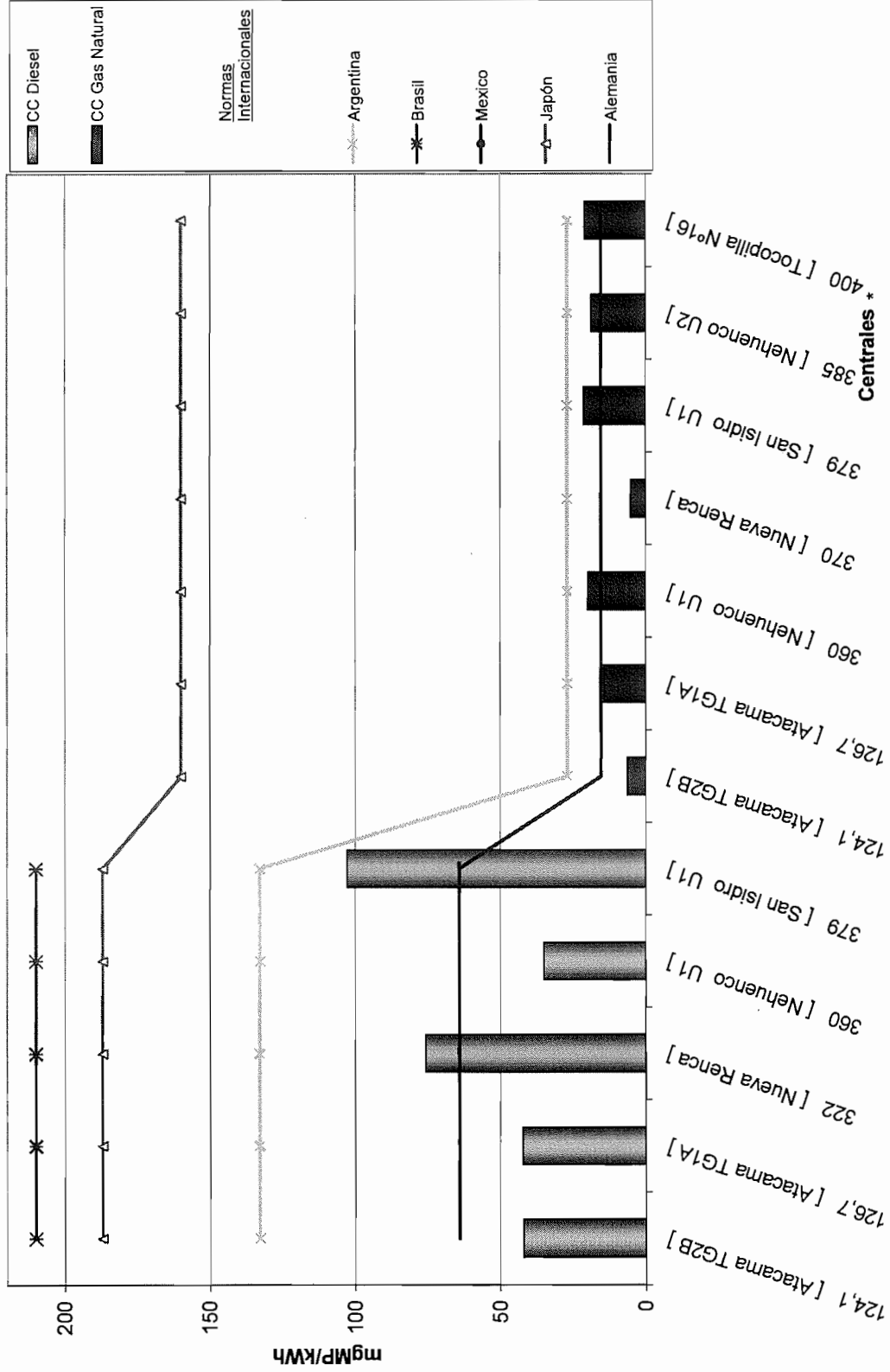
Comparación de Emisiones de MP de Turbinas a Gas con Normas Internacionales



000207

Gráfico N° 33

**Comparacion de Emisiones de MP de Centrales a Ciclo Combinado con Normas Internacionales**



000208



#### **4.3. Comparación de Emisiones de SO<sub>2</sub> de Centrales Chilenas con Normas Internacionales.**

En los Cuadros N°s. 82 y 83 se comparan las emisiones de SO<sub>2</sub> de centrales con Turbinas de Vapor con las normas internacionales relevantes. En el primero se muestran las centrales que operan con carbón y petcoke y en el otro las centrales que consumen biomasa y petróleo. En los Gráficos N°s.34 y 35 se efectúa la misma comparación. En el Cuadro N° 84 se efectúa la misma comparación para las centrales de Ciclo Combinado y en el Cuadro N° 85 para las turbinas de gas. Dicha comparación se muestra también en los Gráficos N°s. 36 y 37.

Se observa que las emisiones de SO<sub>2</sub> de la mayoría de las plantas que queman biomasa y diesel son bastante bajas y cumplen con la normativa de todos los países analizados. En el caso de las centrales a carbón y/o petcoke existe una gran variedad de situaciones : Petropower cumple con las normativas de SO<sub>2</sub> de todos los países salvo Canadá. Ninguna de las otras cumple las normas de Canadá, CEE, Suiza, USA ni Alemania. Sólo 2 cumplen la de Brasil.

Todas las unidades de ciclo combinado y turbinas de ciclo abierto que utilizan gas natural cumplen las normas de todos los países considerados. En el caso de las turbinas y ciclos combinados que utilizan petróleo diesel, varias unidades cumplen todas las normativas. Asimismo se observa que las emisiones de las turbinas y ciclos combinados son muy inferiores a las de las centrales a carbón

**Cuadro N° 82: Comparación de Emisiones de SO<sub>2</sub> de Centrales Turbinas de Vapor operando con Carbón o Petcoke v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Emisión de Contaminante mg/kWh	Límites Internacionales de SO <sub>2</sub> para Turbinas a Vapor mg/kWh									
						CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá	California
V	Laguna Verde U1	Carbón	55	1939	13231	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
VIII	Petropower	Petcoke	75	1997	605	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	C.T. Tocopilla N°12 y 13	Carbon	85,3	1983	2658	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
V	Ventanas U1	Carbón	120	1964	9932	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
VIII	Bocamina	Carbón	128	1970	6177	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	C. T. Tocopilla 14 y 15	Carbon/Petcoke	128,3	1987	5357	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	Norgener U1	Carbon	136,3	1995	10337	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	Norgener U2	Carbon	141,04	1997	10058	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
III	Gualcolida 1y 2	Carbón	152	1995	6309	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
I	C.T. Tarapacá #1	Carbon	158	1998	5746	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	C. T. Mejillones n°1	Carbon/Petcoke	165,9	1996	11017	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
II	C. T. Mejillones n°2	Carbon/Petcoke	175,0	1998	10527	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R
V	Ventanas U2	Carbón	220	1977	8180	920	636	1840	8160	5220	10560		920	530	N/R

N° Plantas Cumpi	1	1	1	6	2	11	0	1	0	0
N° Plantas No Cu	12	12	12	7	11	2	13	12	13	0
Total Plantas	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13

Japón Regula en términos de altura de chimenea y localidad

Fuente:

- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negra, ver capítulo IV 2.2.  
b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000710

**Cuadro N° 83: Comparación de Emisiones de SO<sub>2</sub> de Centrales Turbinas de Vapor operando con Biomasa, Diesel o F.O.#6 v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Emisión de Contaminante mg/kWh	Límites Internacionales de SO <sub>2</sub> de Centrales a Vapor mg/kWh											
						CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California		
VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	1995	75	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VIII	Laja	Biomasa	8,5	1995	26	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VII	Celco	Biomasa	21	1996	1873	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VII	Licancel	Biomasa	27	2001	40	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VIII	Cholguán	Biomasa	30	2001	357	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VIII	Arauco	Biomasa	33	1996	4152	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
VIII	Nueva Aldea U1	Biomasa	70	2004	654	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
X	Valdivia	Biomasa	70	2004	46	2500	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR

II	C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	1970	<b>4437</b>	2240	636	2240	8160	9600	10560		2240	530	NR	NR	NR
RM	Renca U1	Diesel	50	1962	71	1960	636	2240	8160	9600	10560		1960	530	NR	NR	NR
RM	Renca U2	Diesel	50	1962	89	1960	636	2240	8160	9600	10560		1960	530	NR	NR	NR

N° Plantas Cum	7	2	2	3	3	11	10	7	2	0
N° Plantas No C	2	1	1	0	0	0	0	2	1	0
Total Plantas	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

Japón Regula en términos de altura de chimenea y localidad

Fuente:

- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.
- b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

002

**Cuadro N° 84: Comparación de Emisiones de SO2 de Centrales Turbinas de Ciclo Combinado v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Emisión de Contaminante mg/kWh	Límites Internacionales de SO2 para Turbinas a Gas mg/kWh									
						CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	2005	1590	NR	409	1200	NR	13050	10560		345	NR	NR
V	Laguna Verde Turbogas	Diesel	17	2004	354	NR	409	978	NR	13050	10560		345	NR	NR
II	C.T. Tarapacá #2	Diesel	23	1998	<b>810</b>	NR	409	978	NR	13050	10560		345	NR	NR
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	2004	1858	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	1975	<b>680</b>	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	2005	1693	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
X	Antihue U1 y U2	Diesel	50	2005	172	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
V	Nehuenco U3	Diesel	108	2002	17	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
VI	Candelaria U1	Diesel	130	2005	0,21	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
VI	Candelaria U2	Diesel	130	2005	26	NR	409	978	NR	5220	10560		345	NR	NR
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	2004	19	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	1993	<b>15</b>	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR
VIII	Coronel (PSEG)	Gas Natural	45,7	2005	12	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	2002	2	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	2005	0,20	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	2005	0,19	NR	409	978	NR	NR	NR		240	NR	NR

N° Plantas Cump	0	11	13	0	10	10	0	10	0	10	0	0	0
N° Plantas No Cump	0	5	3	0	0	0	16	6	16	6	16	0	0
Total Plantas	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Japón Regula en términos de altura de chimenea y localidad

Fuente:

a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.

b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

Ingeniería/CNE/Estudio Normas Centrales Termoeléctricas/Informe Final Final/Capítulo IV/FSnM/miv-Marzo-07

00212

**Cuadro N° 85: Comparación de Emisiones de SO2 de Centrales Turbinas a Gas v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Emisión de Contaminante mg/kWh	ionales de SO2 para Turbinas con Ciclo Combinado mg/kWh										
						CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá	California	
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	1999	313	NR	409	652	NR	3750	7040		230	530	NR	
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	1999	612	NR	409	652	NR	3750	7040		230	530	NR	
V	Nehuenco U1	Diesel	360	1999	10	NR	409	652	NR	3750	7040		230	530	NR	
V	San Isidro U1	Diesel	379	1998	356	NR	409	652	NR	3750	7040		230	530	NR	
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	1999	9	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	1999	9	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	1999	9	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	1998	10	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	2003	8	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	
II	Tocopilla N°16	Gas natural	400	2001	10	NR	409	652	NR	NR	NR		150	530	NR	

Japón Regula en términos de altura de chimenea y localidad

Fuente:

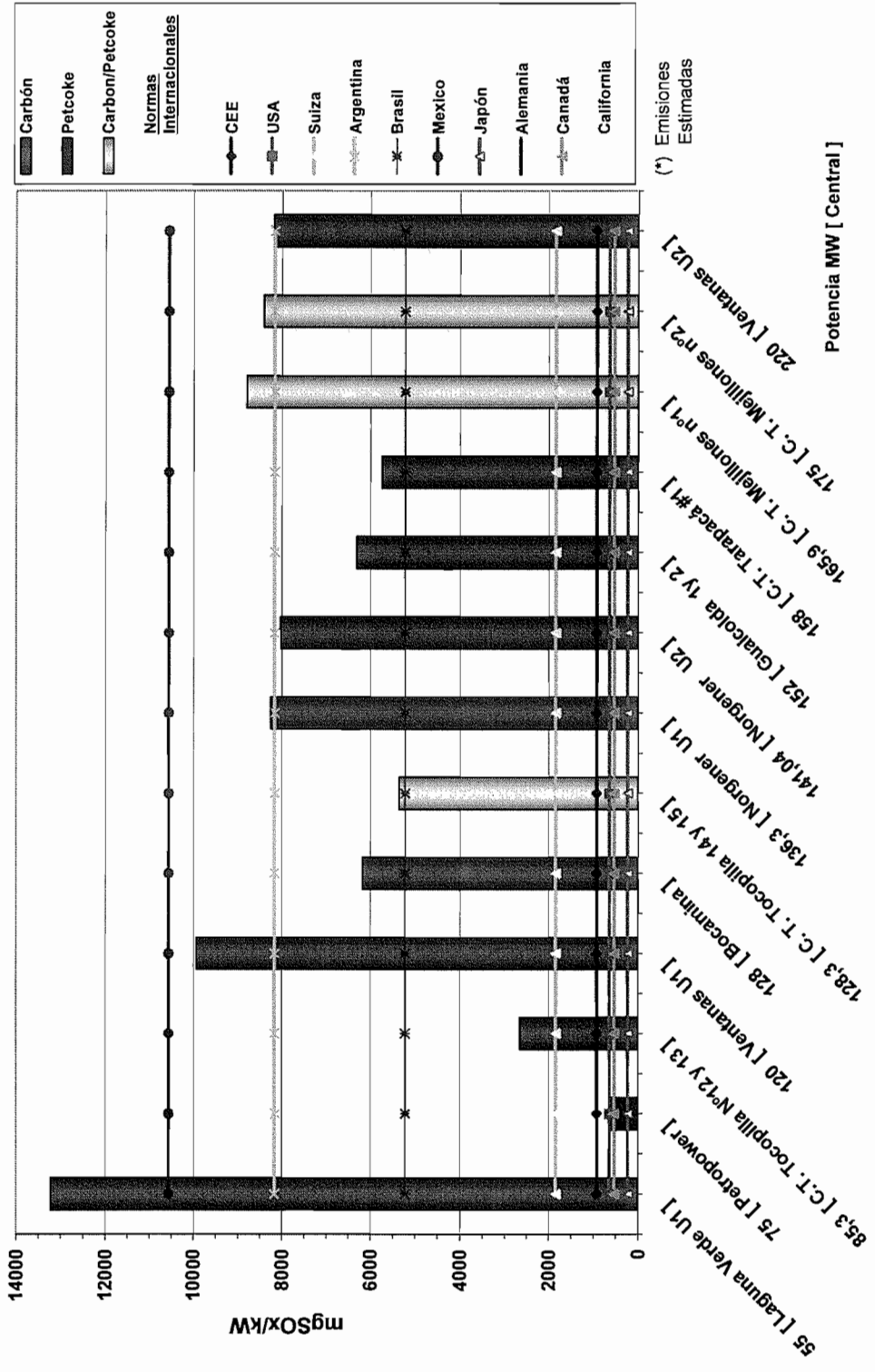
- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en **negrita**, ver capítulo IV 2.2.  
b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

N° Plantas Cumplen	0	8	9	0	4	4	0	6	8	0
N° Plantas No Cumplen	0	1	0	0	0	0	9	3	1	0
Total Plantas	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

000713

Gráfico N° 34

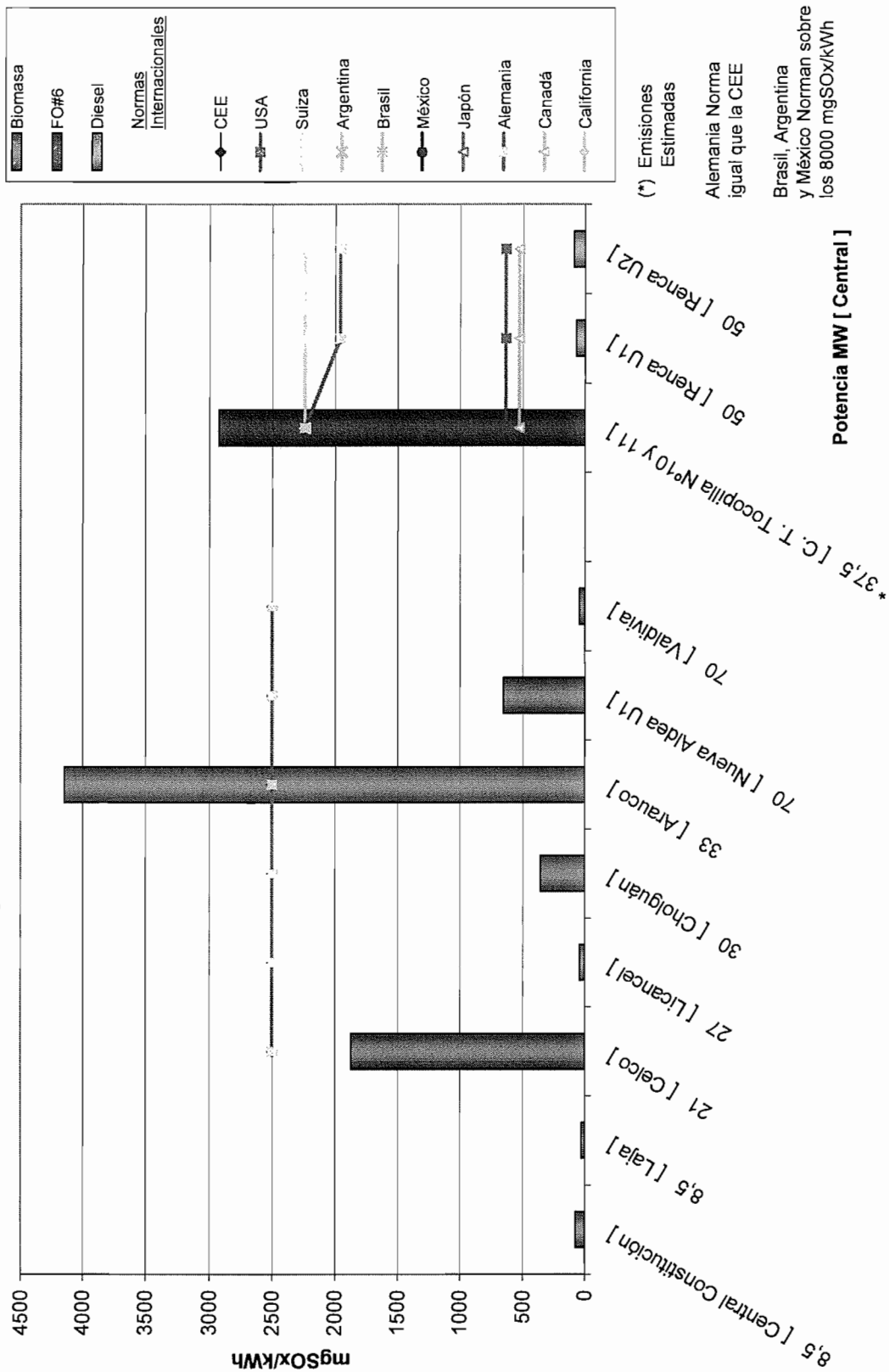
Comparación de Emisiones de SOx en centrales a Vapor operando con Carbón o Petcoke con Normas Internacionales



000714

Gráfico N° 35

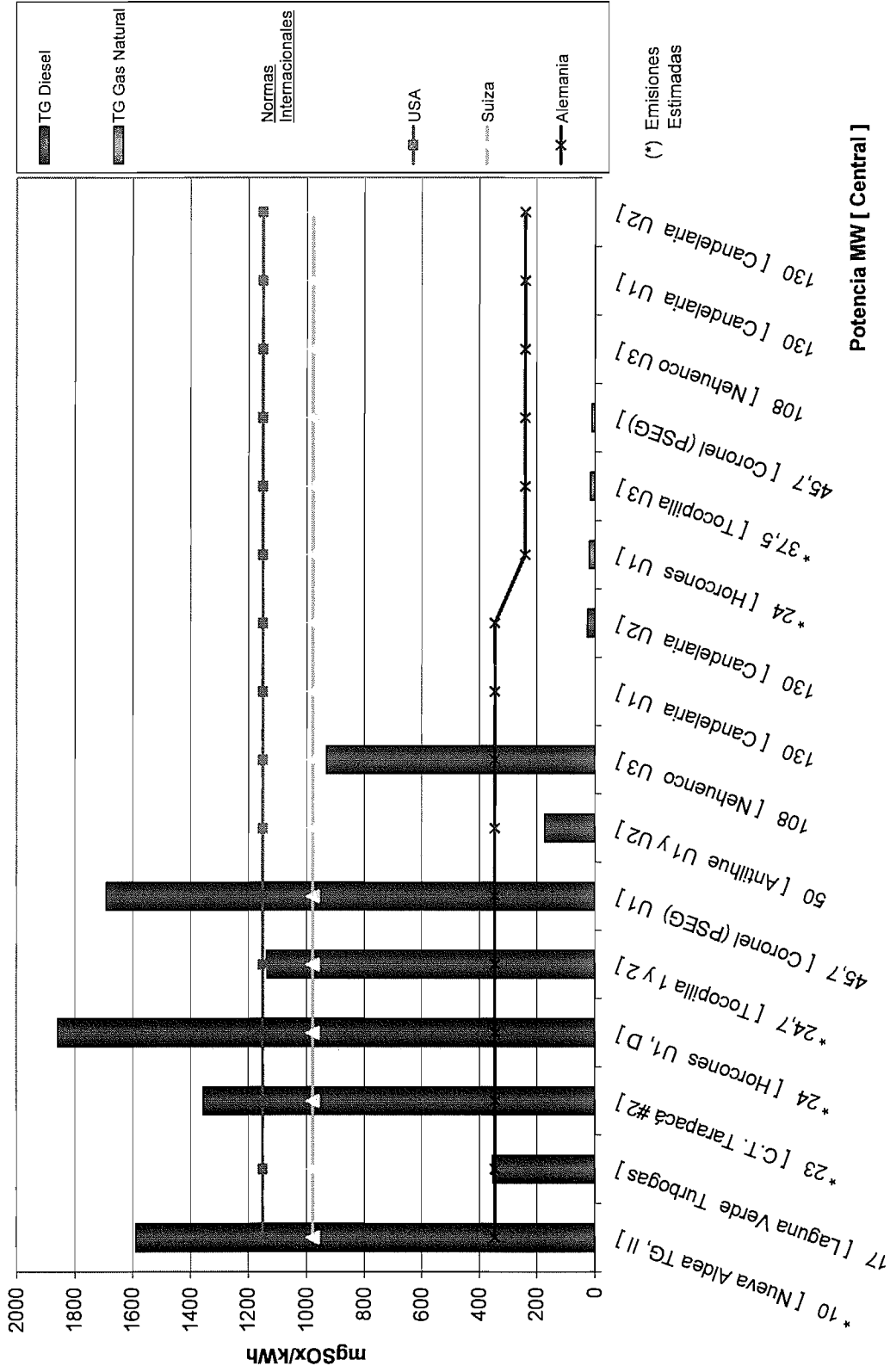
### Comparación de Emisiones de SOx de Turbinas a Vapor operando con Biomasa y Petróleo con Normas Internacionales



000715

Grafico N° 36

### Comparacion de Emisiones de SOx de Turbinas a Gas con normas internacionales



(\*) Emisiones Estimadas

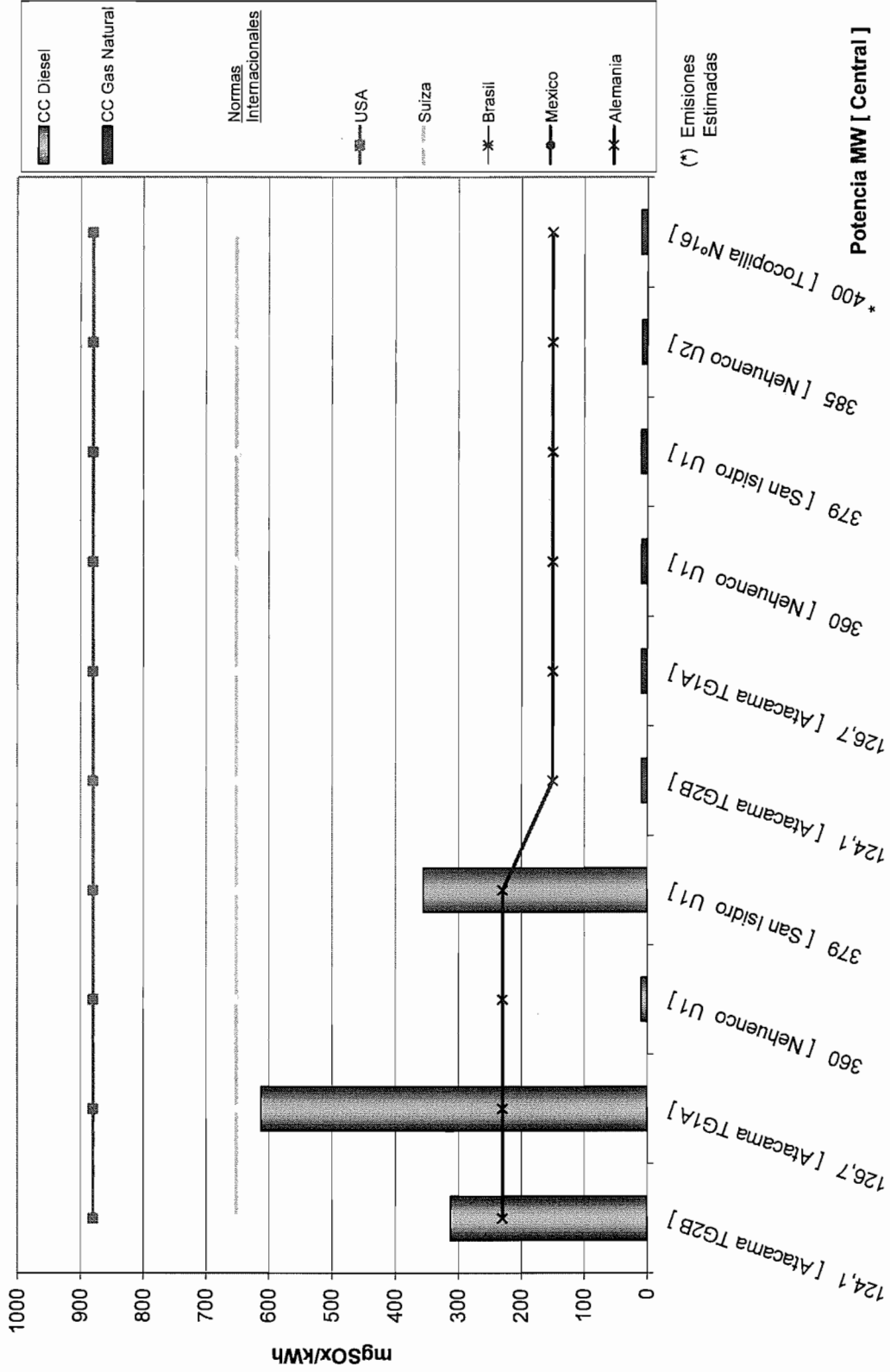
Potencia MW [ Central ]

000210



Grafico N° 37

**Comparacion de Emisiones de SOx de Centrales con Ciclo Combinado con normas internacionales**



272000

#### 4.4. Comparación de Emisiones de NOx de Centrales Chilenas con Normas Internacionales.

En los Cuadros N°s. 86 al 87 se efectúan las mismas comparaciones de los puntos anteriores para las emisiones de NOx en turbinas de vapor. En los Gráficos N°s. 38 y 39 se comparan las emisiones de NOx de las centrales termoeléctricas chilenas con turbina de vapor con las normas internacionales. Se observa que al igual que para el MP y SO<sub>2</sub> las emisiones de la mayoría de las centrales que operan con carbón superan largamente las normas de la CEE, USA, Japón y Suiza y Alemania. Sin embargo la situación es también bastante heterogénea.

Siete de las unidades a carbón no cumplen con ninguna de las normativas. Bocamina cumple sólo con la norma Argentina y Tarapacá sólo cumple las normas de Argentina y Japón. Por el contrario, las Unidades 14 y 15 de Tocopilla cumplen todas las normativas, salvo de la de USA. Petropower sólo incumplen la norma de USA y Canadá.

La mayoría de las centrales a Biomasa cumple con la normativa de los países que cuentan con normas. Brasil no cuenta con norma de NOx y Argentina ni Canadá tienen normas para Biomasa. Las unidades a petróleo no cumplen las normas de la CEE, USA, Canadá, Suiza ni Alemania.

En los Cuadros N°s. 88 y 89 y en los Gráficos N°s. 40 y 41 se comparan las emisiones de NOx de las unidades con turbina de gas y los ciclos combinados con las normas internacionales de referencia. Se observa que en este caso la mayoría de las unidades las emisiones son muy inferiores a las unidades de carbón.

Todas las Centrales de Ciclo Combinado salvo Tocopilla, cumplen la normativa de los países cuando utilizan gas natural. Cuando utilizan diesel sólo San Isidro cumple las normas. Atacama 2B y Nueva Renca con diesel incumplen todas las normas de referencia.



**Cuadro N° 87: Comparación de Emisiones de NOx de Centrales Turbinas de Vapor operando con Biomasa, Diesel o F.O.#6 v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	AÑO	Rendimiento kcal/kWhr	Emisión de Contaminante mg/kWhr Oxidos de Nitrogeno (NOx)	Limites Internacionales de NOx para Turbinas a Vapor mg/kWh														
							CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá						
VII	Central Constitución	Biomasa	8,5	1995	4186	1645	NR	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VIII	Laja	Biomasa	8,5	1995	4587	692	NR	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VII	Celco	Biomasa	21	1996	9324	1929	5000	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VII	Licanel	Biomasa	27	2001	6989	2415	5000	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VIII	Chelguán	Biomasa	30	2001	6371	4883	5000	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VIII	Arauco	Biomasa	33	1996	8500	3486	5000	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
VIII	Nueva Andesa U1	Biomasa	70	2004	2800	774	3750	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
X	Valdivia	Biomasa	70	2004	5439	1066	3750	454	3150	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
II	C. T. Tocopilla N°10 y 11	FO 6	37,5	1970	2912	1367	960	454	840	3360	NR	NR	NR	NR	1350	1120	1120	690	690	690	
RM	Renca U1	Diesel	50	1962	3979	2190	960	454	840	3360	NR	NR	NR	NR	1350	1120	1120	690	690	690	
RM	Renca U2	Diesel	50	1962	3979	2518	960	454	840	3360	NR	NR	NR	NR	1350	1120	1120	690	690	690	
N° Plantas Cumplen							6	0	6	3	0	3	0	3	3	6	6	0	0	0	
N° Plantas No Cumplen							3	11	5	0	0	0	0	0	6	5	3	3	3	3	3
Total Plantas							11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

(\*) California solo norma las turbinas a gas

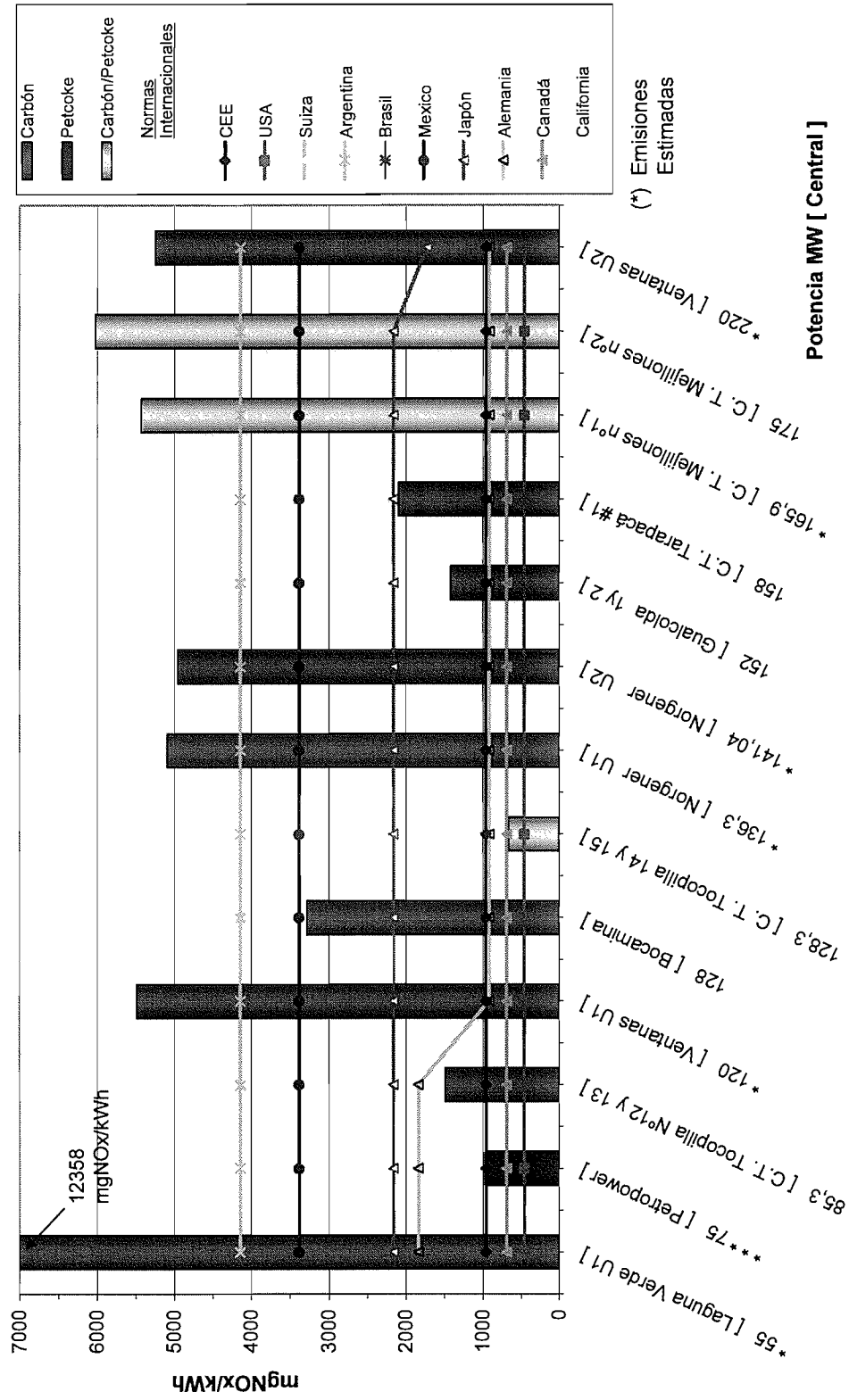
Fuente:

- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.
- b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000720

Gráfico N° 38

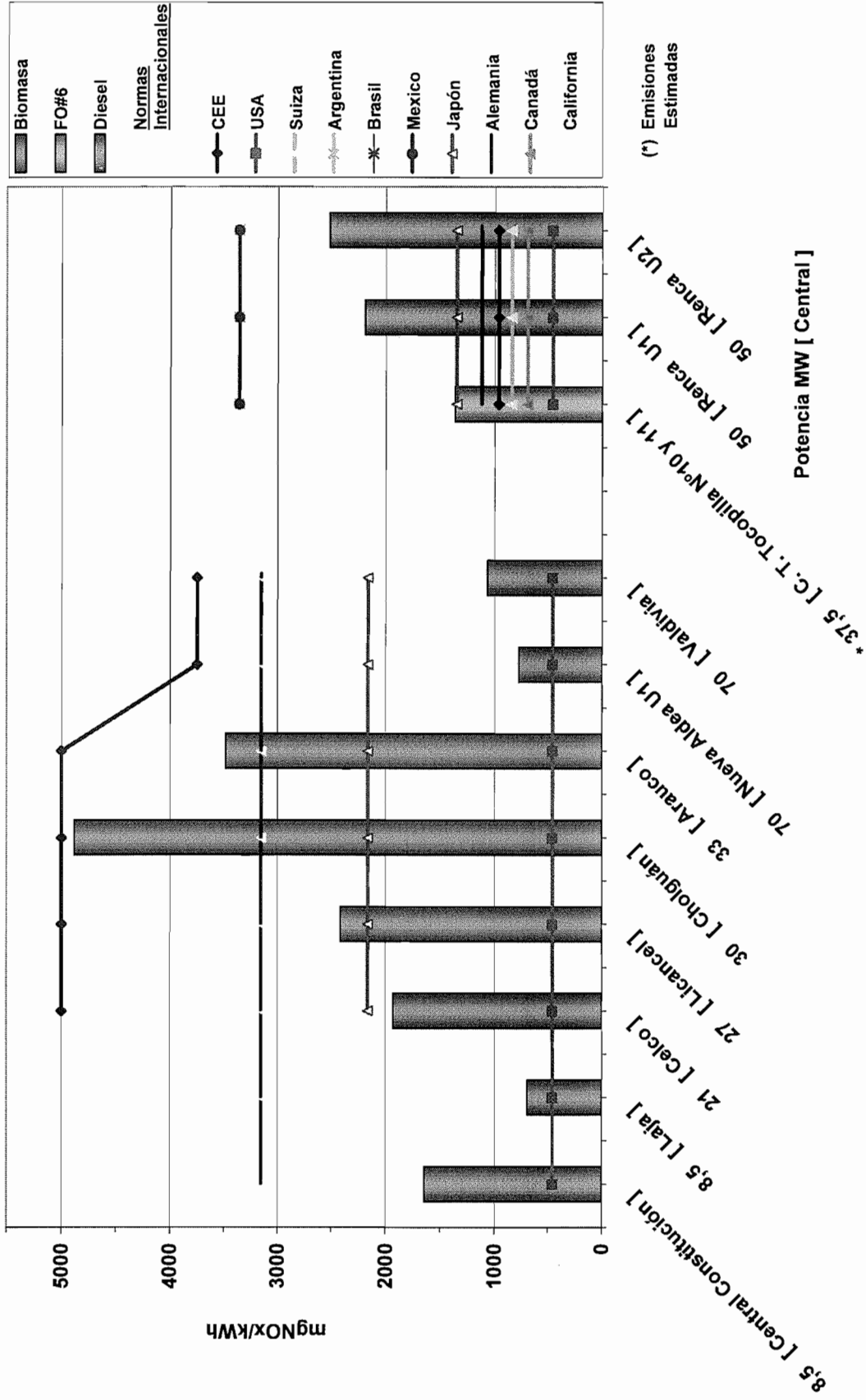
**Comparación de Emisiones de NOx en centrales a Vapor operando con Carbón o Petcoke con Normas Internacionales**



000721

Gráfico N° 39

Comparación de Emisiones de NOx en centrales a Vapor operando con Biomasa y Petróleo con Normas Internacionales



000722

**Cuadro N° 88 : Comparación de Emisiones de NOx de Centrales Turbinas a Gas v/s Normas Internacionales**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	Abatimiento	AÑO	Rendimiento kcal/KWh	Emisión de Contaminante mg/KWh Oxidos de Nitrogeno (NOx)	Límites Internacionales de NOx para Turbinas con Ciclo Combinado mg/kWh									
								CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	Mexico	Japón	Alemania	Canadá	California
II	Atacama TG2B	Diesel	124,1	Iny. Agua	1999	1852	3230	800	590	790	540	N/R	3760	710	1200	N/R	30
II	Atacama TG1A	Diesel	126,7	Iny. Agua	1999	1861	907	800	590	790	540	N/R	3760	710	1200	N/R	30
RM	Nueva Renca	Diesel	322	Iny. Agua	1998	1864	1346	800	590	790	540	N/R	3760	710	1200	N/R	30
V	Nehuenco U1	Diesel	360	Dry Low NOx	1999	1551	757	800	590	790	540	N/R	3760	710	1200	N/R	30
V	San Isidro U1	Diesel	379	Dry Low NOx	1998	1729	555	800	590	790	540	N/R	3760	710	1200	N/R	30
II	Atacama TG2B	Gas natural	124,1	Dry Low NOx	1999	1852	87	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
II	Atacama TG1A	Gas natural	126,7	Dry Low NOx	1999	1861	106	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
V	Nehuenco U1	Gas Natural	360	Dry Low NOx	1999	1608	97	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
RM	Nueva Renca	Gas natural	370	Dry Low NOx	1998	1879	254	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
V	San Isidro U1	Gas Natural	379	Dry Low NOx	1998	1729	219	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
V	Nehuenco U2	Gas Natural	385	Dry Low NOx	2003	1518	105	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30
II	Tocopilla N°16	Gas natural	400	Ninguno	2001	1708	<b>976</b>	215	195	215	540	N/R	3760	710	480	N/R	30

N° Plantas Cumplen	6	5	6	6	0	0	7	9	0	0
N° Plantas No Cumplen	6	7	6	6	0	0	5	3	0	12
Total Plantas	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

Fuente:

- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en negrita, ver capítulo IV 2.2.  
b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000723

**Cuadro N° 89: Comparación de Emisiones de NOx de Centrales Ciclo Combinado v/s Normas Internacionales.**

Region	Nombre Central	Combustible	Potencia (MW)	Abatimiento	AÑO	Rendimiento o kcal/kWh	Emisión de Contaminante mg/kWh Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Límites Internacionales de NOx para Turbinas a Gas mg/kWh									
								CEE	USA	Suiza	Argentina	Brasil	México	Japón	Alemania	Canadá	California
VIII	Nueva Aldea TG, II	Diesel	10	Ninguno	2005	2812	1260	N/R	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
V	Laguna Verde Turbogás	Diesel	17	Ninguno	2004	4186	5420	N/R	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
II	C.T. Tarapacá #2	Diesel	23	Ninguno	1998	4121	<b>6479</b>	1200	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
VIII	Horcones U1, D	Diesel	24	Ninguno	2004	3906	5375	1200	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
II	Tocopilla 1 y 2	Diesel	24,7	Ninguno	1975	3457	<b>5435</b>	1200	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
VIII	Coronel (PSEG) U1	Diesel	45,7	Ninguno	2005	2484	276	1200	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
X	Antilhue U1 y U2	Diesel	50	Iny. Agua	2005	3420	1703	1200	1634	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
V	Nehuenco U3	Diesel	108	Iny. Agua	2002	2806	932	1200	590	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
VI	Candelaria U1	Diesel	130	Iny. Agua	2005	2886	598	1200	590	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
VI	Candelaria U2	Diesel	130	Iny. Agua	2005	2672	488	1200	590	1190	810	N/R	5640	1065	1200	N/R	60
VIII	Horcones U1	Gas natural	24	Ninguno	2004	3906	1800	320	545	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60
II	Tocopilla U3	Gas natural	37,5	Ninguno	1993	3119	<b>1783</b>	320	545	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60
VIII	Coronel (PSEG)	Gas Natural	45,7	Ninguno	2005	2484	276	320	545	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60
V	Nehuenco U3	Gas Natural	108	Iny. Agua	2002	2806	572	320	195	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60
VI	Candelaria U1	Gas Natural	130	Iny. Agua	2005	2.813	574	320	195	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60
VI	Candelaria U2	Gas Natural	130	Iny. Agua	2005	2.755	372	320	195	320	810	N/R	5640	1065	480	N/R	60

N° Plantas Cumplen	5	4	5	7	0	15	8	6	0	0
N° Plantas No Cumplen	9	12	11	9	0	1	8	10	0	16
Total Plantas	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

Fuente:

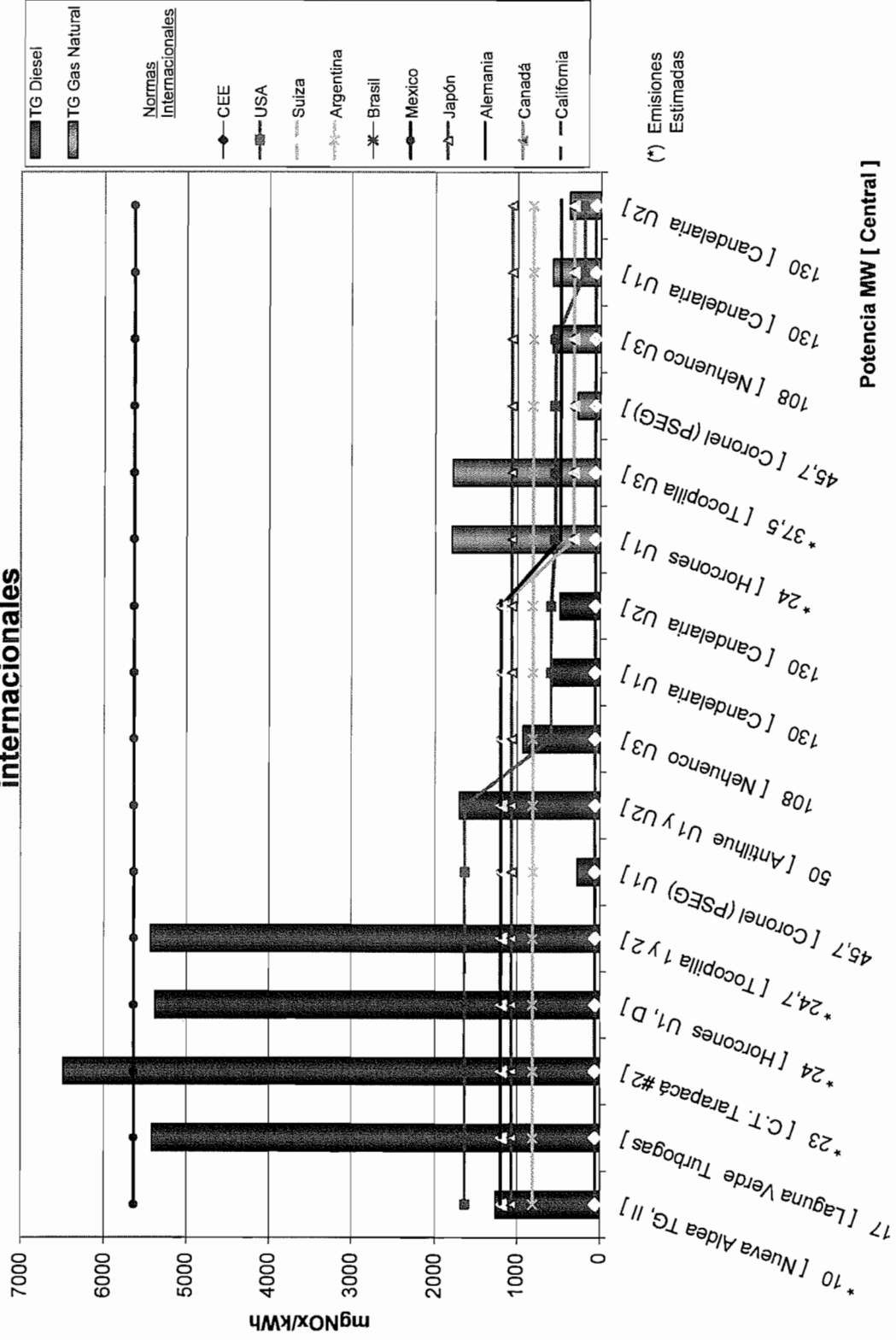
- a) Emisiones declaradas por las empresas. En caso que las empresas no entregan fueron calculadas a partir de factores EPA, esto se señala en **negrita**, ver capítulo IV 2.2.  
b) Normas Internacionales. Ver capítulo III cuadros 59 al 62.

000724



Gráfico N° 40

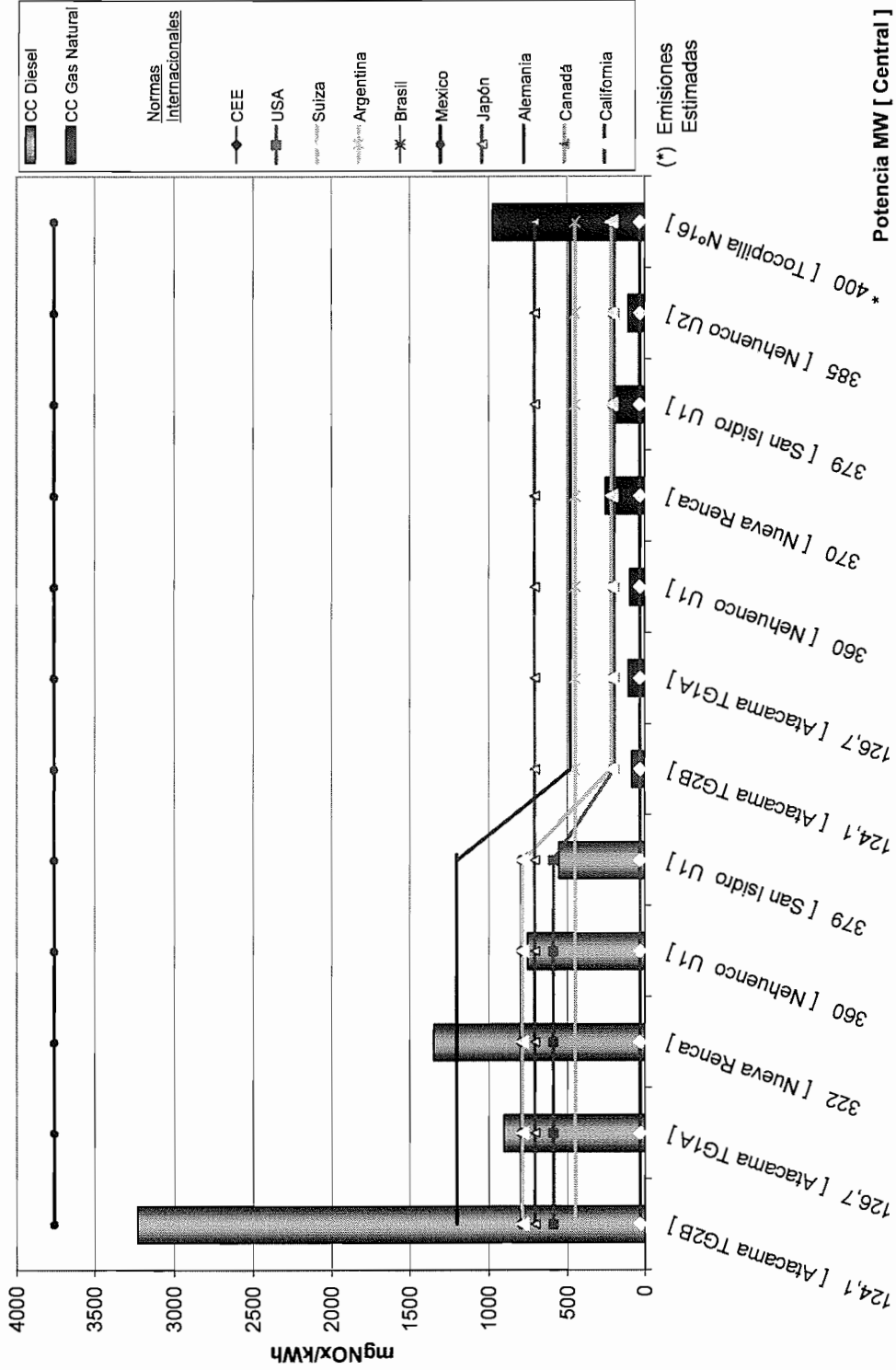
Comparación de Emisiones de NOx de Turbinas a Gas con normas internacionales



000725

Gráfico N° 41

**Comparación de Emisiones de NOx de Centrales con Ciclo Combinado con normas internacionales**



000720

## 5. EFECTO DEL NIVEL DE CARGA EN EMISIONES.

### 5.1. Turbinas de Vapor.

Al variar el nivel de carga, varía proporcionalmente el consumo de combustible y la cantidad de gases generados, por lo que las emisiones totales de SO<sub>2</sub> debieran variar proporcionalmente, dado que el volumen de SO<sub>2</sub> en los humos es directamente proporcional al contenido de éste en el combustible. Por lo tanto, las emisiones en términos de mg/m<sup>3</sup>N debieran mantenerse.

Al variar el nivel de carga, las emisiones totales de Material Particulado debieran variar proporcionalmente, ya que dependen básicamente del contenido de cenizas del combustible, por lo que debieran mantenerse aproximadamente en mg/m<sup>3</sup>N.

En ambos casos las emisiones expresadas en mg/kWh debieran crecer en relación inversa a la pérdida de eficiencia térmica del sistema al bajar el nivel de carga.

En el caso del NO<sub>x</sub>, al disminuir el nivel de carga disminuye la temperatura del fogón, lo que debiera disminuir la emisión de NO<sub>x</sub> en mg/m<sup>3</sup>N. Incluso esta disminución debiera ser mayor a la pérdida de eficiencia, por lo cual también debiera disminuir en mg/kWh.

### 5.2. Motores.

Tanto en motores ciclo Diesel como ciclo Otto (gas), al bajar el nivel de carga baja la temperatura por lo que debiera bajar la emisión de NO<sub>x</sub> y aumentar la emisión de CO y Material Particulado.

El comportamiento de las emisiones de SO<sub>2</sub> sería similar al caso anterior; se mantendrían en mg/m<sup>3</sup> al variar el nivel de la carga y aumentarían levemente en mg/kWh.

### 5.3. Turbinas de Gas.

Las emisiones de SO<sub>2</sub> dependen del azufre del combustible y del consumo de éste. Al bajar la carga baja el consumo de combustible por lo que en términos de mg/m<sup>3</sup>N las emisiones se mantienen. Dado que el equipo pierde algo de eficiencia al bajar el nivel de carga, las emisiones en términos de mg/kWh aumentan levemente.

Las emisiones de MP son muy bajas en turbinas, especialmente las de gas natural. El comportamiento de las emisiones de MP es similar a las de SO<sub>2</sub>.

En el caso del NO<sub>x</sub> según declaraciones de fabricantes estos se mantienen aproximadamente estables con las variaciones en el nivel de carga.

## 6. RESUMEN Y CONCLUSIONES.

### 6.1. Emisiones de Centrales Chilenas.

#### a) Emisiones de MP.

Las emisiones de material particulado en las centrales chilenas dependen fundamentalmente del combustible y del sistema de abatimiento.

Las centrales a vapor de carbón producen mayores emisiones que las de biomasa y petróleo y mucho mayores que las turbinas de gas y ciclos combinados. Las unidades que cuentan con precipitadores electrostático presentan emisiones sustancialmente menores a las que no tienen.

En las turbinas de gas y ciclos combinados también se observa gran diferencia entre las que utilizan diesel y las que utilizan gas.

#### b) Emisiones de SO<sub>2</sub>.

Las emisiones de SO<sub>2</sub> dependen del contenido de azufre del combustible y de los equipos de abatimiento. En este caso también las centrales de vapor a carbón y petcoke presentan emisiones sustancialmente mayores al resto, salvo la planta Petropower que es la única que posee una caldera de lecho fluidizado con abatimiento del SO<sub>2</sub>.

Las turbinas de gas que operan con diesel tienen emisiones muy inferiores a las de vapor-carbón pero claramente superiores a las de gas natural. Este combustible prácticamente no tiene azufre.

#### c) Emisiones de NO<sub>x</sub>.

Las emisiones de NO<sub>x</sub> de las centrales a vapor de Chile también dependen fundamentalmente del tipo de combustible, siendo al igual que en los casos anteriores las centrales de carbón las que presentan las mayores emisiones. Las emisiones promedio de las de biomasa y petróleo son similares entre sí. La tecnología de quemado es relevante también dado que la temperatura de combustión es el principal factor de formación de NO<sub>x</sub>. La antigua central Laguna Verde con parrilla móvil es la que produce las mayores emisiones. En cambio Petropower con lecho fluidizado es la 2<sup>a</sup> con menores emisiones. Cabe señalar que ninguna de las centrales de vapor en Chile posee equipos de abatimiento de NO<sub>x</sub>.

En el caso de las turbinas de gas y ciclos combinados influye tanto el combustible (las que utilizan diesel presentan mayores emisiones) como los equipos de control.

#### d) Motores.

En el análisis anterior no se indican las emisiones de motores dado que no se han efectuado mediciones de ninguno de esos equipos en Chile.

Como referencia se muestran las emisiones estimadas por EPA para motores diesel y las medidas en la Región Metropolitana<sup>b</sup>

	NOx	CO	SOx	MP	TOC*
EPA gr/kWh	14,6	3,3	0,5	0,42	0,43
Reg.Metrop. gr/kWh	10,55	1,36	--	0,19	0,10**

\* Total compuestos orgánicos

\*\* COV Combustibles Orgánicos volátiles

## 6.2. Comparación de Centrales Chilenas con Normas Internacionales.

### a) Material Particulado.

Sólo una de las centrales de carbón y petcoke cumple las normas de los países desarrollados (CEE, USA, Alemania, Suiza) a pesar de que la mayoría tiene precipitadores electrostáticos que es la mejor tecnología de abatimiento. Todas salvo las dos más antiguas (Laguna Verde y Bocamina) cumplen las normas de Brasil y México. Las centrales que operaran con biomasa presentan también un bajo cumplimiento. En el caso de las que consumen petróleo es algo mejor.

En cambio, los ciclos combinados y turbinas de gas presentan un alto cumplimiento de las normas internacionales, incluso las que operan con petróleo diesel.

### b) Emisiones de SO<sub>2</sub>.

Sólo una de las centrales a vapor que utilizan carbón o petcoke (Petropower) cumple con las normas de los países desarrollados (CEE, USA, Alemania, Suiza y Japón). En el caso de las que utilizan biomasa o petróleo el cumplimiento es mucho mejor.

En el caso de las turbinas de gas y ciclos combinados que operan con gas el cumplimiento es total y muy alto con la de diesel.

### c) Emisiones de NOx.

La gran mayoría de las centrales a vapor con carbón y petcoke superan las normas de los países desarrollados, incluso más de la mitad supera las normas de Argentina y México. Sólo las unidades 14 y 15 de Tocopilla cumplen todas las normas. Además Petropower sólo deja de cumplir la norma de Canadá. También las unidades a petróleo presentan un bajo cumplimiento. En el caso de la biomasa el cumplimiento es mejor.

<sup>b</sup> Estudio Generación de Antecedentes Técnicos de Emisión de Grupos Electrógenos Diesel.

En el caso de las turbinas de gas existen 2 grupos. Uno de bajas emisiones que operan con gas natural y con diesel las cuales cumplen todas las normas y un grupo de altas emisiones que no cumple con ninguna. Dentro de éstas hay 2 con gas natural y 5 con diesel.

Todos los ciclos combinados que operan con gas natural menos una cumple con todas las normativas. Cuando utilizan diesel se dan diversos grados de cumplimiento.

## V. ESCENARIOS DE REGULACIÓN.

### 1. ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN.

En la normativa internacional, existen múltiples alternativas de regulación, existiendo diversos planos de análisis, que en muchos casos son independientes entre sí. Los principales son :

- a) Tipo de contaminantes a regular.
- b) Tipo de centrales a regular (nuevas o existentes).
- c) Tamaño (mínimo, diferenciado o no).
- d) Regulación pareja o diferenciado según combustible y/o tecnología de la central.

A continuación se describen las principales alternativas para cada nivel.

### 2. DESCRIPCIÓN Y DISCUSIÓN DE ALTERNATIVAS POSIBLES DE ESCENARIOS.

#### 2.1. Tipo de Contaminantes a Regular.

Las alternativas principales son:

- a) Regular sólo los contaminantes más comúnmente normados a nivel internacional que son el SO<sub>2</sub>, el NO<sub>x</sub> y el Material Particulado. Este sería el piso base.
- b) Un segundo grupo sería el de aquellos compuestos químicos regulados en los RCA nacionales de algunas centrales para el caso del petcoke. Estos son : Vanadio, Níquel y Arsénico.
- c) Un tercer grupo de contaminantes prioritarios sería el resto de los contaminantes criterio : CO, COV, más el Mercurio. Este último es el metal pesado considerado prioritario de normar tanto por Estados Unidos como por la CEE.

#### 2.2. Antigüedad de Fuentes a Normar.

En este tema las alternativas son :

- a) **Establecer una norma diferenciada para fuentes nuevas y antiguas.**

La mayoría de los países establecen normas de emisión más estrictas a fuentes nuevas. El fundamento es que éstas últimas tienen la posibilidad de acceder a tecnologías más modernas y por lo tanto incorporar desde un inicio el concepto de la mejor tecnología disponible. Además, en muchos casos es más caro, o existen restricciones de espacio o técnicas (por ejemplo, temperatura de gases) para instalar equipos de control de emisiones en centrales existentes, lo que limita las posibilidades de cumplir normas de emisiones estrictas para éstas.

**b) Normar sólo las fuentes nuevas.**

Varios países analizados sólo regulan las fuentes nuevas, quedando sin normar las fuentes existentes. Con este enfoque, las fuentes existentes en zonas no saturadas o latentes no estarían sujetas a normas de emisión en el corto plazo, hasta que la zona se torne latente. En las zonas saturadas o latentes serían los planes de descontaminación los que definirían los niveles de emisión para dichas fuentes.

La justificación de esta modalidad sería el mayor costo de instalar equipos de control, además de que la central opera actualmente sin generar un daño excesivo al ambiente.

En el caso chileno existen algunas centrales que son muy contaminantes pero que se utilizan esporádicamente en períodos de sequía o similares, dado que tienen altos costos de operación (Laguna Verde y Huasco Vapor). Instalar en ellas equipos de abatimiento probablemente no sería económicamente factible, por ser de baja utilización.

**c) Normar todas las fuentes por igual, dando un plazo de adopción para las fuentes antiguas.**

La alternativa que aplican los países con legislación más estricta es definir una sola norma de emisión pero distinguiendo a las fuentes nuevas de las existentes respecto de los plazos de cumplimiento. En el caso de Alemania y Suiza, establecen que las normas a las cuales están sujetas las fuentes nuevas y las existentes son las mismas, pero a las fuentes existentes se les otorga un mayor plazo para ajustarse a las normas.

Si bien ésta alternativa sería mejor desde el punto de vista ambiental, no parece viable a la luz de los antecedentes del parque generador existente y sus emisiones que se muestran en el Capítulo IV. El tener una norma común tendría alguno de los siguientes inconvenientes:

- i) Si se dicta una norma exigente, el costo de adaptación sería muy alto para las unidades antiguas (Bocamina, Laguna Verde, Huasco). Esto probablemente obligaría a sustituir centrales que no serían factibles de modernizar por razones técnicas y/o económicas, lo que podría aumentar el costo de la energía eléctrica.
- ii) Por el contrario, lo anterior podría llevar a definir una norma poco exigente de modo que permita ser cumplida por la mayoría de las centrales existentes, planteando niveles de exigencia muy bajos para las nuevas centrales.

**2.3. Tamaño de la Central.**

Algunos países establecen diferencias en cuanto al tamaño de las centrales, aplicando mayores exigencias a las de mayor tamaño y que afectan la calidad del aire en forma significativa. Las razones que motivan la diferenciación son: el



impacto sobre la calidad del aire es mayor mientras mayor sea la fuente emisora y que además existen economías de escala en la reducción de emisiones, lo que implica que el costo de reducir una tonelada de emisión es menor para fuentes mayores.

Asimismo, en la mayoría de los países analizados de emisión se aplican sólo para las grandes fuentes que superan cierto tamaño, ya sea en términos de nivel de emisiones o potencia instalada. Esto tiene la ventaja de dirigir los esfuerzos de control solamente en lo más relevante; además se evita que el sector fiscalizado incurra en costos cuyo beneficio es irrelevante desde el punto de vista de reducción global de emisiones.

En el caso de la unidad europea el mínimo normado equivale a unos 20 MW y en EE.UU. de unos 30 MW de potencia eléctrica de salida. En otros casos es muy inferior o no existe mínimo.

En el caso chileno se podría adoptar un mínimo de 30 MW similar al de los países citados o bien mantener los 3 MW que es el límite inferior para estudios de impacto ambiental. En el primer caso quedarían fuera la mayoría de las centrales de Aysen y Magallanes. En el caso que la central cuente con varias fuentes, se propone que el límite de tamaño se calcule para el conjunto y no a cada equipo específico.

#### 2.4. Normas Parejas o Diferenciadas según Combustible y/o Tecnología.

En este tema existe gran disparidad de criterios entre países desde Canadá y Estados Unidos que no discriminan entre combustibles, hasta Alemania y Suiza que tienen normas diferentes para diversos tipos de combustibles y tecnología. Las alternativas son :

- a) **Norma pareja por contaminante.** Significa establecer un límite de emisión único para cada contaminante independiente de la tecnología utilizada y del tipo de combustible. Esta alternativa tiende a minimizar las emisiones para un monto dado de generación eléctrica. La aplicación de esta alternativa a las centrales existentes exigiría un reemplazo importante de centrales. Por otra parte una norma única restrictiva, podría impedir la construcción de centrales a carbón, lo que complicaría seriamente el abastecimiento eléctrico futuro del país.
- b) **Norma diferenciada según tecnología y/o combustible.** En esta alternativa se definen límites de emisiones diferenciados según combustible o según tecnología o según una combinación de ambos criterios. Todos los países analizados salvo Canadá y California discriminan por combustible y/o tecnología. La justificación de esta alternativa es directamente proporcionales lo siguiente :
  - Las emisiones de SO<sub>2</sub> son directamente proporcionales al contenido de azufre del combustible. Los carbones, petcoke y petróleos pesados tienen contenidos de azufre que fluctúan entre el 0,5% y el

- 4%. En cambio el gas natural no contiene azufre (o en cantidades ínfimas) y el diesel en Chile tiene menos de 0,1% de Azufre.
- Las emisiones de material particulado dependen del contenido de cenizas y de azufre del combustible y de la tecnología de combustión. Los carbones presentan altos contenidos de cenizas (del orden del 10%) y azufre. Los petróleos pesados y petcoke también poseen cenizas y azufre. En cambio el gas natural carece de ambos. La combustión de leña también genera altas emisiones de material particulado. Lo anterior implica que las centrales con turbinas de vapor a carbón y petcoke incluso con las mejores tecnologías de abatimiento no pueden alcanzar niveles de emisión de SO<sub>2</sub> y MP que se obtienen con gas natural o petróleo, diesel, especialmente en turbinas y ciclos combinados.
  - En el caso del NOx el nivel de emisiones depende tanto del nitrógeno del combustible como de la tecnología. Por este motivo casi todas las normas internacionales al menos discriminan entre centrales con turbinas de vapor y centrales con turbinas de gas (y ciclo combinado).

La ventaja de esta alternativa es que es posible aplicar normas más exigentes a las tecnologías y combustibles menos contaminantes. Por el contrario tiene el problema de incentivar la construcción o mantención en operación de tecnologías y combustibles más contaminantes.

Esto plantea la conveniencia de aplicar normas diferenciadas al menos para los 2 grupos principales de centrales termoeléctricas : Centrales a vapor que usan carbón o petcoke y turbinas de gas que queman gas natural o diesel incluidos los ciclos combinados.

En el caso de utilizar dos combustibles en la misma unidad o en dos unidades que emiten por una misma chimenea, la norma podría establecer un límite proporcional al consumo de combustible o a la energía generada por cada fuente.

## 2.5. Ubicación Geográfica.

Algunos países (Japón, Brasil y México) establecen diferenciación según zonas geográficas, en particular Japón y México establecen normas más estrictas en zonas altamente pobladas o contaminadas. La CEE también establece normas menos exigentes en zonas apartadas (islas). Las alternativas son :

- Norma pareja.
- Norma más exigente para zonas saturadas o latentes.
- Normas menos exigentes para zonas aisladas o desérticas.

Cabe señalar que en zonas saturadas o latentes corresponde a los planes de descontaminación establecer los límites de emisión, los cuales pueden ser más estrictos que las normas de emisión definidas a nivel nacional. En todo caso, para las fuentes nuevas, en zonas saturadas o latentes convendría exigir compensar las emisiones con otras fuentes del área.

Si bien la alternativa de una norma más exigente para zonas saturadas y latentes no puede ser descartada, existen otros mecanismos que a juicio del consultor son más apropiados en este caso: planes de descontaminación, compensación de emisiones, exigencias específicas de la RCA, etc.

Las zonas aisladas o desérticas se refieren a zonas con baja población o distante y/o con escasos recursos naturales (flora, fauna, agua) que requieran protección.

## 2.6. Unidad de Medición de Emisiones.

Las alternativas de unidades para establecer límites de emisiones, son las siguientes:

### a) Límites de $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ .

Esta es la unidad establecida por la mayoría de los países analizados. Tiene la ventaja que las mediciones de material particulado se efectúan en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  y las de gases ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ , etc.) se efectúan en ppmV (partes por millón en volumen). La conversión de ppmV a  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  es trivial ya que corresponde a un factor único para cada contaminante medido. En general se establece para un cierto porcentaje de oxígeno en los gases, y para condiciones normales de presión y temperatura. El no establecer un porcentaje de oxígeno, permite rebajar artificialmente las emisiones aumentando el volumen de gases.

Tiene la desventaja que beneficia igual a las centrales menos eficientes. En efecto, éstas queman más combustible para generar un kWh, generando más  $\text{m}^3\text{N}$  de humos lo que compensa sus mayores emisiones.

### b) Límites en $\text{mg}/\text{kWh}$

Tiene las ventajas de disminuir las emisiones totales para un cierto nivel de generación (GWh/año) y premiar a las centrales con mayor eficiencia térmica, que son las que presentan un menor consumo de combustible, y por lo tanto menos emisiones para un monto de generación dado.

En este caso las centrales ineficientes deben rebajar su nivel de emisiones para compensar su menor eficiencia. Tiene como desventaja que se debe efectuar una conversión de unidades para lo cual se requiere conocer no sólo las emisiones, sino también de eficiencia térmica ( $\text{kcal}/\text{kWh}$ ), con que opera la unidad generadora (Ver Anexo 7).

### c) Límites en Masa Dividida por Input de Energía ( $\text{mg}/\text{J}$ ó $\text{lb}/\text{MMbtu}$ ).

Esta modalidad es aplicada por países que norman las instalaciones de combustión, esta alternativa no tiene ventajas para las centrales eléctricas, dado que iguala a las centrales eficientes con las ineficientes y además requiere de cálculos o mediciones extras para su cálculo.

**d) Límites en Masa por Unidad de Tiempo.**

Varias RCA establecen límites en kg/hora ó ton/año. Se fundamenta en que lo que afecta a la calidad del aire en una zona es la masa total emitida y no las emisiones unitarias. Esto es válido para la aprobación del estudio de impacto ambiental de cada instalación puntual dadas las condiciones de saturación y características climáticas de la zona en que esta la central, pero no para una norma general.

La gran desventaja es que castigaría a las centrales de mayor tamaño, incentivando las instalaciones pequeñas, las que incluso podrían tener altas emisiones unitarias.

**2.7. Normar Fuentes o Centrales.**

El problema se presenta porque algunas centrales poseen más de una unidad generadora, que en algunos casos son de tecnologías diferentes. Además hay algunos casos en que dos unidades emiten sus humos a través de una chimenea común.

Las alternativas son aplicar los límites por fuente o por la central completa.

La gran desventaja de la segunda alternativa es que permite compensar emisiones de unidades más contaminantes con las de unidades de baja contaminación. En el primer caso, cada unidad debe cumplir la norma. La segunda desventaja es que es más complicado el control de la norma ya que implica ponderar las emisiones de las diferentes fuentes para obtener un valor promedio por central. En el caso de elegir la unidad mg/kWh bastaría un promedio simple, en cambio si se elige otra unidad de medida habría que ponderar por el volumen de gases de cada fuente, por el imput de energía o por los kWh ponderados.

En el caso de dos unidades que expulsan sus gases por una chimenea común, se debería medir cada una, si la instalación lo permite. En caso contrario se mediría el conjunto .

En todo caso convendría considerar la central como un todo para determinar el tamaño mínimo a ser regulado.

**3. ESCENARIOS PROPUESTOS.**

**3.1. Contaminantes a Normar.**

Se plantean 3 alternativas :

- a) Regular sólo los 3 contaminantes principales: MP10, NOx y SO<sub>2</sub>.
- b) Regular dichos contaminantes más los metales: As, Ni, V y Hg.
- c) Regular además el CO y los COV.

La norma para metales pesados sólo convendría aplicarla a los combustibles relevantes. Los contaminantes elegidos. Todas las alternativas de normas que se analizan más adelante, se aplicarían a todos los contaminantes seleccionados.

### 3.2. Elementos Comunes a los Escenarios Propuestos.

A continuación se describen tres escenarios alternativos básicos de normas. Los tres consideran lo siguiente :

- a) Normas diferentes para centrales nuevas y antiguas. La razón es que una norma común debiera ser muy poco exigente para no dejar fuera gran parte del parque generador actual. Por esta misma razón la mayoría de los países analizados sólo norman las centrales nuevas o establecen normas diferenciadas.
- b) Normas diferentes según tecnología y/o combustible. La razón es que los niveles de emisiones de MP y SO<sub>2</sub> obtenibles utilizando gas natural y diesel en turbinas, son sustancialmente inferiores a los posibles de obtener en calderas (turbinas de vapor) utilizando combustibles sólidos.
- c) Normas por fuentes Esta es una alternativa más exigente y fácil de controlar.
- d) Normas comunes para todo el país.

### 3.3. Escenarios Básicos.

#### 3.3.1. Alternativa 1. Norma Diferenciada por Tecnología y Combustible y por Centrales Nuevas y Antiguas.

En este caso se establecerían los estándares que se muestran en la tabla siguiente, para cada contaminante:

	Combustible	Estándares a Fijar	
		Centrales Nuevas	Centrales Existentes
Turbinas de Gas o Ciclo Combinado	Gas o Líquido		
Turbinas de Vapor	Gas o Líquido		
	Sólido		
Motores	Gas o Líquido		

Se excluyeron los combustibles sólidos en turbinas de gas o ciclos combinados dado que no existen centrales con este tipo de combustible en Chile, y no se prevé que se instalen en el futuro cercano. Esto no obsta que a futuro se pueda definir una norma cuando esta tecnología tenga un mayor desarrollo.

Esta alternativa permite definir normas más estrictas a aquellas tecnologías y combustibles más limpios, sin que esto afecte al resto de las tecnologías. Cabe señalar que dadas las características de los sistemas eléctricos (técnicas, económicas, fluctuación de demanda, seguridad de abastecimiento), es altamente recomendable que coexistan distintos tipos de centrales (hidráulicas, térmicas a vapor, ciclos combinados, turbinas y motores, etc.).

En este caso se aplicaría una norma más estricta para turbinas de gas y ciclos combinados y menos estricta para las turbinas de vapor. Dentro de éstas sería más estricta para las turbinas de vapor que queman combustibles líquidos y gaseosos. Esta norma es parecida a la que se aplica en la mayoría de los países analizados (CEE, Alemania, Suiza, Argentina, Japón).

Tanto las emisiones de las centrales nacionales, como la experiencia internacional muestran que las emisiones de MP y SO<sub>2</sub> de las centrales que queman combustibles sólidos (carbón o petcoke) son sustancialmente mayores que las que utilizan gas natural o diesel. De acuerdo a la experiencia chilena las turbinas de gas y ciclo combinado sin equipos de abatimiento logran emisiones de MP sustancialmente menores a las centrales de vapor a carbón, incluso a las que cuentan con la mejor tecnología disponible de abatimiento (Precipitador Electrostático). Algo similar ocurre con las emisiones de SO<sub>2</sub>.

### 3.3.2. Alternativa 2. Norma diferenciada para Centrales Nuevas y Antiguas según Tecnología:

En este caso se establecerían 6 estándares por contaminante:

	Centrales Nuevas	Centrales Antiguas
Turbinas de Vapor		
Turbinas de Gas o Ciclo Combinado		
Motores		

Esta norma es similar a la anterior siendo su única diferencia que en turbinas de vapor no discrimina entre combustibles. Tiene la ventaja de ser más simple y presentar un menor grado de discriminación. La desventaja es que la norma debiera definirse en función de los niveles alcanzables por las centrales a carbón, lo que implica que las centrales a petróleo y gas tendrían una norma poco exigente.

Los niveles de emisiones del SO<sub>2</sub> y MP posibles de lograr con gas natural incluso sin equipo de abatimiento son varios ordenes de magnitud menores que los que se obtienen en centrales a carbón. Incluso son inferiores a las obtenidas en centrales a carbón con las mejores tecnologías disponibles de control.

### 3.3.3. Alternativa 3. Norma diferenciada para Centrales Nuevas y Antiguas según Tipo de Combustible.

Esta es una variación de las alternativas anteriores en que la norma se aplicaría de acuerdo al tipo de combustible, como se muestra a continuación:

	Centrales Nuevas	Centrales Antiguas
Combustibles Sólidos		
Combustibles Líquidos		
Combustibles Gaseosos		

Esta estructura de norma es similar a la aplicada por la CEE. se fundamenta en que las emisiones de MP y SO<sub>2</sub> están directamente relacionadas con el tipo de combustible. Se aplicaría norma más estricta para los combustibles más limpios (gaseosos), una norma intermedia para combustibles líquidos y una menos estricta para combustibles sólidos.

### 3.3.4. Comparación de Ventajas y Desventajas de los Escenarios Propuestos.

#### 1. Norma Diferenciada Según Tipo de Combustible.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite establecer normas más estrictas para combustibles menos contaminantes, dado que la principal causa de diferencia en las emisiones de MP y SO<sub>2</sub>, entre diferentes tipos de centrales radica en el tipo de combustible. Esto se debe a que ciertos combustibles son naturalmente más limpios (diesel y gas natural) por lo que generan niveles de emisión sustancialmente menores de SO<sub>2</sub> y MP que el carbón o los petróleos pesados, incluso si estos cuentan con tecnologías avanzadas de control de emisiones.</li> <li>• Permite establecer límites de emisión, que pueden ser alcanzados por las centrales a carbón o petróleo pesado, utilizando equipos de abatimiento evitando que un límite determinado en base a otros combustibles impida la instalación de dichas centrales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al discriminar entre combustibles permite la instalación de centrales con mayores emisiones que las que se tendrían con una norma única más estricta.</li> </ul>

## 2. Norma Diferenciada Según Tecnología.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Permite establecer normas más estrictas para tecnologías menos contaminantes como los ciclos combinados.</li><li>• Permite establecer límites de emisión que puedan ser alcanzados por tecnologías más contaminantes utilizando equipos de abatimiento.</li><li>• La existencia de centrales con diversas tecnologías es necesaria para tener una matriz energética diversificada que asegure el abatimiento eléctrico en diversas coyunturas (sequías, falta de gas, etc.). Esto se refiere sólo a las 3 tecnologías principales : turbinas de vapor, motores y turbinas de gas incluyendo ciclos combinados.</li><li>• Las características tecnológicas de calderas, turbinas y motores son sustancialmente distintas, por lo que producen niveles de emisiones diferentes en particular de NOx.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tendría la desventaja de ser más permisiva con tecnologías más contaminantes, lo que podría implicar mayores emisiones globales</li><li>• La discriminación entre sub-tecnologías no tiene ventajas (ej.: distintos tipos de métodos de quemar carbón).</li></ul>



### 3. Normas Diferenciadas por Tecnología y Combustible.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Permite establecer normas más estrictas a las combinaciones de tecnologías y combustibles menos contaminantes, tales como ciclos combinados y las turbinas a gas natural y diesel.</li><li>• Permite establecer límites alcanzables para centrales con turbinas de vapor que utilicen carbón o petcoke, permitiendo su existencia, lo que es convenientemente para que el país disponga de una matriz energética diversificada. Cabe señalar que el plan de obras de la CNE supone la instalación de varias centrales de carbón en los próximos años.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Al discriminar, permite la instalación de centrales con mayores emisiones que las que se tendrían con una norma única.</li><li>• La discriminación entre sub-tecnologías no tiene ventajas (ej.: distintos tipos de métodos de quemar carbón).</li></ul>

#### 3.4. Tamaño de las Centrales

Se propone regular sólo las centrales mayores de 30 MWe lo que equivale al límite de Estados Unidos<sup>a</sup>. Esto implica que quedaría fuera de todos los motores y las unidades pequeñas, lo que dejaría fuera todas las unidades actuales de los sistemas de Aysén y Magallanes. En todo caso convendría aplicar el límite de tamaño a la central como un todo y no a cada unidad.

En el caso de los motores diesel se podría aplicar una norma similar a la que está en estudio para la Región Metropolitana.

#### 3.5. Unidad de Medición.

De acuerdo a la fundamentación del punto 2.6. se proponen dos escenarios alternativos de unidades para establecer los límites de emisiones:

- a) Masa por Volumen de Gases [ $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ ]
- b) Masa por Unidad de Generación Eléctrica [ $\text{mg}/\text{kWh}$ ]

Las ventajas y desventajas de ambos se indican en el punto 2.6.

<sup>a</sup> La norma es de 73 MW de input térmico. Considerando una eficiencia de 40% aproximadamente equivale a 30 MW eléctricos.

#### **4. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN Y CONTROL.**

Dado que existe una normativa chilena de medición y que ella está basada en normas internacionales, se propone utilizar dichas metodologías que son las siguientes :

##### **4.1. Medición de Partículas.**

La determinación de la emisión de Material Particulado (MP) se deberá acreditar utilizando el método de muestreo isocinético CH-5. Determinación de las Emisiones de Particulares desde Fuentes Estacionarias.

##### **4.2. Medición de Gases.**

La determinación de la emisión de los Óxidos de Nitrógeno (NOx) se acreditará utilizando el método CH-7E. Determinación de las concentraciones de óxidos de nitrógeno o desde fuentes fijas, procedimiento con analizador instrumental.

La determinación de las emisiones de Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) se acreditará utilizando el método CH6C. determinación de las concentraciones de dióxido de azufre desde fuentes fijas, procedimiento con analizador instrumental.

La determinación de las emisiones de Monóxido de Carbono (CO) se acreditará utilizando el método CH-10. Determinación de las emisiones de monóxido de carbono desde fuentes estacionarias.

La determinación de las emisiones de los Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) se acreditará utilizando el método CH-25A. Determinación de las concentraciones de compuestos orgánicos gaseosos totales mediante un analizador de ionización de flama.

##### **4.3. Laboratorios de Medición y Análisis.**

Las centrales termoeléctricas deberán acreditar el cumplimiento de los límites máximos permitidos de emisión, a través de mediciones, las cuales deberán ser realizadas por Laboratorios de Medición y Análisis, autorizados por la Secretaría Regional Ministerial de Salud de cada región.

##### **4.4. Periodicidad de las Mediciones.**

Se plantean 2 alternativas :

###### **a) Monitoreo Continuo.**

En caso de establecer monitoreo continuo la norma se aplicaría como promedio mensual, tal como se utiliza en Estados Unidos y Canadá.

El monitoreo continuo se justificaría para las unidades o centrales de mayor tamaño >100 MWe o aquellas que estén ubicadas en áreas latentes o saturadas. Los contaminantes a medir serían NOx para todas las centrales señaladas, SO<sub>2</sub> y material particulado, para las fuentes que utilicen carbón petcoke o petróleo además de combustible.

No se justifica mediciones continuas de MP y SO<sub>2</sub> en unidades de gas natural. En el caso de centrales que utilicen diesel lo usual es efectuar mediciones periódicas del contenido de azufre del combustible. Para las centrales menores de 100 WW y las de gas natural y diesel, recién señaladas se propone efectuar mediciones semestrales.

**b) Mediciones semestrales.**

Se propone realizar 3 mediciones cada semestre. La norma se aplicaría al promedio de las 3 mediciones.

**5. PLAZO PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA.**

**a) Centrales Nuevas.**

La norma sería aplicable de inmediato, para todas las centrales que inicien su construcción con posterioridad a la publicación de esta norma. Se exceptúa aquellas que estén en construcción y aquellas que cuenten con un estudio de impacto ambiental aprobado.

**b) Centrales Existentes.**

Las centrales existentes tendrían un plazo de 3 años para adaptarse a la normativa respectiva, cuya implementación sea técnica y económicamente factible. Se estima que este plazo es suficiente para realizar los proyectos, para construir las obras civiles y equipos, más el montaje de éstos.

## **ANEXOS**

## **ANEXO N° 1**

# **ESTUDIO DE EMISIONES DE CONTAMINANTES PELIGROSOS DEL AIRE Y MERCURIO PRODUCIDAS POR CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A VAPOR**

**ANEXO N° 1****ESTUDIO DE EMISIONES DE CONTAMINANTES PELIGROSOS DEL AIRE Y MERCURIO  
PRODUCIDAS POR CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A VAPOR****A.1.1. Mandato Legislativo.**

En la sección 112 (n) (1) (A) del Acta de Aire Limpio, el Congreso de Estados Unidos encomendó a la EPA : "Realizar un estudio de los peligros para la Salud Pública que podrían ocurrir como resultado de las emisiones de Contaminantes Peligrosos del Aire (HAP) de Centrales Eléctricas a vapor".

La sección 112 (a) (8) del Acta define a "una central eléctrica generadora de vapor como "cualquiera unidad de más de 25 MW eléctricos que quema combustible fósil, que es operada por un generador que produce electricidad para la venta". También se considera central eléctrica una unidad que cogenera vapor y electricidad y ofrece más de un tercio de su capacidad potencial de producción eléctrica y más de 25 MW<sub>e</sub> de salida a cualquier sistema de distribución pública para la venta.

**A.1.2. Metodología para Realizar el Estudio.**

El estudio incluye numerosos análisis separados pero interrelacionados. Primero, los datos de emisiones de HAP fueron obtenidos de 52 unidades (ej. calderas), incluyendo unidades a carbón, petróleo y gas natural. Segundo, dichos datos de emisión junto con las características de las centrales (ej. tipo caldera, combustible, equipo de control) fueron usados para estimar las emisiones de HAP de las 684 centrales de todo USA. Tercero, se efectuó una selección de los HAP más peligrosos para priorizarlos, para análisis futuros. Cuarto, varios HAP prioritarios fueron analizados respecto a su riesgo de inhalación, exposiciones múltiples y otros aspectos potenciales. Además se analizó las estrategias de control para los HAP prioritarios.

El resumen global del estudio se muestra en figura. Este informe muestra los resultados del estudio.

En 1990 había en U.S.A. 684 Plantas Termoeléctricas que cumplieron con las características señaladas por el Congreso. Estas plantas usan como combustible principalmente carbón (59% del total), petróleo (12%) o gas natural (29%). Muchas plantas tienen 2 o más unidades y queman más de un tipo de combustible. 426 Plantas quemaban carbón, como uno de sus combustibles, 137 plantas que quemaban petróleo y 267 plantas quemaban gas natural.

Las emisiones fueron estimadas para los años 1990, 1994 y 2010 y se basan en las mediciones de emisiones de 52 unidades realizadas por el Instituto de Investigaciones de Potencia Eléctrica (EPRI), por el Departamento de Energía (DOE), por la Compañía de Energía de los Estados del Norte y por la EPA. El programa de pruebas fue diseñado para un amplio rango de tipos de unidades con variados equipos de control, luego las cifras son consideradas representativas de la industria.

Estas mediciones entregan la base para la estimación de emisiones promedio anuales para cada una de las 684 plantas. Sólo 67 de los 188 HAP enumerados en la sección 112 del Acta, fueron identificadas como potencialmente emitidas por las plantas termoeléctricas. El resto no fue detectado en las mediciones de emisiones.

### **A.1.3. Evaluación General de la Exposición y del Riesgo.**

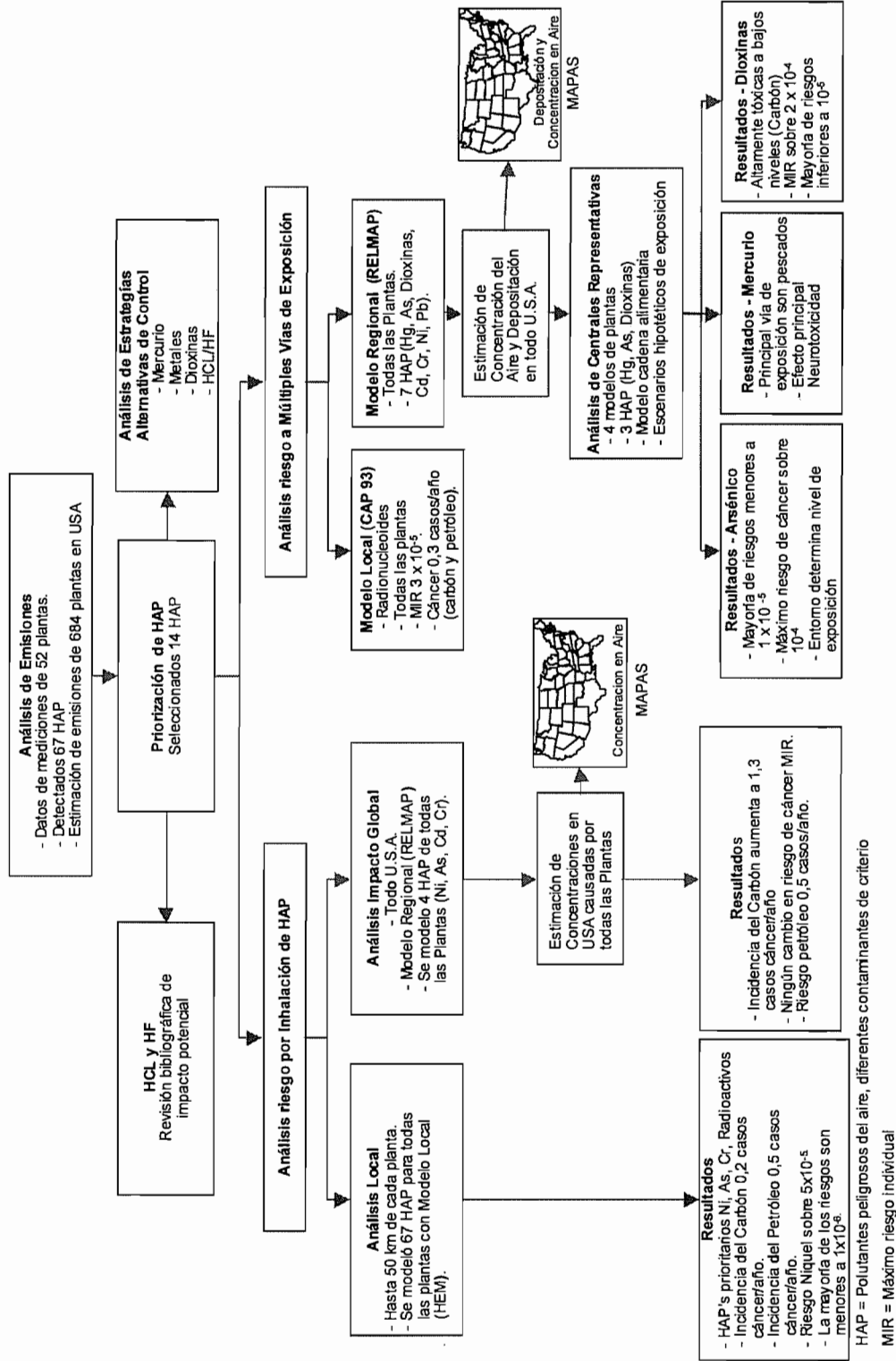
La mayoría de las evaluaciones del riesgo se focalizaron en la exposición a la inhalación. Todos los HAP fueron evaluados para exposición por inhalación, al menos a nivel preliminar. Para muchos de los 67 HAP, se cree que, la exposición por inhalación es la vía de exposición dominante. Sin embargo, las vías de exposición no inhalación pueden ser más importantes para los HAP que son persistentes y/o bioacumulativos, que son tóxicos por ingestión o son radioactivos.

Basado en una evaluación, que se describe abajo, la EPA identificó cuatro HAP prioritarios para valorar las exposiciones no inhalación (radionúclidos, mercurio, arsénico y dioxina). Además el cadmio y plomo fueron identificados como las próximas prioridades. Para radionucleoides, mercurio, arsénico y dioxina, se efectuó una evaluación a la exposición por múltiples vías. Las otras 2 HAP (plomo y cadmio) fueron examinados cualitativamente por sus riesgos potenciales.

#### **A.1.3.1. Priorización de Riesgos**

Como se señala en la Fig. 1 EPA inicialmente efectuó un filtrado de los 67 HAP para identificar aquellos prioritarios, para después efectuar una evaluación más detallada que consideró las vías de exposición por inhalación y no inhalación.

## RESUMEN DEL ESTUDIO DE EMISIONES TOXICAS (HAP) EN PLANTAS TERMoeLECTRICAS





Para estimar los riesgos de inhalación en los individuos mayormente expuestos la EPA uso el modelo de Exposición Humana, considerando los 67 HAP emitidos por las 684 plantas eléctricas utilizando supuestos conservadores (supuestos que más bien podrían sobrestimar que subestimar los riesgos).

Si el riesgo de estos individuos era mayor a una medida mínima (por ej.: riesgo de cáncer mayor a uno entre 10 millones) entonces el HAP fue elegido para un mayor estudio. Para exposiciones no inhalación, los 67 HAP fueron jerarquizados considerando 5 criterios :

- Persistencia
- Tendencia a bioacumulación
- Toxicidad
- Cantidad de emisión y
- Radioactividad

Basado en este análisis se identificó 12 HAP como contaminantes prioritarios (arsénico, berilio, cadmio, cromo, magnesio, níquel, HCl, HFl, acreolina, dioxinas, formaldehído y radionuclidos), basados en el riesgo potencial ante exposición por inhalación. Cuatro de estos 12 HAP (arsénico, cadmio, dioxina y radionucleoides) más otros 2 HAP adicionales (mercurio y plomo) fueron considerados prioritarios para evaluar exposiciones múltiples. Cuatro de estos 6 HAP, (arsénico, mercurio, dioxina y radionucleoides) fueron identificados como la principal prioridad para evaluar exposiciones múltiples. En general, un total de 14 de 67 HAP fueron considerados prioritarios. Los otros 53 HAP no fueron evaluados en mayor detalle, por presentar riesgos menores.

Los riesgos de cáncer para todas las Centrales Termoeléctricas a gas son bajo a 1 por millón y no fue identificado ningún riesgo cancerígeno. Por este motivo, las plantas a gas fueron omitidas en los siguientes análisis.

#### **A.1.3.2. Riesgos de Cáncer por la Inhalación de HAP Emitidos por Plantas Termoeléctricas que Queman Carbón (1990).**

Se estima que la gran mayoría de plantas termoeléctricas que queman carbón (424 de 426 producen riesgos de cáncer menores a uno en un millón, debido a la exposición de inhalación de HAP. Se estima que sólo 2 de las 426 plantas presentan un riesgo potencial por inhalación mayor a uno en un millón.

#### **A.1.3.3. Riesgo de Cáncer por la Inhalación de HAP Emitidos por Plantas Termoeléctricas que Queman Petróleo.**

Se estima que la mayoría de las plantas que queman petróleo (125 de 137) producen riesgos de cáncer por inhalación menores a uno en un millón. Sin embargo, se estima que 11 de 137 plantas potencialmente puedan presentar riesgos por inhalación sobre 1 en 1 millón. Los contribuyentes principales a estos riesgos cancerígenos son el níquel, arsénico, radionuclidos y cromo.

El níquel es el contaminante que contribuye más al riesgo en Centrales a Petróleo. Sin embargo hay poca certeza sobre su peligrosidad, dado que se emiten diversos compuestos de níquel y sólo se conoce el efecto sobre la salud de algunos de éstos.

#### **A.1.3.4. Resumen del Riesgo de Cáncer por Inhalación.**

Los riesgos de Cáncer por inhalación debidos a la emisión de HAP son menores a 1 en 1 millón para 671 de 684 plantas termoeléctricas. Sin embargo, se estima que algunas plantas (2 plantas a carbón y 11 plantas a petróleo) potencialmente producen riesgos de Cáncer por inhalación sobre 1 en 1 millón. Una planta a petróleo posee un riesgo de producir Cáncer superior a  $6 \times 10^{-5}$ . Basado en este cálculo, se estima que no ocurren más de que 1,8 casos de cáncer por año en USA debido a la exposición a inhalación de emisiones de HAP de plantas termoeléctricas a carbón y a petróleo.

#### **A.1.3.5. Riesgos no Cancerígenos de Inhalación.**

La EPA también valoró los riesgos no cancerígenos (otros daños a la salud distinto al cáncer) de corto y largo plazo debidos a la exposición por inhalación. Los 4 HAP con mayor riesgo potencial de producir efectos no cancerígenos son el manganeso, HCl, HF y acroleína.

Al modelar los HAP emitidos por las 684 plantas se calculó que las concentraciones ambientales de HAP eran generalmente entre 100 a 10.000 veces bajo la RFC. La mayor concentración estimada de HAP emitidas fue de 10 veces bajo RFC.

La RFC es una estimación de la máxima exposición a la inhalación de contaminantes que no produce un riesgo apreciable de efectos dañinos para la población durante su vida, incluyendo a los grupos más sensibles (enfermos, ancianos).

#### **A.1.3.6. Riesgo de Arsénico.**

El riesgo de producir cáncer debido a emisiones de arsénico de plantas termoeléctricas por varias vías de exposición se estimó entre  $4 \times 10^{-7}$  a  $1 \times 10^{-4}$ . Este efecto incluye riesgos de inhalación y también por ingestión de arsénico. En este caso el mayor efecto es la ingestión de arsénico en cereales.

#### **A.1.3.7. Riesgo por Dioxinas.**

El riesgo de las dioxinas es que persisten en el ambiente y son bioacumulables en la cadena alimenticia, además de ser cancerígenas.

Los riesgos de contraer cáncer por emisión de dioxinas de plantas termoeléctricas se estima en  $1 \times 10^{-7}$ . Además sólo un 1% de las dioxinas de origen humano, corresponden a plantas termoeléctricas.

Los riesgos estimados de cáncer por exposición a través de vías múltiples varían entre  $1 \times 10^{-10}$  y  $2 \times 10^{-4}$ , siendo los más altos los debidos al consumo de pescados.

#### **A.1.3.8. Riesgo de Radionúclidos.**

Las emisiones de radionúclidos de las centrales termoeléctricas pueden afectar al hombre por varias vías : exposición a radiación externa por radionúclidos suspendidos en el aire o depositados en el suelo y exposición interna por inhalación o por ingestión de alimentos contaminados.

Los riesgos por exposición a radionuclidos emitidos por centrales termoeléctricas son sustancialmente inferiores a los riesgos debidos a la radiación causada por el entorno natural. Se calcula que esta última es 67 veces superior a la causada por centrales termoeléctricas en USA.

Sólo 17 de las 684 plantas presentan riesgos entre  $1 \times 10^{-5}$  y  $3 \times 10^{-5}$  (13 de carbón y 4 de petróleo). El resto tiene riesgos menores a  $1 \times 10^{-5}$ .

#### **A.1.3.9. Impactos de los Acidos Clorhídrico y Fluorhídrico.**

Los niveles de emisión de estos HAP son menores a los niveles de riesgo, sin embargo pueden contribuir a la lluvia ácida y a la formación de material particulado fino.

#### **A.1.3.10. Riesgo de Mercurio.**

El Mercurio es un elemento persistente y bioacumulable en los alimentos, especialmente se acumula en la red alimentaria acuática. Casi todo el mercurio acumulado en los pescados esta formado por metilmercurio. El principal efecto en la salud del metilmercurio es ser neurotóxico. En cambio el mercurio inorgánico es poco bioacumulable.

El estudio estima que alrededor de un tercio de las emisiones de mercurio causadas por el hombre en USA, provienen de las centrales termoeléctricas.

#### **A.1.3.11. Análisis Cualitativo de Exposiciones a Través de Múltiples Vías.**

EPA considera que las vías de exposición no respirables son importantes para aquellos HAP que son persistentes y tienden a bioacumularse.

El cadmio y el plomo son persistentes y pueden ser bioacumulables, además son tóxicos por ingestión. Las emisiones de cadmio de 683 plantas producen riesgos de inhalación menores a  $1 \times 10^{-6}$ . Asimismo la concentración de plomo en el aire calculada por el modelo es 200 veces inferior al estándar de calidad del aire de U.S.A. (NAAQS).

El níquel y cromo son tóxicos al ingerirlos en dosis relativamente altas, pero no se conoce su toxicidad a dosis bajas, ni tampoco que sean cancerígenos al ingerirlos.

Por esto no fueron considerados como prioritarios, para el análisis de otras vías de exposición diferentes a la respiratoria. Por estos motivos la EPA no planea efectuar mayores análisis sobre los riesgos causados por las emisiones de plantas termoeléctricas de estos 4 elementos, salvo su efecto respiratorio.

## **ANEXO N° 2**

# **INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES AL AIRE EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS**

## ANEXO N° 2

## INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES AL AIRE EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

A continuación se describen cómo se estimaron las inversiones en equipos y costos de operación de las principales tecnologías de abatimiento de emisiones:

## A.2.1. Abatimiento de Material Particulado.

## a) Filtros de Mangas

Para estimar las inversiones en equipos se utilizaron los valores y factores estimados por la EPA en el estudio "Baghouses and Filtres" para un equipo de 53.200 Nm<sup>3</sup>/h y uno de 106.400 Nm<sup>3</sup>/h. Dado que los valores de este estudio estaban en US\$ de 1998 se actualizaron con el "Producer Price Index Industry Sheet Metal Work" lo que para el período May-98 a Sept-06 resultó en un 24,4%. Adicionalmente se contó con una cotización de la empresa Flex-Kleen para un equipo de 24.000 Nm<sup>3</sup>/h de Mayo-2005 para efectos de verificación.

Para los costos de operación y mantención se utilizaron los valores y factores del mismo estudio, modificando los costos unitarios de mano de obra, electricidad y botadero de escombros a valores nacionales. Para la operación de los equipos se consideraron 6.000 horas anuales.

Los valores resultantes se presentan en el siguiente cuadro:

	<b>Caudal Humos 53200 Nm<sup>3</sup>/h US\$</b>	<b>Caudal Humos 106400 Nm<sup>3</sup>/h US\$/año</b>
Inversión Equipo	390.894	771.743
Costos Instalación	238.473	470.817
Costos Indirectos (Ingeniería, Puesta en Marcha, Contingencias)	145.150	286.570
<b>Inversión Total</b>	<b>774.517</b>	<b>1529.130</b>
Costo Operación y Mantención	17.064	17.064
Costo Reemplazo Filtros	17.200	34.401
Costo Servicios (Electricidad + Aire Comprimido)	56.116	112.232
Costo Botadero Escombros	74.057	148.114
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	33.473	56.111
<b>Costo Total Operación y Mantención</b>	<b>197.910</b>	<b>367.922</b>

**b) Lavadores de Gases para Abatimiento de Material Particulado.**

Para estimar las inversiones en equipos se utilizaron los valores de equipos obtenidos de cotizaciones de Junio 2005 para caudales de humos de 28.800 Nm<sup>3</sup>/h y 18.500 Nm<sup>3</sup>/h de la empresa Metpro y para 100.000 Nm<sup>3</sup>/h de valores referenciales entregados por el representante de esta misma empresa. Para los costos de instalación e indirectos se utilizaron los factores estimados por la EPA en el estudio "Wet Scrubbers For Acid Gas" para un equipo de 35.000 Nm<sup>3</sup>/h. Se ha supuesto que estos equipos son iguales a los lavadores de gases para SO<sub>2</sub> con la diferencia que en el abatimiento de material particulado se utiliza solo agua (sin la incorporación de cal).

Para los costos de operación y mantención se utilizaron los valores y factores del estudio de la EPA, modificando los costos unitarios de mano de obra, electricidad y botadero de escombros a valores nacionales. Para la operación de los equipos se consideraron 6.000 horas anuales.

Los valores resultantes se presentan en el siguiente cuadro:

	<b>Caudal Humos 18500 Nm<sup>3</sup>/h US\$</b>	<b>Caudal Humos 28800 Nm<sup>3</sup>/h US\$/año</b>	<b>Caudal Humos 100000 Nm<sup>3</sup>/h US\$/año</b>
Inversión Equipo	316.950	377.035	975.000
Costos Instalación	264.585	410.997	1.062.825
Contingencias	50.518	50.518	130.638
<b>Inversión Total</b>	<b>632.053</b>	<b>838.550</b>	<b>2.168.462</b>
Costos Mantención	8.975	8.975	23.209
Costo Servicios (Electricidad)	9.419	14.632	37.838
Costo Botadero Escombros	4.999	7.766	20.083
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	5.385	5.385	13.925
<b>Costo Total Operación y Mantención</b>	<b>28.778</b>	<b>36.758</b>	<b>95.055</b>

**c) Precipitadores Electrostáticos**

Para estimar las inversiones en equipos se utilizaron los valores y factores estimados por la EPA en el estudio "Electrostatic Precipitators" para un equipo de 53.200 Nm<sup>3</sup>/h y uno de 106.500 Nm<sup>3</sup>/h. Dado que los valores de este estudio estaban en US\$ de 1998 se actualizaron con el "Producer Price Index Industry Sheet Metal Work" lo que para el período May-98 a Sept-06 resultó en un 24,4%. Adicionalmente se contó con una cotización de la empresa F.L. Smidth Airtech por un equipo de 50.600 Nm<sup>3</sup>/h de Mayo-2005 para efectos de verificación.

Para los costos de operación y mantención se utilizaron los valores y factores del mismo estudio, modificando los costos unitarios de mano de obra, electricidad y botadero de escombros a valores nacionales. Para la operación de los equipos se consideraron 6.000 horas anuales.

Los valores resultantes se presentan en el siguiente cuadro:

	<b>Caudal Humos 53200 Nm3/h US\$</b>	<b>Caudal Humos 106500 Nm3/h US\$/año</b>
Inversión Equipo	954.835	1.560.272
Costos Instalación	685.571	1.371.143
Contingencias	584.360	954.886
<b>Inversión Total</b>	<b>2.224.766</b>	<b>3.886.302</b>
Costo Operación y Mantenimiento	17.142	22.009
Costo Servicios (Electricidad)	52.918	105.836
Costo Botadero Escombros	74.131	148.262
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	33.315	50.839
<b>Costo Total Operación y Mantenimiento</b>	<b>177.506</b>	<b>326.946</b>

#### A.2.2. Lavadores de Gases para Abatimiento de SOx.

Para estimar las inversiones en equipos se utilizaron los valores de equipos obtenidos de cotizaciones de Junio 2005 para caudales de humos de 28.800 Nm3/h y 18.500 Nm3/h de la empresa Metpro y para 100.000 Nm3/h de valores referenciales entregados por el representante de esta misma empresa. Para los costos de instalación e indirectos se utilizaron los factores estimados por la EPA en el estudio "Wet Scrubbers For Acid Gas" para un equipo de 35.000 Nm3/h.

Para los costos de operación y mantenimiento se utilizaron los valores y factores del estudio de la EPA, modificando los costos unitarios de mano de obra, suministro de cal, electricidad y botadero de escombros a valores nacionales. Para la operación de los equipos se consideraron 6.000 horas anuales.

Los valores resultantes se presentan en el siguiente cuadro:

	<b>Caudal Humos 18500 Nm3/h US\$</b>	<b>Caudal Humos 28800 Nm3/h US\$/año</b>	<b>Caudal Humos 100000 Nm3/h US\$/año</b>
Inversión Equipo	316.950	377.035	975.000
Costos Instalación	264.585	410.997	1.062.825
Contingencias	50.518	50.518	130.638
<b>Inversión Total</b>	<b>632.053</b>	<b>838.550</b>	<b>2.168.462</b>
Costos Mantenimiento	8.975	8.975	23.209
Costo Cal	185.217	287.710	744.009
Costo Servicios (Electricidad)	9.419	14.632	37.838
Costo Botadero Escombros	4.999	7.766	20.083
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	5.385	5.385	13.925
<b>Costo Total Operación y Mantenimiento</b>	<b>213.995</b>	<b>324.468</b>	<b>839.063</b>



### **ANEXO N° 3**

## **CÁLCULO DE FACTORES DE EMISIÓN Y CONCENTRACIONES DE CONTAMINANTES EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.**

## ANEXO N° 3

**CÁLCULO DE FACTORES DE EMISIÓN Y CONCENTRACIONES DE CONTAMINANTES EN CONDICIONES NO CONTROLADAS EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.**

A continuación se presenta el cálculo que se realizó para estimar las emisiones de los principales contaminantes (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP) bajo condiciones no controladas, es decir, sin sistemas de abatimiento que puedan disminuir las concentraciones en los gases de escapes de estos mismos.

**A.3.1. Condiciones de Operación de las Centrales Termoeléctricas.**

Una variable crítica a considerar es el exceso de aire con que opera cada central a fin de poder calcular con precisión el caudal de gases de escape en los que se encuentran diluidos los contaminantes en cuestión.

En la siguiente tabla se presentan los excesos de aire típicos para cada tipo de central.

**Tabla A.3.1: Excesos de aire Standard por tecnología y combustible.**

Tecnología	Combustible	Exceso de aire típico %
Turbina a vapor	Carbón	50
	Petcoke	50
	Diesel	60
	F0-6	50
	Biomasa	85
Turbina a Gas	Diesel	300
	Gas Natural	200
Ciclo Combinado	Diesel	300
	Gas Natural	200
Grupo Electrónico	Diesel	100
	F0-6	100

Fuente: Gamma Ingenieros.

En el siguiente cuadro se presentan los poderes caloríficos que se ha considerado para cada uno de los combustibles.

**Tabla A.3.2.: Poder calorífico de los combustibles en Chile.**

Combustible	PCS			
	Kcal/kg	Kcal/m <sup>3</sup>	Kcal/lt	MMBtu/kg
Gas Natural	12295	9000	-	0.0480
Diesel	10952	-	9200	0.0427
P.C. 5	10496	-	9867	0.0409
P.C. 6	10301	-	9992	0.0402
Madera50%hum.*	3000	-	-	0.0117
Petcoke	8800	-	-	0.0343
Carbón **	6300	-	-	0.0246

Fuente: Copec, Metrogás, CNE y literatura especializada

**Tabla A.3.3: Poder Calorífico de los combustibles considerados por EPA**

Combustible	PCS			
	MMBtu/kg	Kcal/kg	Kcal/m <sup>3</sup>	Kcal/lt
Gas Natural	<b>0.0492</b>	12612	9232	-
Diesel	<b>0.0367</b>	9401	-	7896
P.C. 5	<b>0.0351</b>	9001	-	8461
P.C. 6	<b>0.0340</b>	8722	-	8461
Madera50%hum.*	<b>0.0100</b>	2564	-	-
Carbón **	<b>0.0260</b>	6667	-	-

En la siguiente Tabla se exponen los caudales volumétricos de gases de escape (GE) por kg de combustible y por MMBtu consumidos.

**Tabla A.3.4: Caudal de Gases de escape por unidad de combustible.**

Tecnología	m <sup>3</sup> de Gases de Escape por unidad de combustible			
	Combustible	m3N/kg	m3N/kCal	m3N/MMBtu
Turbina a vapor	Carbón	11.94	0.0018	446
	Petcoke	11.94	0.0018	446
	Diesel	17.03	0.0016	392
	F0-6	15.06	0.0015	368
	Biomasa	6.62	0.0024	593
	Turbina a Gas	Diesel	41.41	0.0038
Gas Natural		33.57	0.0025	623
Ciclo Combinado	Diesel	41.41	0.0038	953
	Gas Natural	33.57	0.0025	623

**Tabla A.3.5. Concentración de emisiones de NOx Según EPA.**

Tecnología	Combustible	(a) lb/MMBtu	lb/10 <sup>3</sup> gal	lb/Ton Comb	mg/m <sup>3</sup> N
(b) Turbina a vapor	Carbón			31	<b>1298</b>
	Diesel		10		<b>84</b>
	F0-6		47		<b>386</b>
(b) Turbina a Gas	Diesel	0.88			<b>416</b>
	Gas Natural	0.32			<b>231</b>
(c) Turbina a Gas	Diesel	0.24			<b>113</b>
	Gas Natural	0.13			<b>94</b>
(b) Ciclo Combinado	Diesel	0.88			<b>416</b>
	Gas Natural	0.32			<b>231</b>
(c) Ciclo Combinado	Diesel	0.24			<b>113</b>
	Gas Natural	0.13			<b>94</b>

(\*) Para convertir lb/103gal a kg/m<sup>3</sup> multiplíquese por .120

(\*\*) Considerese toneladas inglesas equivalente a 2 toneladas metricas

(a) Referidos al PCS

(b) Sin Equipo de abatimiento

(c) Con Inyección de Vapor de Agua

Fuente: AP 42, Quinta edición, Volumen I. Capítulo 1: Fuentes de Combustión Externa y Capítulo 3: Fuentes estacionarias de Combustión Interna.

**Tabla A.3.6: Emisiones de SO<sub>2</sub> Según EPA.**

Tecnología	Combustible	Emisión (a) [lb/MMBtu]	S % (A)	(*) lb/10 <sup>3</sup> gal (B)	(**) lb/Ton Comb (C)	mg/m <sup>3</sup> N (CE)
Turbina a vapor	Carbón (b)		1,50		57	2388
	Petcoke	-	-		-	-
	Diesel(c)		0,11	17,3		145
	F0-6(c)		0,70	110		1042
	Biomasa	-	-			-
(e) Turbina a Gas	Diesel(d)	0,1111	0,11			52
	Gas Natural	0,0034				2
(e) Ciclo Combinado	Diesel	0,1111	0,11			52
	Gas Natural	0,0034				2

(\*) Para convertir lb/10<sup>3</sup>gal a kg/m<sup>3</sup> multiplíquese por .120

(\*\*) Considerese toneladas inglesas equivalente a 2 toneladas metricas

(a) Referidos al PCS

(b) EPA asigna un valor de  $38 \times S \text{ lb}_{SO_x}/\text{Ton}_{\text{carbón}}$  donde S corresponde al porcentaje másico de azufre contenido en el combustible.

(c) EPA asigna un valor de  $157 \times S \text{ lb}_{SO_x}/10^3 \text{ galones}$  donde S corresponde al porcentaje másico de azufre contenido en el combustible.

(d) EPA asigna un valor de  $1.01 \times S \text{ lb}_{SO_x}/10^3 \text{ galones}$  donde S corresponde al porcentaje másico de azufre contenido en el combustible.

(e) EPA recomienda utilizar el valor de 3,4 E-03 lb/MMBtu para GN y 3,3 E-02 lb/MMBtu para Diesel en caso de no tener un valor de S confiable

Fuente: AP 42, Quinta edición, Volumen I. Capítulo 1: Fuentes de Combustión Externa y Capítulo 3: Fuentes estacionarias de Combustión Interna.

Ejemplo de cálculo de emisión de SO<sub>2</sub>.

En el caso de la turbina a vapor que opera con carbón se tiene:

$$CE \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] = C \left[ \frac{lb_{SO_2}}{ton_{COMB}} \right] \times 0.454 \left[ \frac{kg_{SO_2}}{lb_{SO_2}} \right] \times 10^6 \left[ \frac{mg_{SO_2}}{kg_{SO_2}} \right] \times \frac{1}{908} \left[ \frac{ton_{COMB}}{kg_{COMB}} \right] \times \frac{1}{GE}$$

Donde:

CE: Concentración específica de emisión de SO<sub>2</sub> en mg/m<sup>3</sup><sub>N</sub>

C: Libras de SO<sub>2</sub> emitidas por cada tonelada de combustible que se combustiona, en lb/Ton. Se determinan como 38 x S%, siendo S% el porcentaje másico de azufre contenido en el carbón, en este caso se tiene un 1.5 % de azufre en el carbón por lo que las libras de SO<sub>2</sub> emitidas son de  $1.5 \times 38 = 57 \text{ lb/Ton (C)}$ .

GE: Caudal de gases de escape por kg de combustible ya mencionados en la tabla A.4. En el caso del carbón corresponde a 11.94 m<sup>3</sup><sub>N</sub>/kg.

Por lo tanto,

$$CE \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] = 57 \left[ \frac{lb_{SO_2}}{ton_{COMB}} \right] \times 0.454 \left[ \frac{kg_{SO_2}}{lb_{SO_2}} \right] \times 10^6 \left[ \frac{mg_{SO_2}}{kg_{SO_2}} \right] \times \frac{1}{908} \left[ \frac{ton_{COMB}}{kg_{COMB}} \right] \div 11.94 \left[ \frac{m^3_N}{kg_{COMB}} \right]$$

$$CE = 2388 \left[ \frac{mg_{SO_2}}{m^3_N} \right]$$

Para el caso de la Turbina a Vapor que opera con Diesel se tiene que las emisiones están dadas por unidad volumétrica y en función del contenido de azufre. Por lo que la emisión por unidad volumétrica es como sigue:

$$B \left[ \frac{lb_{SO_2}}{10^3 \text{ galon}} \right] = A \times 157$$

Donde

A: % másico de Azufre contenido en el Diesel.

$$\text{Entonces se tiene que } B = A \times 157 = 0.11 \times 157 = 17.3 \left[ \frac{lb_{SO_2}}{10^3 \text{ galon US}} \right]$$

Luego para obtener la concentración específica del SO<sub>2</sub> en los gases de escape se tiene.

$$CE \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] = B \left[ \frac{lb_{SO_2}}{10^3 \text{ galon}} \right] \times 0.454 \left[ \frac{kg_{SO_2}}{lb_{SO_2}} \right] \times 10^6 \left[ \frac{mg_{SO_2}}{kg_{SO_2}} \right] \times \frac{1}{3.785} \left[ \frac{10^3 \text{ gal}}{m^3} \right] \times \frac{1}{840} \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \times \frac{1}{GE}$$

CE: Concentración específica de emisión de SO<sub>2</sub> en mg/m<sup>3</sup><sub>N</sub>

B: Libras de SO<sub>2</sub> emitidas por cada galón de combustible

GE: Caudal de gases de escape por kg de combustible ya mencionados en la tabla A.4. En el caso del carbón corresponde a 17.03 m<sup>3</sup><sub>N</sub>/kg.

Por lo tanto,

$$CE \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] = 17.3 \left[ \frac{lb_{SO_2}}{10^3 \text{ galon}} \right] \times 0.454 \left[ \frac{kg_{SO_2}}{lb_{SO_2}} \right] \times 10^6 \left[ \frac{mg_{SO_2}}{kg_{SO_2}} \right] \times \frac{1}{3.785} \left[ \frac{10^3 \text{ gal}}{m^3} \right] \times \frac{1}{840} \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \times \frac{1}{17.03} \left[ \frac{m^3_N}{kg} \right]$$

$$CE = 145 \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right]$$

**Tabla A.3.7: Emisiones de MP Según EPA.**

Tecnología	Combustible	Emisión (a) [lb/MMBtu]	S %	lb/10 <sup>3</sup> gal	lb/Ton Comb	mg/m3N
Turbina a vapor	Carbón (b)		-		100	4189
	Petcoke	-	-			-
	Diesel			2		17
	F0-6 (c)		0,70	9,8		80
	Biomasa		-		8,8	565
(d)Turbina a Gas	Diesel	0,012				6
	Gas Natural	0,0066	-			5
(d)Ciclo Combinado	Diesel	0,012				6
	Gas Natural	0,0066	-			5

(a) Referidos al PCS

(b) EPA asigna un valor de 10 veces el porcentaje de cenizas que presenta el carbón en particular, así con un 10% de cenizas se obtiene  $10 \times 10 \text{ lb}_{\text{MP}}/\text{Ton}_{\text{carbón}}$ .(c) EPA asigna un valor de  $9.19 \times S + 3.32 \text{ lbMP}/103\text{galFO-6}$  donde S corresponde al porcentaje másico de azufre contenido en el combustible.

(c) Factores se asumen para Turbinas con inyección de vapor, no existe índice para turbina no controlada.

Fuente: AP 42, Quinta edición, Volumen I. Capítulo 1: Fuentes de Combustión Externa y Capítulo 3: Fuentes estacionarias de Combustión Interna.

**Tabla A.3.8. Emisiones de CO Según EPA.**

Tecnología	Combustible	Emisión (a) [lb/MMBtu]	lb/Ton Comb	lb/10 <sup>3</sup> gal	kg/Ton Comb	mg/m3N
Turbina a vapor	Carbón (b)		0,5			100
	Diesel			5		78
	F0-6			5		85
	Biomasa					
(c) Turbina a Gas	Diesel	0,0033				2
	Gas Natural	0,0820				59
(d) Turbina a Gas	Diesel	0,0760				36
	Gas Natural	0,0300				22
(c) Ciclo Combinado	Diesel	0,0033				2
	Gas Natural	0,0820				59
(d) Ciclo Combinado	Diesel	0,0760				36
	Gas Natural	0,0300				22

(a) Referidos al PCS

(b) 10% de cenizas

(c) Sin equipo de abatimiento

(d) Con Inyección de Vapor

**Tabla A.3.9. Emisiones de COV Según EPA para Condiciones No Controladas.**

Tecnología	Combustible	Emisión (a) [lb/MMBtu]	kg/Ton Comb	mg/m3N
Turbina a vapor	Carbón (**)	-	-	-
	Petcoke	-	-	-
	F0-6 (***)	0,0118	0,22	<b>14,44</b>
	Biomasa	-	-	-
Turbina a Gas	Diesel	0,0004	0,01	<b>0,19</b>
	Gas Natural	0,0021	0,05	<b>1,52</b>
Ciclo Combinado	Diesel	0,0004	0,01	<b>0,19</b>
	Gas Natural	0,0021	0,05	<b>1,52</b>

(a) Referidos al PCS

(\*\*) 10% de cenizas

(\*\*\*) Correspondiente a los COT



## **ANEXO N° 4**

### **CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN CHILE.**

ANEXO N° A 4.1.

Características de Carbones Utilizados en Chile

Tipo de Carbón	Origen	Cenizas %	Volátiles %	Azufre %	Poder Calorífico Superior kcal/kg
		11,37 - 16,02		0,49 - 4,26	6.368
	Indonesia	8	37	0,6	6.400
	China	11	32	0,7	6.300
	Sudafrica	12	27	0,8	6.200
	Australia (New South Wales)	12	29	0,7	6.300
	Australia (Brisbane)	13	35	0,6	6.400
	Colombia	7	34	0,7	6.500
	Venezuela	8	35	0,6	6.900
	EE.UU	11	33 - 36	1 - 3	6.300 - 6.700
		15,93 - 19,54		0,28 - 0,70	3.968
Carbón Sub-Bituminoso	Indonesia	2	34	0,2	4.300 - 5.100
	EE.UU	5	33	0,4	5.100

\* Carbones utilizados por Guacolda.

Fuentes : Empresa Eléctrica Guacolda y AES GENER.

000760

**Cuadro N° A.4.2.**  
**Características Gas Natural**

<b>Combustible</b>	<b>Gas Natural</b>	
<b>Poder Calorífico Superior</b>	8.945	Kcal/m <sup>3</sup> S
<b>Composición</b>		
Metano (CH <sub>4</sub> )	97,5	% Vol
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,7	% Vol
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,1	% Vol
Nitrógeno	0,9	% Vol
CO <sub>2</sub>	0,8	% Vol
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>% Vol</b>

m<sup>3</sup>S: m<sup>3</sup> Standard a 15° C y 1 atm.  
Fuente : Metrogas S.A.

## Cuadro N° A4.3

## Características de Petróleos Conductibles

	Unidad	COMBUSTIBLE			
		Diesel A1	Diesel B	Diesel IV - X	PC-6
<b>Gravedad Específica</b>	°API	36,8	35,9	36,6	12,6
<b>Densidad a 15°C</b>	kg/lt	0,8403	0,8451	0,8413	0,98135
<b>Azufre</b>	%Peso	0,0028	0,0690	0,0415	0,8050
<b>Carbón Conradson</b>	%Peso	0,07	0,07	0,07	11,90
<b>Destilación</b>					
<b>Pie</b>	°C	174	181,5	172,5	N.I.
<b>90%</b>	°C	333	340,5	339,5	N.I.
<b>PFE</b>	°C	364	366,5	366	N.I.
<b>Recogido</b>	%Vol	98,2	97,7	98,0	N.I.
<b>Residuo</b>	%Vol	0,9	1,3	1,1	N.I.
<b>Corrosión Lam. Cobre</b>	N°	1	1	1	N.I.
<b>Índice Cetano Calculado</b>	N°	51,7	50,35	51	N.I.
<b>Punto Escurrecimiento</b>	°C	-12	-11	-17,5	-9
<b>Punto Inflamación</b>	°C	64	66	63	79,5
<b>Viscosidad Cinemática a 40°C</b>	CST	3,07	3,02	2,96	N.I.
<b>Viscosidad Cinemática a 50°C</b>	CST	N.I.	N.I.	N.I.	351,00
<b>Viscosidad Cinemática a 100°C</b>	CST	N.I.	N.I.	N.I.	33,35
<b>Cenizas</b>	%Peso	0,001	0,0025	0,002	0,047
<b>Agua y Sedimento</b>	%Vol	0,00	0,00	0,00	N.I.
<b>Agua más Sedimento</b>	%Peso	N.I.	N.I.	N.I.	0,13
<b>Sedimentos por Extracción</b>	%Peso	N.I.	N.I.	N.I.	0,03
<b>Aromaticos Totales</b>	% Vol	21,3	22,4	23,45	N.I.
<b>Aromaticos Policíclicos</b>	%Peso	2,8	6	5,05	N.I.
<b>Nitrógeno</b>	ppm	19	128,5	63,5	N.I.
<b>Vanadio</b>	ppm	N.I.	N.I.	N.I.	79,5
<b>Lubricidad</b>	um	395	N.I.	N.I.	N.I.
<b>P.O.F.F.</b>	°C	-11	-10	-9,5	N.I.
<b>Poder Calorífico</b>	kcal/kg	10.940	10.918	10.934	10.317

N.I.: No Informa

Fuente: Copec S.A.

**ANEXO N° 5**

**CONCENTRACIÓN DE CONTAMINANTES DE CENTRALES  
TERMOELÉCTRICAS  
Y  
CÁLCULOS DE EMISIONES ESPECÍFICAS**

**A.5.1. CONCENTRACIÓN DE CONTAMINANTES.**

**Concentración de Contaminantes Centrales del SING**

Region	Nombre Central	Unidad	Tipo	Combustible	Concentración de Contaminantes mg/m <sup>3</sup> N					% O <sub>2</sub> medido
					Monóxido de Carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	Material Particulado MP	
I	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	1	Vapor	Carbón Pulverizado	14,06	441,87	1.213	---	207,3	6,5
		2	Turbo Gas	Diesel	---	---	---	---	---	-
II	TOCOPILLA	12 y 13	Vapor	Carbón	120	242,7	433,7	0,1	56,13	6,83
		14 y 15	Vapor	Carbón y Petcoke	19,2	110,1	885,4	0,08	207,7	8,3
		10 y 11	Vapor	Fuel Oil 6	---	---	---	---	---	-
		16	Ciclo Combinado	Gas Natural	---	---	---	---	---	-
		1 y 2	Turbo Gas	Diesel	---	---	---	---	---	-
II	NORGENER	3	Turbo Gas	Gas Natural	---	---	---	---	---	-
		U1	Vapor	Carbón Pulverizado	---	---	---	---	13,7	6,5
II	MEJILLONES (a)	U2	Vapor	Carbón Pulverizado	---	---	---	---	168,7	6,1
		1	Vapor	Carbón Petcoke	---	---	---	---	178,2	-
II	ATACAMA	2	Vapor	Carbón Petcoke	20,3	1.186	---	---	286,0	6,8
		TG1A	Ciclo Combinado	Gas Natural	6,39	21,47	---	0,85	2,9	14,9
		TG2B	Ciclo Combinado	Gas Natural	11,19	19,33	---	0,49	1,4	14,3
		TG1A	Ciclo Combinado	Diesel + Agua	2,17	124	42,95	<b>0,18</b>	<b>5</b>	14,7
		TG2B	Ciclo Combinado	Diesel	2,42	443,7	42,95	<b>0,18</b>	<b>5</b>	14,7

(a) Las centrales de Edelnor Antofagasta, Iquique, Arica y Mantos Blancos no entregaron emisiones.

(b) Calculado en forma estequiométrica.

Fuente: datos entregados por las empresas.

La temperatura de referencia es de 25°C.

00210

### Concentración de Contaminantes Centrales del SIC

Region	Nombre Central	Unidad	Tipo	Combustible	Concentración de Contaminantes mg/m <sup>3</sup> N						
					Monóxido de Carbono (CO)	Oxidos de Nitrogeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	Material Particulado MP	Otros	% O <sub>2</sub> medido
III	Gualcoida	1 y 2	Turbina vapor	Carbón Bituminoso	13,5	309,5	1.375,8	---	208,7	N <sub>1</sub> , V, A <sub>S</sub>	4,9
V	Ventanas	1	Turbina vapor	Carbón Bituminoso	---	---	1.478,00	---	76,4	---	9,65
		2	Turbina vapor	Carbón Bituminoso	---	---	1.564	---	109,7	---	7,05
V	San Isidro	1	Ciclo Combinado	Gas Natural	8,915	47	---	---	---	---	15
		1	Ciclo Combinado	Diesel	0,3	73,9	47,4	---	13,7	---	15,3
VI	Candelaria	1	Ciclo Combinado	Gas Natural	0,98	61,84	0,02	---	4,0	---	16,1
		1	Ciclo Combinado	Diesel	8,9	56,68	0,02	---	8,2	---	14,7
		2	Ciclo Combinado	Gas Natural	27,74	38,45	0,02	---	4,2	---	16,4
		2	Ciclo Combinado	Diesel	37,7	24,34	1,32	---	8,8	---	17,7
VIII	Bocamina	1	Turbina vapor	Carbón	8,3	659	1096	---	7231	---	8,85
		1	Ciclo Combinado	Gas Natural	7,35	27,6	---	---	---	---	13,5
V	Nehuenco	1	Ciclo Combinado	Diesel	7,95	141,9	1,8	---	---	---	13,8
		2	Ciclo Combinado	Gas Natural	0,34	29,6	0	---	---	---	14,1
		3	Turbina Gas	Gas Natural	9,1	87	0,3	---	4,9	---	14,1
X	Antilhue	3	Turbina Gas	Diesel	30,4	89,9	1,6	---	8,0	---	14,3
		1	Turbina Gas	Diesel	1,4	110,6	11,2	---	2,2	---	---
V	Laguna Verde	2	Turbina Gas	Diesel	---	---	---	---	---	---	---
		1	Turbina vapor	Carbón	38,9	---	793	---	498,5	---	10,7
VIII	Petropower	2	Turbina Gas	Diesel	12,2	193,5	12,65	---	44,8	---	17,3
		1	Turbina vapor *	Petcoke	32,8	163,6	111,7	1,9	105,6	---	5,6
VIII	Coronel (PSEG)	1	Turbina Gas	Gas Natural **	16,56	12,96	---	2,16	---	---	---
		1	Turbina Gas	Diesel **	0,72	12,96	79,56	1,08	---	---	---
VII	Constitución (E.V.)	1	Turbina vapor	Biomasa	261,6	116,3	1,7	15,2	114,5	---	9,6
RM	Renca	1	Turbina vapor	Biomasa	241,1	52,9	6,3	63,4	262,9	---	7,5
		2	Turbina vapor	Diesel	0,8	185,6	6	---	15,2	---	10,7
					2,1	263,2	9,4	0,1	21	---	8,1

\* Lecho Fluidizado.

\*\* Datos en kg/h.

Fuente: datos entregados por las empresas.

La temperatura de referencia es de 25°C.

000271

**Concentración de Contaminantes del SIC(continuación)**

Region	Nombre Central	Unidad	Tipo	Combustible	Emisión de Contaminantes					
					Monóxido de Carbono (CO) [kg/hr]	Oxidos de Nitrógeno (NOx) [kg/hr]	Oxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> ) [kg/hr]	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) [kg/hr]	Material Particulado MP [kg/hr]	% O <sub>2</sub> medido
VIII	Arauco	1	Turbina Vapor	Biomasa	---	115,04	137	---	20,17	0,84
VII	Constitución(Arauco)	1	Turbina Vapor	Biomasa	---	40,5	39,33	---	64,4	2,5
VII	Licancel	1	Turbina Vapor	Biomasa	---	65,21	1,07	---	2,54	1,6
X	Valdivia	1	Turbina Vapor	Biomasa	2,79	74,6	3,21	---	11,7	2,9
VIII	Cholguan*	1	Turbina Vapor	Biomasa	42***	146,5	10,7	---	20,4	3,4
VIII	Horcones*	1	Turbina Gas	Gas Natural	11,1	43,2	2	1,4	0,9	14,9
VIII	Horcones*	1	Turbina Gas	Diesel	0,36	129	44,6	0,6	1,8	15,5
VIII	Nueva Aldea*	I	Turbina Vapor	Biomasa	67,9	54,2	45,8	---	27,1	3,5
VIII	Nueva Aldea*	II	Turbina Gas	Diesel	0,36	129	44,6	0,6	1,8	15,5

\* Emisiones estimadas, no medidas.

\*\* HCT

\*\*\* ppm

La temperatura de referencia es de 25 °C.

Fuente: datos entregados por las empresas.

0000722



**Concentración de Contaminantes Sistema Magallanes**

Region	Nombre Central	Unidad	Tipo	Combustible	Emisión de Contaminantes kg/hr				
					Monóxido de Carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	Material Particulado MP
XII	Tres Puentes	Solar Titan	Turbina Gas	Gas Natural	7,16	23,85	0,05	0,47	0,65
		Solar Mars	Turbina Gas	Gas Natural	4,87	16,23	0,03	0,32	0,44
		General Electric	Turbina Gas	Gas Natural	5,33	17,75	0,04	0,35	0,48
		Hitachi	Turbina Gas	Gas Natural	15,20	50,65	0,11	0,99	1,37
XII	Porvenir	Waukesha 1	Motor a Gas	Gas Natural	0,41	1,37	0,00	0,03	0,04
		Waukesha 2	Motor a Gas	Gas Natural	0,57	1,90	0,00	0,04	0,05
		Caterpillar	Motor Diesel	Diesel	0,18	1,71	5,46	0,01	---
		Waukesha	Motor a Gas	Gas Natural	0,60	2,01	0,00	0,04	0,05
XII	Puerto Natales	Solar 1	Turbina Gas	Gas Natural	0,56	1,87	0,00	0,04	0,05
		Solar 2	Turbina Gas	Gas Natural	0,56	1,87	0,00	0,04	0,05
		Caterpillar	Motor Diesel	Diesel	0,25	2,36	7,55	0,01	---

Fuente: datos entregados por las empresas.

000223

**B. CÁLCULO DE EMISIONES ESPECÍFICAS DE CONTAMINANTES PRODUCIDAS POR LAS TERMOELÉCTRICAS.**

Para calcular las Emisiones Específicas en mg/kWh considérese:

$$EE \left[ \frac{mg}{kWh} \right] = A \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] \times B \left[ \frac{m^3_N}{kcal} \right] \times C \left[ \frac{kcal}{kWh} \right] \times \frac{(21 - \%O_{ref})}{(21 - \%O_{medido})} \times Corr.Temp$$

Donde,

EE: Emisiones Específicas de contaminantes en [mg/kWh]. Ver resumen de EE y resultados de cálculos en los cuadros 64 al 69 del capítulo IV

A: Concentración Específica declarada por la central en [mg/m<sup>3</sup><sub>N</sub>] para cada una de las unidades resumidas en el punto anterior de este anexo.

B: Factor Gases de Combustión generados por unidad energética consumida (Referidas al combustible) en [m<sup>3</sup><sub>N</sub>/kcal]. Específico de cada Tecnología, ver Anexo 3 Tabla A4.

C: Rendimiento Energético de cada unidad generadora en [kcal/kWh], el resumen por unidad se encuentra en los cuadros 10 al 13 del capítulo primero.

%Oref: Porcentaje de Oxígeno que debe tener la medición como referencia.

%Omedido: Porcentaje de Oxígeno al que fue realizada la medición.

Corr. Temp: Corrección por Temperatura, en este caso es 1.089

Los porcentajes de referencia son los que aparecen a continuación.

Tecnología	combustible	O <sub>2</sub> referencia
Turbina Vapor	Sólidos	6%
	Líquidos	3%
Turbinas a Gas y CC.	todos	15%

En caso que la Unidad haya declarado Emisiones de Contaminantes en kg/hr calcúlese.

$$EE \left[ \frac{mg}{kWh} \right] = D \left[ \frac{kg}{hr} \right] \times \frac{1}{Pot [kW]} \times \frac{1}{10^6}$$

Donde,

EE: Emisiones Específicas de contaminantes en [mg/kWh]. Resumen y Resultados de cálculos en los cuadros 64 al 69 del capítulo IV.

D: Emisión declarada por la central en [kg/hr]. Resumen en el punto anterior de este anexo.

Pot: Potencia nominal de la unidad generadora en [kW]. Resumen en los cuadros 6 al 9 del capítulo primero.

Ejemplo:

En el caso de la unidad 2 de Norgener que es una Turbina a Vapor que opera con Carbón.

De la tabla anterior tenemos una emisión específica de MP de 168.7 mg/m<sup>3</sup>N con un 6.1 % de oxígeno medido.

De la tabla A.4 se encuentra el valor para B de:  $B = 11.94 \left[ \frac{m^3_N}{kcal} \right]$

Y del cuadro 10 se tiene:  $C = 2382 \left[ \frac{kcal}{kWh} \right]$

Por lo que se obtiene:

$$EE \left[ \frac{mg}{kWh} \right] = 1687 \left[ \frac{mg}{m^3_N} \right] \times 1.78 \times 10^{-3} \left[ \frac{m^3_N}{kcal} \right] \times 2382 \left[ \frac{kcal}{kWh} \right] \times \frac{(21-6)}{(21-6.1)} \times 1.089$$

$$EE = 781 \left[ \frac{mg}{kWh} \right]$$

**ANEXO N° 6**  
**GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA**

**Anexo N° 6****Generación Termoeléctrica Mundial**

La generación eléctrica en el mundo se efectúa mayoritariamente mediante centrales termoeléctricas como se observa en el cuadro siguiente :

**Cuadro N° A.6.1****Tecnologías de Generación Eléctrica  
Porcentajes**

	<b>Mundial</b>	<b>CEE</b>	<b>USA (1995)</b>
<b>Termoeléctrica</b>		-	
• Carbón	40%	--	
• Gas Natural	21%	--	
• Petróleo	7%	--	
• Biomasa	1%	--	--
<b>Total Termoeléctrica</b>	<b>69%</b>	<b>64%</b>	<b>68%</b>
Nuclear	16%	17%	22%
Renovables e Hidráulica	15%	19%	10%
	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente : Panorama de Energía Renovable Mundial 2001.

En el cuadro siguiente se muestra la proporción de generación termoeléctrica de los principales países productores de energía eléctrica mundiales y de los principales países productores de Latinoamérica.

**Cuadro N° A.6.2****Principales Países Generadores de Electricidad  
Año 2003**

<b>Países</b>	<b>Generación Termoeléctrica</b>		<b>Generación Total</b>
	<b>Tcal</b>	<b>%</b>	<b>Tcal</b>
Estados Unidos	2.759	71	3.892
Europa Occidental	1.783	53	3.362
China	1.484	82	1.807
Japón	640	65	983
Rusia	570	66	869
Suiza	1	2	63
Brasil	27	7	359
México	169	82	207
Argentina	47	53	88
Chile	23	49	47
<b>Total Mundial</b>	<b>10.439</b>	<b>66%</b>	<b>15.884</b>

Fuente : Internacional Energy Annual 2004. Agencia Internacional de Energía (IEA) [www.iea.org](http://www.iea.org)

Los grandes países productores de energía eléctrica son las grandes economías mundiales: Estados Unidos, la Comunidad Económica Europea, (Alemania, Francia, Italia, Inglaterra, etc.) China, Japón y otras grandes economías, dado que la producción y consumo de energía eléctrica son consustanciales con el desarrollo económico. En Latinoamérica los grandes productores son México, Brasil, Argentina y Venezuela.

**ANEXO N° 7**

**CONVERSIÓN DE LÍMITES INTERNACIONALES PARA LAS  
EMISIONES DE MP, SO<sub>2</sub> Y NO<sub>X</sub>.**

## ANEXO N° 7

### CONVERSIÓN DE LÍMITES INTERNACIONALES PARA LAS EMISIONES DE MP, SO<sub>2</sub> Y NO<sub>x</sub>.

A continuación se presentan las conversiones de unidades que corresponde hacer en aquellos casos que la norma no esté definida en términos de mg/kWh de manera explícita. Todos los rendimientos considerados corresponden a los promedios que se encuentra en las centrales termoeléctricas chilenas..

#### A.7.1. Comunidad Económica Europea.

La normativa está expresada en términos de mg/m<sup>3</sup>N y la conversión que se aplica es:

a) Turbinas a Vapor.

a.1) Sólidos:

1 mg/kWh = 4.6 mg/m<sup>3</sup>N ,  
Considerando 1.76 m<sup>3</sup>N /MCal y un rendimiento de 2606 kCal/kWh.

a.2) Biomasa:

1 mg/kWh = 12.6 mg/m<sup>3</sup>N ,  
Considerando 2.35 m<sup>3</sup>N /MCal y un rendimiento de 5375 kCal/kWh.

a.3) Líquidos:

1 mg/kWh = 5.6 mg/m<sup>3</sup>N ,  
Considerando 1.55 m<sup>3</sup>N /MCal y un rendimiento de 3580 kCal/kWh.

En el caso de estar mencionado un grupo de combustibles tómese el promedio de cada uno de los factores.

b) Turbinas a Gas y Ciclos Combinados.

b.1) Gas Natural

1 mg/kWh = 6.4 mg/m<sup>3</sup>N ,  
Considerando 2.47 m<sup>3</sup>N /MCal y un rendimiento de 2606 kCal/kWh.

b.2) Diesel

1 mg/kWh = 9.9 mg/m<sup>3</sup>N ,  
Considerando 3.78 m<sup>3</sup>N /MCal y un rendimiento de 2606 kCal/kWh.

En el caso de estar mencionado un grupo de combustibles tómese el promedio de cada uno de los factores.

Los límites que aplican a los Ciclos combinados son los mismos que aplican a las Turbinas a Gas dividiéndolos por 1.5.



#### **A.7.2. Estados Unidos.**

La normativa está expresada en términos de lb/MWh y la conversión que se aplica es simplemente multiplicar el valor por 454 gr/lb a excepción del material particulado en donde aplica multiplicar los ng/J por 10.9 si se considera un rendimiento de 2606 kCal/kWh.

#### **A.7.3. Suiza.**

La normativa está expresada en términos de mg/m<sup>3</sup>N y la conversión que se aplica es idéntica a lo que se aplica en la Comunidad Económica Europea.

#### **A.7.4. Alemania**

La normativa está expresada en términos de mg/m<sup>3</sup>N y la conversión que se aplica es idéntica a lo que se aplica en la Comunidad Económica Europea.

#### **A.7.5. Japón**

- c) La normativa que aplica al MP está expresada en términos de mg/m<sup>3</sup>N y la conversión que se aplica es idéntica a lo que se aplica en la Comunidad Económica Europea.
- d) La normativa que aplica al NOx está expresada en términos de ppm y debe ser multiplicado por 1.88 para obtenerla en términos de mg/m<sup>3</sup>N, luego se aplican los criterios utilizados en la Comunidad Europea.

#### **A.7.6. Canadá**

La normativa está expresada en términos de kg/MWh y se debe multiplicar por 1000.

#### **A.7.7. California**

La normativa está expresada en términos de lb/MWh y la conversión que se aplica es simplemente multiplicar el valor por 454000 mg/lb y dividir por 1000 kWh/MWh a excepción del NOx turbinas a gas mayores a 50 MWt en donde aplica multiplicar los ppm por 1.88 para obtenerla en términos de mg/m<sup>3</sup>N, luego se aplican los criterios utilizados en la Comunidad Europea.

#### **A.7.8. Argentina**

La normativa está expresada en términos de mg/m<sup>3</sup>N y la conversión que se aplica es idéntica a lo que se aplica en la Comunidad Económica Europea.

#### **A.7.9. Brasil**

La normativa está expresada en términos de g/Gcal y la conversión que se aplica es multiplicar por 2.6 al considerar un rendimiento de 2606 kCal/kWh

#### **A.7.10. México**

Los niveles de SO<sub>2</sub> se expresan en términos de ppm, se debe multiplicar por 2.62 para obtenerla en términos de mg/m<sup>3</sup>N, luego se aplican los criterios utilizados en la Comunidad Europea. En el caso del NOx que también se expresa en ppm se debe multiplicar por 1.88 para obtenerla en términos de mg/m<sup>3</sup>N, luego se aplican los criterios utilizados en la Comunidad Europea.

**ANEXO N° 8**  
**SIGNIFICADO DE SIGLAS**

**SIGNIFICADO DE SIGLAS**

IGCC	=	Ciclo Combinado de Gasificación Integrada.
SING	=	Sistema interconectado del Norte Grande, Regiones I y II.
SIC	=	Sistema Interconectado Central, Regiones II a X.
CC	=	Ciclo Combinado.
PTS	=	Partículas Suspendidas Totales.
SCR	=	Reducción Catódica Selectiva
MWt	=	Mega Watt técnicos (input).
MWe	=	Mega Watt eléctricos (out put). Para producir un MWe se requieren entre 2 y 3 MWe dependiendo de la eficiencia de la unidad.
NSCR	=	Reducción Selectiva no Catalítica.
sm <sup>3</sup>	=	Metros cúbicos estándar.
mg	=	Macro gramo.
J	=	Joul
MMbtu	=	Millones de btu.
MWh	=	Mega Watt hora.

## BIBLIOGRAFÍA

### CAPÍTULO I.

- Boilers and Burners. Mechanical Engineering Series. Editorial Springer. P. Basu, C. Kenpa, L. Jestin. Año 2000.
- Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generating Industry. EPA/310-R-97-007. Año : 1997.
- Electricity Generation Technologies. Performance and Cost characteristics. Canadian Energy Research Institute 2005.
- Tecnologías en la Quema de Combustibles Sólidos y Abatimiento de Impactos. Algoritmos para CNE, año 2005.
- The Costs of Generating Electricity. Royal Academy of Engineering. March 2004. [www.raeeng.org.uk](http://www.raeeng.org.uk).

### CAPÍTULO II.

- Documento de Técnicas de Control de Materia Particulada Fina Proveniente de Fuentes Estacionarias: <http://www.epa.gov/ttn/catc/products.htm#aptecprts>
- Cummins INC. 2004. Mobile off highway emissions [en línea] Columbus, EE.UU. <<http://www.everytime.cummins.com>>.
- Braun Rafael, Pumarino Mario, Tolvet Sebastian. 2002. Motores Diesel Tecnologías para su Futuro [en línea] Santiago, Chile. <<http://cipres.cec.uchile.cl>>.
- TMTS Associates INC. 2002. NOx control for stationary sources [en línea] Atlanta, EE.UU. <<http://www.gaawma.org>>.
- Robert Bosch GMBH. Diesel fuel - injection systems [en línea] <<http://rb-k.bosch.de>>.
- Manufacturers of Emissions Control Asociation. 1997. Emission control technology for stationary internal combustion engine [en línea] <<http://www.meca.org>>.
- Environmental Protection Agency (EPA). 1993. Alternative Control Techniques Documents NOx Emissions from Stationary Gas Turbines.
- Environmental Protection Agency (EPA). 1997. Sources and Control of Oxides Nitrogen Emissions.
- Environmental Protection Agency (EPA). 2002. Manual de costos de control de la contaminación en el aire de la EPA. (6ta edición) EPA/452/B-02-001 y EPA/452/B-02-002.
- North Central Texas Council of Governments. 2005. Control Strategy Comparison\ <<http://www.nctcog.org/trans/air/sip/future/lists.asp>>.

### CAPÍTULO III.

- Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units. EPA 453/R-98-004a año 1998. [www.epa.gov/ttn/oarpg/t3/reports/eurtc1.pdf](http://www.epa.gov/ttn/oarpg/t3/reports/eurtc1.pdf)
- Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines. 40 CFR Part 60 Subpart KKKK EPA Julio 2006.
- Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units EPA. 40 CFR Part 60 año 2006.
- Regulatory Measures Against Air Pollutant Emitted from Factories and Business Sites. Ley N° 97, Japón.
- Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Octubre 2001, sobre limitación de Emisiones a la Atmósfera del agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- Ordinance on Air Pollution Control. Gobierno de Suiza 1991.
- Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft del Gobierno Federal Alemania, Julio 2002.
- Resolución SE y M 0108/2001. Boletín Oficial N° 29579 Secretaría de Energía y Minería Argentina.
- Resolucao/Conama N° 008 de Diciembre 1990 de Conama Brasil.
- Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca. México 1997.
- Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994.
- Guidance for Power Plant Siting and Best Available Technology California.
- New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation. Canada 1999.
- Verordnung über Grossfeuerungs und Gasturbinen anlagen – 13.BIm SchV (norma alemana para grandes instalaciones de combustion y turbinas de gas). Julio 2004.
- Guidance for the Permitting of Electrical Generation Technologies. California 2001.

### CAPÍTULO V.

- Environmental Protection Agency (EPA). 1995. Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, AP-42 Volume I: Stationary Point and Area Sources. (5ta edición)

000786



OF. ORD. N° 081025 /

ANT. Informa proceso de licitación estudio Norma de emisión para termoeléctricas.

MAT.: Estudio "Análisis técnico-económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas."

SANTIAGO, 01 ABR. 2008

DE : HANS WILLUMSEN ALENDE  
JEFE DPTO. CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN  
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

A : JAIME BRAVO  
JEFE AREA MEDIO AMBIENTE  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

De mi consideración,

Como es de su conocimiento a través del Convenio de Cooperación entre la Comisión Nacional del Energía (CNE) y la CONAMA, se está co-financiando la realización del Estudio "Análisis técnico-económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas", al respecto se informa lo siguiente:

- Durante el último trimestre de 2007, se realizó un primer proceso de licitación por Chilecompras, no presentándose ningún oferente y declarándose desierta la licitación, a través de la Resolución N° 3464 del 13 de diciembre de 2007. Posteriormente, las bases y los términos de referencia del estudio fueron revisados por los respectivos equipos técnicos.
- A inicios de este año, se realizó un segundo proceso de licitación presentándose sólo una oferta, la que se adjunta con la propuesta económica y tabla para su evaluación.

Por tal motivo, agradeceré a usted enviar su evaluación antes del viernes 11 de abril y en forma paralela enviarla a la profesional Maritza Jadrijevic, e- mail: [mjadrijevic@conama.cl](mailto:mjadrijevic@conama.cl).

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,

Hans Willumsen Alende  
Jefe Departamento Control de la Contaminación  
Comisión Nacional del Medio Ambiente

GCS/MJG/CGCF/aaat

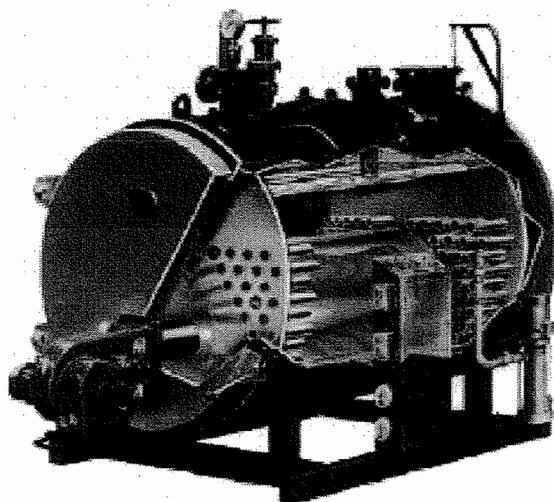
Distribución:  
-Expediente de la norma ✓  
-Archivo Dpto. Control de la Contaminación

000787



**Ambiosis**

INFORME FINAL



***"Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales"***

**Santiago 27 de Junio de 2008**

---

**AMBIOSIS S.A.**

Padre Orellana # 1473, Santiago - Fono: (08) 479 77 15 / (09) 218 98 79 - [www.ambiosis.cl](http://www.ambiosis.cl)

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
1.1	Justificación .....	3
1.2.	Antecedentes.....	4
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>6</b>
2.1.	Objetivo General.....	6
2.2.	Objetivos Específicos.....	6
2.3	Equipo de Trabajo.....	8
2.3.1.	<i>Contraparte Técnica del Estudio .....</i>	<i>8</i>
2.3.2.	<i>Equipo de Especialistas de AMBIOSIS .....</i>	<i>9</i>
2.4.	Localización Geográfica y Cobertura del Estudio.....	9
<b>3</b>	<b>REGULACION DE EMISIONES PARA CALDERAS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.....</b>	<b>10</b>
3.1	Normativa Internacional Vigente .....	10
3.1.1.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en EEUU .....	10
3.1.2.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en la CEE .....	13
3.1.3.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Suiza .....	16
3.1.4.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Canadá .....	21
3.1.5.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en México .....	23
3.1.6.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Brasil .....	25
3.1.7.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Japón.....	26
3.1.8.	Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Alemania.....	28
3.1.9.	Resumen de Información Disponible a Nivel Internacional.....	31
3.2	Normativa Nacional Vigente.....	43
3.3	Métodos de Monitoreo de Emisiones .....	46
3.3.1.	<i>Métodos de Muestreo Discontinuo .....</i>	<i>46</i>
3.3.2	<i>Monitoreo Continuo .....</i>	<i>53</i>
3.4	Normativas Actualmente en Formulación para Calderas.....	58
3.4.1.	<i>Desarrollo de Norma de Emisión Para Centrales Termoeléctricas .....</i>	<i>58</i>
3.4.2.	<i>Revisiones y Prueba de Calderas .....</i>	<i>59</i>
3.4.3.	<i>Estudio Diagnóstico Plan de Gestión Calidad del Aire VI Región .....</i>	<i>59</i>
3.4.4.	<i>Anteproyecto de Plan de Descontaminación Atmosférico Para las Comunas de Temuco y Padre Las Casas .....</i>	<i>60</i>
3.4.5	<i>Borrador de una Propuesta de Anteproyecto: "Plan de Descontaminación Atmosférica Para la Ciudad de Tocopilla II Región", Elaborado por AMBIOSIS, Mayo 2007, Para CONAMA II Región .....</i>	<i>60</i>





**Ambiosis**



<b>4</b>	<b>ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGIAS DE CALDERAS.....</b>	<b>63</b>
4.1	Calderas Industriales.....	63
4.1.1	<i>Tipos de Calderas Industriales.....</i>	63
4.1.2	<i>Tecnologías de Calderas.....</i>	64
4.2	Quemadores.....	69
4.2.1	<i>Quemadores Para Combustibles Sólidos.....</i>	69
4.2.2	<i>Quemadores Para Combustibles Líquidos.....</i>	69
4.2.3	<i>Quemadores Para Combustibles Gaseosos.....</i>	69
4.3	Tecnologías de Abatimiento.....	70
4.3.1	<i>Reducción de Material Particulado.....</i>	71
4.3.2	<i>Reducción de Emisiones de Óxidos de Azufre.....</i>	74
4.3.3	<i>Reducción de Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles....</i>	75
4.3.4	<i>Reducción de Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>).....</i>	76
<b>5</b>	<b>DIAGNOSTICO REGIONAL DEL PARQUE EXISTENTE DE CALDERAS..</b>	<b>79</b>
5.1	Recopilación de la Información Disponible.....	79
5.2	Definición de la Fuente a Regular.....	81
5.3	Desarrollo del Escenario Sin Norma.....	104
5.3.1	<i>Emisiones Año 2005 Estimadas en Calderas.....</i>	104
5.3.2	<i>Emisiones Año 2010 Estimadas en Calderas.....</i>	106
5.3.3	<i>Antecedentes del Regulador.....</i>	107
<b>6</b>	<b>PROPUESTA DE REGULACION PARA CALDERAS.....</b>	<b>109</b>
6.1	Definición de la Fuente a Regular.....	109
6.3	Ámbito Territorial de Aplicación.....	109
6.4	Contaminantes o Parámetros a Regular.....	109
6.5	Fundamentos de la Propuesta.....	110
6.5.1	<i>Mayores Niveles de Emisión en Términos Relativos Respecto a Otras Actividades Industriales. Mayor Nivel de Emisión Total.....</i>	110
6.5.2	<i>Actividades Relevantes en Términos de la Toxicidad de los Contaminantes Emitidos. Emisión de un Contaminante Peligroso.....</i>	113
6.5.3	<i>Análisis de la Unidad de la Propuesta de Regulación.....</i>	116
6.5.4	<i>Análisis de Escenarios.....</i>	118
6.5.5	<i>Diferenciación entre Fuente Existente y Nueva.....</i>	119
6.6	Análisis de Rangos de Emisión Según Tamaño.....	119
6.7	Análisis de Valores Límites de Emisión a Calderas.....	123
6.7.1.	<i>Cuadro de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Pequeñas (entre 56 KW/h a 1 MW/h).....</i>	123
6.7.2.	<i>Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Pequeñas (entre 56 KW/hr a 1 MW/hr).....</i>	123



## **Ambiosis**

6.7.3.	<i>Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Medianas (entre 1 MW/hr y 30 MW/hr)</i> .....	126
6.7.4.	<i>Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Grandes (sobre 30 MW/hr)</i> .....	129
6.8	Método de Medición .....	135
6.9	Propuesta Institucional .....	138
6.10	Determinación y Análisis de Costos unitarios de Reducción de Emisiones Según Valores Límites de Emisión Propuestos .....	140
6.10.1	<i>Consideraciones Meteorológicas</i> .....	140
6.10.2	<i>Calculo Unitario de Costos</i> .....	142
6.10.3.	<i>Costos Anuales de Abatimiento Según Tecnología</i> .....	145
6.10.4.	<i>Estimación de la Reducción de Emisiones y su Costo Unitario</i> .....	146
6.11	Evaluación de Compatibilidad de los Valores Límites de Análisis con las Regulaciones Existentes .....	149
<b>7</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>151</b>
A.	Normas Nacionales.	
B.	Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental.	
C.	Recopilación Registro de Calderas.	
D.	Formato de Encuesta a SEREMI's de Salud de Regiones.	
E.	Formato de Encuesta a Empresas Representantes de Calderas, Quemadores y Equipos de Control de Emisiones.	
F.	Tecnologías de Calderas y Quemadores Utilizados a Nivel Industrial.	
G.	Tecnologías de Control de Emisiones.	
H.	Normas Internacionales.	
I.	Registro de Marcas de Calderas más Comunes en Chile.	
J.	Consolidado de Observaciones Informe 2.	
K.	Evaluación de Costos.	
L.	Factores de Emisión.	
M.	Laboratorios de Medición RM.	
N.	Registro Marcas Equipos de Control.	
O.	Costos de Monitoreo Continuo.	



**Ambiosis**



000791  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## **1 INTRODUCCIÓN**

A continuación se presenta el informe final del estudio "*Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales*".

### **1.1 Justificación**

La Ley de Bases del Medio Ambiente, establece las normas de emisión como instrumentos de gestión ambiental que pueden ser usados con un objetivo de prevención de la contaminación o bien estar en el marco de un plan de prevención o descontaminación para alcanzar normas de calidad.

Las normas de emisión en la mayoría de los países tienen como objetivo la prevención, es decir fijan un valor que sea el mínimo posible de acuerdo a la factibilidad técnica y económica, independientemente de la situación de calidad del aire. Entre las ventajas de este enfoque están: prevenir impactos locales y con ello, evitar daños a la salud y a los recursos naturales, poner en condiciones de equidad a las fuentes emisoras, permitir un mayor desarrollo económico puesto que al exigir que todas las fuentes minimicen sus emisiones se aumenta el espacio para el ingreso de fuentes nuevas, e incentivar la producción limpia y la eficiencia, ya que impulsan mejoramientos en los procesos productivos y en la selección de materias primas menos contaminantes.

En estos diez años de gestión ambiental se ha avanzado en completar y actualizar el marco normativo en lo que se refiere a las normas de calidad primaria, es decir se han establecido los niveles de calidad del aire que el país considera aceptables para la protección de la salud, para los principales contaminantes atmosféricos.

Por otra parte, se ha avanzado en el control de la contaminación atmosférica a través de los planes de descontaminación y prevención, que son instrumentos cuyo objetivo es recuperar los niveles que establece la normativa cuando las normas de calidad de aire no se cumplen o están cerca de sobrepasar el valor establecido. Si bien es cierto que ellos han permitido alcanzar importantes logros en la recuperación de los niveles de calidad de varias localidades del país, estos instrumentos no son suficientes para hacer una gestión de la calidad del aire de tipo preventivo a nivel nacional. Tampoco resulta eficiente establecer planes para todo el territorio y en todos los casos, por la cantidad de recursos que se requieren para mantener la vigilancia de la calidad del aire en cada localidad y para el diseño e implementación de estos planes de prevención o descontaminación.



**Ambiosis**



En coherencia con lo expuesto anteriormente, entre las recomendaciones que hace la OCDE en su documento "Evaluaciones del desempeño ambiental Chile (2005)", está la propuesta de *"desarrollar normas de emisión nacionales (por ejemplo para un conjunto seleccionado de fuentes industriales y para contaminantes tóxicos del aire)"*.

Si bien ha existido preocupación por la regulación de las emisiones de fuentes fijas, lo que se refleja en que se han incluido varias normas de emisión para fuentes fijas en los programas priorizados, como por ejemplo: norma de emisión de arsénico, norma de emisión de gases TRS, norma para Centrales Termoeléctricas, norma para Incineradores, norma para Fuentes Fijas de la VIII región, entre otras.

Actualmente, en Chile la normativa de este tipo es escasa. Hay regulación de emisiones en el contexto de los planes de descontaminación vigentes (norma de emisión de  $MP_{10}$  para fuentes estacionarias, norma de emisión de CO, norma de emisión de  $SO_2$  para fuentes estacionarias de combustión exclusiva, en el marco del PPDA de la Región Metropolitana y límites de emisión para  $MP_{10}$  y  $SO_2$  en planes de descontaminación para localidades donde hay fundiciones de cobre). Y sólo dos normas de emisión vigentes a nivel nacional y para contaminantes específicos, es el caso de la regulación de arsénico para fundiciones de cobre y de la norma de gases TRS para plantas de celulosa.

Este estudio aportará los antecedentes necesarios para desarrollar una regulación ambiental, en los términos establecidos por el "Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión" (D.S. N° 93/95 del Ministerio de la Secretaría General de la Presidencia - MINSEGPRES).

## **1.2. Antecedentes**

Se cuenta con los resultados del estudio "Propuesta de implementación de normas atmosféricas para fuentes fijas a nivel nacional y recopilación de información de soporte económico para la dictación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas" (2001) financiado por CONAMA.

Este estudio fue realizado con objeto de proveer los antecedentes necesarios para la elaboración de dos normas de emisión para fuentes específicas incluidas en el 4º programa priorizado de normas (1999-2000). Estas fueron: la norma de emisión para centrales termoeléctricas que utilizan combustibles sólidos y la norma de emisión para incineradores y co-incineradores. Al mismo tiempo se buscó generar antecedentes que permitieran priorizar sectores emisores atmosféricos relevantes para su progresiva regulación ambiental en el país.



**Ambiosis**



Dicho estudio aportó antecedentes sobre la experiencia extranjera en normas de emisión y los criterios utilizados para su determinación, identificó las principales actividades industriales emisoras del país, su ubicación, estimación del monto de las emisiones y su impacto en la población aledaña, y contaminantes prioritarios a ser regulados. Estableció una propuesta de criterios para fijar normas a nivel nacional e identificación de la información que falta para la elaboración de dichas normas.

Del análisis de las fuentes fijas existentes en el país, que se propuso regular usando una serie de criterios (niveles de emisión, toxicidad de contaminantes, nivel de información disponible, costos y beneficios, población y recursos afectados) resultó una lista priorizada de tipos de industrias y contaminantes a considerar. Las principales industrias a regular en orden de prioridad son:

- Sector termoeléctrico (MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO y algunos contaminantes peligrosos).
- Fundiciones de cobre (MP, SO<sub>2</sub>, metales pesados).
- Calderas industriales.
- Industria del cemento.

Le siguen la industria química, del papel, hierro y acero. Finalmente se encuentra la producción de vidrio y de petróleo. El estudio establece una lista de industrias identificadas con su nombre y ubicación para su regulación. Además se establece para cada caso la información que se requeriría para cada una de las fuentes.

En el caso de la norma de emisión para termoeléctricas se ha iniciado el proceso de formulación de anteproyecto y se espera contar con un proyecto norma para fines del presente año. En el caso de las fundiciones de cobre, se encuentran reguladas a través de los planes de descontaminación.

El tercer sector corresponde al de "varios sectores que usan calderas en sus procesos", materia del presente estudio.

Respecto a la regulación de estas fuentes emisoras, es obligatorio generar, de acuerdo a lo que indica el reglamento para la generación de normas ambientales (D.S. N° 93/95 del MINSEGPRES) una serie de antecedentes, tanto de definición regulatoria técnica (contaminantes a regular, tamaño y antigüedad de fuentes sujetas a regulación, combustibles, métodos de abatimiento disponibles), como económica (caracterización de parque existente de fuentes, costos del cumplimiento de distintos niveles de norma a través de sistemas de abatimiento y reducción de emisiones, gradualidad de la implementación de la norma, implicancias en su fiscalización, por citar algunos).



**Ambiosis**



También es necesario disponer de información de congruencia con otros instrumentos regulatorios vigentes (principalmente planes de descontaminación o prevención tanto vigentes como en elaboración, y el SEIA) y de generación de información.

Por su parte, la Autoridad Sanitaria de cada región tiene entre sus obligaciones, la mantención de un registro de las calderas que operan en sus comunas, con información completa de las características técnicas, por lo tanto, parte importante de la información respecto a las fuentes a regular existe. Por otra parte, el D.S. N° 138/05 del MINSAL sobre Declaración de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos implementado por primera vez el año 2006, es otro importante insumo a considerar.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1. Objetivo General**

El objetivo general del presente estudio es contar con información de carácter técnico y económico necesaria para el proceso de dictación de una norma de emisión para calderas industriales, que permita realizar una propuesta fundada sobre escenario(s) normativo(s) de emisión para las fuentes emisoras indicadas.

### **2.2. Objetivos Específicos**

El estudio se divide en dos partes, la primera parte consiste en generar información de carácter regulatorio, técnico y económico necesaria que permita contar con un diagnóstico, catastro y análisis del parque actual existente de la fuente a normar y que permita en la segunda parte del estudio, generar y evaluar una propuesta fundada de escenario normativo para este tipo de fuente.

Los objetivos específicos de la 1ª parte son:

- 2.2.1. Conocer detalladamente el estado actual de las regulaciones vigentes para este tipo de fuentes a nivel internacional, en cuanto a los criterios para establecer los valores de la norma, los contaminantes a regular, tecnologías, tipo de fuente regulada, diferenciación entre fuente existente y nueva, gradualidad de implementación, unidades utilizadas para expresar el estándar de emisión, método(s) de medición, periodicidad de medición, entre otros.



**Ambiosis**



- 2.2.2. Conocer detalladamente el estado actual de las regulaciones vigentes en Chile, establecidos a través de otros instrumentos de gestión ambiental: como normas de emisión, planes y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).
- 2.2.3. Conocer resumidamente el estado del arte a nivel nacional e internacional de tecnologías de equipos de abatimiento para este tipo de fuentes, eficiencia, costos de inversión y operación.
- 2.2.4. Contar con una caracterización detallada del parque existente de fuentes que operan en el país, que permita evaluar una situación sin norma, señalando a lo menos la siguiente información:
- De la fuente: tipo/tecnología de caldera, antigüedad, costo de inversión, tamaño/potencia, ciclo de operación, combustibles, sus emisiones reales, equipo de abatimiento y eficiencia de remoción.
  - Del ente regulado: en el caso que la fuente esté sometida a alguna exigencia de valor límite de emisión, señalar costos de cumplimiento del o los distintos niveles de norma a través de cambios de tecnologías o sistemas de abatimiento y reducción de emisiones, y las implicancias de la fiscalización.
  - Del regulador: si corresponde el control y fiscalización de la fuente, señalar los métodos de medición, procedimientos de control y fiscalización, existencia y eficacia de los sistemas de registros, una estimación de los costos de la fiscalización (recursos humanos, de inversión y operación). Determinar las capacidades de medición a nivel regional

Los objetivos específicos de la 2ª parte son:

- 2.2.5. Contar con una propuesta fundada de a lo menos de dos escenarios de regulación para las fuentes emisoras y realizar un análisis técnico y económico de sus ventajas y desventajas. Se debe considerar a lo menos los siguientes aspectos:
- Criterios que sustentan cada escenario (concordancia entre los objetivos ambientales de la futura norma de emisión con los principios de la ley 19.300, el crecimiento económico y el desarrollo sustentable, mejor tecnología disponible, entre otros que considere pertinente el consultor).
  - Definición de la fuente a regular.
  - Ámbito territorial de aplicación.
  - Contaminantes o parámetros a regular.
  - Unidades a utilizar para expresar el valor norma.



**Ambiosis**



000796  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

- Valores límites de emisión.
- Diferenciación entre fuente existente y nueva y propuesta justificada de plazos para el cumplimiento.
- Método de medición, frecuencia, periodicidad de medición, costos de inversión y operación.
- Análisis comparativo de cada escenario "situación con norma" con la "situación sin norma".

2.2.6. Respecto a los escenarios normativos, contar con una evaluación sobre la concordancia con otros instrumentos regulatorios vigentes (principalmente planes de descontaminación o prevención tanto vigentes como en elaboración y el SEIA) y de generación de información (RETC, Resolución 138/2005 del Ministerio de Salud).

## **2.3 Equipo de Trabajo**

### **2.3.1. Contraparte Técnica del Estudio**

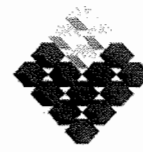
La contraparte técnica ha sido coordinada por Carmen Gloria Contreras de CONAMA Nacional. Adicionalmente participaron en el equipo de la contraparte técnica:

- Walter Folch, Ministerio de Salud.
- Roberto Condori, SEREMI de Salud Región Metropolitana.
- Luz Eliana Álvarez, SEREMI de Salud Región Metropolitana.
- Maritza Jadrijevic, CONAMA Nacional.
- Jenny Mayer, CONAMA Región de Valparaíso.
- Felipe Soto, CONAMA Región Metropolitana.
- María de Los Ángeles Hanne, CONAMA Región de O'Higgins.
- Germán Oyola, CONAMA Región del Bio Bío.
- Eduardo Schleef, CONAMA Región de La Araucanía.
- Jenny Tapia, CONAMA Región de Antofagasta.





**Ambiosis**



000797

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **2.3.2. Equipo de Especialistas de AMBIOSIS**

El equipo de AMBIOSIS contó con la participación del siguiente equipo de trabajo:

- Coordinación y Gestión del Estudio, área a cargo de Cecilia Fernaldt Máximo, Ingeniera Químico, Diplomada en Ingeniería Ambiental, especialista en control, auditorias y medición de emisiones de fuentes fijas.
- Regulación Ambiental y Evaluación de Costos, área a cargo de Alejandro Cofré Calaf, Ingeniero Civil Industrial, Magíster en Ciencias de la Ingeniería Mención Economía, especialista en control y regulación de emisiones de fuentes fijas.
- Tecnologías de Abatimiento y Control, área a cargo de Juan Carlos Bordones, Ingeniero Mecánico, especialista en control, estimación, medición y regulación de emisiones de fuentes fijas.
- Catastro y Estimación de Emisiones, área a cargo de Jaime Escobar, Ingeniero Civil Industrial, especialista en sistemas de información ambiental, profesional dedicado a este tema durante los últimos 10 años.

### **2.4. Localización Geográfica y Cobertura del Estudio**

La norma a elaborar es de alcance nacional por lo cual el estudio considerará los antecedentes de todo el país.

La propuesta de una norma de emisión de calderas a nivel nacional tiene como fundamento poder contar con un nivel máximo de los principales contaminantes emitidos por este tipo de fuente, que permita cumplir con los objetivos preventivos relacionados con los impactos en salud, la factibilidad técnica de cumplir con las normas de acuerdo a la realidad nacional, y considerando tanto la actual matriz energética como la disponibilidad de las tecnologías aplicables a calderas, quemadores y equipos de abatimiento de emisiones.



**Ambiosis**



000798

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **3 REGULACION DE EMISIONES PARA CALDERAS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL**

#### **3.1 Normativa Internacional Vigente**

Como parte del presente estudio se realizó la recopilación de información relacionada con las regulaciones y normativa a nivel internacional aplicables a calderas. Se ha tomado como referencia la normativa de Estados Unidos (EEUU), Comunidad Económica Europea (CEE), Suiza, Canadá, México, Brasil, Japón y Alemania. La recopilación de la información respecto a la normativa internacional consideró:

- Tipos de tecnologías empleadas en los distintos tipos de calderas según tipo de combustible utilizado.
- Tipos de tecnologías de control de emisiones de acuerdo al tipo de combustible y del contaminante que se desea controlar.
- Tipos de fuente regulada, por tamaño de fuentes, cantidad de emisión, diferenciando entre fuentes existentes y fuentes nuevas.
- Contaminantes a normar, valores y unidades de la norma, plazos de cumplimiento y organismos encargados de la fiscalización.
- La aplicabilidad de la normativa internacional a la realidad de las calderas existentes en Chile.
- Metodologías de medición, la periodicidad de medición, fiscalización y otros procedimientos de control.

A continuación se presentan las normativas revisadas:

##### **3.1.1. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en EEUU**

A continuación se presenta un cuadro resumen con la normativa de EEUU aplicable a emisiones de contaminantes atmosféricos generados por calderas y procesos de calefacción.

Las fuentes reguladas se distinguen de acuerdo a su tamaño, en calderas y procesos de calefacción de acuerdo a lo que se indica en la tabla siguiente:



**Ambiosis**



000799

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 1: Límites de Emisión en EEUU**

FUENTE	Rango	Partículas ng/J	Opacidad (%) <sup>1</sup>	SO <sub>2</sub> <sup>2</sup> ng/J	NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> ) ng/J
<b>COMBUSTIBLE</b>					
Combustible sólido	> 73 MW <sup>3</sup> 263 GJ/hr.	43	20	520	260 - 340 <sup>4</sup>
Combustible líquido		43	20	340	129
Combustible gaseoso		43	20		86
<b>COMBUSTIBLE</b>					
Combustible sólido	29-73 MW <sup>5</sup> 104-263 GJ/hr.	22-43-86 <sup>6</sup>	20	520	210 - 340 <sup>7</sup>
Combustible líquido		43-86 <sup>8</sup>	20	340	130 - 170
Combustible gaseoso					43 - 86
Con abatimiento de SO <sub>2</sub>					
Combustible sólido		43-86 <sup>9</sup>	20	260	
Combustible líquido				20	170
<b>COMBUSTIBLE</b>					
Combustible sólido	2,9-29 MW 10-104 GJ/hr.	22-43 <sup>10</sup>	20	520	
Combustible líquido			20	215 <sup>11</sup>	
Con abatimiento de SO <sub>2</sub>					
Combustible sólido				260	

Fuentes:

- Code of Federal Regulation, CFR 40.60.subpartes: 40, 42, 43, 44, 40b, 42b, 43b, 44b, 40c,42c, 43c, 44c
- "Air Pollution, It's Origin and Control", Second Edition, K. Wark y C.F. Wamer, Harper y Row Publishers, Nueva York, 1981.
- Regulaciones Federales de la Oficina de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA), EPA-450/2-78-005a, subparte Da, "Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units for Which Construction Is Commenced After September 18, 1978".
- Regulaciones Federales de la Oficina de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA), EPA-450/2-78-006a, subparte Db, "Standards of Performance for Industrial Commercial-Institutional Steam Generating Units".
- [www.epa.gov](http://www.epa.gov) sitio WEB de la Environmental Protection Agency, EEUU.

<sup>1</sup> Promedio de 6 minutos. Se acepta solamente un período de 6 minutos por hora con una opacidad inferior al 27%.

<sup>2</sup> Cuando se utiliza combustible combinado sólido/líquido, la norma se establece con una ponderación entre lo permitido para ellos por separado en proporción lineal al aporte de inversión energética de cada uno.

<sup>3</sup> Se aplica a instalaciones cuya construcción o modificación es posterior a 1971.

<sup>4</sup> Depende del tipo de combustible sólido.

<sup>5</sup> Se excluyen los Incineradores.

<sup>6</sup> Depende del porcentaje de uso de combustible distinto de carbón (< 10%, > 10% y < 30% respectivamente).

<sup>7</sup> Depende del tipo de combustible.

<sup>8</sup> Depende del porcentaje de uso de combustible distinto de carbón (10, 20 y 30%)

<sup>9</sup> Depende del porcentaje de uso de leña (menos de 30% y más de 30% respectivamente).

<sup>10</sup> Dependiendo del porcentaje de combustibles distintos a carbón a utilizar. Se excluye la madera, que tiene un límite de emisión de 130 ng/J y su uso está limitado a un 30% del aporte energético.

<sup>11</sup> Como alternativa se establece que las instalaciones no deben utilizar combustible líquido con más de 0,5% en peso de azufre.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Establece monitoreo continuo de opacidad, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>. Las siguientes instalaciones no requerirán monitoreo continuo:

- Las instalaciones que utilicen sólo combustibles gaseosos no requieren monitoreo de SO<sub>2</sub>.
- Las instalaciones que tengan equipos de desulfuración y que realicen el control de las emisiones de SO<sub>2</sub> mediante el muestreo y análisis del combustible utilizado, no requieren monitoreo continuo de SO<sub>2</sub>.
- Si en las mediciones requeridas al inicio de la operación demuestran que las emisiones de NO<sub>x</sub> se encuentran bajo el 70% de la norma, no se requiere monitoreo continuo de NO<sub>x</sub>.
- Si no se requiere monitoreo continuo de SO<sub>2</sub> ni de NO<sub>x</sub> (de acuerdo a lo indicado anteriormente), no se requiere monitoreo continuo de O<sub>2</sub> ni CO<sub>2</sub>.
- No se requiere monitoreo de opacidad en equipos que tengan equipos de control de emisiones de MP, SO<sub>2</sub> o CO, tampoco en calderas que operen a gas, o en calderas con combustible líquido con un porcentaje de azufre menor a 0,3% en peso; o si los niveles de CO son menores a 0,15 lb/MMBTU como promedio diario.

b) Clasificación de Fuentes

Las instalaciones de combustión reguladas se clasifican en:

- Fuentes existentes: aquellas instaladas antes del 19 de junio de 1984, de acuerdo a la definición del CFR 40 parte 60 de 1986 revisado en 1999.
- Fuentes nuevas: aquellas instaladas posteriormente al 19 de junio de 1984, de acuerdo a la definición del CFR 40 parte 60 de 1986 revisado en 1999.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

La sección 112 del Acta de Aire Limpio del Congreso enumera 188 Contaminantes Peligrosos. Los contaminantes que presentan mayor peligro son Arsénico, Dioxinas, Radionúclidos, Mercurio, Cadmio, Níquel y Cromo.

La EPA en la norma 40CFR61 establece límites de emisión de varios de estos contaminantes, (benceno, Hg, As, Radionúclidos) pero estos límites están referidos a algunas actividades industriales específicas que no incluyen a las calderas.



**Ambiosis**



La razón de esto es que hay otros tipos de fuentes cuyas emisiones de dichos contaminantes son sustancialmente mayores por ejemplo, vehículos en el caso del benceno y procesamiento de metales en el caso del arsénico. El mercurio (Hg) está en proceso de ser normado.

Los límites propuestos para centrales eléctricas que consumen combustibles fósiles, son los siguientes:

**Tabla 2: Límites de Emisión Propuestos para el Mercurio**

Tecnología	Combustible	Límite <sup>12</sup> ng/J
Todas menos CCGI <sup>13</sup>	Carbón Bituminoso	0,0025
	Lignito	0,021
	Carbón desecho	0,002
CCGI	Todos los carbones	0,0025

Fuente: EPA 40 CFR 65

### **3.1.2. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en la CEE**

La CE establece una Directiva "sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión" (GIC), el año 1988 y cuya última enmienda fue aprobada por el parlamento europeo en 2001 (Directiva 2001/80/CE). El fundamento de ésta normativa está en el perjuicio que la contaminación atmosférica causa al medio ambiente. Para prevenir este perjuicio se deben reducir y vigilar las emisiones de las grandes instalaciones de combustión. Es necesario para tal fin establecer objetivos globales para una reducción gradual y progresiva de las emisiones totales anuales de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno. Además se deben fijar valores límite de emisión.

Se norman las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal es igual o superior a 50 MW, cualquiera sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso). Los países miembros podrán definir límites específicos acordes a la realidad nacional.

La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de Octubre del 2001, regula las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión (>50 MW<sub>t</sub>).

<sup>12</sup> Promedio 12 meses

<sup>13</sup> Ciclo Combinado de Gasificación Integrada



**Ambiosis**



La regulación diferencia entre combustibles pero se aplican para todas las tecnologías, salvo turbinas de gas. Este mismo documento exige además establecer restricciones progresivas de las emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Esta directiva se complementa con la Directiva 2001/81/CE que establece límites nacionales de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> y COV.

La directiva propende a reducir las emisiones de las fuentes existentes y fijar límites a las nuevas. Los límites de emisión para las instalaciones nuevas, son las siguientes:

**Tabla 3: Límites Emisión para Grandes Instalaciones de Combustión**

Combustible	Porcentaje Base de O <sub>2</sub> <sup>(a)</sup>	Tamaño		Límite en mg/m <sup>3</sup> N		
		MW <sub>t</sub> <sup>(b)</sup>	GJ	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Sólidos	6%	50 – 100	180-360	850	400	50
		100-300	360-1080	200	200	30
		>300	>1080	200	200	30
Biomasa	6%	50-100	180-360	200	400	50
		100-300	360-1080	200	300	30
		>300	>1080	200	200	30
Líquidos	3%	50-100	180-360	850	400	50
		100-300	360-1080	400-200 <sup>(c)</sup>	200	30
		>300	>1080	200	200	30
Gas Natural	3%	50-300	180-360	35	150	5
		>300	360-1080	35	100	5
Otros Gases	3%	todos	todos	5	200	5

Fuente: Directiva 2001/80/CE

(a) Porcentaje de O<sub>2</sub> al que se deben calcular las emisiones.

(b) MW<sub>t</sub> = Mega Watt de energía térmica de input.

(c) Reducción lineal

Esta es una norma mínima para los estados miembros los cuales pueden aplicar límites más estrictos e incluir otros contaminantes. Si bien no plantea límites de emisión para las plantas anteriores al 2002, sugiere que los estados miembros apliquen las mismas normas para las instalaciones existentes, con el fin de cumplir las reducciones y metas nacionales de emisiones. La Comunidad Europea ha regulado a la fecha las concentraciones atmosféricas de 13 contaminantes.



**Ambiosis**



000803

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

La Primera Directiva de 1998 reguló las concentraciones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Plomo (Pb) y MP. La Segunda del año 2001 regula en benceno (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) y el CO. La Tercera del año 2003 regula el ozono (O<sub>3</sub>). La Cuarta del año 2004 regula el Arsénico (As), Cadmio (Cd), Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP's).

La primera directiva completa y la segunda en lo referente al CO están en vigencia. La norma del benceno comienza a regir el año 2010. La tercera y cuarta directiva están en discusión. Salvo los contaminantes indicados en el punto anterior, (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP), las citadas directivas no determinan límites de emisión por fuente, sino sólo de concentración atmosférica.

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

- A los equipos mayores de 100 MW<sub>t</sub> se exige mediciones continuas. A los menores se exige mediciones discontinuas cada 6 meses. En el caso de mediciones continuas se considera que se cumple la norma si :
  - el valor medio diario no supera el límite, y
  - el 95% de los valores medios horarios no superan el 200% del límite para el NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP
- Los equipos menores a 100 MW<sub>t</sub> no deben superar los límites
- Las calderas y turbinas de Gas Natural se exceptúan de efectuar mediciones continuas de SO<sub>2</sub> al igual que las calderas con biomasa.
- En las mediciones no se consideran las partidas ni las paradas, ni períodos cortos de fallas de equipos de abatimiento.

b) Clasificación de Fuentes

Las instalaciones de combustión reguladas se clasifican en:

- 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.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

No existe regulación para emisiones de contaminantes peligrosos generados en calderas.



**Ambiosis**



000804  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **3.1.3. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Suiza**

La OAPC (Ordenanza sobre Control de la Contaminación del Aire) actualizada en Marzo de 2000, regula las emisiones de contaminantes atmosféricos y fija normas para los combustibles y las normas de calidad del aire para diversos contaminantes, entre otros aspectos.

La Ordenanza establece regulaciones generales que aplican a las instalaciones de combustión, a los motores de combustión interna, a las turbinas de gas y al resto de las fuentes.

Las normas de emisión se aplican a todas las fuentes nuevas y también se aplican para las fuentes existentes, a las que se otorgó un plazo de 5 años para cumplirlas. La autoridad puede exigir límites de emisión más estrictos si se determina que una planta causa la superación de la norma de calidad del aire.

Las normas de emisión suiza se clasifican de acuerdo a cinco grupos de sustancias: material particulado, sustancias inorgánicas con tenidas en el material particulado, sustancias inorgánicas gaseosas o volátiles, sustancias orgánicas en forma de gas, vapor o partículas y sustancias carcinógenas.

Para cada grupo la ordenanza suiza presenta una lista de sustancias y sus compuestos con su respectivo valor de emisión.

La siguiente tabla resume los contenidos de la ordenanza suiza respecto a las normas de emisión para los cinco grupos de sustancias:

**Tabla 4: Sustancias Normadas por la Confederación Suiza**

<b>Grupo</b>	<b>Contenido de la Ordenanza</b>
1. Partículas de polvo	<ul style="list-style-type: none"><li>• Normas de emisión relativas a sustancias contenidas en el material particulado, clasificadas como inorgánicas, orgánicas y carcinógenos correspondiente a los grupos 2, 3, 4 y 5.</li></ul>
2. Sustancias inorgánicas principalmente contenidas en el material particulado	<ul style="list-style-type: none"><li>• Normas de emisión para 21 sustancias y sus compuestos, ej.: As, Cu, Pb, F, SiO<sub>2</sub>, CN, Mn, Co, Cr, Cd, Ni, V, entre otras.</li><li>• Se clasifican en tres clases según el gasto másico<sup>14</sup> de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.</li></ul>

<sup>14</sup>Gasto Másico: masa de sustancia emitida por unidad de tiempo.





**Ambiosis**



600805

**GOBIERNO DE CHILE**  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Grupo	Contenido de la Ordenanza
3. Sustancias inorgánicas gaseosas o volátiles	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas de emisión para 13 sustancias y sus compuestos, ej.: SO<sub>x</sub> (SO<sub>2</sub>-SO<sub>3</sub>) expresado como SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, Br, Cl, F, entre otras.</li> <li>• Se clasifican en cuatro clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.</li> </ul>
4. Sustancias orgánicas en forma de gas, vapor o partículas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas de emisión para aproximadamente 150 sustancias orgánicas, ej.: Formaldehído, Hidrocarburos de Olefina, Tolueno, Xilenos, entre otros.</li> <li>• Se clasifican en tres clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.</li> </ul>
5. Carcinógenos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas de emisión para aproximadamente 24 sustancias carcinógenas, ej.: Asbestos, Berilio, Benceno, Níquel, Cromo, Arsénico, Formaldehído, Hidrocarburos de Olefina, Tolueno, Xilenos, entre otros.</li> <li>• Se clasifican en tres clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.</li> <li>• Las emisiones de carcinógenos se limitarán hasta donde la tecnología y las condiciones operacionales y económicas lo permitan.</li> </ul>

Fuente: Elaboración a partir de "Ordenanza sobre control de contaminación de Aire (OAPC).

Los valores de la norma Suiza para instalaciones de combustión, son las que se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 5: Norma Suiza para Instalaciones de Combustión**

Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub> <sup>15</sup>	O <sub>2</sub> %	Concentración en mg/m <sup>3</sup> N					
			SO <sub>x</sub> (c)	NO <sub>x</sub> (a)	NH <sub>3</sub> (b)	MP	CO	COV
Carbón	0,02-0,07	7	---	250	30	---	4.000	---
	0,07-1	7	---	250	30	150	1.000	---
	1-5	7	2000	250	30	150	250	---
	5-100	7	2000	250	30	50	250	---
	>100	7	400	250	30	50	250	---

<sup>15</sup> MW<sub>t</sub> = Mega Watt de input de energía térmica.



**Ambiosis**



000806  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub> <sup>15</sup>	O <sub>2</sub> %	Concentración en mg/m <sup>3</sup> N					
			SO <sub>x</sub> (c)	NO <sub>x</sub> (a)	NH <sub>3</sub> (b)	MP	CO	COV
Madera	0,02-0,07	13	---	250	---	---	1.000-4.000	---
	0,07-0,2	13	---	250	---	150	1.000-2.000	---
	0,2-0,5	13	---	250	---	150	800-1.000	---
	0,5-1	13	---	250	---	150	500	---
	1-5	11	---	250	30	150	250	50
	>5	11	---	250	30	50	250	50
Petróleo Pesado y Medio <sup>16</sup>	5-50	3	1700	450	30	50-80	170	---
	50-100	3	1700	300	30	50	170	---
	>100	3	400	150	30	50	170	---
Petróleo liviano	---	3	---	120-150	30	1-2 <sup>(d)</sup>	80-150	---
Gas	---	3	---	80-110	30	--	100	---

Fuente: Ordenance on Air Pollution Control Suiza.

- (a) La regla general es 250 mg/m<sup>3</sup>N, salvo lo indicado en el cuadro.
- (b) Instalaciones con sistema de desnitrificación.
- (c) Corresponde a la suma de SO<sub>2</sub> + SO<sub>3</sub> expresado como SO<sub>2</sub>.
- (d) Índice de humo para regular las emisiones de hollín

#### a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Las primeras mediciones deben realizarse dentro de los tres primeros meses de operación de las fuentes fijas y no más allá de los 12 meses de instalada o de haber realizado modificaciones.

Las mediciones deben realizarse cada dos años en el caso de las instalaciones de combustión.

En el caso de las instalaciones que presenten valores altos de emisión, las autoridades podrán exigir monitoreo continuo y registro de emisiones o de condiciones de operación que permitan monitorear las emisiones.

<sup>16</sup> En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios



**Ambiosis**



Las mediciones deberán ser realizadas siguiendo las regulaciones y métodos recomendados por la legislación Suiza.

Los resultados de las mediciones deben ser reportados y convertidos a las condiciones de referencia de 0 °C, 1013 mbar, gases secos. La corrección de la concentración en base al porcentaje de oxígeno deberá calcularse tomando como referencia el valor máximo indicado en la tabla 5, según el tipo de combustible utilizado.

b) Clasificación de Fuentes

Las fuentes se clasifican en existentes y nuevas, sin embargo los límites de emisión aplican en ambas situaciones.

En el caso de las fuentes existentes tendrán un plazo de ajuste a la normativa de 5 años. Sin embargo se podrán aplicar plazos más restrictivos de no más de 30 días en caso que:

- El cumplimiento se pueda lograr sin necesidad de grandes inversiones.
- Las emisiones son de más de tres veces el límite establecido.
- El empeoramiento de la calidad del aire es responsabilidad de un solo establecimiento y su aporte es excesivo.

c) Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas Gaseosas

Las sustancias orgánicas que se encuentran reguladas se clasifican en clases 1 a 4 según la cual se aplican las siguientes concentraciones máximas.

La norma aplica para las fuentes cuya emisión por hora supera a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancia.



**Ambiosis**



**Tabla 6: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas Gaseosas**

Sustancia	Clase	Límite Emisión mg/m <sup>3</sup> N	Flujo Mínimo g/hr
Amoníaco y sus compuestos, como amoníaco	3	30	300
Bromo y sus compuestos gaseosos, como bromuro de hidrógeno	2	5	50
Cloro	2	5	50
Compuestos de cloro, excepto cloruro de cianógeno y fosgeno, como cloruro de hidrógeno	3	30	300
Cloruro de cianógeno	1	1	10
Flúor y sus compuestos gaseosos, como fluoruro de hidrógeno	2	5	50
Arsina de hidrógeno	1	1	10
Cianuro de hidrógeno	2	5	50
Fosfuro de hidrógeno	1	1	10
Sulfuro de hidrógeno	2	5	50
Fosgeno	1	1	10

Fuente: Ordenance on Air Pollution Control Suiza.

d) Límites de Emisión para Sustancias Inorgánicas en Material Particulado

En la siguiente tabla se muestran las sustancias y concentraciones máximas de las diferentes sustancias inorgánicas en el material particulado.

La norma se aplica para las fuentes que tienen un flujo mínimo superior a un cierto valor, el que depende de la clase de sustancias.



**Ambiosis**



000809  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 7: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas en el MP**

Sustancia		Expresada como	Clase	Límite mg/m <sup>3</sup> N	Flujo mínimo g/hr
Antimonio <sup>(1)</sup>	y sus componentes	Sb	3	5	25
Arsénico <sup>(1)</sup>	y sus componentes excepto arsina	As	2	1	5
Cromo <sup>(1)</sup>	y sus componentes	Cr	3	5	25
Cobalto <sup>(1)</sup>	y sus componentes	Co	2	1	5
Cobre	y sus componentes	Cu	3	5	25
Cianidos <sup>(2)</sup>		Cn	3	5	25
Estaño	y sus componentes	Sn	3	5	25
Fluorados <sup>(2)</sup>	en polvo	F	3	5	25
Plomo	y sus componentes	Pb	3	5	25
Manganeso	y sus componentes	Mn	3	5	25
Mercurio	y sus componentes	Hg	1	0,2	1
Níquel	y sus componentes	Ni	2	1	5
Paladio	y sus componentes	Pd	3	5	25
Platino	y sus componentes	Pt	3	5	25
Polvo de cuarzo	como polvo cristalino	SiO <sub>2</sub>	3	5	25
Rodio	y sus componentes	Rh	3	5	25
Selenio	y sus componentes	Se	2	1	5
Telurio	y sus componentes	Te	2	1	5
Talio	y sus componentes	Tl	1	0,2	1
Vanadio	y sus componentes	V	3	5	25

Fuente: Ordinance on Air Pollution Control. Suiza

(1) Los compuestos cancerígenos tienen límites más estrictos.

(2) Si son fácilmente solubles.

### **3.1.4. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Canadá**

A continuación se presentan las normas de emisión aplicables a calderas:



**Ambiosis**



000810  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 8: Normas de Emisión al Aire para Contaminantes Criterio en Fuentes Tipo de Canadá**

FUENTE	Partículas	Opacidad (%)	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> )	CO (% en vol)
GERERADORES DE VAPOR CON CAPACIDAD MAYOR A 105 GJ/hr = 29MW					
Con carbón	10 ng/J <sup>17</sup>	10 <sup>18</sup>	90 ng/J <sup>17</sup>	150 µg/J <sup>17</sup>	---
Con gas natural <sup>19</sup>	---	---	---	52 <sup>20</sup> mg/m <sup>3</sup> ; 27 ppm <sup>21</sup>	---
GENERADORES DE VAPOR O CALENTADORES CON CAPACIDAD MENOR A 105 GJ/hr <sup>22</sup> = 29MW					
< 2GJ/hr= 0,55MW	<sup>23</sup>	5	---	NA	NA
> 2 < 10 GJ/hr =2,77MW					
Combustible líquido	<sup>23</sup>	5	---	54 ng/J <sup>24</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>
Combustible gaseoso	<sup>23</sup>	5	---	35 ng/J <sup>24</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>
> 10 < 105 GJ/hr = 29MW					
Combustible líquido	<sup>23</sup>	5	---	40 ng/J <sup>24</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>
Combustible gaseoso	<sup>23</sup>	5	---	26 ng/J <sup>24</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>

Fuente: B.C. Ministry of Environment, Lands and Parks. Air Resources Branch, February 16, 2000

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Los óxidos de nitrógeno se deben medir en forma continua para todos los combustibles.

En el caso del SO<sub>2</sub> sólo para los combustibles sólidos y líquidos. También se debe instalar equipos de medición continua de opacidad para estos dos tipos de combustibles.

<sup>17</sup> Promedio móvil de 30 días.

<sup>18</sup> Promedio de 6 minutos.

<sup>19</sup> Capacidad mayor a 73 MW.

<sup>20</sup> 3% de O<sub>2</sub> en volumen.

<sup>21</sup> Promedio de 1 hora.

<sup>22</sup> Quemando gas o "fuel oil" solamente.

<sup>23</sup> Después de enero 1, 2000 se deberá usar combustible de bajo contenido de S si está disponible o las emisiones resultantes de SO<sub>2</sub> deberán ser menores que si se utilizara combustible de bajo contenido de S.

<sup>24</sup> Gramos por energía invertida.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

b) Clasificación de Fuentes

La norma Canadiense clasifica las fuentes según su tamaño de acuerdo a lo indicado en la tabla 8:

- Mayores a 105 GJ/hr (29MW), para los generadores de vapor de mayor tamaño se establecen límites para el uso de carbón y sólo norma las emisiones de NO<sub>x</sub> en el caso de uso de gas natural.
- Menores a 105 GJ/hr (29MW), para los calentadores o generadores de vapor de menor tamaño se establecen límites para las fuentes de menor tamaño (menos de 2GJ/hr equivalentes a 0,55MW) sólo medición de opacidad y para el resto límites de CO y NO<sub>x</sub> diferenciando entre combustibles líquidos y gaseosos.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

No se regulan otro tipo de contaminantes en la norma Canadiense para fuentes de combustión.

### 3.1.5. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en México

La norma relevante es la NOM-085-SEMARNAT-1994 que regula las emisiones atmosféricas de Fuentes Fijas que utilizan combustibles fósiles. Los contaminantes regulados son: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas suspendidas totales (PST). Las normas discriminan según área geográfica y tipo de combustible y es válida actualmente para fuentes existentes y nuevas. A las que existían a la fecha de la norma se les dio un plazo de 3 años para adaptarse. Los límites son:

**Tabla 9: Límites de Emisiones en México**

Zona	Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PST
		ppm	ppm	mg/m <sup>3</sup> N
Metropolitana	Sólidos y líquidos	550	110	60
	Gaseosos	---	110	---
Crítica	Sólidos y líquidos	1100	110	250
	Gaseosos	---	110	---
Resto País	Sólidos y líquidos	2200	375	350
	Gaseosos	---	375	---

Fuente: Norma 85 SERMANART 1994. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.



**Ambiosis**



La norma sobre combustibles sólidos sólo se aplica a las instalaciones mayores a 110 GJ/h (30,5 MW<sub>t</sub>).

Los límites del SO<sub>2</sub> son válidos para cualquier tamaño de planta, los de MP y NO<sub>x</sub> para plantas mayores de 12 MW<sub>t</sub>.

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

La forma y periodicidad de medición varía según el contaminante, de acuerdo a lo que se resume a continuación:

**Tabla 10: Requisitos de Medición y Análisis de Gases de Combustión**

Parámetro	Frecuencia de Medición	Tipo de Medición	Combustible
PTS	Cada 6 meses	2 corridas de muestreo isocinético	Sólido, líquido
NO <sub>x</sub>	Permanente	Continua: quimioluminiscencia o equivalente	Sólido, líquido y gas
O <sub>2</sub>	Permanente	Continua; campo magnético o equivalente, con registrador como mínimo o equivalente	Líquido y gas
SO <sub>2</sub>	Una vez por año	Indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	Sólido, líquido

Fuente: NOM-085-ECOL-1994 (DOF, 1994a).

\*El monitoreo continuo de NO<sub>x</sub> será permanente en las zonas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey; con una duración de cuando menos 7 días una vez cada 3 meses en las zonas críticas; y con una duración de cuando menos 7 días una vez cada seis meses en el resto del país.

\*\*Monitoreo continuo: el que se realiza con equipo automático con un mínimo de 15 lecturas en un periodo no menor a 60 minutos y no mayor a 360 minutos. El resultado del monitoreo es el promedio del periodo muestreado.

b) Clasificación de Fuentes.

La norma Mexicana clasifica las fuentes de acuerdo al tamaño de la instalación:

- Para instalaciones mayores a 110 GJ/hr (30,5 MW<sub>t</sub>), la norma aplica sobre combustibles sólidos.
- Los límites del SO<sub>2</sub> son válidos para cualquier tamaño de planta.
- Los límites de MP y NO<sub>x</sub> para plantas mayores de 12 MW<sub>t</sub>.





**Ambiosis**



Las normas discriminan según área geográfica y tipo de combustible y es válida para fuentes existentes y nuevas.

A las fuentes que existían a la fecha de la norma se les dio un plazo de 3 años para adaptarse.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

No se regulan otro tipo de contaminantes en la norma Mexicana para fuentes de combustión.

**3.1.6. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Brasil**

El organismo regulador es el "Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). La Resolución N° 8 de 1990 establece límites máximos de emisión de procesos de combustión externa (calderas, hornos, centrales eléctricas, etc.), sin discriminar por tipo de equipo. Se refiere sólo a fuentes nuevas.

Dicha norma regula sólo dos contaminantes: SO<sub>2</sub> y Material Particulado Total.

La norma discrimina según potencia (mayor y menor de 70 MW), según zona y según combustible como se observa en la siguiente tabla resumen.

Los estándares están expresados en gr de contaminante por Giga caloría (Gcal)<sup>25</sup>.

**Tabla 11: Límites de Emisión en Brasil**

Tipo de Área	Combustible	MP (gr/Gcal)		SO <sub>2</sub> (gr/Gcal)	
		< 70 MW	>70 MW	< 70 MW	> 70 MW
Clase I	--	120	No <sup>(a)</sup>	2000	No <sup>(a)</sup>
Clase II y III	Petróleo	350	120	5000	2000
	Carbón mineral	1500	800	5000	2000

Fuente: Resolución 08/1990 y Resolución 05/1989. Consejo Nacional de Medio Ambiente de Brasil.

(a) En esta zona no se permite Centrales >70 MW.

<sup>25</sup> Gcal = 1.000.000 kcal



**Ambiosis**



000814  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Las áreas Clase I corresponden a zonas de conservación y preservación (parques nacionales, zonas turísticas, etc.). En éstas áreas se debe mantener la calidad del aire lo más próximo posible a lo verificado sin la intervención antropogénica.

Las áreas Clase II son donde el nivel de deterioro de la calidad del aire es limitado por normas secundarias.

Las áreas Clase III son donde el nivel de deterioro de la calidad del aire es limitado por normas primarias.

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Cada instalación al momento de tramitar su autorización debe solicitar autorización indicando el tipo y periodicidad de mediciones a realizar.

b) Clasificación de Fuentes

La norma Brasileña se refiere sólo a fuentes nuevas. La norma discrimina según potencia (mayor y menor de 70 MW), según zona y según combustible como se observa en la tabla 11.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

No se regulan otro tipo de contaminantes en la norma Brasileña para fuentes de combustión.

La norma regula sólo dos contaminantes: SO<sub>2</sub> y Material Particulado Total. Sin embargo establece que los límites deberán ser revisados pudiendo incluirse otros contaminantes generados por la combustión en fuentes fijas.

### **3.1.7. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Japón**

Las emisiones de Japón están reguladas por la ley N° 97 de 1968, referida a Medidas regulatorias contra los Contaminantes del Aire, y sus actualizaciones.



**Ambiosis**



**Tabla 12: Límites de Emisiones de MP y NO<sub>x</sub> para Calderas en Japón**

Combustible	Tamaño en m <sup>3</sup> (b)	Límites de Emisión		
		Polvo y Hollín		NO <sub>x</sub>
		General g/m <sup>3</sup> N	Especial (a) g/m <sup>3</sup> N	ppm
Gas	< 10.000	0,10	0,05	150
	10.000 – 40.000	0,10	0,05	130
	40.000-500.000	0,05	0,03	100
	> 500.000	0,05	0,03	60
Líquido o Líquido + Gas	< 10.000	0,30	0,15	180
	10.000-40.000	0,25	0,15	150
	40.000 – 200.000	0,15	0,05	150
	200.000-500.000	0,05	0,04	150
	> 500.000	0,05	0,04	130
Carbón	< 40.000	0,30	0,20	300
	40.000 – 200.000	0,20	0,10	250
	200.000-700.000	0,10	0,05	250
	> 700.000	0,10	0,05	200

Fuente: Ley N° 97

(a) Las áreas especiales corresponden a las zonas más pobladas como Tokio, Osaka, Yokohama, etc.

(b) Volumen de gases.

Además Japón norma las emisiones de SO<sub>2</sub> en m<sup>3</sup>N/hr en función de la zona en que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea, según la siguiente ecuación:

$$E = k \cdot 10^{-3} H e^2 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

E = emisión

k = constante que depende de la ubicación de la fuente fluctuando entre 1, 17 y 17,5

He = altura que alcanza la pluma (altura de la chimenea + altura que sube el humo)

Asimismo regula el porcentaje de azufre en el combustible según área entre 0,5 y 1,2%, y el total de emisiones.



**Ambiosis**



000816  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

La normativa Japonesa no establece el tipo y periodicidad de las mediciones, debiendo éstas ser propuestas por el titular de la fuente regulada quedando sujeto a su aprobación por parte de la autoridad ambiental.

b) Clasificación de Fuentes

Las fuentes son clasificadas según su tamaño considerando el volumen de gases emitidos, y según el tipo de combustible utilizado tal como se muestra en la tabla 12.

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

La norma Japonesa regula además los siguientes contaminantes:

**Tabla 13: Límites de Emisión de Otros Contaminantes**

Contaminante	Símbolo o Fórmula	Límite Emisión mg/m <sup>3</sup> N
Cadmio	Cd	1
Cloro	Cl	30
Acido Clorhídrico	HCl	80- 700
Fluor, Acido Fluorhídrico	F y HF	1 – 20
Plomo	Pb	10 – 30

Fuente: Ley N° 97/1968 última revisión Ley N° 32/1996

### **3.1.8. Normas de Emisión Aplicables a Calderas en Alemania**

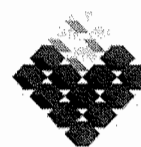
Existen dos normas atinentes. La principal es la Ordenanza sobre Grandes Plantas de Combustión y Turbinas de Gas, (13 B Im SchV) que se refiere a instalaciones sobre 50 MW térmicos. La otra es la TA Luft, que se refiere a instalaciones menores a 50 MW y motores de combustión interna.

La norma se aplica tanto a instalaciones nuevas como existentes. Para las instalaciones existentes menores de 50 MW<sub>t</sub> se da un plazo de cumplimiento de 8 a 10 años dependiendo del tipo de planta y combustible.

Para las mayores de 50 MW<sub>t</sub> la norma se aplicará a partir de Noviembre de 2007, salvo para las turbinas de gas se aplicará a partir de Octubre del 2012.



**Ambiosis**



000817  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

A continuación se muestran los límites de emisión de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> y COV en Instalaciones de Combustión y en los límites definidos para MP, CO, Mercurio, Cadmio, Talio, Dioxinas y Furanos para dichas instalaciones.

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones.

Para las plantas mayores de 20 MW<sub>t</sub> se debe medir continuamente cada media hora los siguientes contaminantes: mercurio, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>; NO y hollín. Además, se exige medición continua de polvo y CO para unidades individuales mayores de 5 y 2,5 MW<sub>t</sub>, respectivamente. El promedio diario de las emisiones no debe superar los límites definidos. Tampoco se debe sobrepasar dos veces el límite en ninguna medición de media hora.

**Tabla 14: Límites de Emisión de NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> en Instalaciones de Combustión de Alemania**

Combustible	Equipo Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub>	NO <sub>x</sub> mg/m <sup>3</sup>	SO <sub>x</sub>		Sustancias Orgánicas (COV) mg/m <sup>3</sup>
				mg/m <sup>3</sup>	Porcentaje Desulfurización	
Sólidos	Lecho Fluidizado	<100	300	---	---	---
		>100	200	---	---	---
	Madera no tratada	<50	250	---	---	10
		50-300	250	---	---	---
		>300	200	---	---	---
	Todos los demás	<10	500	---	---	---
		10-300	400	---	---	---
		>300	200	---	---	---
	Biomasa	>50	---	200	---	---
	Lecho Fluidizado	<100	---	350	75%	---
	Carbón Mineral	<50	---	1.300	---	---
	Otros	<50	---	1.000	---	---
	Otros	50-100	---	850	---	---
Todos <sup>(a)</sup>	>100	---	200	85%	---	
Petróleo Liviano	5-100	250	850	---	---	

Combustible	Equipo Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub>	NO <sub>x</sub> mg/m <sup>3</sup>	SO <sub>x</sub>		Sustancias Orgánicas (COV) mg/m <sup>3</sup>
				mg/m <sup>3</sup>	Porcentaje Desulfurización	
Otros Combustibles Líquidos		<100	350	850	---	---
		100-300	200	400-200 <sup>(b)</sup>	85%	---
		>300	150	200	85%	---
Gases		<300	150	35	---	---
		>300	100	35	---	---

Fuente: Ordenanza sobre grandes instalaciones de combustión y turbinas de gas y TA Luft

(a) Todos los equipos y combustibles.

(b) Disminución lineal.

#### a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Para las plantas mayores de 20 MW<sub>t</sub> se debe medir continuamente cada media hora los siguientes contaminantes: mercurio, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>; NO y hollín. Además, se exige medición continua de polvo y CO para unidades individuales mayores de 5 y 2,5 MW<sub>t</sub>, respectivamente. El promedio diario de las emisiones no debe superar los límites definidos. Tampoco se debe sobrepasar dos veces el límite en ninguna medición de media hora.

#### b) Clasificación de Fuentes

La norma se aplica tanto a instalaciones nuevas como existentes.

Las fuentes son clasificadas en la norma Alemana según el tamaño en MW<sub>t</sub>, es decir en función de la cantidad de energía utilizada o en base al consumo de combustible.

- Para las instalaciones existentes menores de 50 MW<sub>t</sub> se da un plazo de cumplimiento de 8 a 10 años dependiendo del tipo de planta y combustible.
- Para las mayores de 50 MW<sub>t</sub> la norma aplica a partir de Noviembre de 2007, salvo para las turbinas de gas en las que se aplicará a partir de Octubre del 2012.

Además los límites de emisión dependen del tipo de combustible utilizado, tal como se muestra en la tabla 14.



**Ambiosis**



000819

c) Normas de Emisiones de Contaminantes Peligrosos

La normativa Alemana además establece los siguientes límites de emisión para las instalaciones de combustión:

**Tabla 15: Límites de Emisión de Otros Contaminantes en Instalaciones de Combustión en Alemania**

Combustible	Tamaño MW <sub>t</sub>	O <sub>2</sub> %	Polvo mg/m <sup>3</sup> N	CO mg/m <sup>3</sup> N	Mercurio mg/m <sup>3</sup> N	Cadmio y Talio mg/m <sup>3</sup> N	Dioxinas y Furanos µg/m <sup>3</sup> N
Sólido	<5	6%	50	---	---	---	---
	5-50	6%	50	---	---	---	---
	>50	6%	20	---	0,03	---	---
	<100	6%	---	150	---	---	---
	>100	6%	---	200	---	---	---
Líquido	<50	3%	50	80	---	---	---
	>50	3%	20	80	---	0,05	0,1
Gaseoso	>50	3%	5	50	---	---	---

Fuente: Ordenanza sobre grandes instalaciones de combustión y turbinas de gas y TA Luft

**3.1.9. Resumen de Información Disponible a Nivel Internacional**

La generación de cualquier norma de emisión requiere previamente disponer de la información suficiente, de modo de asegurar que la norma respectiva se ajuste a la realidad nacional y a las posibilidades de mejoramiento dados por el estado del arte tecnológico tanto a nivel local como internacional. Lo anterior con el objetivo de generar una norma de emisión aplicable, cumplible y que efectivamente genere un mejoramiento en los niveles previos de emisión. Considerando entonces este factor, y que la capacidad de generar normas en el país es limitada<sup>26</sup>. Es precisamente en el sector de las calderas de generación, donde se tiene un mejor nivel de información, dado los estudios previos realizados por el sector público y donde los privados tienen la mayor capacidad de respuesta, dado que en general mantienen información detallada de los niveles de actividad, consumos de combustible y emisiones generadas.

<sup>26</sup> Tanto desde el punto de vista de las entidades públicas que cuentan con un número determinado de profesionales de planta y de recursos para realizar estudios, como desde el punto de vista de las entidades privadas que cuentan con profesionales propios o externos para analizar las propuestas provenientes del sector público, también limitado según la experiencia del sector.



**Ambiosis**



a) Estandarización de Límites de Concentración de Emisiones Atmosféricas

Con el fin de poder hacer comparables las distintas normas de emisión de contaminantes atmosféricos recopiladas como parte del presente estudio, se realizaron las conversiones necesarias para poder expresar todas las mediciones en las mismas unidades. Para lo cual se aplicaron las transformaciones que se detallan a continuación:

**Transformación de ppm a mg/m<sup>3</sup>N:**

Las condiciones normales (N) se refieren a gas seco, a 0 °C, 1 Atm, y corregido al porcentaje de O<sub>2</sub> establecido en base al tipo de combustible utilizado por lo tanto:

$$\text{mg/m}^3\text{N} = \text{ppm} \times F_{\text{volumen}} \times F_{\text{corrección O}_2} \times F_{\text{corrección H}_2\text{O}} \quad \text{Ecuación 2}$$

**Cálculo del Factor de Volumen a 0°C:**

$$F_{\text{volumen}} = \text{PM}_{\text{gas}} / V_{\text{gas a 0 °C}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Aplicando la ley de los gases ideales:

$$P \times V = n \times R \times T$$

$$V = (n \times R \times T) / P \quad \text{Considerando } n=1 \text{ mol, } T=273 \text{ °K y } P=1 \text{ Atm}$$

$$V = 0,082 \times 273 / 1$$

$$V = 22,4 \text{ Lt}$$

Por lo tanto el volumen de 1 mol de gas a 0°C y 1 Atm. es una constante: 22,4 lt

$$F_{\text{volumen}} = \text{PM}_{\text{gas}} / 22,4 \quad \text{Ecuación 4}$$

**Cálculo del Factor de Corrección a 6% de O<sub>2</sub>:**

$$F_{\text{corrección O}_2} = (\text{O}_{2\text{aire}} - \text{O}_{2\text{referencia}}) / (\text{O}_{2\text{aire}} - \text{O}_{2\text{medido}}) \quad \text{Ecuación 5}$$

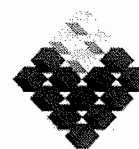
Considerando que el O<sub>2</sub> en el aire es de 21% y que el O<sub>2</sub> de referencia es 6%:

$$F_{\text{corrección O}_2} = 15 / (21 - \text{O}_{2\text{medido}}) \quad \text{Ecuación 6}$$





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000821

**Cálculo del Factor de Corrección de Humedad:**

$$F_{\text{corrección H}_2\text{O}} = 100 / (100 - \text{H}_2\text{O})$$

**Ecuación 7**

Internacionalmente se cuenta con información de las calderas o equipos generadores de vapor. En efecto, la mayoría de los países define normas de emisión para calderas.

El resumen de la recopilación de la normativa internacional relacionada con emisiones y regulaciones de calderas se muestra a continuación:

b) Contaminantes Normados Internacionalmente

En la siguiente tabla se resumen los contaminantes normados por las diferentes normativas revisadas.

**Tabla 16: Contaminantes Normados Internacionalmente en Calderas**

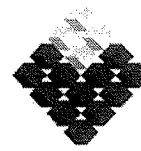
País	Contaminante							Comentario
	MP	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	COV	CO	NH <sub>3</sub>	SI <sup>27</sup>	
EEUU	SI	SI como NO <sub>2</sub>	SI	NO	NO	NO	Hg <sup>28</sup>	Norma por tamaño, combustible y si existe abatimiento
CEE	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	Norma por tamaño y combustible
Suiza	Si	Si	Si	Sólo madera	Si	Si	Si	Norma por tamaño y combustible es la más completa
Canadá	Si	Si	Si	NO	Si	NO	NO	Norma además instalaciones pequeñas
México	Si	Si	Si	NO	NO	NO	NO	Diferencia por zonas, los combustibles sólidos sólo en grandes instalaciones
Brasil	Si	NO	Si	NO	NO	NO	NO	Diferencia por áreas y sólo regula MP y SO <sub>2</sub>
Japón	Si	Si	Si	NO	NO	NO	Si	Diferencia por áreas y sólo regula MP y NO <sub>x</sub> por tamaño y combustible
Alemania	Si	Si	Si	Si	Si	NO	Si	Norma por tamaño y combustible, regula pequeñas instalaciones

<sup>27</sup> SI: Sustancias Inorgánicas

<sup>28</sup> En proceso de ser normado



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000822

Del análisis se concluye que todos los países considerados norman el SO<sub>2</sub>, MP y NO<sub>x</sub>, salvo Brasil que no considera este último contaminante.

En el caso de las emisiones de NO<sub>x</sub>, éstos deben ser expresados como NO<sub>2</sub>. Todos los países establecen diferencias según el tipo de combustible, si es sólido, líquido o gaseoso.

La norma de Suiza, Canadá, México y Brasil no regulan las emisiones de MP ni SO<sub>2</sub> en instalaciones de combustión que utilizan combustibles gaseosos. Asimismo la mayoría de los países discriminan según tipo de instalación, con la excepción de México.

Tanto en la CEE como Suiza, Japón, México y Alemania la norma se expresa en mg/m<sup>3</sup> normal. En cambio en Estados Unidos, Canadá y Brasil la norma está expresada en masa por unidad térmica.

Respecto de las normas expresadas en relación a la cantidad de energía generada, es importante destacar que si bien este criterio incorpora el concepto de eficiencia energética, es muy difícil de poder fiscalizar ya que la información de la energía depende del tipo y calidad del combustible utilizado, lo cual requiere de un análisis del PCI del combustible efectivamente utilizado.

c) Requerimientos de Medición a Nivel Internacional

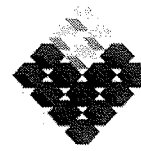
Los distintos requerimientos de medición consultados en la normativa internacional se resumen a continuación:

**Tabla 17: Métodos y Periodicidad de Medición Según Normativa Internacional**

País	Medición Continua		Medición Puntual	
	Tamaño	Parámetro	Tamaño	Periodo
EEUU	> 73 MWt	Opacidad, NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> y CO <sub>2</sub>	-	-
CEE	> 100 MWt	MP, NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub>	< 100 MWt	6 meses
Canadá	-	Opacidad, NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub>	-	-
México	-	NO <sub>x</sub> y O <sub>2</sub>	-	PTS 6 meses
Alemania	> 2,5 MWt	CO	-	-
	> 5 MWt	MP	-	-
	> 20 MWt	Hg, NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> , NO y hollín	-	-



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

00823

d) Resumen de Límites de Emisión a Nivel Internacional

Los criterios para establecer los límites de emisión varían mucho entre los diversos países analizados en aspectos tales como: tecnologías, combustibles, tamaños, zonas geográficas, etc. Lo mismo sucede con los valores de los límites de emisión. Lo anterior parece indicar que las normas se han concebido considerando no sólo aspectos técnicos y de salud, sino también las diferentes realidades de los países en términos económicos, ambientales y de sensibilidad de la opinión pública.

**Tabla 18: Límites de Emisión de Material Particulado Según Normativa Internacional**

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
EEUU	2,9 – 29 MWt	22-43-86 ng/J <sup>29</sup>	130 ng/J <sup>30</sup>	Opacidad 20	Opacidad 20	---
	29 – 73 MWt	22-43-86 ng/J <sup>43</sup>	22-43-86 ng/J <sup>43</sup>	43-86 ng/J	43-86 ng/J	---
	> 73 MWt	43 ng/J				
Canadá	< 0,55 MWt	5% opacidad				
	0,55-2,77 MWt	5% opacidad				
	2,77-29 MWt	5% opacidad				
	> 29 MWt	10 ng/J y 10% opacidad				
Brasil	Área Clase I < 70 MWt	28,66 ng/J				
	Área Clase I > 70 MWt	No se permiten instalaciones > 70 MWt				
	Área Clase II y III < 70 MWt	358,27 ng/J				
	Área Clase II y III > 70 MWt	191,08 ng/J				
CEE	50-100 MWt	50 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N
	100-300 MWt	30 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N
	> 300 MWt	30 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N

<sup>29</sup> Dependiendo del porcentaje distinto de carbón (< 10%, > 10% y < 30%) respectivamente

<sup>30</sup> Se limita el uso de madera a un 30% del aporte energético

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
Suiza <sup>31</sup>	0,02-0,07 MWt	---	---	---	1-2 <sup>32</sup>	---
	0,07-1 MWt	150 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N	---		
	1-5 MWt	150 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N	---		
	5-100 MWt	50 mg/m <sup>3</sup> N	50 mg/m <sup>3</sup> N	50-80 mg/m <sup>3</sup> N		
	> 100 MWt	50 mg/m <sup>3</sup> N	50 mg/m <sup>3</sup> N	50 mg/m <sup>3</sup> N		
México	Zona Metropolitana	60 mg/m <sup>3</sup> N	60 mg/m <sup>3</sup> N	60 mg/m <sup>3</sup> N	60 mg/m <sup>3</sup> N	---
	Zona Crítica	250 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	---
	Resto País	350 mg/m <sup>3</sup> N	350 mg/m <sup>3</sup> N	350 mg/m <sup>3</sup> N	350 mg/m <sup>3</sup> N	---
Alemania	< 5 MWt	50 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N
	5-50 MWt	50 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N
	> 50 MWt	20 mg/m <sup>3</sup> N				5 mg/m <sup>3</sup> N
Japón <sup>33</sup>	< 10.000 m <sup>3</sup>	300-200 mg/m <sup>3</sup> N	---	300-150 mg/m <sup>3</sup> N	300-150 mg/m <sup>3</sup> N	100-50 mg/m <sup>3</sup> N
	10.000-40.000 m <sup>3</sup>	300-200 mg/m <sup>3</sup> N	---	250-150 mg/m <sup>3</sup> N	250-150 mg/m <sup>3</sup> N	100-50 mg/m <sup>3</sup> N
	40.000- 200.000 m <sup>3</sup>	200-100 mg/m <sup>3</sup> N	---	150-50 mg/m <sup>3</sup> N	150-50 mg/m <sup>3</sup> N	50-30 mg/m <sup>3</sup> N
	200.000- 500.000 m <sup>3</sup>	100-50 mg/m <sup>3</sup> N	---	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-30 mg/m <sup>3</sup> N
	500.000- 700.000 m <sup>3</sup>	100-50 mg/m <sup>3</sup> N	---	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-30 mg/m <sup>3</sup> N
	> 700.000 m <sup>3</sup>	100-50 mg/m <sup>3</sup> N	---	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-40 mg/m <sup>3</sup> N	50-30 mg/m <sup>3</sup> N

Fuente: Elaboración propia en base a los antecedentes recopilados

En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de material particulado para calderas para los países que establecen límites en ng/J:

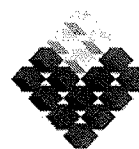
<sup>31</sup> En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios

<sup>32</sup> Índice de humo para regular las emisiones de hollín

<sup>33</sup> Rango en función del caudal de gases emitidos en metros cúbicos y el límite depende de la ubicación de la instalación el límite más estricto se aplica a las zonas más pobladas como Tokio, Osaka, Yokohama, etc.

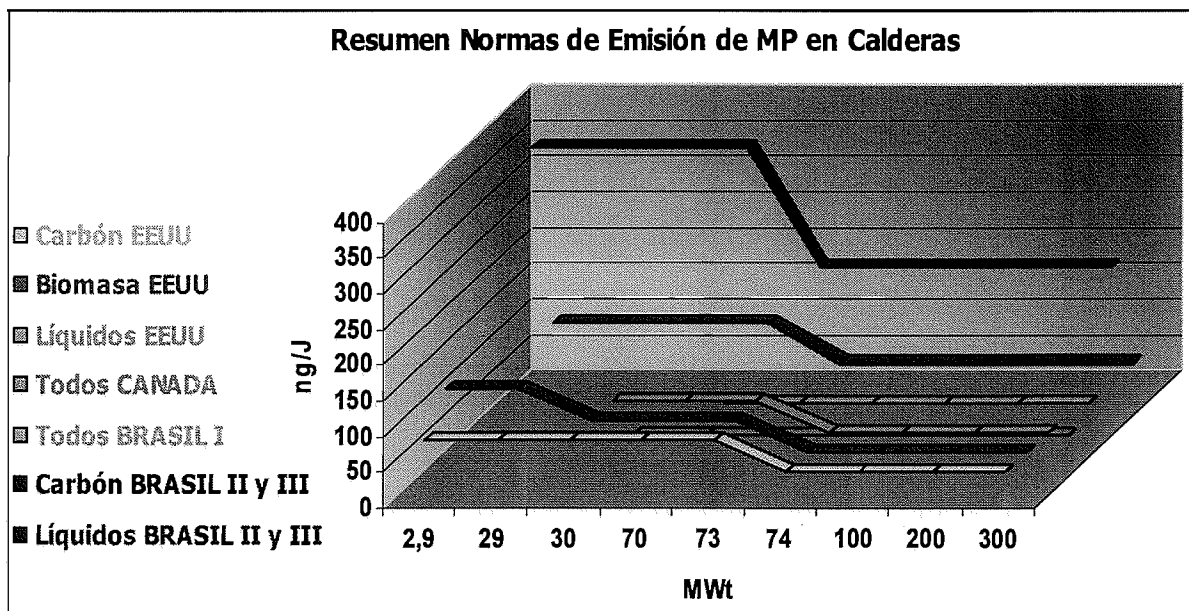


**Ambiosis**

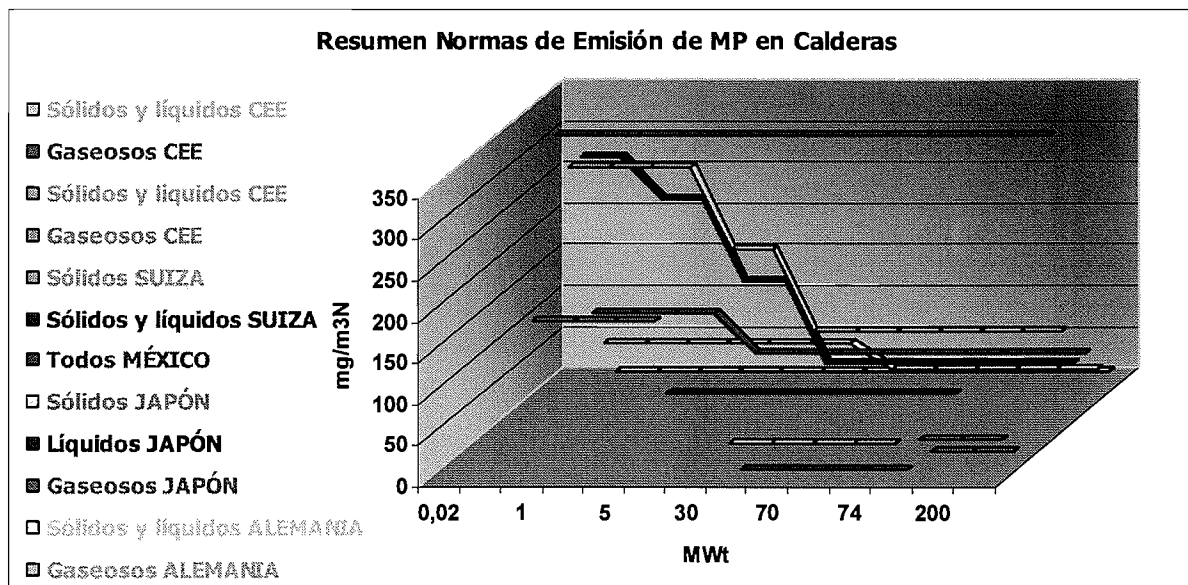


GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000825



En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de material particulado para calderas para los países que establecen límites en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ :



A continuación se presenta la comparación de las normas recopiladas a nivel internacional para las emisiones de  $\text{NO}_x$ :



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000826

**Tabla 19: Límites de Emisión de NO<sub>x</sub> Según Normativa Internacional**

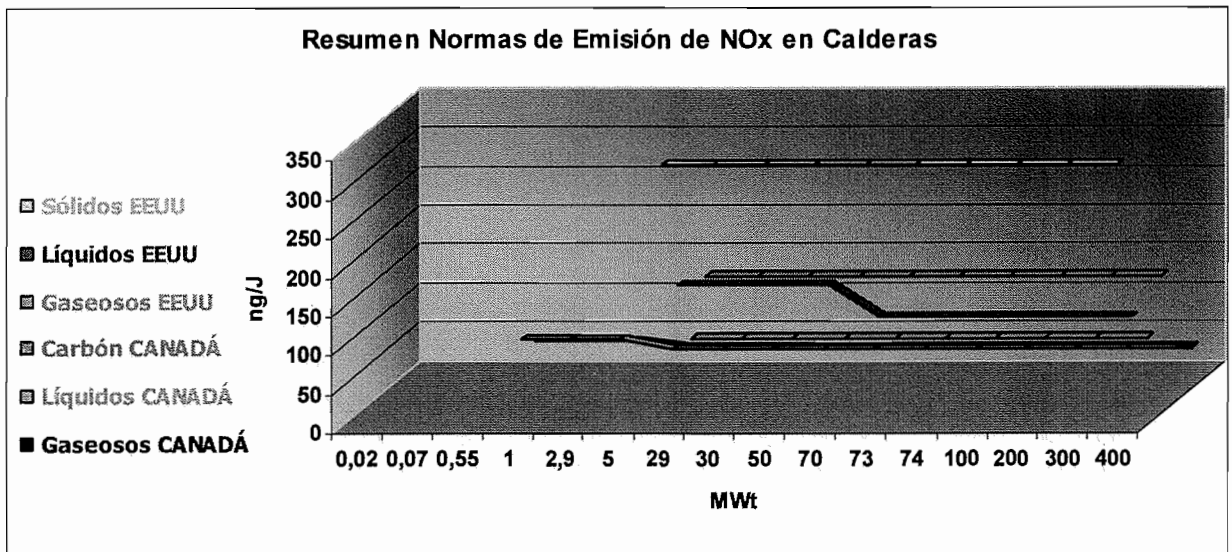
País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
EEUU	< 29 MWt	---	---	---	---	---
	29 – 73 MWt	210-340 ng/J	210-340 ng/J	130-170 ng/J	130-170 ng/J	43-86 ng/J
	> 73 MWt	260-340 ng/J	260-340 ng/J	129 ng/J	129 ng/J	86 ng/J
Canadá	< 0,55 MWt	---	---	---	---	---
	0,55-2,77 MWt	---	---	54 ng/J	54 ng/J	35 ng/J
	2,77-29 MWt	---	---	40 ng/J	40 ng/J	26 ng/J
	> 29 MWt	150 µg/J	---			55 mg/m <sup>3</sup> N
CEE	50-100 MWt	400 mg/m <sup>3</sup> N	400 mg/m <sup>3</sup> N	400 mg/m <sup>3</sup> N	400 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N
	100-300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	300 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N
	> 300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	100 mg/m <sup>3</sup> N
Suiza <sup>34</sup>	TODAS MWt	250 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	---	120-150 mg/m <sup>3</sup> N	80-110 mg/m <sup>3</sup> N
	5-50 MWt	---	---	450 mg/m <sup>3</sup> N	---	---
	50-100 MWt	---	---	300 mg/m <sup>3</sup> N	---	---
	> 100 MWt	---	---	150 mg/m <sup>3</sup> N	---	---
México	Metropolitana	226 mg/m <sup>3</sup> N				
	Zona Crítica	226 mg/m <sup>3</sup> N				
	Resto País	770 mg/m <sup>3</sup> N				

<sup>34</sup> En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios. La corrección por oxígeno para madera varía entre 11 y 13% valor muy superior a las otras normas con valores de 6%.

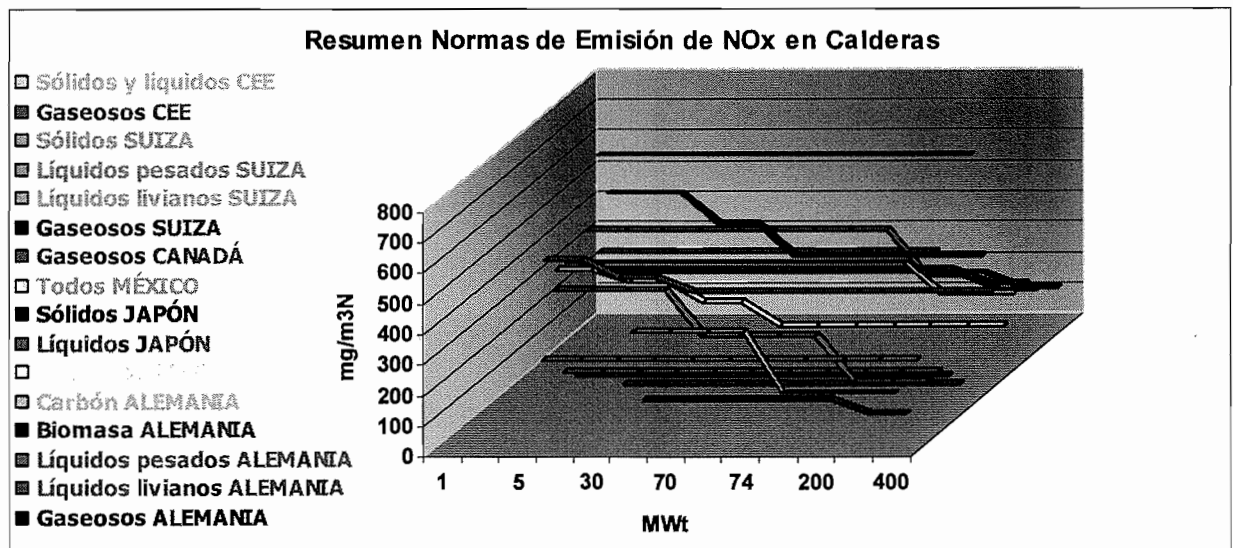
País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
Brasil		No regula las emisiones de NO <sub>x</sub>				
Japón <sup>35</sup>	< 10.000 m <sup>3</sup>	616 mg/m <sup>3</sup> N	---	370 mg/m <sup>3</sup> N	370 mg/m <sup>3</sup> N	308 mg/m <sup>3</sup> N
	10.000- 40.000 m <sup>3</sup>	616 mg/m <sup>3</sup> N	---	308 mg/m <sup>3</sup> N	308 mg/m <sup>3</sup> N	267 mg/m <sup>3</sup> N
	40.000- 500.000 m <sup>3</sup>	513 mg/m <sup>3</sup> N	---	308 mg/m <sup>3</sup> N	308 mg/m <sup>3</sup> N	205 mg/m <sup>3</sup> N
	500.000- 700.000 m <sup>3</sup>	513 mg/m <sup>3</sup> N	---	---	---	---
	> 500.000 m <sup>3</sup>	---	---	267 mg/m <sup>3</sup> N	267 mg/m <sup>3</sup> N	123 mg/m <sup>3</sup> N
	> 700.000 m <sup>3</sup>	411 mg/m <sup>3</sup> N	---	---	---	---
Alemania	< 50 MWt	300 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	350 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N
	50-100 MWt	300 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	350 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N
	100-300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	250 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	---	150 mg/m <sup>3</sup> N
	> 300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	150 mg/m <sup>3</sup> N	---	100 mg/m <sup>3</sup> N

En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de óxidos de nitrógeno para calderas para los países que establecen límites en ng/J:

<sup>35</sup> Rango en función del caudal de gases emitidos en metros cúbicos y el límite depende de la ubicación de la instalación el límite más estricto se aplica a las zonas más pobladas como Tokio, Osaka, Yokohama, etc.



En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de óxidos de nitrógeno para calderas para los países que establecen límites en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ :



A continuación se presenta la comparación de las normas recopiladas a nivel internacional para las emisiones de  $\text{SO}_2$ :





**Ambiosis**



000829  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 20: Límites de Emisión de SO<sub>2</sub> Según Normativa Internacional**

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
EEUU	2,9 – 29 MWt	520-260 <sup>50</sup> ng/J	520-260 <sup>36</sup> ng/J	215 ng/J	215 ng/J	---
	29 – 73 MWt	340-170 <sup>50</sup> ng/J	520-260 <sup>50</sup> ng/J	340-170 <sup>50</sup> ng/J	340-170 <sup>50</sup> ng/J	---
	> 73 MWt	520 ng/J	520 ng/J	340 ng/J	340 ng/J	---
Canadá	< 29 MWt	---				
	> 29 MWt	90 ng/J	---	---	---	---
Brasil	Área Clase I < 70 MWt	477,69 ng/J				
	Área Clase I > 70 MWt	No se permiten instalaciones > 70 MWt				
	Área Clase II y III < 70 MWt	1.194,23 ng/J	---	Área Clase II y III < 70 MWt	1.194,23 ng/J	---
	Área Clase II y III > 70 MWt	477,69 ng/J	---	Área Clase II y III > 70 MWt	477,69 ng/J	---
CEE	50-100 MWt	850 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
	100-300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	400-200 mg/m <sup>3</sup> N	400-200 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
	> 300 MWt	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
Suiza <sup>37</sup>	1-5 MWt	2.000 mg/m <sup>3</sup> N	---	---	---	---
	5-100 MWt	2.000 mg/m <sup>3</sup> N		1.700 mg/m <sup>3</sup> N		
	> 100 MWt	400 mg/m <sup>3</sup> N		400 mg/m <sup>3</sup> N		
México	Zona Metropolitana	1.129 mg/m <sup>3</sup> N				---
	Zona Crítica	2.259 mg/m <sup>3</sup> N				---
	Resto País	4.518 mg/m <sup>3</sup> N				---

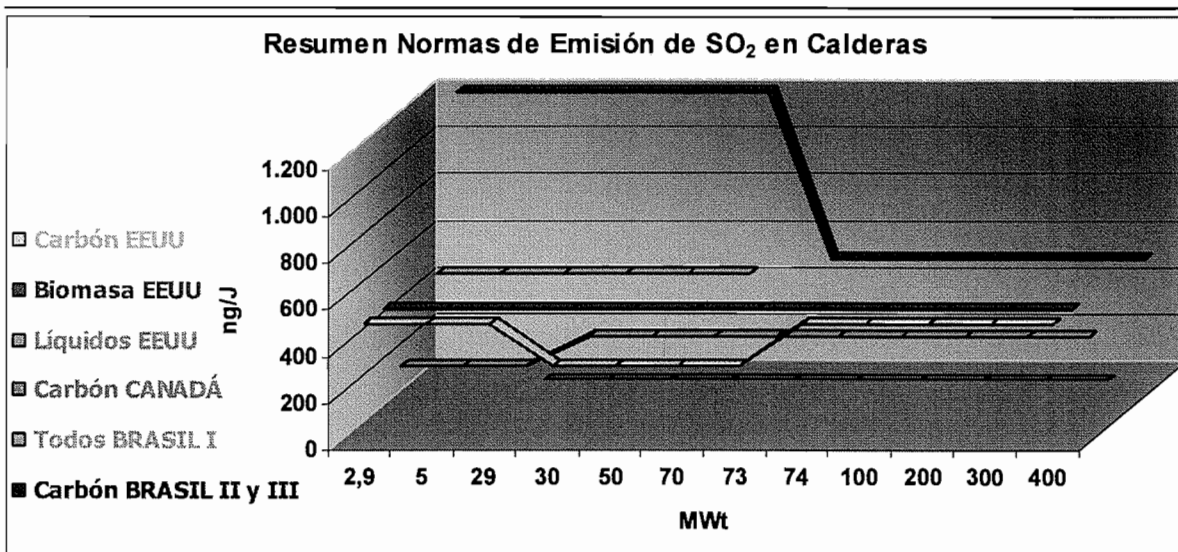
<sup>36</sup> Con tecnología de abatimiento de SO<sub>2</sub>

<sup>37</sup> En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
Japón <sup>38</sup>	Todas	Limita el % de Azufre en el combustible entre 0,5 y 1,2				
Alemania	< 50 MWt	1.300 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
	50-100 MWt	850 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
	100-300 MWt	---	200 mg/m <sup>3</sup> N	400-200 <sup>39</sup> mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N
	> 300 MWt	---	200 mg/m <sup>3</sup> N	200 mg/m <sup>3</sup> N	850 mg/m <sup>3</sup> N	35 mg/m <sup>3</sup> N

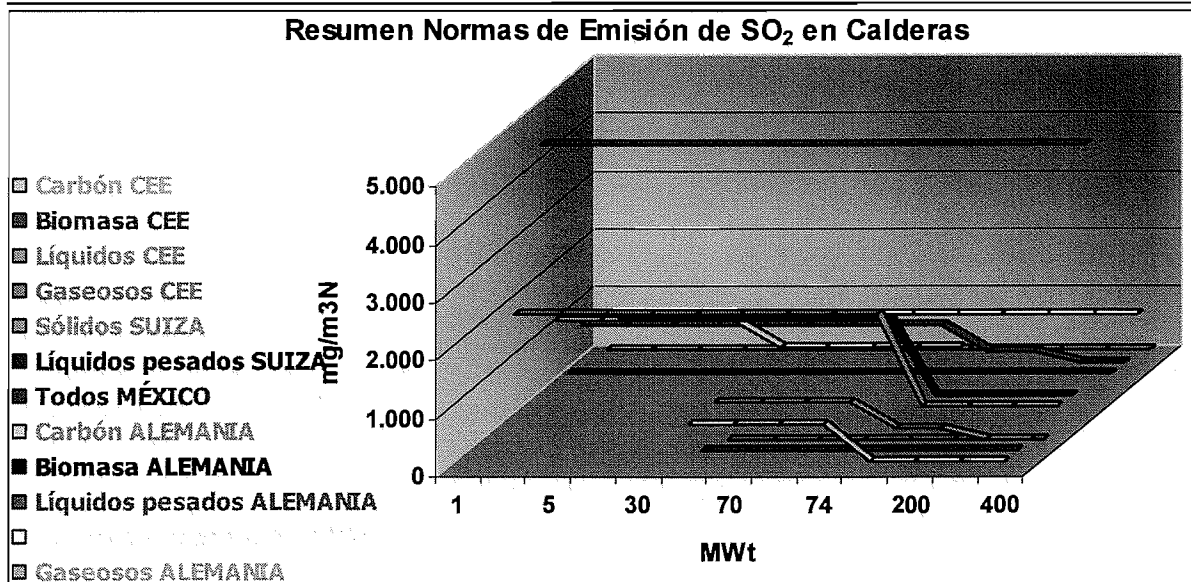
Fuente: Elaboración propia en base a los antecedentes recopilados

En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de dióxido de azufre para calderas para los países que establecen límites en ng/J:



En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de dióxido de azufre para calderas para los países que establecen límites en mg/m<sup>3</sup>N:

<sup>38</sup> Las emisiones de SO<sub>2</sub> son reguladas en función de la zona en la que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea  
<sup>39</sup> Disminución lineal



**Tabla 21: Límites de Emisión de Hg Según Normativa Internacional**

País	Rango	Unidad	Combustible		
			Carbón Bituminoso	Lignito	Carbón Desecho
EEUU	Todas menos CCGI <sup>40</sup>	ng/J	0,0025	0,021	0,002
	CCGI	ng/J	0,0025		
Suiza	Todas sobre flujo de 1 g/h	mg/m <sup>3</sup> N	0,2		

Fuente: Elaboración propia en base a los antecedentes recopilados

### 3.2 Normativa Nacional Vigente

En relación a la normativa nacional se realizó la revisión de los cuerpos legales vigentes relacionados con calderas, la tabla siguiente muestra un resumen de las normativas estudiadas, en el anexo A se encuentran los cuerpos normativos correspondientes.

<sup>40</sup> Ciclo Combinado de Gasificación Integrada



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

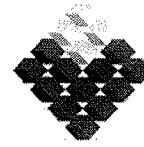
000832

**Tabla 22: Normativas Nacionales Vigentes para Calderas**

Normativa	Aplicación territorial	Entrada vigencia	Fuente regulada	Contaminante	Valor	Unidad	Método medición	Periodicidad
D.S. N° 144 MINSAL	Todo el país	1961	Todo tipo de fuentes	Emanaciones o contaminantes atmosféricos de cualquier naturaleza	No establece normas	No establece	No establece	No establece
Resolución N° 7.077 SNS	RM	1976	Calderas de todo tipo	Prohíbe la incineración como método de eliminación de residuos sólidos de origen doméstico o industrial	No establece normas	No establece	No establece	No establece
D.S. N° 48 del MINSAL	Todo el país	1984	Calderas y generadores de vapor y autoclaves	Establece el sistema de registro de calderas, requisitos de las revisiones y pruebas incluyendo condiciones de seguridad, instrumentación, requisitos de los operadores de calderas.	No establece normas	No establece	No establece	No establece
D.S. N° 32/del MINSAL	RM	1990	Fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos	Establece la paralización de las calderas en situaciones de emergencia y preemergencia ambiental	No establece normas	No establece	No establece	No establece
D.S. N° 4 del MINSAL	RM	1992	Fuentes estacionarias puntuales y grupales; es aplicable a calderas industriales y de calefacción puntuales	Material particulado	112	mg/m <sup>3</sup> N	EPA-5	No establece
D.S. N° 1905 MINSAL	RM	1993	Calderas de calefacción	Material particulado	56	mg/m <sup>3</sup> N	EPA-5	No establece
D.S. N° 1583/ del MINSAL	RM	1993	fuentes puntuales de emisión mayor a 1 tonelada diaria de material particulado	Material particulado	112	mg/m <sup>3</sup> N	EPA-5	No establece
D.S. 2467 MINSAL	Todo el país	1994	reglamento de laboratorios de medición y análisis de emisiones atmosféricas provenientes de fuentes estacionarias	Material particulado y gases.	No establece normas	No establece	No establece	No establece
Resolución N° 15.027/del MINSAL	RM	1994	procedimiento de declaración de emisiones para fuentes estacionarias	Material particulado	No establece normas	No establece	No establece	Anual



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000833

Normativa	Aplicación territorial	Entrada vigencia	Fuente regulada	Contaminante	Valor	Unidad	Método medición	Periodicidad
D.S. N° 812/ del MINSAL	RM	1995	fuentes estacionarias puntuales	Procedimiento de compensación de emisiones de material particulado	No establece normas	No establece	No establece	Anual
D.S. N° 167/ del MINSEGPRES	Todo el país	1999	Calderas recuperadoras de la industria de la celulosa	Gases TRS	5	ppm	Método 16 A, al 8% de oxígeno en base seca.	Continua
Resolución 2.063 ASRM	RM	2005	calderas de calefacción e industriales con consumos mayores a 200.000 KJ/hr, y a aquellas que operen con quemadores atmosféricos con consumos mayores a 500.000 KJ/hr, medidos a plena carga.	CO	100	ppm	CH-3A,	Anual
			calderas de calefacción e industriales, con consumos mayores a 200.000 KJ/hr	SO <sub>2</sub>	30	ng/J	CH-6C	Anual
D.S. N° 138 del MINSAL	Todo el país	2005	Calderas generadoras de vapor y/o agua caliente; producción de celulosa; fundiciones primarias y secundarias; centrales termoeléctricas; producción de cemento, cal o yeso; producción de vidrio; producción de cerámica; siderurgia; petroquímica, asfaltos y equipos electrógenos	contaminantes atmosféricos	No establece normas	No establece	No establece	Anual
Resolución 42.549/ del MINSAL	RM	2006	Fuentes fijas	Cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de NOX	No establece normas	No establece	No establece	Anual

Fuente: Elaboración propia en base a los antecedentes recopilados



**Ambiosis**

### 3.3 Métodos de Monitoreo de Emisiones

La resolución 1349 del Ministerio de Salud de fecha 25 de octubre de 1997 y 559 del Ministerio de Salud, de fecha 17 de Marzo de 1999, establecen los métodos de medición oficiales en Chile para emisiones de contaminantes atmosféricos provenientes de fuentes fijas.

#### 3.3.1. Métodos de Muestreo Discontinuo

A continuación se presentan los métodos de muestreo utilizados para el muestreo y análisis de contaminantes atmosféricos emitidos por fuentes fijas:

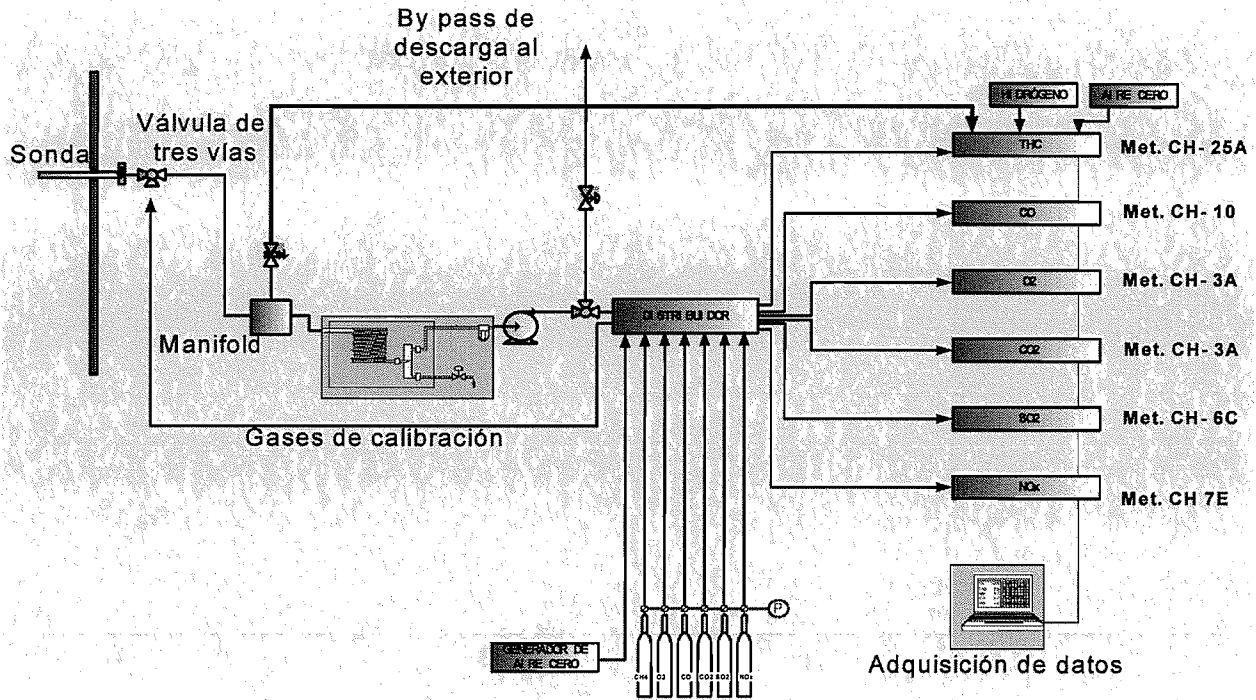


**Tabla 23: Métodos de Muestreo**

Parámetro	Método	Sistema Utilizado
Monóxido de Carbono (CO)	CH-10	Analizador IR no dispersivo
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	CH-3A	Analizador IR no dispersivo
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	CH-3A	Analizador presión magnética
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	CH-7E	Luminiscencia química
Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	CH-6C	Analizador IR no dispersivo
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	CH-25A	Fotometría de emisión de llama
Material particulado (MP)	CH-5	Muestreo isocinético
Dioxinas y Furanos (D/F)	EPA-23	Muestreo isocinético
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	EPA-CTM-027	Muestreo isocinético
Sustancias Inorgánicas (S, Be, Cd, Hg, Tl, As, Co, Ni, Se, Te, Cr, Cu, F, Pd, Pt, Rh, Pb, V, Zn, Mn, Sb y Sn)	EPA-29	Muestreo isocinético
Halógenos (Cl, HCl y HF)	EPA-26A	Muestreo isocinético

Fuente: Elaboración propia

**Figura 1: Disposición Analizadores de Gases**



**Método CH-10: Determinación de las Emisiones de CO**

Se extrae una muestra de gas integrada o continua desde un punto de muestreo y se analiza para determinar el contenido de monóxido de carbono (CO) desde fuentes estacionarias, utilizando un analizador infrarrojo no dispersivo de tipo Luft o equivalente. Este método se aplica para determinar las emisiones de monóxido de carbono desde fuentes fijas, sólo cuando se especifique en los procedimientos de este test, con el objeto de determinar si cumplen con los estándares definidos para nuevas fuentes. El procedimiento para efectuar los tests indicará si se debe usar una muestra integrada o continua.

Rango: De 0 a 1.000 ppm.

Sensibilidad: La concentración mínima detectable es 20 ppm para una escala de 0 a 1.000 ppm.



**Ambiosis**



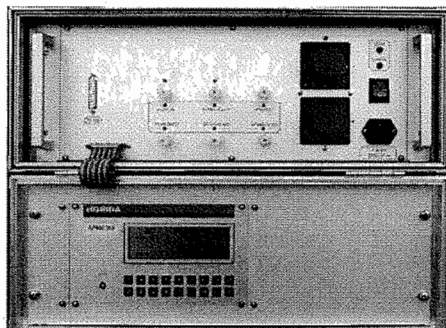
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000836

### **Método CH-3 A: Determinación de las Concentraciones de O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>**

Este método se aplica para determinar las concentraciones de oxígeno (O<sub>2</sub>), de anhídrido carbónico (CO<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO) en las emisiones de fuentes fijas sólo cuando se especifica en alguna reglamentación particular.

Una muestra es continuamente extraída de la corriente de efluentes: una porción de la muestra obtenida se lleva a un(os) analizador(es) instrumental(es) para determinar la(s) concentración(es) de O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y CO.

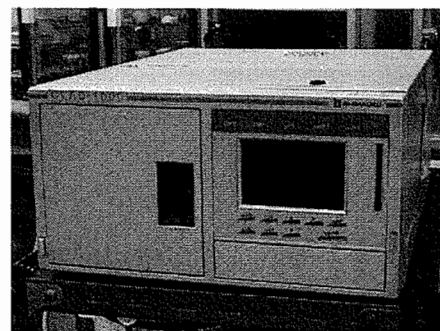


El rango analítico está determinado por el modelo instrumental. En este método, una porción del rango analítico es seleccionada al elegir la escala del sistema de monitoreo. Esta escala debe ser seleccionada de forma tal que la concentración promedio del O<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub> no sea menor que el 20% de ésta. Si durante la corrida las medidas de concentración del gas exceden la escala, la corrida se considera inválida.

El límite mínimo detectable depende del rango analítico, la escala, y de la razón de la señal de ruido del sistema de medición. Para un sistema bien diseñado, el límite mínimo detectable debe ser menor que el 2% de la escala. El rango del analizador de O<sub>2</sub> es de 0-25% y para el CO<sub>2</sub> es de 0-40%.

### **Método CH-7E: Determinación de las Emisiones de NO<sub>x</sub>**

Este método se aplica sólo cuando está especificado en las reglamentaciones para determinar las concentraciones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) de emisiones provenientes de fuentes fijas. Se extrae en forma continua una muestra de gas desde una chimenea, y se lleva una parte de la muestra a un analizador instrumental de luminiscencia química para determinar la concentración de NO<sub>x</sub>.



El rango analítico está determinado por el modelo instrumental. En este método, una porción del rango analítico es seleccionada al elegir la escala del sistema de monitoreo. Esta escala debe ser seleccionada de forma tal que la concentración del gas contaminante equivalente al estándar de emisión no sea menor que el 30 % de ésta. Si en algún momento de la medición de la concentración del gas se excede la escala, esta medición se considera inválida.





**Ambiosis**



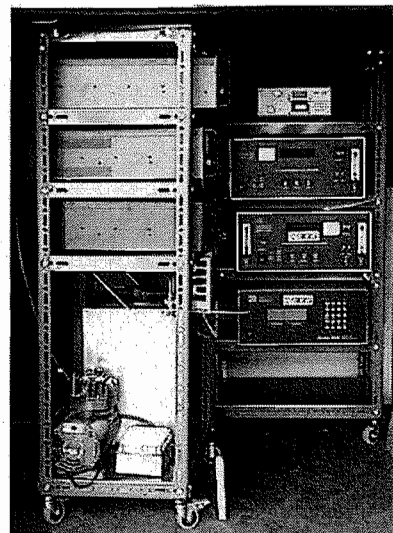
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

00837

El límite mínimo detectable depende, del rango analítico, de la escala, y de la razón de señal de ruido del sistema de medición. Para sistemas designados, el límite mínimo detectable debe ser menor que el 2 % de la escala.

### **Método CH-6C: Determinación de Emisiones de SO<sub>2</sub>**

Este método se aplica sólo cuando está especificado dentro de las reglamentaciones para determinar las concentraciones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) en emisiones controladas y no controladas de fuentes estacionarias. Se toma en forma continua una muestra de gas de chimenea y se lleva una parte de la muestra a un analizador instrumental para determinar la concentración de gas de SO<sub>2</sub>, usando un analizador de rayos ultravioletas (UV), analizador infrarrojo no dispersivo (NDIR), fluorescente o con celda electroquímica.

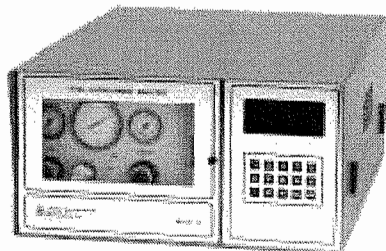


El rango analítico está determinado por el modelo instrumental. En este método, una porción del rango analítico es seleccionada al elegir la escala del sistema de monitoreo.

Esta escala debe ser seleccionada de forma tal que la concentración del gas contaminante equivalente al estándar de emisión no sea menor que el 30% de ésta. Si en algún momento de la medición de la concentración del gas se excede la escala, esta medición se considera inválida.

El límite mínimo detectable depende, del rango analítico, de la escala, y de la razón de señal de ruido del sistema de medición. Para sistemas bien diseñados, el límite mínimo detectable debe ser menor que el 2% de la escala.

### **Método CH-25A: Determinación de la Concentración de COV**



Este método se aplica para medir la concentración de los compuestos orgánicos volátiles totales de vapores que consisten principalmente en alcanos, alquenos y/o hidrocarburos aromáticos. La concentración se expresa en términos de propano (u otro gas orgánico de calibración apropiado) o en términos de carbono.



**Ambiosis**

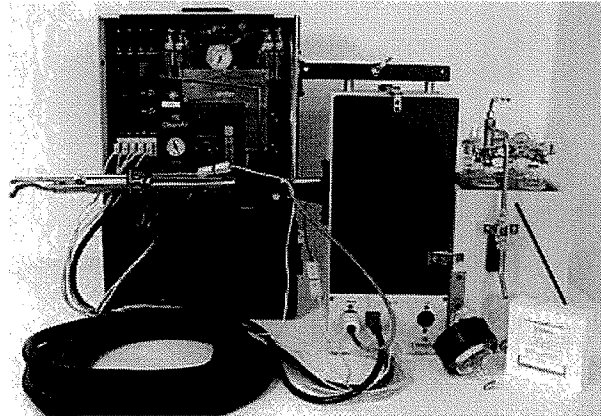


000838  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Se extrae una muestra de la fuente y se conduce por una línea de muestreo la que es calentada (sólo si se requiere), pasando por un filtro de fibra de vidrio antes del analizador de ionización de flama. Los resultados se informan como equivalentes de concentración de volumen del gas de calibración o como equivalentes de carbono.

### **Método CH-5: Determinación de las Emisiones de Partículas**

La determinación de la concentración de partículas y, por ende, de los niveles de arrastre de sólidos en la corriente gaseosa, considerando todo material que condense dentro de la sonda de muestreo; este método requiere de un analizador isocinético de acuerdo al método EPA-5, que incluye los métodos EPA 1-2-3-4.

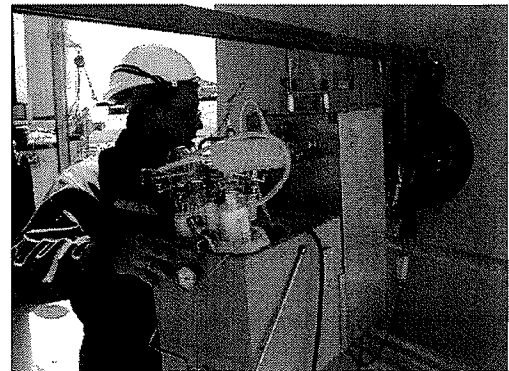


La medición de material particulado a realizar se basa en extraer isocinéticamente una muestra de gas de una fuente y se recoge en un filtro de fibra de vidrio mantenido a una temperatura del rango de  $120 \pm 14$  °C ( $248 \pm 25$  °F) según se especifica en la reglamentación aprobada por la actual Autoridad Sanitaria de la Región Metropolitana. La masa de particulado, que incluye todo material que se condense a/ó sobre la temperatura de filtración, se determinará gravimétricamente después de llevar a sequedad.

Este método se aplica para determinar las emisiones de partículas desde una fuente estacionaria. El analizador isocinético determina en el mismo momento el flujo de gases, la humedad y temperatura.

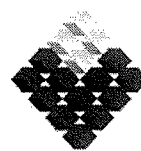
### **Método EPA 23: Mediciones Isocinéticas de Dioxinas, Furanos y Benzo(a)pireno**

La toma de muestra para determinar los Policlorados Dibenzo-p-dioxinas (PCDD), Policlorados Dibenzofuranos (PCDF) y Benzo(a)pireno, se realiza con un analizador isocinético de acuerdo al método 23 y 5 de la EPA. La muestra se hace pasar por un filtro y una resina adsorbente XAD, en la cual quedan adsorbidos los PCDD/PCDF.





**Ambiosis**



000830

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

El filtro y la resina son enviados a un laboratorio en USA para la extracción y posterior análisis, de acuerdo a los métodos 8280 o 8290 usando cromatografía gaseosa de alta resolución y espectrometría de masa de alta resolución.

**Tabla 24: Límites de Detección Método EPA-23**

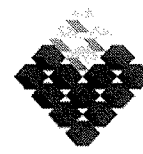
Parámetro	Límite de Detección del Método (pg) <sup>41</sup>
2,3,7,8 TCDD	3.38
1,2,3,7,8 PeCDD	24.8
1,2,3,4,7,8 HxCDD	24.2
1,2,3,6,7,8 HxCDD	25.9
1,2,3,7,8,9 HxCDD	21.7
1,2,3,4,6,7,8 HpCDD	11.3
OCDD	39.4
2,3,7,8 TCDF	3.28
1,2,3,7,8 PeCDF	11.0
2,3,4,7,8 PeCDF	5.85
1,2,3,4,7,8 HxCDF	15.5
1,2,3,6,7,8 HxCDF	10.5
2,3,4,6,7,8 HxCDF	16.1
1,2,3,7,8,9 HxCDF	28.8
1,2,3,4,6,7,8 HpCDF	8.91
1,2,3,4,7,8,9 HpCDF	19.9
OCDF	39.7
Benzo(a)pireno	1.99 (ng) <sup>42</sup>

<sup>41</sup> El picogramo (pg) es una unidad de masa equivalente a la billonésima parte de un gramo.

<sup>42</sup> El nanogramo (ng) es una unidad de masa equivalente a la millonésima parte de un gramo.



**Ambiosis**



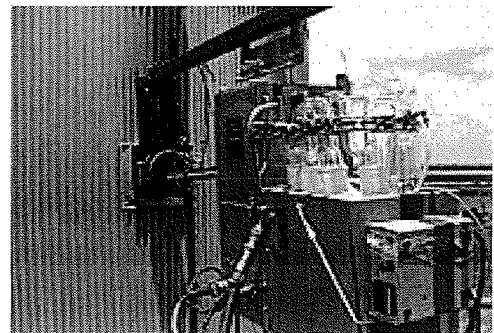
600840  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### ***Método EPA CTM 027: Mediciones de Amoníaco***

Para la determinación de Amoníaco desde una fuente fija se usará el método EPA-CTM-027. Este método se ha validado en una caldera a carbón de Planta Generadora, y su principio de funcionamiento esta en la modificación del Método EPA-27, instalando el filtro y soporta un filtro de 64 mm de diámetro en el interior de la chimenea, la captura del ión Amonio es capturado en soluciones absorbentes dispuestas en tren de impingers. El análisis de las soluciones y filtro se realiza por Cromatografía Iónica.

### ***Método EPA 29: Mediciones Isocinéticas de Metales Pesados***

Para el monitoreo de metales pesados se usa la metodología EPA 29, el cual utiliza el método EPA 5 para tomar las muestras; el método hace hincapié en los cuidados que hay que tener para la recuperación de las soluciones absorbentes de los metales pesados y del lavado del tren de muestreo. Las soluciones absorbentes utilizadas son peróxido de hidrógeno para la captura de todos los metales y solución de Permanganato de Potasio para la captura del Mercurio



### ***Método EPA 26-A: Mediciones de Halógenos***

Para la determinación de compuestos halogenados HCl, Cl<sub>2</sub> y HF se usará el método EPA -26 A, que es un método isocinético para determinar emisiones de haluros y halógenos en fuentes estacionarias.

Una muestra de gas y material particulado es extraída isocinéticamente desde una fuente fija, reteniendo el material particulado en un filtro calefaccionado, la muestra de gas es burbujeada posteriormente en un set de impingers que contienen soluciones ácidas de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y soluciones alcalinas de NaOH.

Existen diversas alternativas en el mercado para el monitoreo continuo de las emisiones de material particulado y gases en fuentes fijas. Junto a la medición de los contaminantes, se debe tener presente que es necesario contar con medición de temperatura, oxígeno, velocidad y humedad de los gases de salida de la chimenea, de manera de poder realizar los cálculos que permitan la comparación de los niveles emitidos con las normas establecidas.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000841

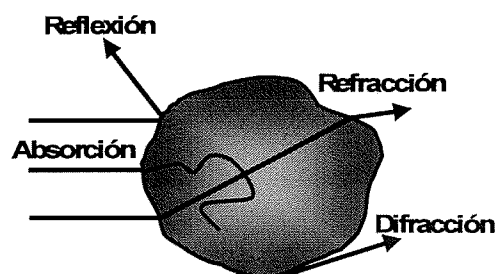
Adicionalmente debe permitir la realización de calibraciones, de manera de asegurar la representatividad de los datos registrados. A continuación se mencionan algunos de los principios de medición:

### 3.3.2 Monitoreo Continuo

Existen diversas alternativas en el mercado para el monitoreo continuo de las emisiones de material particulado y gases en fuentes fijas. Junto a la medición de los contaminantes, se debe tener presente que es necesario contar con medición de temperatura, oxígeno, velocidad y humedad de los gases de salida de la chimenea, de manera de poder realizar los cálculos que permitan la comparación de los niveles emitidos con las normas establecidas. Adicionalmente debe permitir la realización de calibraciones, de manera de asegurar la representatividad de los datos registrados.

#### Monitoreo de Material Particulado

Existen dos formas de monitoreo continuo de material particulado: mediante opacidad (escala Ringelmann), y medición de concentración ( $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ ). Dentro de los métodos físicos de monitoreo se encuentran los:

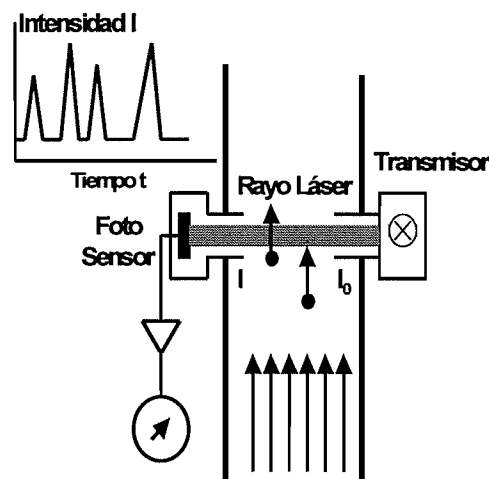


#### Métodos Ópticos

Los métodos ópticos se basan en efectos ópticos de absorción difracción, refracción y reflexión de la luz producidos por un rayo de luz cuando choca con una partícula. Los métodos ópticos se clasifican en:

##### I) Contador de Partículas

Consiste en un emisor (transmisor) y una unidad de recepción (foto sensor); un rayo de luz de menos de 1 (mm) de diámetro pasa a través de la chimenea, el paso del rayo de luz es debilitado o interrumpido cuando las partículas lo atraviesan, de éste modo el número de pulsos por unidad de tiempo es proporcional a la concentración de polvo.





**Ambiosis**



000842

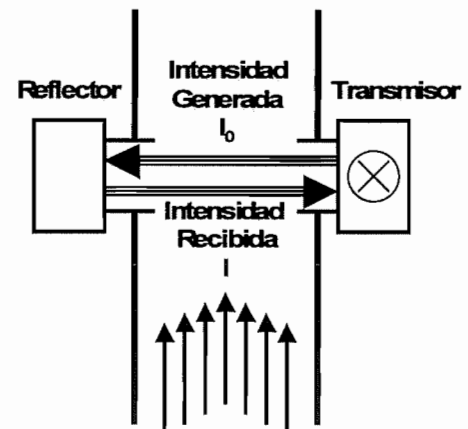
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Estos sistemas presentan problemas de alineación, son muy dependientes de la velocidad, forma, granulometría, densidad y humedad de las partículas presentes en el flujo de gas. No son recomendables para el monitoreo en chimenea.

## II) Transmisor de Luz

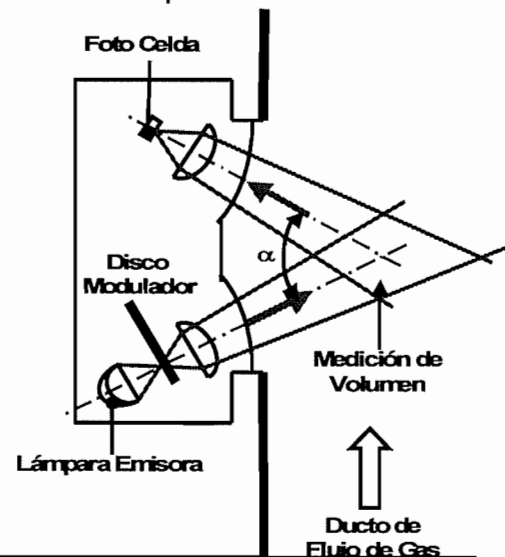
Estos sistemas miden opacidad y se utilizan en altas concentraciones de material particulado. Un rayo de luz de aproximadamente 50 (mm) pasa por el canal a un reflector, que lo regresa al transmisor; la luz es debilitada por la absorción, la reflexión, la difracción y la refracción. Éstos se dividen en:

- ❖ Opacidad: Sólo mide el grado de oscuridad en un ducto utilizando como referencia la escala de Ringelmann de 5 etapas; la determinación del contenido de polvo se realiza por la comparación del valor de escala gris de la emisión del gas. No son recomendables para el monitoreo continuo de la concentración de material particulado.
- ❖ Concentración de polvo: Determinan la cantidad de material particulado en  $\text{mg}/\text{m}^3$ , existen métodos de referencia para realizar las calibraciones. Estos equipos permiten correlacionar utilizando la ley de Lambert Beer la reducción de la intensidad de la luz con la concentración de particulado. Permiten calibración del nivel cero y span. Se recomiendan para concentraciones mayores a  $10 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ .



## III) Dispersión de Luz:

Un diodo de láser dirige un rayo de luz en el rango visible, a las partículas de polvo presentes en el flujo de gas. La luz emitida por la lámpara es dispersada por las partículas presentes en el flujo de gas, las cuales reflejan y dispersan parte de la luz, la que es recogida por un receptor óptico altamente sensible en un cierto ángulo.





**Ambiosis**



000843

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

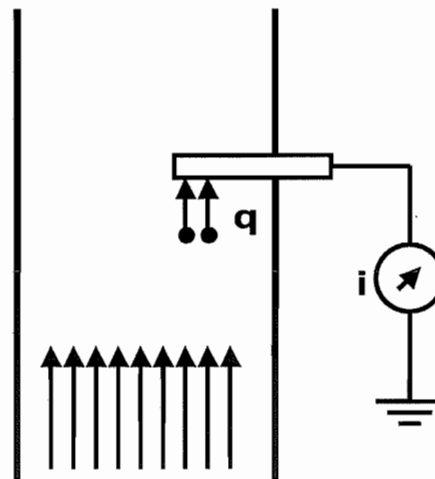
El punto de intersección entre el rayo de luz emitido y el recibido permite definir el volumen de gas en la chimenea. La concentración de material particulado es determinada por la intensidad de la luz dispersada.

Éste sistema permite un límite calibración del nivel cero y span, el límite de detección de  $1 \text{ mg/m}^3$ , posee sistemas automáticos de limpieza con lo que se reduce la manutención requerida por el sistema de monitoreo. Es un sistema de medición recomendado.

## Métodos No Ópticos

### I) Detector Tribo-Eléctrico

El principio de medición está basado en la carga electrostática de las partículas transportadas por el flujo de gas, la cual está basada principalmente en la masa y velocidad de las partículas, éstas al chocar con una lanza metálica descargan su carga eléctrica registrándose la corriente que es expresada como unidad de concentración, para ello deben realizarse mediciones isocinéticas que permitan correlacionar los niveles de carga eléctrica respecto a los  $\text{mg/m}^3\text{N}$ .



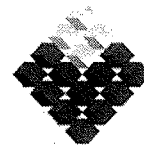
Deben realizarse mediciones isocinéticas que permitan correlacionar los niveles de carga eléctrica respecto a los  $\text{mg/m}^3\text{N}$ . Estos sistemas son económicos pero tienen el inconveniente de la acumulación de partículas en la lanza y tienen gran influencia del tipo y velocidad de las partículas, temperatura y humedad del gas, presentan problemas cuando existe un precipitador electrostático instalado como equipo de control de emisiones. No son recomendados.

### II) Absorción de Rayos Beta

El principio de funcionamiento es la extracción de una muestra del gas de chimenea isocinéticamente, se extrae el material particulado en un filtro de banda, y se determina la concentración a través de la absorción de rayos Beta que son transmitidos por la muestra de material particulado.

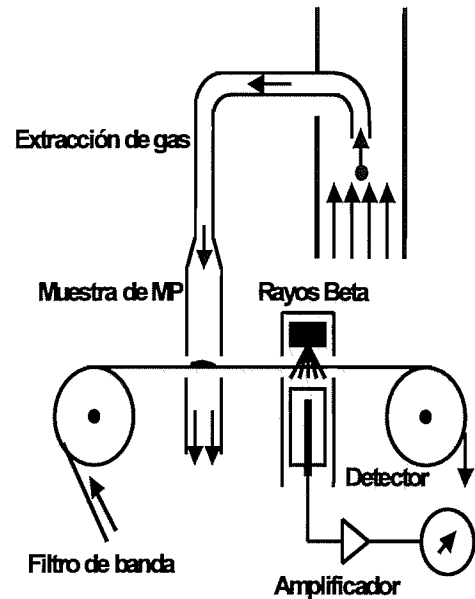


**Ambiosis**



000844  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Éstos sistemas son de mayor costo y sólo son recomendados para chimeneas con bajas concentraciones de material particulado ( $<10 \text{ mg/m}^3\text{N}$ ), con tamaños de partículas de menos de  $1 \mu\text{m}$  y donde no exista una variación en la velocidad de los gases mayor a  $10 \text{ m/s}$ . Son equipos que requieren de una gran manutención y sólo se recomienda para mediciones semi continuas en períodos de 30 minutos. No son recomendados.



### Monitoreo Continuo de Gases

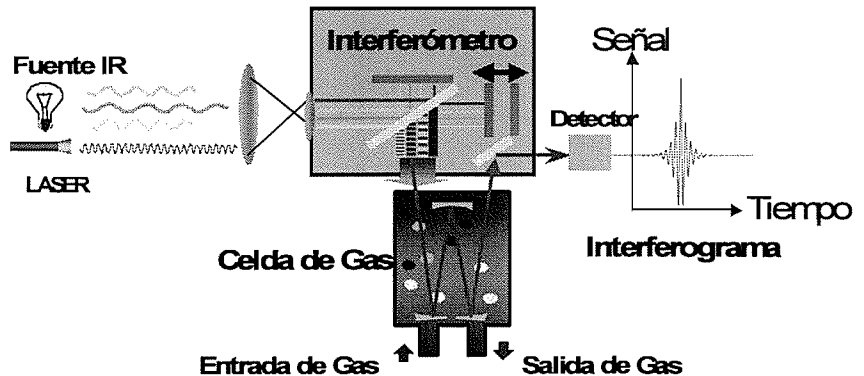
Los sistemas de monitoreo continuo de gases se pueden agrupar en extractivos (extracción de una muestra de gas desde la chimenea) o de medición "in-situ" (medición directa en chimenea sin extracción de muestra del gas de chimenea).

#### Métodos Extractivos

##### 1) Sistemas FTIR

Éstos equipos realizan las lecturas mediante la extracción de una porción de gas de chimenea a través de una línea calefaccionada ( $180^\circ\text{C}$ ).

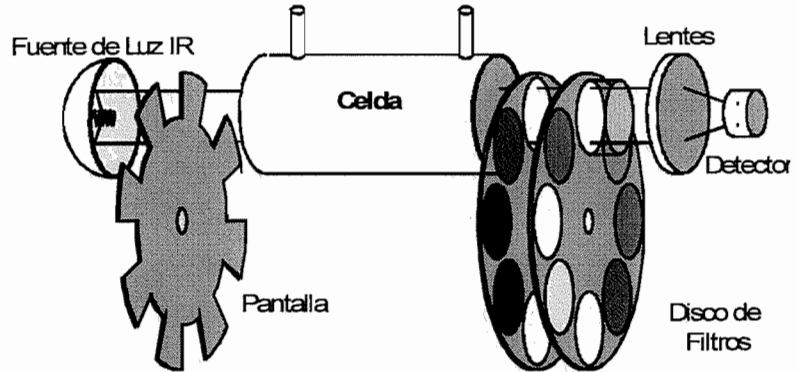
Luego esta porción de gas es enviada a una celda donde son analizados mediante espectrometría infrarroja utilizando la transformada de Fourier, utilizada para señales aperiódicas y oscilantes, para la determinación de la concentración de los gases presentes en el flujo de gas. Permite determinar bajas concentraciones de gas. Permiten corregir diariamente el nivel cero requieren calibración semestral.





II) Sistemas MCS

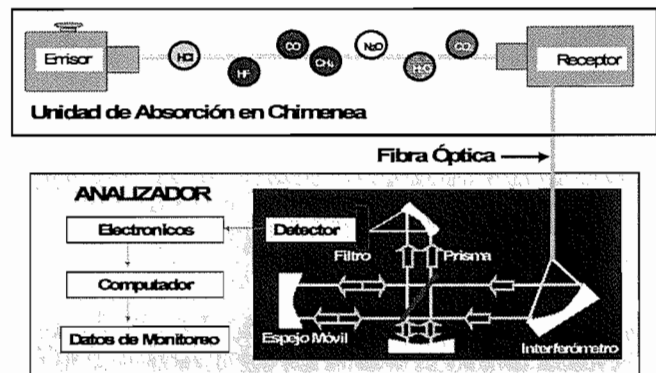
Son equipos que miden la concentración de los gases presentes en una porción de gas extraído mediante una línea calefaccionada sobre 180 °C utilizan una fuente de luz infrarroja la cual es absorbida, la concentración es determinada mediante la ley de Lambert Beer que correlaciona la luz atenuada con la intensidad de la luz emitida. Permiten corregir diariamente el nivel cero requieren calibración semestral.



Métodos In Situ

I) Sistemas DOAS

Éstos equipos se basan en la medición de la concentración de gases de chimenea directamente sin la extracción de una muestra, mediante espectroscopia de absorción óptica diferencial; esto disminuye los requerimientos de mantenimiento de la instalación de monitoreo.



Se basan en la ley de absorción de luz de Lambert Beer, la luz emitida incluye el espectro visible: tanto el infrarrojo como el ultravioleta; éste rayo atraviesa el diámetro de la chimenea hasta llegar al receptor desde donde la señal es enviada mediante un cable de fibra óptica al analizador. Se recomiendan los equipos que cuentan con una celda de calibración interna dentro del receptor.



**Ambiosis**



000846  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### 3.4 Normativas Actualmente en Formulación para Calderas

Como parte del presente estudio se realizó la revisión de los estudios que actualmente se encuentran en elaboración:

#### 3.4.1. Desarrollo de Norma de Emisión Para Centrales Termoeléctricas

Dentro del proceso de elaboración de la norma de emisión de centrales termoeléctricas, se revisaron los siguientes estudios:

- Estudio "Análisis de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a Nivel Internacional y Propuesta para Chile", elaborado por la consultora GAC para Gas Atacama, 2006 (empresa que autorizó usar como referencia este estudio). Se incluye un extenso análisis de la normativa internacional para centrales termoeléctricas, y una propuesta de normas de emisión de MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, vanadio, níquel, arsénico y mercurio, para fuentes en uso y nuevas.

**Tabla 25: Métodos de Muestreo Costos, Duración y Periodicidad**

Parámetro	Método	Costo en UF <sup>43</sup>	Duración	Periodicidad
CO	CH-10	182	4 horas de medición efectiva	Anual con Laboratorio Autorizado
CO <sub>2</sub>	CH-3A			
O <sub>2</sub>	CH-3A			
NO <sub>x</sub>	CH-7E			
SO <sub>2</sub>	CH-6C			
COV	CH-25A	164	3 corridas de muestreo	Anual con Laboratorio Autorizado
MP	CH-5	30		
D/F	EPA-23	450		
Cl, HCl y HF	EPA-26A	70		
NH <sub>3</sub>	EPA-CTM-027			
S, Be, Cd, Hg, Tl, As, Co, Ni, Se, Te, Cr, Cu, F, Pd, Pt, Rh, Pb, V, Zn, Mn, Sb y Sn	EPA-29			

Fuente: Elaboración propia

<sup>43</sup> Los valores consideran la realización de mediciones dentro de la Región Metropolitana, en Regiones los valores pueden variar en base a gastos de traslado y estadía del personal y equipos requeridos.



**Ambiosis**



000847  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

La norma propuesta es en unidades de ng/J de generación bruta, y válida para todo tipo de combustibles, incluye sistema de monitoreo y una evaluación del impacto económico de la aplicación de la norma.

- Estudio "Apoyo a la Implementación de Norma de Emisión Para Centrales Termoeléctricas", encargado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a la empresa GAMMA Ingenieros S.A., que tiene como objetivo establecer las bases para una futura norma de emisión, para lo cual se realizó el catastro de las centrales termoeléctricas que operan en el país, señalando sus emisiones reales, identificando las tecnologías de operación y de abatimiento de emisiones así como los estándares de emisión internacionales aplicables a centrales termoeléctricas.

El informe final no incluye propuestas de estándares de emisiones aplicables a las calderas de operación en Chile, se limita a sugerir alternativas posibles de escenarios de regulación, separando las fuentes por tipo, combustible, antigüedad y tamaños de ellas.

### **3.4.2. Revisiones y Prueba de Calderas**

Éste cuerpo legal reemplazará al actual D.S. N° 48/1984 del MINSAL. Permitirá establecer las condiciones generales de instalación, seguridad, mantención y operación que deberán reunir las calderas de vapor, de calefacción y de fluido térmico; sea fija o móvil.

Considerará los equipos que trabajan sobre 0,5 kg/cm<sup>2</sup> de presión; incorporando los circuitos de suministro de vapor.

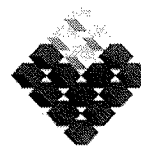
Esta normativa esta orientada a la definición de una normativa de seguridad, no establece propuestas de estándares de emisiones.

### **3.4.3. Estudio Diagnóstico Plan de Gestión Calidad del Aire VI Región**

Informe Final, Diciembre de 2007, DICTUC, para Gobierno Regional Región del Libertador Bernardo O`Higgins. Este estudio incluye una propuesta de estándares de MP para calderas en el capítulo de "Plan de Gestión para el control de emisiones contaminantes Sexta Región, control de Emisiones de la Industria".



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000848

Los estándares sugeridos para calderas son los siguientes:

- 30 mg/m<sup>3</sup>N para calderas con combustibles gaseosos,
- 100 mg/m<sup>3</sup>N para calderas con combustibles líquidos y
- 150 mg/m<sup>3</sup>N con combustibles sólidos.

De acuerdo al estudio DICTUC, éstas medidas consideran la actual matriz energética, el bajo número de fuentes industriales con combustible "madera", la restricción de suministro de gas natural y la factibilidad individual de cumplimiento.

Se especifica que la medición debe ser realizada mediante método CH-5 de acuerdo a la normativa vigente de MINSAL.

#### **3.4.4. Anteproyecto de Plan de Descontaminación Atmosférico Para las Comunas de Temuco y Padre Las Casas**

En su capítulo III, "control de emisiones asociadas a fuentes industriales, comerciales y calderas de calefacción grupales de las comunas de Temuco y Padre las Casas"; el anteproyecto considera una norma de emisión de MP para fuentes existentes de 112 mg/m<sup>3</sup>N, y de 56 mg/m<sup>3</sup>N para fuentes nuevas, que es aplicable a todo tipo de calderas puntuales y de calefacción.

Se especifica que la medición debe ser realizada mediante método CH-5 de acuerdo a la normativa vigente de MINSAL.

#### **3.4.5 Borrador de una Propuesta de Anteproyecto: "Plan de Descontaminación Atmosférica Para la Ciudad de Tocopilla II Región", Elaborado por AMBIOSIS, Mayo 2007, Para CONAMA II Región**

El borrador de anteproyecto incluye la siguiente propuesta de estándares de emisión de MP para calderas de generación eléctrica y de vapor. En la siguiente tabla se muestran los valores propuestos:



**Ambiosis**



000849  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 26: Límites de Emisión de Material Particulado Propuestos**

Tipo de fuentes	Estándar de Material Particulado Propuesto <sup>44</sup>	Consideraciones	Plazo de Cumplimiento Propuesto
Calderas de vapor de generación eléctrica, con combustibles sólidos	100 mg/m <sup>3</sup> N (6% O <sub>2</sub> )	Este estándar corresponde al utilizado por la Comunidad Europea, para centrales en operación.  En la práctica este nivel de emisiones puede ser logrado mediante mejoras de operación, plan de mantención sistemático y optimización de los equipos de control.	A la firma del Plan.
	70 mg/m <sup>3</sup> N (6% O <sub>2</sub> )	Para la implementación de este estándar se requiere previamente una evaluación del impacto en calidad del aire por material particulado secundario y de la evaluación de factibilidad técnica con los equipos actuales o su reemplazo.	Posterior a la primera revisión del Plan.
Calderas de vapor de generación eléctrica e industriales con combustibles líquidos	50 mg/m <sup>3</sup> N (3% O <sub>2</sub> )	Este estándar corresponde al utilizado por la Comunidad Europea, para fuentes en operación.	Un año después de la firma del Plan.

Fuente: Estudio AMBIOISIS 2006, "Mejoramiento de Calidad del Aire Tocopilla".

Para la fiscalización del cumplimiento de los estándares de MP en calderas de calefacción, el estudio menciona los siguientes requerimientos:

- Monitoreo continuo de emisiones de MP, reportar los promedios horarios, mensuales y anuales.
- Optimización de la combustión.
- Monitoreo continuo de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO, con validación a través de mediciones oficiales con laboratorio autorizado por el SEREMI de Salud, de 4 horas efectivas de duración con CH-6, CH-7E y CH-10 respectivamente.

<sup>44</sup> Se deberá expresar la concentración corregida a 25°C, 1 atm., gases secos y corregidos a los porcentajes de oxígeno indicados en la tabla



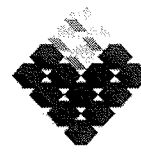
**Ambiosis**



- Los reportes de monitoreo continuo de gases deben incluir la verificación anual de la calibración, además de la caracterización del combustible utilizado.
- Durante el primer año de operación se requiere una calibración inicial de los equipos de monitoreo continuo (MP y gases), y otra a los seis meses de operación, en los años siguientes la frecuencia será una vez al año.
- Las calderas que operan con combustibles líquidos deberán realizar monitoreo anual de emisiones de MP con método CH-5 con laboratorio autorizado por el SEREMI de Salud.
- Sólo se incluye el requerimiento de monitoreo continuo de emisiones para aquellas fuentes cuyo aporte porcentual en el total del inventario es significativo.



**Ambiosis**



000851  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## 4 ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGIAS DE CALDERAS

### 4.1 Calderas Industriales

A continuación se presenta un resumen de los tipos de calderas de acuerdo a su diseño, en Anexo F se entrega un detalle de las tecnologías disponibles en calderas industriales.

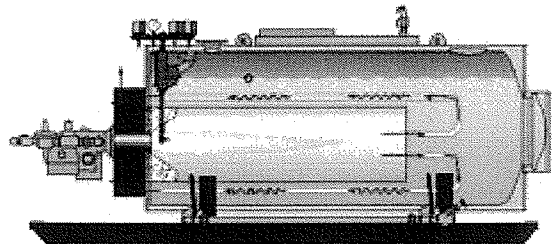
#### 4.1.1 Tipos de Calderas Industriales

Las calderas industriales pueden clasificarse de acuerdo a su diseño en:

- Calderas Piro tubulares o Igneotubulares
- Calderas Acuotubulares

##### Calderas Piro tubulares o Igneotubulares

En este tipo de calderas la llama se forma en el hogar pasando los humos por el interior de los tubos de los pasos siguientes para ser conducidos a la chimenea; presentan una elevada pérdida de carga en los humos. En este tipo de calderas el hogar y los tubos están completamente rodeados de agua.



Ventajas:

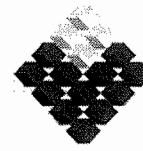
- Menor costo inicial debido a su simplicidad de diseño.
- Mayor flexibilidad de operación
- Menores exigencias de pureza en el agua de alimentación.

Inconvenientes:

- Mayor tamaño y peso.
- Mayor tiempo para subir presión y entrar en funcionamiento.
- No son empleables para altas presiones



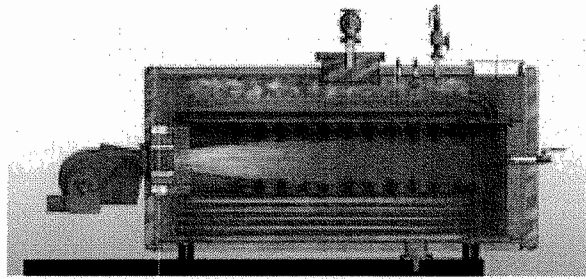
**Ambiosis**



000852  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### Calderas Acuotubulares

En este tipo de calderas la llama se forma en un recinto de paredes tubulares que configuran la cámara de combustión. Soporta mayores presiones en el agua, pero es más cara, tiene problemas de suciedad en el lado del agua, y menor inercia térmica



#### Ventajas:

- Pueden ser puestas en marcha rápidamente.
- Son pequeñas y eficientes.
- Trabajan a 30 o más atmósferas.

#### Inconvenientes:

- Mayor costo
- Deben ser alimentadas con agua de gran pureza.

### **4.1.2 Tecnologías de Calderas**

Las calderas según el combustible utilizado se pueden clasificar en:

- Calderas con combustibles sólidos
- Calderas con combustibles líquidos
- Calderas con combustible gaseoso

A continuación se presenta un resumen de las tecnologías empleadas en calderas industriales, para mayor información consultar el Anexo F.

#### Calderas con Combustibles Sólidos

Hay numerosos tipos de generadores a vapor que operan con carbón o biomasa. Los sistemas de generación de vapor mediante la combustión con carbón están diseñados para usar carbón triturado, por lo que el combustible antes de entrar a los quemadores debe ser procesado. Las tecnologías utilizadas se pueden agrupar como se describe a continuación:





**Ambiosis**



- Calderas con Parrilla Móvil
- Calderas con Quemadores de Combustible Sólido Pulverizado
- Calderas de Lecho Fluidizado

### **I) Calderas con Parrilla Móvil.**

En este tipo de calderas la alimentación de carbón o leña a la zona de combustión se efectúa mediante una parrilla móvil. Las parrillas móviles se pueden dividir a su vez en 3 grupos generales, dependiendo de la forma en que el combustible llega a la parrilla para ser quemado. Los tres tipos son:

- Alimentación inferior.
- Alimentación superior
- Spreader

### **II) Calderas con Combustible Sólido Pulverizado.**

Estas tecnologías tienen en común el uso del combustible sólido finamente pulverizado, que es inyectado a presión en el fogón, en forma similar a un quemador de petróleo. Estas calderas emplean quemadores del tipo que se indica a continuación:

- a) Quemador Tangencial.
- b) Fogón Horizontal o Wall-Fired
- c) Sistemas de Arco

Adicionalmente existen las calderas con quemadores ciclónicos se utilizan con carbones que tienen cenizas de bajo punto de fusión, por lo que son difíciles de utilizar en quemadores tradicionales de carbón pulverizado.

### **III) Calderas de Lecho Fluidizado.**

En las calderas de lecho fluidizado se mezcla caliza molida al carbón pulverizado y se introducen a la cámara de combustión. Una corriente forzada de gases mantiene suspendida la mezcla dentro del fogón.

Este estado de flotación de los sólidos permite a las partículas moverse libremente como en un líquido.

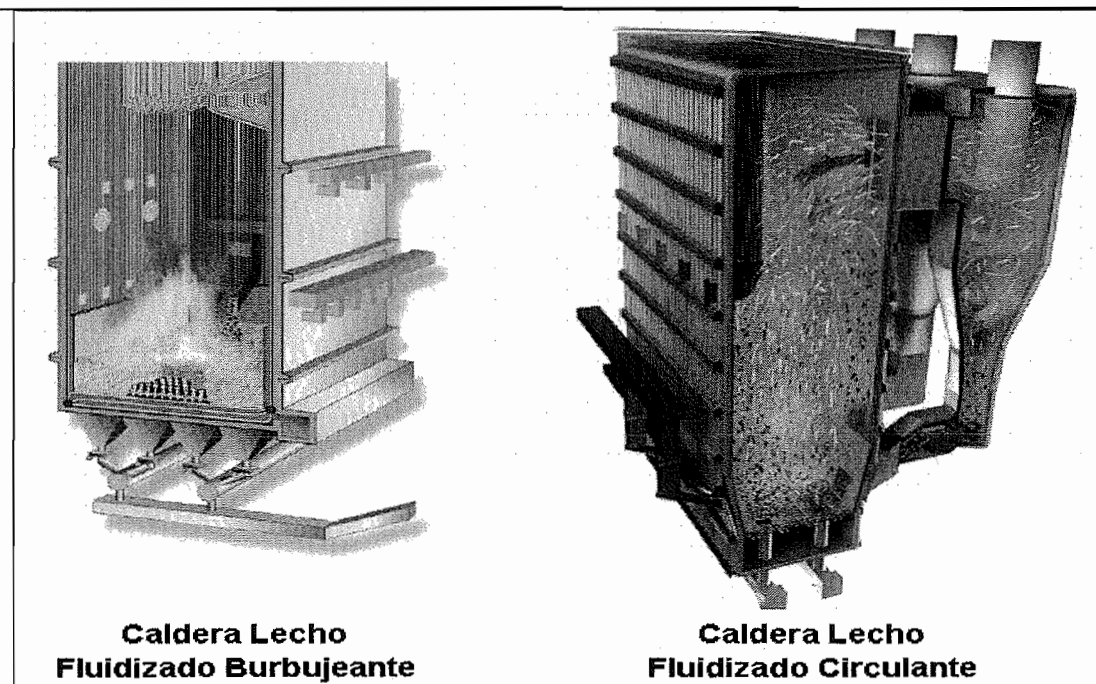


**Ambiosis**



Se crea un ambiente turbulento donde se produce la combustión, permitiendo una gran captura de azufre a temperaturas más bajas que las calderas convencionales, lo que se traduce de menos formación de  $\text{NO}_x$ , por lo que las emisiones de estos compuestos se reducen.

Un esquema de lecho se acompaña en la siguiente figura:



**Figura 2: Calderas de Lecho Fluidizado**

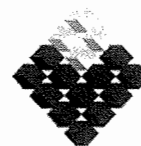
#### **IV) Calderas de Gasificación de Pellets**

Estos tipos de calderas son una modernización de las calderas de parrillas fijas, cuentan con una alimentación automática del combustible y regulan automáticamente las condiciones de la combustión, lo que permite tener altas eficiencias y reducir la cantidad de cenizas.

Estos tipos de calderas tienen aplicaciones residenciales e industriales, como principio de combustión utilizan la gasificación previa de la biomasa, permitiendo regular la calidad de la combustión fácilmente, por lo cual se obtienen emisiones con bajas concentraciones de MP.

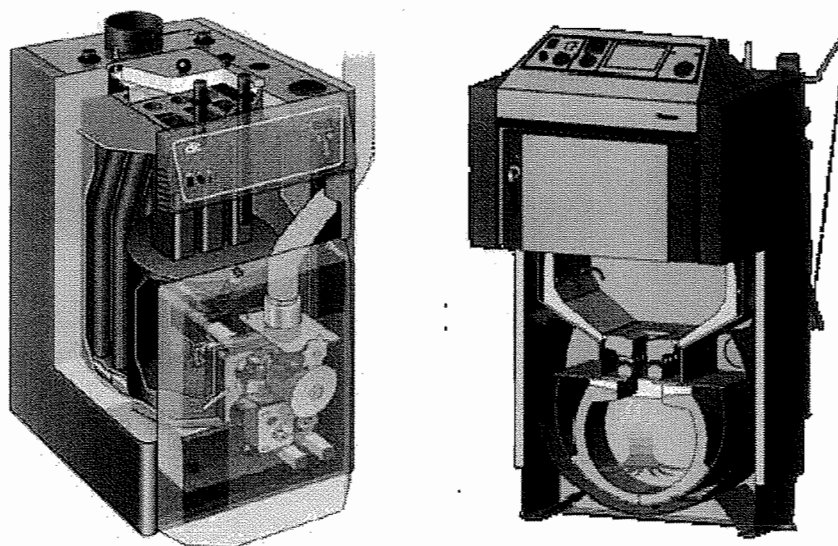


**Ambiosis**



000855  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

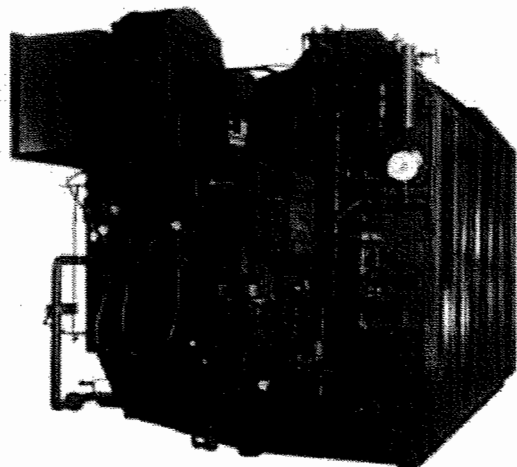
Son utilizadas ampliamente en aplicaciones de calentamiento de agua, no tienen aplicaciones en la producción de vapor, debido a su retardo la disponibilidad de la energía.



**Figura N° 4 : Calderas de Gasificación de Pellet**

### Calderas con Combustibles Líquidos.

Estas calderas son acuotubulares al igual que en el caso anterior cambiando solamente el quemador, las dimensiones del fogón y el sistema de alimentación de combustibles. De preferencia utilizan petróleos pesados (fuel oil), por su menor costo, pudiendo utilizar también diesel.



Los quemadores atomizan el combustible líquido inyectándolo a alta presión (hasta 300 psi) junto con el aire de combustión. El petróleo pesado debe ser previamente calentado para lograr una mejor atomización.

Los quemadores modernos permiten regular la atomización del petróleo, el aire primario y el secundario de modo de lograr una mezcla adecuada y una óptima combustión.



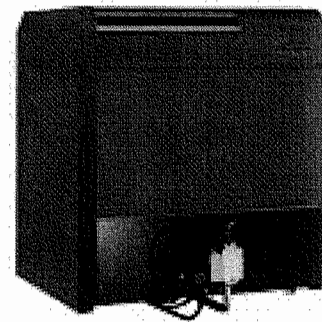
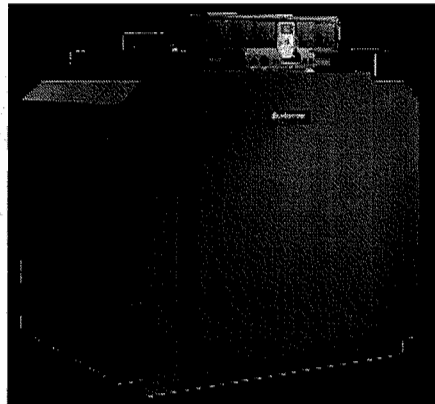
**Ambiosis**



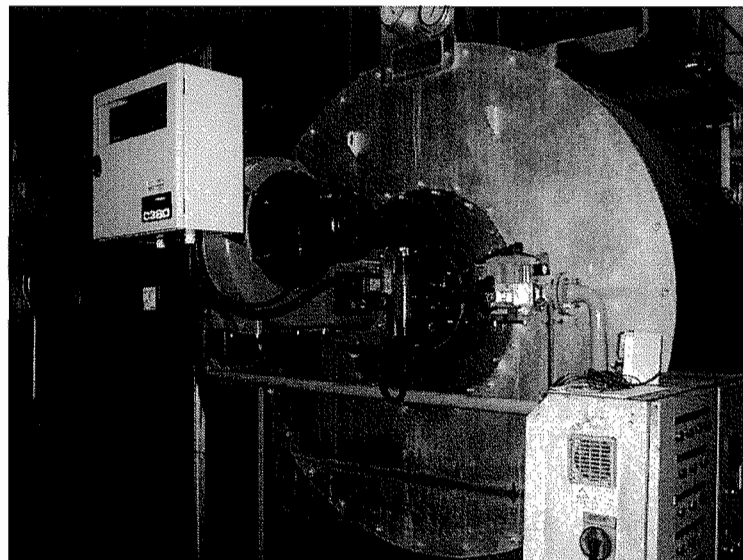
00856  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### Calderas que Consumen Combustibles Gaseosos.

Este tipo de calderas son prácticamente iguales a las que consumen petróleo, y en la práctica existen equipos con quemadores duales (gas, petróleo). Los quemadores inyectan el gas a presión el que se dispersa fácilmente en el aire lo que genera condiciones apropiadas de combustión.



**Figura 3: Calderas a Gas con Quemador Atmosférico**



**Figura 4: Caldera a Gas con Quemador Presurizado**



**Ambiosis**



000857

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

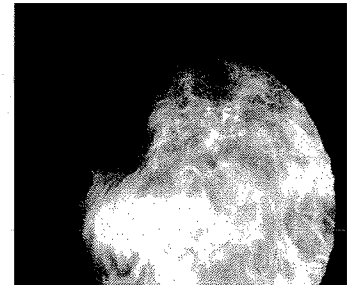
## 4.2 Quemadores

Los quemadores son los equipos donde se realiza la combustión, por tanto deben proveer de los tres vértices del triángulo de combustión, es decir que deben lograr la mezcla íntima del combustible con el aire, y además proporcionar la energía de activación o chispa de encendido, (que es el tercer componente del triángulo). Los tipos de quemadores dependen del combustible que se usa, si es sólido, líquido o gaseoso.

### 4.2.1 Quemadores Para Combustibles Sólidos

Para combustibles sólidos se pueden distinguir:

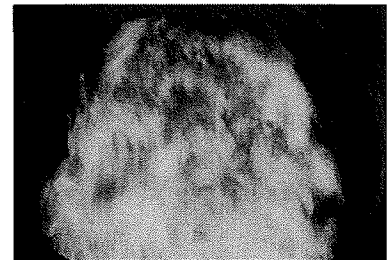
- Para combustibles sólidos pulverizados.
- De parrilla fija.
- De parrilla móvil.
- De lecho fluidizado.
- Con pre-gasificación.



### 4.2.2 Quemadores Para Combustibles Líquidos

Para combustibles líquidos:

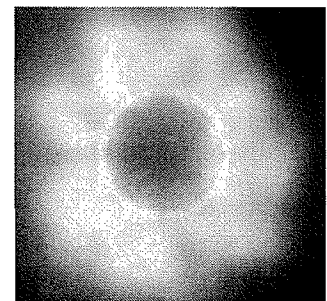
- De alta presión de atomización.
- De baja presión de atomización.



### 4.2.3 Quemadores Para Combustibles Gaseosos

Para combustibles gaseosos:

- Con premezcla de gas.
- Con mezcla en boquilla.
- Atmosféricos.



Mayores antecedentes de los tipos de quemadores se encuentran en el Anexo F.



**Ambiosis**



### 4.3 Tecnologías de Abatimiento

Las tecnologías de abatimiento de emisiones atmosféricas provenientes de calderas usadas en el país, dependen del tipo de contaminantes, del tamaño de la fuente, del combustible empleado y de la normativa de emisiones que debe cumplir.

#### ***Tipos de Contaminantes Emitidos***

Los tipos de contaminantes emitidos dependen del tipo de combustible utilizado, de la tecnología empleada en los sistemas de combustión de las calderas y de las condiciones de operación, entre las cuales destacan la definición de operación a plena carga, establecida en el D.S. N° 4/1992 del MINSAL, condición bajo la cual deben evaluarse las emisiones de material particulado provenientes de fuentes fijas.



La condición de plena carga, corresponde a la condición de operación en estado estacionario, donde no existen perturbaciones ni variaciones que puedan afectar la generación de emisiones; además consiste en la operación con el máximo consumo de combustible (sobre el 80% de la producción nominal), sin embargo ésta es una condición que no necesariamente representa la condición de operación normal de las calderas, ya que gran parte de ellas tienen una operación modulante dependiendo de los requerimientos del proceso al cual se encuentran asociada la producción de vapor o agua caliente, de manera de hacer más eficiente el proceso de combustión.

En otros casos las calderas tienen una operación intermitente donde los procesos transientes de encendido y apagado se producen varias veces en el día lo cual provoca una mayor emisión de material particulado.

En el caso de las emisiones de gases, estas dependen fundamentalmente del tipo de combustible y de la tecnología de combustión asociada; en el caso de las tecnologías de combustión, una variable relevante es la mantención tanto de los sistemas mecánicos y de control automático presentes en los quemadores, ya sean éstos del tipo integrado, como los adaptados, como de la adecuada limpieza de estanques de combustible, como de la caja de humos de la caldera y de los sistemas de control de emisiones en aquellos casos que se cuente con ellos.



**Ambiosis**



600859  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

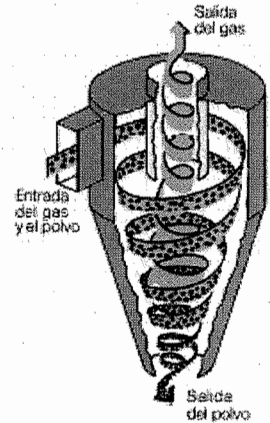
A continuación se presenta un resumen de las tecnologías de abatimiento, o de control de emisiones comúnmente aplicado a distintos tipos de contaminantes atmosféricos.

### 4.3.1 Reducción de Material Particulado

Para abatir el material particulado existen las siguientes tecnologías, para mayor detalle ver Anexo G:

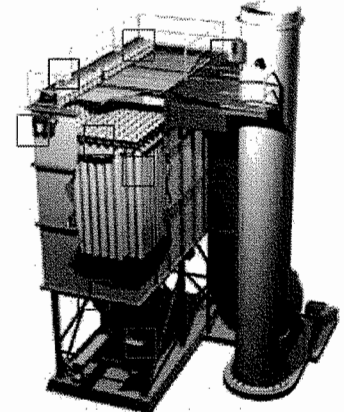
#### 4.3.1.1 Ciclones y Multi-ciclones.

Se utilizan principalmente en calderas que queman combustibles sólidos como carbón y bio-masa, para la retención de partículas incandescentes, como equipos para retención de las partículas de mayor tamaño disminuyendo la carga total de material particulado en el flujo de gases.



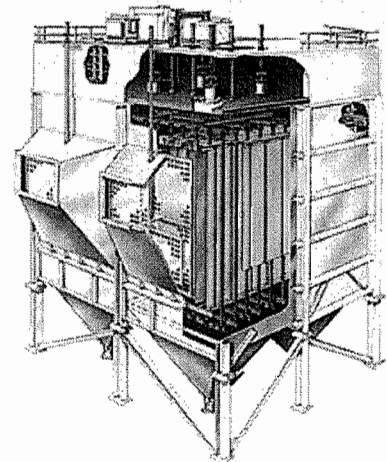
#### 4.3.1.2 Filtros de Mangas

Los filtros de mangas son ampliamente usados en control de emisiones de calderas que operan con carbón, no son recomendables en fuentes que puedan emitir hidrocarburos condensables tales como los emitidos por calderas a biomasa o petróleos combustibles. Son equipos de alta eficiencia recolectan partículas de tamaños que van desde 0,1  $\mu\text{m}$  hasta varios cientos de micras de diámetro, con eficiencias de hasta un 99.9%.



#### 4.3.1.3 Precipitadores Electrostáticos

Los precipitadores electrostáticos utilizan campos eléctricos para capturar el material particulado presente en la corriente de gas, para ellos las partículas son cargadas eléctricamente y recolectadas en las placas que las atraen. Son equipos de abatimiento que se usan comúnmente para remover partículas desde flujos continuos de gases de grandes caudales, permite operar a altas temperaturas y controla partículas sólidas y líquidas.





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

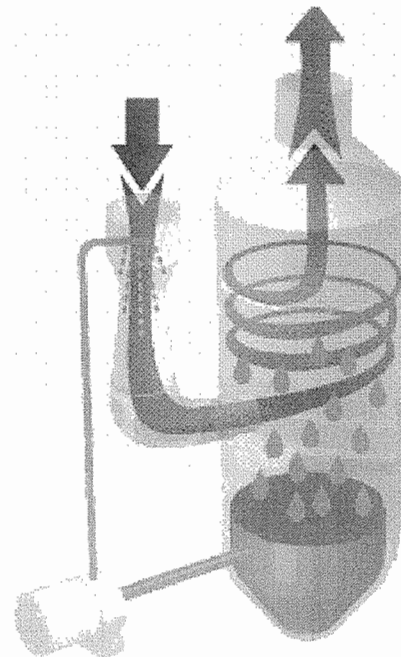
000860

Dado su alto costo de inversión se usa sólo en calderas de gran tamaño y que operen en forma continua y estable.

Los precipitadores electrostáticos sirven para captar partículas de menor tamaño que los ciclones y filtros de mangas; siendo capaces de recolectar más del 99% de todos los tamaños de partícula.

#### 4.3.1.4 Lavadores de Gases

En una torre de limpieza húmeda los contaminantes son removidos principalmente mediante impacto, difusión, intercepción y/o absorción del contaminante sobre pequeñas gotas de líquido. Las eficiencias de recolección de las torres de limpieza húmedas varían con la distribución del tamaño de partícula de la corriente del gas residual. En general, la eficiencia de control disminuye a medida que el tamaño del material particulado disminuye. Las eficiencias de recolección también varían con el tipo de torre de limpieza utilizada. Las eficiencias de control varían desde más del 99% en torres de limpieza por Venturi, hasta 40-60% (o menores) en torres de aspersion sencillas.



Las torres de limpieza húmedas pueden adsorber también gases como  $SO_2$ ,  $NO_x$  u otros contaminantes ácidos, dependiendo de los aditivos que se adicionen al flujo de agua, o metales volátiles como mercurio, zinc o plomo al reducir la temperatura de los gases de escape. Los lavadores se han usado en aplicaciones de calderas industriales de gran tamaño, que utilizan combustibles sólidos como carbón o leña.

### ***Selección de los Equipos de Control de Emisiones de Material Particulado***

La selección del tipo de equipo a utilizar depende del porcentaje de reducción de emisiones de MP que se desea obtener, lo que depende de la normativa a cumplir, del caudal de gases, de las características del polvo (tamaño, comportamiento eléctrico, etc.) y del costo. Las características y volumen de polvo dependen a su vez de las características del combustible (% de cenizas por ejemplo).





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

00861

Se debe tener en consideración que el uso de ciclones es aplicable sólo para material particulado grueso, normalmente se emplean como sistema preliminar de recolección de emisiones, su eficiencia depende del caudal de gases que se requiere tratar.

En el caso de los lavadores de gases tipo venturi, la eficiencia de captación es mayor para tamaños de partículas gruesas sobre 10 µm y requieren del uso de un sistema para eliminar la neblina, tratar los residuos líquidos y posteriormente los lodos generados.

Equipos como los filtros de manga actualmente pueden ser utilizados en flujos de gases de alta temperatura ya que existen en el mercado telas que permiten fabricar mangas resistentes hasta 700 °C y además su eficiencia es independiente del flujo de gases y de la composición de los mismos.

En el caso de los precipitadores electrostáticos, son equipos que sirven para grandes caudales de gases, soportan altas temperaturas pero son dependientes de los caudales y características de las emisiones de material particulado a tratar, ya que distintas composiciones poseen distintas resistividades y por lo tanto cuando existen variaciones en la composición química de las emisiones, se observan variaciones en la eficiencia de captación.

En calderas de gran tamaño, se utilizan de preferencia los precipitadores electrostáticos y los filtros de mangas, porque logran un mayor abatimiento.

**Tabla 27: Eficiencia de Recolección de Material Particulado**

Tamaño Partícula (µm)	Eficiencia Equipo (%)			
	Lavadores Venturi <sup>(1)</sup>	Filtros de Mangas <sup>(2)</sup>	Precipitadores Electrostáticos <sup>(3)</sup>	Ciclones <sup>(4)</sup>
1	50	99	96	0
2,5	70	99	99,4	20
5	99	99	99,5	50
10	> 99	99	99,6	80
15	> 99	>99	99,7	85
20	> 99	>99	99,8	90

Fuente: Documento de Técnicas de Control de Material Particulado Fino Proveniente de Fuentes Estacionarias. EPA N° 68-D-98-026.

- (1) Requieren del uso de un separador ciclónico y un eliminador de neblina para la recuperación del líquido de lavado.
- (2) Su eficiencia es independiente del caudal.
- (3) Sirven para grandes volúmenes y soportan grandes temperaturas, pero son fuertemente dependientes de los caudales y propiedades de los humos.
- (4) Son mecanismos simples, pero ineficientes para partículas < 10 um y su eficiencia depende de los caudales.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### 4.3.2 Reducción de Emisiones de Óxidos de Azufre

Las emisiones de azufre son importantes en calderas de gran tamaño que usan combustibles que contienen cantidades elevadas de azufre en su composición química, tales como los distintos tipo de carbón y petróleos pesados. La biomasa, petróleos combustibles o gases contienen porcentajes muy reducidos de azufre por lo que sus emisiones de SO<sub>2</sub> no requieren ser controladas. Existen tres métodos para reducir las emisiones de Óxidos de Azufre:

#### Utilizar Combustibles con Menor Contenido de Azufre

El uso de combustibles bajos en azufre, es la medida de control de emisiones con reducción en el origen, más efectiva, ya que las emisiones de SO<sub>2</sub> son directamente proporcionales a la cantidad de azufre en su composición elemental. En la siguiente tabla se presentan algunas composiciones elementales típicas de los combustibles:

**Tabla 28: Composición de Combustibles (% p/p)**

Combustible	S %	N %	Cenizas %
Gas natural	0,00	0,88 % (*)	0,00
Diesel	0,04	0,01	0,20
Petróleo N° 6	0,80	1,00	4,70
Carbón.	0,70	1,00	11,0

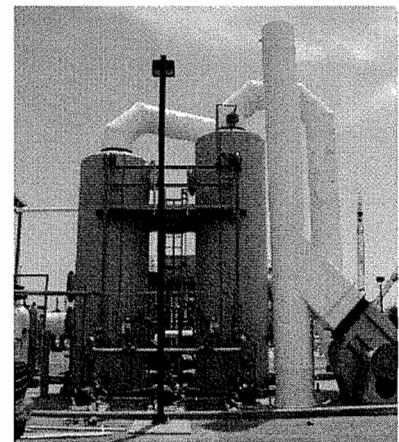
Fuente: Elaboración Propia, a base de características de combustibles.

(\*) El nitrógeno contenido en el gas natural esta en forma de N<sub>2</sub>.

#### Mecanismos de Reducción de Azufre en los Gases de Salida

El mecanismo de control más utilizado para la reducción de óxidos de azufre en el flujo de humos son los lavadores de gas húmedos. Estos son similares a los lavadores de gases utilizados para capturar partículas, pero en vez de agua utilizan un solvente (solución alcalina, usualmente agua con cal).

Los equipos de abatimiento de SO<sub>2</sub> se pueden clasificar en:





## Ambiosis

- Torres empacadas
- Columnas de platos (bandejas)
- Torres de limpieza por Venturi
- Cámaras de aspersión

Las torres empacadas son los equipos de absorción más comúnmente utilizados para el control de la contaminación.

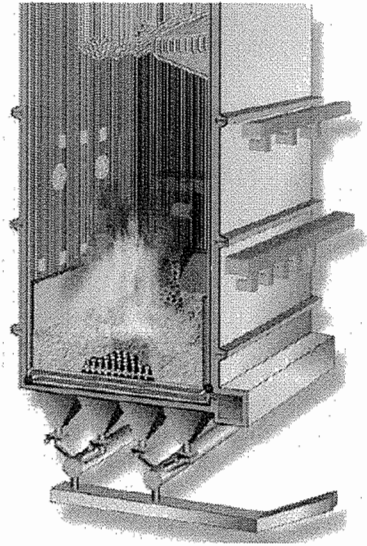
### Combustión en Lecho Fluidizado

Los lechos fluidizados constituyen una tecnología de combustión avanzada que permite el control del  $\text{SO}_2$ . En ellos un flujo de gases se desplaza hacia arriba a través de un lecho y las partículas se agitan vertical y horizontalmente, lo que permite una mezcla rápida de las partículas.

Otra ventaja del lecho fluidizado es que la combustión se realiza a menor temperatura ( $\pm 850^\circ\text{C}$ ) lo que disminuye la producción de  $\text{NO}_x$ .

Adicionalmente la tecnología de lecho fluidizado puede utilizarse para la combustión de otros combustibles sólidos como biomasa, desechos de maderas, desechos industriales (plásticos, neumáticos).

En calderas de gran tamaño la tecnología de lecho fluidizado constituye el avance más importante en los últimos años.



### **4.3.3 Reducción de Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles**

El monóxido de carbono y los COV son gases que se producen por la combustión incompleta del combustible, por lo que usualmente su control en fuentes del tipo calderas industriales se efectúa mejorando el proceso de combustión y no mediante procesos de abatimiento. Los quemadores usados en calderas más modernas, están diseñados para optimizar el consumo de combustible, lo que redundará en una menor generación de CO y COV. Este control se realiza con la medición continua del contenido de oxígeno de los gases de combustión, lo que regula la relación de aire combustible, de entrada reduciendo el CO y los COV's en su generación.



**Ambiosis**



000864  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

El cumplimiento de una norma de CO para calderas grupales, que usen combustibles limpios, es de fácil implementación, en calderas con quemadores de una o dos etapas implica la regulación fija de la entrada de aire al quemador, con quemadores modulantes la regulación automática mediante la medición del porcentaje de oxígeno en los gases de salida es lo recomendable.

#### **4.3.4 Reducción de Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)**

La disminución de las emisiones de NO<sub>x</sub> se puede lograr ya sea disminuyendo su formación o usando tecnologías de abatimiento. Para controlar la formación o generación de Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) existen básicamente los siguientes métodos genéricos, estos son:

- Disminución de las entradas de nitrógeno.
- Combustible con bajo contenido de nitrógeno.
- Uso de oxígeno en vez de aire.
- Reducir la temperatura máxima (peak) de llama (con combustión retardada o en etapas, bajo exceso de aire, gas recirculado o vapor).
- Reducir el tiempo de residencia a altas temperatura de los gases de combustión.
- Reducción química del NO<sub>x</sub> (SCR y SNCR).
- Uso de sorbentes que captan el NO<sub>x</sub>.

Los tres primeros métodos están enfocados en evitar la formación de NO<sub>x</sub>, y los dos últimos se enfocan en reducir los NO<sub>x</sub> producidos a N<sub>2</sub> u otros gases (N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>) de fácil remoción; por esto los métodos de control de emisiones de NO<sub>x</sub> se pueden clasificar en:

#### **Modificaciones en la Combustión y en los Procesos**

Estas modificaciones dependen del tipo de fuente fija y de las condiciones de operación propias de cada proceso. Los principales métodos utilizados en este caso son:

- Bajo exceso de aire.
- Quemadores Low NO<sub>x</sub>.
- Recirculación de Gases de Combustión.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000865

### Tecnologías de Post Tratamiento para Control de Emisiones de NO<sub>x</sub>

Las tecnologías más utilizadas transversalmente para la mayoría de las tipos de fuentes y procesos son:

- Reducción Catalítica Selectiva. (SCR).
- Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).

**Tabla 29: Condiciones Típicas de Operación y Eficiencia de los Sistemas de Post Combustión para Abatir NO<sub>x</sub>**

Equipo	Captación	Temperatura ° C	Carga NO <sub>x</sub> ppm <sup>(a)</sup>
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	70% - 90%	250° - 430°	> 20
Reducción Selectiva No Catalítica <sup>(b)</sup> (SNCR)	30% - 50%	870° - 1.150°	200 – 400 <sup>(b)</sup>

Fuente: Elaboración Propia.

(a) Eficiencia aumenta con concentración de NO<sub>x</sub>. Bajo 20 ppm baja de 70% y los costos aumentan.

(b) Este método sólo es recomendable para altos niveles de NO<sub>x</sub> en los gases de combustión.

Las eficiencias de las tecnologías más utilizadas en Calderas para reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> se presentan en el siguiente cuadro:

**Tabla 30: Reducción de Emisiones en Calderas**

Tecnología Reducción	Porcentaje Reducción NO <sub>x</sub>			
	Gas Natural		Fuel Oil	
	EPA AP42	EPA 456/F <sup>(d)</sup>	EPA AP42	EPA 456/F <sup>(d) (e)</sup>
Quemadores Low NO <sub>x</sub>	50 %	50 – 70 %	35 – 55 %	50 %
FGR <sup>(a)</sup>	65 %	---	40 – 50 %	---
SCR <sup>(b)</sup>	80 – 90 %	80 %	75 – 85 %	80 %
SNCR <sup>(c)</sup>	25 – 40 %	50 %	25 – 40 %	50 %
Low NO <sub>x</sub> + FGR	---	60 %	---	60 %

(a) Recirculación gases de escape (flue gas recirculation).

(b) Reducción Catalítica Selectiva (SCR).

(c) Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).

(d) Artículo EPA 456/F – 99 – 006R. 70 % de reducción corresponde a quemadores Extra Low NO<sub>x</sub> para Calderas

(e) Estos porcentajes son los mismos para petróleo diesel.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000866

A continuación se presentan las ventajas y desventajas producidas al utilizar las tecnologías de control de NO<sub>x</sub> más utilizadas en Calderas:

**Tabla 31: Ventajas y Desventajas de Tecnologías de Control**

<b>Tecnología Reducción</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Quemadores Low NO <sub>x</sub>	Menor costo de inversión y operación que SCR y SNCR	
Recirculación de Gases (FGR)	Costo mediano	Aumento de consumo de combustible. Aumento en las emisiones de MP y CO.
SNCR	Menores costos de inversión y operación que los SCR.	Temperatura de operación mayor que la temperatura de salida de los gases de combustión de una caldera industrial.
SCR	Mayor reducción que otros métodos como SNCR y Low NO <sub>x</sub> aplicable con bajas concentraciones de NO <sub>x</sub>	Costos de Inversión y operación mayores que SNCR y Low NO <sub>x</sub> . Temperatura de operación mayor que la temperatura de los gases de combustión típica de una caldera industrial.

Fuente: Elaboración Propia.

Los costos son referenciales entre sí, dado que dependen del caudal a tratar, del tipo de fuente, del tipo de quemador que se encuentre instalado, de las condiciones de operación de la fuente, entre otros.

Para un mismo tamaño de fuente, en una instalación específica, los costos de inversión y operación pueden variar dependiendo de las características físicas de las instalaciones, de la disponibilidad de espacio, de la oferta internacional de equipos entre otras variables económicas y logísticas, las que deben ser evaluadas caso a caso.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## **5 DIAGNOSTICO REGIONAL DEL PARQUE EXISTENTE DE CALDERAS.**

### **5.1 Recopilación de la Información Disponible**

Dentro del diagnóstico del parque de calderas existente se consideraron los registros de calderas de todas las SEREMI's de Salud del país, así como la revisión de los inventarios de emisiones disponibles a nivel nacional. La metodología empleada para la recopilación de la información consideró la utilización del formulario electrónico de Declaración de Emisiones del D.S. N° 138 del MINSAL.

Luego de la recopilación de los antecedentes, se realizó la revisión y validación de la información proporcionada por los titulares.

La metodología desarrollada permitió la generación de un catastro de fuentes emisoras detallado por fuente específica.

En base a este catastro que considera el tipo y cantidad de combustible utilizado, permite realizar la estimación de las emisiones generadas en procesos de combustión como son las calderas industriales, de calefacción y de generación eléctrica.

#### ***Identificación de los Combustibles Utilizados***

Dentro de la metodología utilizada, se realizó una descripción actualizada del tipo de calderas que operan en el país, ordenándolas por región, indicando:

- Ubicación, empresa titular del proyecto, potencia, tipo y antigüedad.
- Combustible y tecnología de operación utilizada (carbón, leña, petróleo diesel, fuel oil, gas natural, biomasa); consumo anual de combustible.

#### ***Identificación de los Contaminantes Emitidos***

Los contaminantes emitidos por las calderas que fueron recopilados a partir de mediciones o estimados mediante factores de emisión, corresponden a los definidos a través de la Circular B32/23 Junio 2006 del MINSAL: CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, COV, NH<sub>3</sub>, PTS, MP<sub>10</sub>, PCDD y PCDF, para este tipo de fuentes.

Las principales metodologías que han sido utilizadas en el presente estudio para las estimaciones de emisiones son:



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

- Estimación Utilizando Mediciones

$$E = Q * C * NA$$

**Ecuación 8**

- Estimación de Emisiones Usando Factores de Emisión:

$$E = NA * FE * EF (\%)$$

**Ecuación 9**

Donde:

NA = Nivel de Actividad

FE = Factor de Emisión<sup>45</sup>

EF = Eficiencia de Control

Q = Caudal

C = Concentración

### ***Identificación y Recopilación de Tecnologías de Abatimiento de Contaminantes Atmosféricos***

Se realizó la recopilación de la información relacionada con las distintas tecnologías de abatimiento de contaminantes (precipitador electrostático, filtros de manga, desulfurizador, etc.).

Se realizó la recopilación de las tecnologías de control de emisiones utilizadas en Chile. Para ello se diseñó y aplicó el cuestionario del Anexo E, para recolectar la información de las empresas representantes de equipos y tecnologías de abatimiento.

Por otro lado se recopiló la información existente sobre mediciones de las emisiones de las unidades de emisión y para los casos en que no existen mediciones, se realizó la estimación de emisiones utilizando los factores de emisión del AP-42 de la EPA.

Se realizó una completa caracterización de las tecnologías de abatimiento de emisiones de contaminantes atmosféricos utilizados en calderas. En el capítulo 5.5 y en el Anexo G, se entrega mayor información a cerca de los sistemas de abatimiento utilizados en calderas para el control de las emisiones de material particulado y gases.

---

<sup>45</sup> AP-42 EPA, <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html>.



En el siguiente recuadro se presenta una tabla resumen con el porcentaje de eficiencia de abatimiento que es factible obtener para los distintos tipos de tecnologías utilizadas:

**Tabla 32: Comparación de Mecanismos de Abatimiento para Material Particulado**

Tamaño de Partícula (µm)	Porcentaje de Eficiencia del Equipo de Control de Emisiones				
	Lavadores de Gases a Contraflujo <sup>46</sup>	Lavadores Venturi <sup>47</sup>	Filtros de Manga <sup>48</sup>	Precipitadores Electroestáticos <sup>49</sup>	Ciclones <sup>50</sup>
1	0	0	99	96	0
2,5	0	70	99	99,4	20
5	20	85	99	99,5	50
10	50	88	99	99,6	80
15	67	88	> 99	99,7	85
20	73	89	> 99	99,8	90

Fuente: Estudio "Propuesta e Implementación de Normas Atmosféricas para Fuentes Fijas a Nivel Nacional y Recopilación de Información de Soporte Técnico-Económico para la Dictación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas", 2001.

## 5.2 Definición de la Fuente a Regular

La definición de la fuente a regular en esta propuesta de regulación, corresponde a las calderas existentes y nuevas instaladas en las distintas regiones del país.

Se incluyen dentro de éste estudio las calderas identificadas en la actual modificación del reglamento de calderas, el cual considera la definición de calderas de calefacción, caldera de vapor y caldera de fluido térmico, tal como se muestra a continuación:

<sup>46</sup> Sus eficiencias son moderadas y fuertemente dependientes de los caudales de líquido de lavado y de humos.

<sup>47</sup> Requieren la utilización de un ciclón para la recuperación del líquido de lavado.

<sup>48</sup> Su eficiencia es independiente del caudal

<sup>49</sup> Sirven para grandes volúmenes y altas temperaturas pero son fuertemente dependientes de los caudales y propiedades de los humos

<sup>50</sup> Son mecanismos simples pero ineficientes para partículas < 10 µm y su eficiencia depende de los caudales

**Tabla 33: Definiciones de Tipos de Caldera<sup>51</sup>**

Tipo de Caldera	Definición
Caldera	Es la unidad principal en el cual se realiza el proceso de transferencia de calor, para calentar agua, un fluido térmico o bien, para generar vapor de agua
Caldera de calefacción	Destinada a la producción de agua caliente o vapor de agua con el propósito de calefacción. Se consideran calderas de calefacción por vapor de agua aquellas cuya la presión manométrica sea inferior a 0,5 kg/cm <sup>2</sup>
Caldera de vapor	Destinada a la generación de vapor de agua, a una presión manométrica igual o superior a 0,5 kg/cm <sup>2</sup> . El vapor generado puede ser utilizado con fines industriales como de calefacción.
Caldera de fluido térmico	Utiliza aceite como fluido destinado a la transferencia de calor, en fase líquida a altas temperaturas, que fluye por un circuito cerrado, el cual es utilizado con el propósito de calefacción.

Es importante destacar que el criterio empleado en la definición de la fuente a regular considera el consumo de energía por hora y no la posterior utilización del vapor y/o agua caliente generados; ya que en base a la información recopilada como resultado del presente estudio, es posible determinar un nivel de corte de los consumos de energía de los equipos clasificados como calderas industriales, calderas de calefacción y de generación eléctrica, existentes en las distintas regiones evaluadas.

Dado que existe un importante número de calderas que actualmente no poseen exigencias respecto del nivel de emisiones que deben cumplir, y considerando la escasa dotación de personal actualmente existente en las distintas SEREMI's Regionales, se definieron niveles de emisión y plazos de acuerdo a la priorización realizada en base al impacto en las emisiones que cada nivel de corte genera.

Otra forma propuesta para definir las fuentes que serán reguladas a través de esta propuesta de regulación, es de acuerdo al consumo energético que declaren las calderas, de esta manera se podrían normar las calderas de calefacción de mayor tamaño, y por tanto de mayor aporte en las emisiones generadas.

<sup>51</sup> Borrador de la modificación del reglamento de revisiones y pruebas de calderas, actualmente en elaboración



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **Registro de Calderas a través de la Declaración de Emisiones**

A continuación se presenta el resumen de las calderas que han sido declaradas de acuerdo a las siguientes regulaciones:

- D.S. N° 138/2005 del MINSAL, que establece la obligación de entregar los antecedentes necesarios para estimar las emisiones de contaminantes atmosféricos de los siguiente rubros, actividades o tipos de fuentes: calderas generadoras de vapor y/o agua caliente; producción de celulosa; fundiciones primarias y secundarias; centrales termoeléctricas; producción de cemento, cal o yeso; producción de vidrio; producción de cerámica; siderurgia; petroquímica, asfaltos y equipos electrógenos.
- Resolución N° 15.027/1994 del MINSAL, que establece el procedimiento de declaración de emisiones para fuentes estacionarias dentro de la Región Metropolitana.

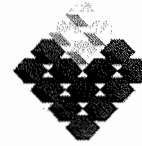
**Tabla 34: Recopilación de Calderas Desde D.S. N° 138/2005 y Res. N° 15027/1994 del MINSAL 2005.**

<b>Fuente de Información</b>	<b>Calderas Industriales</b>	<b>Calderas de Calefacción</b>	<b>Generación Eléctrica</b>	<b>Sub Total</b>
Formularios 138 I Región	59	5	19	<b>83</b>
Formularios 138 II Región	33	0	35	<b>68</b>
Formularios 138 III Región	3	0	8	<b>11</b>
Formularios 138 IV Región	1	2	0	<b>3</b>
Formularios 138 V Región	67	5	9	<b>81</b>
Formularios 138 VI Región	38	1	4	<b>43</b>
Formularios 138 VII Región	62	41	3	<b>106</b>
Formularios 138 VIII Región	93	12	2	<b>107</b>
Formularios 138 IX Región	21	7	13	<b>41</b>
Formularios 138 X Región	70	23	0	<b>93</b>
Formularios 138 XI Región	5	5	0	<b>10</b>
Formularios 138 XII Región	443	6	13	<b>462</b>
Base FFIJAS-RM Santiago	860	3.457	2	<b>4.319</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.755</b>	<b>3.564</b>	<b>108</b>	<b>5.427</b>

Fuente: Elaboración propia en base a las bases de datos recopiladas.



**Ambiosis**



000872  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

La información generada por estos dos cuerpos normativos entrega la información disponible para la estimación de las emisiones atmosféricas de las calderas, dado que permite tener un registro de los niveles de operación, consumos de combustible, y características técnicas de las calderas que estaban en operación el año 2005.

En el caso de la Región Metropolitana, la base de datos cuenta con mediciones de material particulado para las calderas puntuales (con caudal sobre 1.000 m<sup>3</sup>N/hr) y para el resto de las regiones, la información recopilada a partir de los formularios de electrónicos permite obtener los consumos de combustible utilizados mensualmente durante el año 2005.

Es importante destacar que al considerar la información del D.S. N° 138, y por ser el año 2005 la primera declaración de emisiones, es esperable tener una baja cobertura de las declaraciones recibidas. Internacionalmente se considera un universo representativo después del tercer año, lo que va a depender de la fiscalización al cumplimiento.

Es por esto que en el caso de la Región Metropolitana se tiene un universo sustancialmente mayor que en el resto de las regiones, ya que la Resolución 15.027 lleva más de 10 años de aplicación.

A continuación se muestra el resultado de los registros de las revisiones y pruebas de calderas, normativa que lleva más de 20 años de aplicación y por lo tanto se considera más confiable y completa que los registros obtenidos de los formularios de declaración de emisiones electrónica.

### ***Registro de Calderas SEREMI's de Salud***

Como parte de la revisión de antecedentes existentes a partir de las regulaciones nacionales, se realizó la recopilación de información de los registros de calderas existentes en los SEREMI's de Salud, de acuerdo a lo establecido en el D.S. N° 48/1984 del MINSAL, que establece el reglamento de calderas y generadores de vapor.

La recopilación de los registros de calderas fue solicitada en coordinación con el Ministerio de Salud de manera de elaborar un registro nacional de calderas industriales.

Las bases de datos de registros de calderas recopilados son:



**Ambiosis**



000873  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 35: Resumen de los Registros de Calderas Recopilados**

Región	Fuente de información	Calderas Industriales	Calderas de Calefacción	Generación Eléctrica	Sub Total
I	"catastro calderas operativas I región"	111	0	3	114
II	"CALDERAS PASO CALAMA 07"	237	26	0	263
III	"Reg. Calderas"	36	6	0	42
IV	"CALDERAS FINAL"	123	15	0	138
V	"calderas".	342	0	17	359
VI	"calderas VI Región".	266	0	0	266
VII	"Generadores de vapor VII Región", " Calderas de calefacción VII Región".	273	98	0	371
VIII	"registro calderas VIII Región"	164	0	0	164
IX	"catastro calderas SEREMI Salud IX Región".	440	262	0	702
X	"Registro calderas vapor X Región", "Registro generadores calefacción X Región"	305	204	0	509
XI	"Registro regional de calderas XI Región".	39	58	0	97
XII	"catastro calderas".	64	8	0	72
<b>TOTAL</b>		<b>2.415</b>	<b>662</b>	<b>20</b>	<b>3.097</b>

Fuente: Elaboración propia en base a las bases de datos recopiladas.

Es importante indicar que la cantidad de calderas registradas a través de éstos archivos debió ser contrastada con el registro actualizado de los formularios electrónicos de declaración de emisiones, debiendo descontar del registro de las revisiones y pruebas a aquellas calderas que cumplieron con la declaración de emisiones electrónica para evitar duplicidad de equipos.

Por otro lado dado que varias de las calderas declaradas no fueron debidamente clasificadas, fue necesario realizar una revisión de cada una de ellas de manera de poder contabilizarlas de manera correcta. Por ejemplo calderas de generación que habían sido declaradas sólo como calderas industriales, o calderas industriales clasificadas como de calefacción dado que su función es obtener agua caliente.



**Ambiosis**



Es importante destacar que la información recolectada de los distintos SEREMI's de Salud no posee un sistema de registro estandarizado que facilite la identificación, algunos de ellos incluso no cuentan con la identificación del titular o el tipo de combustible utilizado, por lo cual se requiere la implementación de un sistema único nacional de registro de éste tipo de fuentes que permita compatibilizar los antecedentes requeridos por temas de seguridad, de emisiones e identificación y seguimiento de la fuente.

Actualmente cada SEREMI de Salud de las distintas regiones del país posee su propio formato de registro, con su propia numeración, los campos de información son distintos dependiendo de los requerimientos específicos o planes de fiscalización aplicados a este tipo de fuentes; lo cual dificulta la integración de las distintas bases de datos.

Con el fin de estandarizar las bases de datos y los números de registro de calderas se están incorporando modificaciones al actual reglamento de calderas; por otro lado la metodología utilizada a través de la asignación de números a las fuentes fijas que deben declarar según el DS N° 138/2005 del MINSAL, establece la sistematización a través de un número único de calderas a nivel nacional que incluye además un dígito verificador. Se debe complementar todo este proceso con una adecuada capacitación de los profesionales a cargo del tema de calderas tanto en los temas relacionados con el DS N° 138 como del nuevo reglamento de calderas.

### ***Inventarios de Emisiones Regionales***

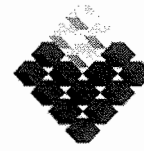
Por otro lado se ha recopilado información de los inventarios de emisiones atmosféricas, que han sido elaborados en regiones:

- Región Metropolitana, con una base de estimación 2005.
- V Región, con una base de estimación 2000.
- VI Región, con una base de estimación 2005.
- VIII Región, con una base de estimación 2001.
- Temuco, Padre Las Casas, con una base de estimación 2005.
- Tocopilla, con una base de estimación 2005.

Es importante destacar que los inventarios indicados contienen información de distintos tipos de fuentes de emisión, dentro de ellas se encuentran las fuentes fijas, categoría a la cual pertenecen las calderas industriales.



**Ambiosis**



000875  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

De esta forma se consolidó la información de los registros de calderas de las distintas regiones, más las declaraciones del D.S. N° 138/2005 del MINSAL como la información recopilada en la Región Metropolitana a través de la base de datos de fuentes fijas, dentro de las cuales se encuentran las calderas.

Cabe destacar que esta es una base de datos que entrega información de mediciones realizadas por los laboratorios autorizados y con equipos calibrados regularmente.

### ***Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental***

La información recopilada de los Planes de Descontaminación publicados, los cuales se presentan en Anexo B son:

- DS 179/94 Fundición Caletones (MP<sub>10</sub> y SO<sub>2</sub>).
- DS 180/94 Fundición Hernan Videla Lira – Paipote ENAMI (SO<sub>2</sub>).
- DS 16/97 Región Metropolitana de Santiago (O<sub>3</sub>, MP<sub>10</sub>, CO y NO<sub>x</sub>).
- DS 18/97 Fundición Potrerillos (MP<sub>10</sub> y SO<sub>2</sub>).
- DS 81/98 Fundición Caletones (MP<sub>10</sub> y SO<sub>2</sub>). En reformulación.
- DS 164/99 María Elena y Pedro de Valdivia (MP<sub>10</sub>).
- DS 179/99 Fundición Potrerillos (MP<sub>10</sub> y SO<sub>2</sub>). Actualmente sin población
- DS 20/01 Región Metropolitana de Santiago (O<sub>3</sub>, MP<sub>10</sub>, CO y NO<sub>x</sub>).
- DS 206/01 Fundición Chuquicamata (MP<sub>10</sub> y SO<sub>2</sub>).

A continuación se indican las exigencias relacionadas o aplicables a calderas, que están contenidas en los decretos antes indicados:

En el DS 16/97 se establece el sistema de compensación de emisiones para fuentes categorizadas como calderas, la exigencia de cambio de combustible en calderas de calefacción y la necesidad de establecer una norma de emisión de NO<sub>x</sub> para calderas medianas y grandes, y si fuera necesario de CO y HCT. Establece el muestreo con método CH-A para fuentes grupales que utilicen diesel, kerosene o gas. Además exceptúa de medir a las calderas puntuales que operan con gas, siempre que éstas no compensen emisiones. Establece la paralización en Pre-Emergencia de las calderas que no acrediten mediciones bajo 32 mg/m<sup>3</sup>N, y en Emergencia las que no estén bajo 28 mg/m<sup>3</sup>N.



**Ambiosis**



000876  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

En el DS 179/99 establece que toda nueva fuente que se instale dentro de la zona saturada, deberán reducir proporcionalmente sus emisiones hasta que se cumplan las normas de calidad de aire a no ser que por acuerdo entre las fuentes se establezcan niveles de emisión diferentes.

El DS 20/01 establece la compensación de fuentes puntuales dentro de la Región Metropolitana en un 150%. En el caso de los proyectos que se sometan al SEIA deberán compensar sus emisiones si superan los valores indicados en la tabla 31. Establece la paralización en Pre-Emergencia de las calderas puntuales o grupales que no acrediten mediante muestreo CH-5 concentraciones bajo  $32 \text{ mg/m}^3\text{N}$ , y en Emergencia de  $28 \text{ mg/m}^3\text{N}$ .

En el DS 206/01 establece para las fuentes nuevas que se instalen en la zona saturada, la compensación de las emisiones de  $\text{SO}_2$  y MP en un 120% y deberán reducir proporcionalmente sus emisiones hasta que se cumplan las normas de calidad de aire a no ser que por acuerdo entre las fuentes se establezcan niveles de emisión diferentes.

El resto de los decretos, no establece requerimientos específicos o aplicables a fuentes fijas de emisión del tipo calderas.

### ***Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental***

A continuación se presentan algunos ejemplos de proyectos sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, que tienen relación con fuentes de emisión del tipo calderas industriales, como son las centrales termoeléctricas.

De acuerdo a la normativa vigente todas las centrales termoeléctricas o unidades mayores de 3 MW que se instalen deben presentar Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental.

Es importante destacar que las instalaciones que se construyeron antes de la entrada en vigencia de la norma no cuentan con dichos instrumentos ni con regulaciones específicas señaladas en la Resolución de Calificación Ambiental.

### **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

Dentro de las regulaciones específicas del SING, están las que se presentan a continuación:





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000877

**a) Central Eléctrica Tarapacá (CELTA)**

La Resolución Exenta N° 806/1432 de 1996 aprobó el proyecto. La RCA estableció el monitoreo de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, MP, Hidrocarburos Metánicos (HCM) y No Metánicos (HCNM).

**b) Central Térmica Mejillones (EDELNOR)**

La RCA N° 279/2001 de la COREMA Antofagasta aprueba el uso de petcoke y plantea las siguientes exigencias:

- Debe monitorear calidad del aire en la zona poblada de Mejillones referente a MP<sub>10</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y O<sub>3</sub>.
- Debe monitorear en forma continua las emisiones de SO<sub>2</sub>.
- Debe monitorear emisiones de MP<sub>10</sub>, V, Ni y As mediante dos muestreos isocinéticos al año.

**Tabla 36: Emisiones Máximas en las Unidades 1 y 2 de EDELNOR S.A.**

Parámetro	Emisión Máxima Comprometida	Unidad	Equivale a (g/s)
SO <sub>2</sub>	8,16	kg SO <sub>2</sub> /10 <sup>6</sup> kcal	1.968,00
Ni + As	0,50	mg/m <sup>3</sup> N	0,16
V	5,00	mg/m <sup>3</sup> N	1,6

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

**c) NORGENER.**

Está regulado por las RCA 485 de 1994, 45 de 1997 y 180 del año 2000. Éstas establecen las siguientes emisiones máximas:

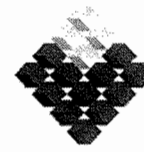
**Tabla 37: Emisiones Máximas**

Parámetro	Combustible	Emisión Máxima (Ton/día)
PM <sub>10</sub>	Carbón	5,1 Ton/día
PM <sub>10</sub>	Carbón - petcoke	3,31 Ton/día
SO <sub>2</sub>		50,88 Ton/día
Vanadio		5,0 mg/m <sup>3</sup> N
Níquel + Arsénico		0,5 mg/m <sup>3</sup> N

Fuente: Estudio GAMMA 2007.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000873

**d) Central Térmica Tocopilla.**

La Resolución Exenta N° 077/2002 regula las unidades N° 12, 13, 14 y 15 para el uso de carbón y petcoke. Deben cumplir:

- Norma primaria de calidad del aire para PM<sub>10</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>
- Emisión de SO<sub>2</sub> máximo de 130 Ton/día
- Emisión de particulado máximo de 5 Ton/día.
- Monitorear en forma continua las emisiones de SO<sub>x</sub>
- Dos muestreos isocinéticos anuales de MP, V, Ni y As.

Además se limitan las emisiones de Vanadio, Níquel y Arsénico, a lo siguiente:

$$\text{As} + \text{Ni} = 0,5 \text{ mg/m}^3\text{N}$$

$$\text{V} = 5,0 \text{ mg/m}^3\text{N}$$

La Resolución Exenta N° 10 aprueba el uso de gas natural en la Turbina de Gas N° 3.

La Resolución Exenta N° 75 de 1998 autoriza la instalación de la Unidad de Ciclo Combinado N° 16. Ella define las siguientes emisiones para dicha unidad utilizando gas natural y petróleo diesel:

**Tabla 38: Emisiones Máximas Comprometidas por Unidad 16**

Parámetro	Gas Natural			Petróleo Diesel		
	ppmV	mg/m <sup>3</sup>	kg/h	ppm	mg/m <sup>3</sup>	kg/h
CO	22	20	--	10 – 20	8 – 16	
SO <sub>2</sub>	0	0	--	71	133,77	
NO <sub>x</sub>	25	37,58	--	42 – 45	74,48	
Particulado	--	--	75	--	--	30 - 75

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

Además la Resolución Exenta N° 0125/2000 aprueba el uso del gas natural en las turbinas de gas N°s. 1 y 2. Las tasas de emisión presupuestadas se señalan en la tabla siguiente:



**Ambiosis**



000879  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 39: Emisiones Generadas por las Unidades Turbogas N° 1 y 2**

Contaminante	Petróleo		Gas Natural	
	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/día	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/día
Material Particulado	35-45	0,0035	--	--
NO <sub>x</sub>	80-90	0,0074	50-60	0,0048
CO	40-50	0,0039	30-40	0,0030
SO <sub>2</sub>	95-105	0,0087	--	--

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

**e) Gas Atacama.**

Las obligaciones ambientales relevantes establecidas en el RCA 42 de 1998, que aprobó el proyecto y sus modificaciones posteriores, son:

- Monitoreo continuo de calidad de aire para NO<sub>x</sub> y parcial de O<sub>3</sub> cuando se use Gas Natural.
- Agregar monitoreo de PM<sub>10</sub> y CO cuando se use petróleo diesel por más de 10 días.
- Cumplir con norma de calidad de aire en Mejillones.
- Monitoreo isocinético una vez al año de MP y gases.

Las emisiones autorizadas por la primera RCA por bloque<sup>52</sup> fueron:

**Tabla 40: Emisiones Comprometidas por Gas Atacama**

Combustible	NO <sub>x</sub> g/s	CO g/s	SO <sub>2</sub> g/s
Gas Natural	14,53	7,48	--
Petróleo Diesel	32,62	9,47	82,43

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

En ella se señalaba que el uso de petróleo diesel sería eventual. La Resolución Exenta N° 207 el año 2006 autorizó el uso continuo de diesel sin necesidad de utilizar agua desmineralizada. Las emisiones estimadas máximas de NO<sub>x</sub> son de 546 g/s operando con 3 turbinas con petróleo diesel.

<sup>52</sup> Son dos bloques con dos turbinas de gas cada uno.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000880

## Sistema Interconectado Central (SIC)

Dentro de las regulaciones específicas del SIC, se encuentran:

### **a) Central Eléctrica Taltal (ENDESA).**

El proyecto original (ciclo combinado) fue aprobado con la RE 109 de 1998. Luego se aprobaron las modificaciones con las resoluciones 67 y 124 del año 2000 y la RE 221 del año 2004 que aprueba el uso de petróleo diesel. Estos documentos establecen monitoreo continuo de calidad del aire referido a los siguientes contaminantes en dos puntos: O<sub>3</sub>, NO, NO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> totales. Además se incluye monitoreo de NO<sub>x</sub> y O<sub>2</sub> en la chimenea.

### **b) Central GUACOLDA.**

Está regida por las siguientes resoluciones de la autoridad ambiental:

- RE 04 de 1995 COREMA Atacama. Aprueba EIA de Central
- RE 117 del 2001 CONAMA. Autoriza uso mezcla de carbón-petcoke.
- RE 49 del 2004 COREMA. Flexibiliza las operaciones. Los límites son:

Además se establecen límites de azufre en la mezcla de carbones y petcoke (2,28% operando con dos unidades y 4,2% operando una sola unidad). Asimismo la central deberá realizar un manejo dinámico de emisiones para no superar el 80% de la norma diaria de SO<sub>2</sub>.

- RE 68 del 2006 COREMA, autoriza operación Central N° 3. Los límites son:
  - SO<sub>2</sub> máximo: 108,21 Ton/día.
  - NO<sub>x</sub> máximo: 23,92 Ton/día.
  - MP máximo: 3,75 Ton/día.
  - Vanadio: 5 mg/m<sup>3</sup>N
  - Níquel + Arsénico: 0,5 mg/m<sup>3</sup>N

### **c) Central Ventanas.**

Si bien la Central Ventanas fue construida antes de crearse el SEIA<sup>53</sup>, el DS N° 252 de 1992 limita las emisiones de MP y SO<sub>2</sub>. A su vez la RE 53 solicita informar calidad del aire. Los límites de emisión son:

- MP : 3.000 Ton/año
- SO<sub>2</sub>: 1,13 kg/MMbtu

<sup>53</sup> SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000881

**d) Central Termoeléctrica San Isidro.**

Está regulada por la RE N° 02 de 1997 que aprobó al EIA para funcionar con gas o diesel en emergencias y además por la RCA N° 164 del 2004 que aprueba su ampliación y por la RCA 340 del 2005 que aprueba el uso temporal de diesel en la Unidad 2. En esta última se establece que la empresa deberá cumplir con las siguientes medidas:

- Ejecutar mediciones en línea de SO<sub>2</sub>, MP<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub>, CO y O<sub>2</sub>.
- Poner en marcha un Plan de Ajuste Dinámico de operación de las turbinas, en caso que se llegue a un nivel de 100% de las normas de calidad del aire para el NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y PM<sub>10</sub> o al nivel de emisiones autorizadas.
- Cumplir con las emisiones máximas diarias siguientes operando las dos Unidades con petróleo diesel:

**Tabla 41: Emisiones Máximas Diarias Termoeléctrica San Isidro**

Combustible	Unidades	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	CO	COV	MP
Diesel Grado B	Ton/día	33,05	7,04	2,40	0,3	1,26
Diesel Grado A1	Ton/día	33,05	5,73	2,42	0,3	1,26

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

**e) Central NEHUENCO.**

La central está regida por las siguientes resoluciones ambientales:

- RCA 03 de 1997 (Nehuenco 1)
- RCA 164 del 2001 y 34 del 2002 (Nehuenco 2 y 3)
- RCA 104 del 2004 (Nehuenco 1, 2 y 3)
- RCA 18 del 2006 (Nehuenco 2). Esta última autoriza utilizar Diesel B a la unidad II en emergencias.

Éstas Resoluciones establecen lo siguiente:

- Monitoreo en línea de emisiones de SO<sub>2</sub> y PM<sub>10</sub>
- Plan de ajuste dinámico
- Emisión máxima de contaminantes en las siguientes tres situaciones:

**Tabla 42: Emisiones Comprometidas por NEHUENCO**

Contaminante	Emisión Máxima (Ton/día)		
	Normal (a)	Eventual Operación con Diesel (b)	Emergencia (c)
NO <sub>2</sub>	7,3	8,4	13,7
SO <sub>2</sub>	0,0	3,6	1,63
CO	1,8	2,1	2,9
HC	0,6	0,6	0,52
PM <sub>10</sub>	0,4	0,5	1,03

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

- (a) Emisión Normal: Condición de operación normal. Nehuenco I, II y III operando a Gas Natural.
- (b) Emisiones Máximas en una Eventual Operación con Diesel: Condición de operación eventual, en situaciones de restricción de gas, restricciones al suministro hidroeléctrico y/o respaldo horas punta. Nehuenco I y II operando con gas natural y Nehuenco III operando con diesel.
- (c) Emisiones Máximas en Emergencia: Operación en condición de emergencia (propuesta), corresponde a Nehuenco I operando con Diesel A, Nehuenco II operando con Diesel B y Nehuenco III operando con Diesel A1.

#### **f) Nueva Renca y Renca I.**

La Resolución Exenta N° 07 de 1996 regula las emisiones conjuntas de las Centrales Renca I y Nueva Renca. Las regulaciones más relevantes son:

- Establece monitoreo continuo de emisiones de PTS, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, HCT, HCNM y CO para Nueva Renca (ciclo combinado)
- Para Renca I reacondicionada se hará una medición de los mismos contaminantes más opacidad al inicio de cada operación.
- Además esta central debe cumplir la normativa del PPDA de la RM.

#### **g) Petropower.**

El proyecto fue aprobado mediante la Resolución Exenta N° 545 de 1995 de la Intendencia de la VIII Región. Los límites de emisiones establecidos fueron:

- SO<sub>2</sub> 1.088 t/año
- NO<sub>x</sub> 3.603 t/año
- MP 182 t/año



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

600883

### **h) Centrales Laja y Constitución de Energía Verde.**

Ambas centrales cuentan con resoluciones de Calificación Ambiental de 1995 y 1994 respectivamente, pero estas RCA no incluyen regulaciones específicas en este tema.

### **i) Central Candelaria.**

Esta regulada por la RCA N° 207 del año 2003 que aprueba el proyecto de la Central Candelaria y el RCA 335 del año 2005 que aprueba el uso de petróleo diesel en dos de las 4 turbinas proyectadas de la central. En ellas se establece la instalación de 3 estaciones de monitoreo continuo de calidad del aire.

En las estaciones de monitoreo de calidad de aire se mide: PM<sub>10</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO, O<sub>3</sub>, HCNM y CH<sub>4</sub>. Como límites de emisión se establecen los siguientes:

**Tabla 43: Límites de Emisión en Turbinas**

	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>CO</b>	<b>MP</b>
Ton/año	1992	297,3	616,7	14,6

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

### **j) Central ANTILHUE.**

Cuenta con RCA 091 del año 1999. Establece monitoreo continuo de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, O<sub>3</sub> y PM<sub>10</sub> en área de máximo impacto. No establece límite de emisiones.

### **k) Central CORONEL (PSEG).**

Cuenta con RCA N° 52 del 2004. Sólo establece obligación de monitoreo anualmente de PM<sub>10</sub>, NO<sub>x</sub> y Ozono. No tiene límites de emisión.

### **l) Central BOCAMINA.**

Cuenta con RCA N° 206 del 2007, que aprueba la ampliación de la central con una segunda unidad, el proyecto incluye la instalación de un filtro de mangas en la unidad 1 existente.

Las emisiones comprometidas son las siguientes:



**Ambiosis**



000884  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 44: Emisiones Máximas en las Unidades I y II (Ton/día)**

Parámetro	Unidad I	Unidad II	Complejo
Tasa de emisión de NO <sub>x</sub>	4,83	25,1	29,93
Tasa de emisión de CO	0,063	2,69	2,753
Tasa de emisión de SO <sub>2</sub>	15,2	9,4	24,6
Tasa de emisión de MP	0,6	1,63	2,23
Tasa de emisión COV	---	0,024	---
Tasa de emisión Hg	---	1,97x10 <sup>-4</sup>	---

Fuente: SEIA, CONAMA.

Se compromete también el monitoreo continuo de MP, SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub>, caudal y temperatura, y un muestreo anual de MP con CH-5.

#### Otros Sistemas que no Cuentan con RCA

Las instalaciones del SING que no cuentan con RCA son:

- Edelnor: Diesel Arica, Diesel Iquique, Diesel Antofagasta y Mantos Blancos.

Las instalaciones del SIC que no cuentan con RCA son:

- Endesa: Bocamina, Diego de Almagro, Huasco Vapor y Huasco Gas.
- Gener: Laguna Verde y Laguna Verde Turbogas
- Arauco Generación: Arauco, Constitución, Licancel, Cholguán, Horcones.

Las instalaciones del sistema Aysén que no cuentan con RCA son:

- Puerto Aysén
- Coyhaique

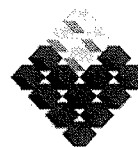
Las instalaciones del sistema Magallanes que no cuentan con RCA son:

- Tres Puentes
- Punta Arenas
- Puerto Natales
- Porvenir





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000885

Existe otro grupo de centrales pequeñas que si bien cuentan con Estudios o Declaraciones de Impacto Ambiental, no presentan regulaciones especiales. Este es el caso de Nueva Aldea y San Francisco de Mostazal.

### Resumen.

En general las RCA de las centrales de mayor tamaño las obligan a efectuar monitoreos de calidad del aire de los principales contaminantes ( $MP_{10}$ ,  $SO_2$ ,  $NO_x$ ) en algunos puntos críticos alrededor de cada central. En algunos casos se agregan otros contaminantes como CO, hidrocarburos y  $O_3$ .

En ciertos casos se establecen límites de emisión. En algunos casos éstos se establecen en términos de masa total, (Ton/día) o bien en términos de concentración ( $mg/m^3N$ ).

Los contaminantes normados en masa total son  $SO_2$  y MP. En cambio el Vanadio y el Níquel + Arsénico se norman en  $mg/m^3N$ . En dos casos el  $SO_2$  se regula en  $kg/$ unidad de energía (Kcal o Btu).

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las emisiones máximas establecidas en unidades de masa por período de tiempo (días o años). Todas corresponden a centrales a carbón y/o petcoke, salvo San Isidro que es de ciclo combinado.

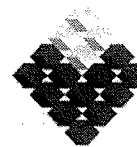
**Tabla 45: Emisiones Máximas de Contaminantes Establecidas por RCA**

Central	Combustible	Unidad	$MP_{10}$	$SO_2$	$NO_x$	CO	COV
NORGENER	Carbón	Ton/día	5,1	50,88	---	---	---
	Carbón/Petcoke	Ton/día	3,31	50,88	---	---	---
Tocopilla Unidades 12-13-14-15	Carbón/Petcoke	Ton/día	5	130	---	---	---
Tocopilla Unidad 16	Gas Natural/Diesel	Kg/hr	75	---	---	---	---
Tocopilla Unidades 1-2	Gas Natural	Kg/día	3,5	8,7	7,4	---	---
Gas Atacama	Gas Natural	g/s	---	---	14,53	7,48	---
	Diesel	g/s	---	82,43	546	9,47	7,21 <sup>54</sup>
GUACOLDA	Carbón/Petcoke	Ton/día	3,75	108,21	23,92	---	---

<sup>54</sup> HCNM: Hidrocarburos No Metánicos



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000886

Central	Combustible	Unidad	MP <sub>10</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	COV
San Isidro	Gas Natural	Ton/día	---	35,78	31,75	1,71	0,4
	Diesel B	Ton/día	1,26	7,04	33,05	2,4	0,3
	Diesel A1	Ton/día	1,26	5,73	33,05	2,42	0,3
NEHUENCO	Gas Natural	Ton/día	0,4	0	7,3	1,8	0,6
	Nehuenco III con Diesel	Ton/día	0,5	3,6	8,4	2,1	0,6
	Diesel	Ton/día	0,6	1,63	13,7	2,9	0,52
VENTANAS	Carbón/Petcoke	Ton/año	3.000	1,13 <sup>(a)</sup>	---	---	---
Boca Mina	Carbón	Ton/día	2,23	24,6	29,93	2,75	
CANDELARIA	Diesel-2 turbinas	Ton/año	14,6	1.992	297,3	616,7	---
PETROPOWER	Petcoke	Ton/año	182	1.088	3.603	---	---

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

(a) límite en kg/10<sup>+6</sup> BTU

De la recopilación anterior es posible observar la diferencia de límites establecidos para los distintos proyectos presentados al SEIA, detectándose diferencias en las unidades de los límites de emisión como en los valores máximos establecidos; por lo cual se hace necesario el establecimiento de una norma de emisión a nivel nacional que establezca un valor máximo para las calderas, ya sean éstas industriales, de calefacción o de generación eléctrica.

### **Clasificación por Tipo de Combustible Utilizado**

Luego de realizar la consolidación de las diversas bases de datos recopiladas, éstas fueron ordenadas por regiones, combustible utilizado, registro y marca las cuales se resumen en el Anexo C. Por otro lado se realizó la clasificación del tipo de calderas separadas en:

- Calderas Industriales.
- Calderas de Calefacción.
- Calderas de Generación Eléctrica.

A continuación se presenta el resumen de calderas a nivel país ordenadas por tipo de caldera y combustible utilizado:



**Ambiosis**



**Tabla 46: Número de Calderas por Tipo y Combustible Utilizado a Nivel País**

<b>Combustible</b>	<b>Calderas de Calefacción</b>	<b>Calderas Industriales</b>	<b>Generación Eléctrica</b>	<b>Sub Total</b>
Carbón	0	147	20	167
Gas	494	299	1	794
Gas Natural	2.318	511	11	2.840
Madera	88	774	10	872
No Identificado	1	836	0	837
Petróleo N° 2	881	1.274	19	2.174
Petróleo N° 5	7	179	2	188
Petróleo N° 6	0	306	12	318
<b>TOTAL</b>	<b>3.789</b>	<b>4.326</b>	<b>75</b>	<b>8.190</b>

Fuente: Elaboración propia en base a las bases de datos recopiladas.

Las calderas de calefacción son usadas principalmente con fines residenciales, usualmente corresponden a calderas de agua caliente de pequeño tamaño, con quemadores presurizados y combustibles gaseosos y líquidos como el petróleo diesel. También existen en las bases revisadas calderas de uso industrial de agua caliente y fluido térmico.

Es usual el uso de calderas de calefacción en edificios de departamento, localizadas principalmente en la Región Metropolitana y con uso de gas natural y petróleo diesel como combustible.

Las calderas industriales tienen una distribución de tipos de combustible mayor, siendo el petróleo diesel el más usual en calderas de pequeño tamaño debido a la facilidad de su operación, y disponibilidad comercial en todo el país. En la Región Metropolitana permite también operar sin dificultades para cumplir las normativas de emisiones.

El uso de petróleos pesados, carbón y madera implican mayores dificultades de operación que se justifican en empresas con altos consumos de combustible, con emisiones mayores que no son compatibles con la normativa de la Región Metropolitana, a no ser con la implementación de mayor tecnología de combustión y/o de abatimiento de contaminantes.



**Ambiosis**



000888  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Las calderas de generación utilizan principalmente carbón, la mayor parte de ellas son del tipo ciclónicas con alimentación tangencial, este tipo de calderas pueden utilizar otros combustibles en periodos de partida y calentamiento o como porcentajes del consumo total, dependiendo de la disponibilidad de ellos.

**Tabla 47: Número de Calderas por Tipo y Región del País**

Región	Calderas de Calefacción	Calderas Industriales	Generación Eléctrica	Sub Total
I	0	117	4	121
II	25	222	29	276
III	9	75	9	93
IV	2	139	0	141
V	4	362	13	379
VI	3	286	4	293
VII	12	615	6	633
VIII	17	606	8	631
IX	127	466	0	593
X	136	424	0	560
XI	54	57	0	111
XII	3	97	0	100
RM	3.397	860	2	4.259
<b>Total General</b>	<b>3.789</b>	<b>4.326</b>	<b>75</b>	<b>8.190</b>

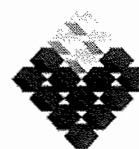
Fuente: Elaboración propia en base a las bases de datos recopiladas.

El mayor número de fuentes catastradas corresponde a la Región Metropolitana, donde se dispone de una base de datos actualizada anualmente, el mayor número corresponden a calderas de calefacción, e industriales de pequeño tamaño.

La región con más calderas de generación es la segunda debido al alto consumo de energía requerido por la industria del cobre, presente en esa región, seguido por la quinta, que alimenta principalmente al Sistema Interconectado Central.



**Ambiosis**



000889  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 48: Consumo de Combustible 2005, por Tipo de Caldera y Combustible, Ton/año**

Combustible	Calderas de Calefacción	Calderas Industriales	Generación Eléctrica	Sub Total
Carbón	0	197.026	3.746.525	3.943.551
Gas	9.825	232.352	286	242.463
Gas Natural	87.036	443.683	1.952	532.670
Madera	5.531	567.813	778.085	1.351.429
NO IDENTIFICADO	0	267.320	0	267.320
Petróleo Nº 2	32.605	318.828	495.188	846.622
Petróleo Nº 5	40.103	89.682	296	130.081
Petróleo Nº 6	0	399.450	138.460	537.910
<b>Total General</b>	<b>175.099</b>	<b>2.516.154</b>	<b>5.160.793</b>	<b>7.852.046</b>

Fuente: elaboración propia.

Los consumos de combustible son un buen indicativo del tamaño relativo de las fuentes, y de las emisiones resultantes de ellas.

Se estima que la recopilación de información disponible en las bases de datos regionales, no incluía los consumos de combustible de una gran cantidad de calderas de calefacción e industriales, sin embargo se destaca claramente el pequeño consumo por calderas de calefacción respecto a las industriales y de generación.

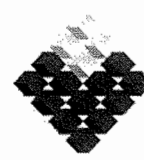
Los mayores consumos en calderas de calefacción son de gas natural, combustible que está disponible en la Región Metropolitana principalmente, aparece también un consumo de petróleo Nº 5 que corresponde a una aplicación industrial de agua caliente, seguido de un importante consumo de petróleo diesel.

La situación es distinta en las demás regiones donde es utilizada también la madera como combustible especialmente en las regiones del sur donde es más común su uso.

En calderas industriales, destaca un alto consumo de madera, lo que se explica por las aplicaciones industriales de la industria de la madera, donde son utilizados despuntes, aserrines y virutas generadas por el proceso productivo.



**Ambiosis**



000890  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

El petróleo Nº 6 también tiene un alto uso en regiones del norte donde el suministro de madera no es factible, su menor precio y facilidad de almacenamiento lo hace muy utilizado en regiones donde no hay un control de emisiones.

En calderas de generación destaca el elevado consumo de carbón como combustible, debe considerarse que no están contabilizados los consumos de turbinas de ciclo combinado o abierto. También destaca el uso de la madera como combustible en centrales de generación que están asociadas a las industrias de la celulosa.

Al comparar los consumos totales recopilados es posible destacar a las fuentes de generación con carbón como las prioritarias, dado su alto consumo de este combustible.

### **Antigüedad del Parque de Calderas**

La antigüedad del parque de calderas existentes se obtiene del análisis de las bases de datos disponibles, en general la disponibilidad de este tipo de información es limitada, en la mayor parte de las fuentes recopiladas, no se obtiene este tipo de información.

**Tabla 49: Antigüedad del parque, por Tipo de Caldera.**

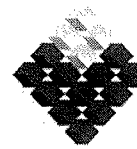
CLASIF. INVENTARIO	1900-1909	1910-1919	1920-1929	1930-1939	1940-1949	1950-1959	1960-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2007	No hay datos	Total
GENERACION ELECTRICA	0	0	0	2	4	0	2	6	2	21	2	34	73
CALDERA INDUSTRIAL	8	13	13	10	50	83	202	223	347	559	263	1695	3466
CALDERA CALEFACCION	0	0	0	0	0	1	5	4	14	34	47	287	392
Total general	8	13	13	12	54	84	209	233	363	614	312	2016	3931

Como puede verse de la tabla anterior, el parque de calderas tiene una antigüedad muy amplia, predominando los de la década del 90, sin embargo, aunque existen calderas registradas desde el 1900, en la práctica estos antecedentes pueden deberse a fallas en el registro de datos. Las calderas existentes pueden también tener modernizaciones y estar operando con quemadores modernos o reacondicionadas para operar con combustibles limpios.

En anexo C se entrega una desagregación por regiones de la antigüedad del parque.



**Ambiosis**



000891

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **Tecnologías de Equipos de Abatimiento**

De las recopilaciones anteriormente indicadas, se obtuvo información relacionada con el tipo de sistemas de control de emisiones atmosféricas para el tipo de fuentes, calderas industriales. La siguiente tabla se muestra el resumen de las tecnologías de control de emisiones presentes en las calderas catastradas según tipo, donde destaca en general el bajo número de equipos instalados.

**Tabla 50: Equipos de Control de Emisiones por Tipo de Caldera**

Clasificación del Inventario	Ciclón	Multi Ciclón	Filtro de Mangas	Lavador de Gases	Precipitador Electrostático	Tolva Captadora de Hollín	Sin equipo	Total General
Generación Eléctrica	0	1	0	2	40	2	30	75
Caldera Industrial	49	11	1	1	7	0	4.257	4.325
Caldera de Calefacción	0	0	2	1	0	1	3.785	3.787
<b>Total general</b>	<b>49</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>47</b>	<b>3</b>	<b>8.072</b>	<b>8.190</b>

Fuente: elaboración propia.

En general las bases de datos recopiladas no tienen información respecto a los equipos de control de emisiones utilizados en las calderas.

La mayor parte de los equipos tiene por finalidad el control de emisiones de material particulado, sólo en el caso de los lavadores de gases se puede considerar que son capaces de captar una parte de los gases emitidos.

Las calderas de calefacción, para usos residenciales no cuentan con equipos de control, en general trabajan con combustibles limpios, tales como gas natural o petróleo diesel, sólo en el caso de aplicaciones industriales de calderas de agua caliente o fluido térmico, es posible encontrar el uso de equipos de control de emisiones. En la zona sur del país es usual el uso de calderas de leña en edificios, sin el uso de equipos de control, por lo cual las emisiones son de consideración.

En general las calderas industriales que usan carbón y madera como combustible son las que tienen instalados equipos de control de emisiones. La mayor parte tiene instalados sólo ciclones o multiciclones, los que son capaces de retener el porcentaje de material particulado grueso.



**Ambiosis**



000892  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Las emisiones de combustibles líquidos y gaseosos, tienen fracciones muy pequeñas de material particulado grueso, por lo cual no se justifica el uso de equipos de control en sus instalaciones.

Es usual que las calderas industriales a carbón, que tienen instalados filtros de mangas, tienen también ciclones o multiciclones como pre- separadores de material particulado, esto con el fin de retener las partículas incandescentes que puedan dañar la tela de los filtros y para disminuir la carga de material particulado grueso que llega a las mangas.

En calderas de generación, que usan mayoritariamente carbón como combustible, se usan precipitadores electrostáticos como equipos de control, dado que son capaces de manejar grandes volúmenes de gases, éste tipo de instalaciones usan también equipos de pre-separación como decantadores o cámaras de sedimentación con lo cual realizan una recolección primaria del material particulado más grueso aumentando la eficiencia de recolección del material particulado fino, bajo 10 micrones. Existen en operación dos centrales existentes a carbón que operan sólo con pre-separadores, por lo cual tienen un nivel de emisiones de material particulado muy superior al de las centrales nuevas con precipitadores electrostáticos.

Las calderas de generación de la industria de la celulosa, que usan madera como combustible, operan también con precipitadores electrostáticos como equipos de control de las emisiones de material particulado.

### **5.3 Desarrollo del Escenario Sin Norma**

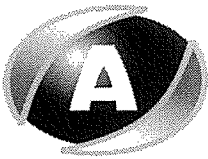
En base a la información recopilada, se desarrolló un escenario 2005 sin regulación, que da cuenta de las condiciones de la situación actual de las emisiones de calderas a nivel nacional.

#### **5.3.1 Emisiones Año 2005 Estimadas en Calderas**

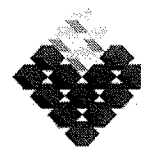
Las emisiones de las calderas se estimaron principalmente a partir de los consumos de combustible reportados y utilizando los factores de emisión de la EPA, para el caso del material particulado se contaba con la base de datos de la Región Metropolitana, la que está compuesta principalmente de mediciones.

La estimación de emisiones realizada es para el año 2005 ya que la información de las bases de datos del D.S. Nº 138/2005 del MINSAL e inventarios de emisiones utilizados son para ese año.





**Ambiosis**



000893

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

A continuación se muestra el resumen de las emisiones estimadas para los tres tipos de calderas identificadas en este estudio; destacan el alto nivel de emisiones de material particulado emitido por las calderas de generación, y el bajo aporte de las calderas de calefacción.

**Tabla 51: Emisiones 2005 por Tipo de Caldera, Ton/año**

Clasificación Inventario	PTS	MP <sub>10</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	COV	SO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PCDD y PCDF <sup>1</sup>	Hg <sup>2</sup>
Generación Eléctrica	16.566	11.340	15.223	17.124	6.814	65.555	2.983	38,4	839
Caldera Industrial	2.247	1.726	16.336	6.505	314	21.581	2.915	3,9	113
Caldera de Calefacción	80	67	241	611	15	954	13	0,2	4
<b>Total General</b>	<b>18.893</b>	<b>13.133</b>	<b>31.799</b>	<b>24.241</b>	<b>7.143</b>	<b>88.090</b>	<b>5.911</b>	<b>42,5</b>	956

Fuente: elaboración propia.

(1) Emisiones de dioxinas y furanos en gr/año.

(2) Emisiones de mercurio en kg/año

En general todas las emisiones de las calderas de calefacción son muy pequeñas comparadas a las otras dos categorías, lo cual se debe en general a que este tipo de fuentes usa combustibles limpios en su operación.

Las calderas industriales, aunque son un gran número de fuentes, tiene aportes en emisiones muy inferiores a las calderas de generación eléctrica, sólo en el caso del CO y NH<sub>3</sub>, tienen aportes de magnitudes mayores, lo que se debe a los factores de emisión para el uso de madera en el caso del CO y al gas natural en el caso del NH<sub>3</sub>.

En el caso de las calderas de generación destacan en forma especial los casos de las calderas existentes de carbón con control de emisiones primario, las que tienen una emisión de material particulado muy alta. Lo mismo ocurre con las emisiones de Dioxinas y Furanos y Mercurio.



**Ambiosis**



000894

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

En general las emisiones de este tipo de calderas tienen también altas emisiones de  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$ , debido al alto contenido de azufre en el carbón y a las altas temperaturas de llama en los hogares de las calderas.

Existe en el país sólo una caldera de carbón del tipo lecho fluidizado, las cuales tienen en comparación a las convencionales emisiones menores de  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$ .

Las calderas de generación que usan leña, tienen emisiones bajas de  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$ , pero aportan considerablemente a las emisiones de CO. Las emisiones de material particulado dependen de la calidad del equipo de control instalado.

### **5.3.2 Emisiones Año 2010 Estimadas en Calderas**

Como parte del presente estudio se proyectó un escenario 2010 sin regulación, que da cuenta de las tendencias de las emisiones de contaminantes atmosféricos que podrían generarse con la actual matriz energética y el escenario más probable de suministro de energía al año 2010.

Las emisiones 2010 fueron proyectadas a partir de la estimación de emisiones 2005 indicada anteriormente, y corresponde a un escenario sin la aplicación de la normativa propuesta.

Se estima un crecimiento acumulado del Producto Interno Bruto de un 17 % entre los años 2005 al 2010, obtenido como promedio Nacional de 5 años de acuerdo al estudio del Banco Central<sup>55</sup>.

Se proyecta el total de las emisiones considerando la actual matriz energética y nivel de consumos de combustible.

Debido a su relevancia en el nivel de emisiones 2010 de MP,  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_x$ , se considera en la estimación la implementación de la ampliación del proyecto termoeléctrica Boca Mina de Endesa localizado en la VIII Región. Se incluyen la estimación de la reducción de emisiones de MP y el aumento en las emisiones actuales de  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$ .

A continuación se muestra el resultado de la estimación de las emisiones generadas por calderas a nivel país, proyectadas al año 2010.

<sup>55</sup> Banco Central, [[http://www.bcentral.cl/publicaciones/estadisticas/actividad-economica-gasto/regionalizadas/xls/1996/1\\_PIB\\_total%20pais\\_por\\_region.xls](http://www.bcentral.cl/publicaciones/estadisticas/actividad-economica-gasto/regionalizadas/xls/1996/1_PIB_total%20pais_por_region.xls)]



**Ambiosis**



000895  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 52: Emisiones 2010 Proyectadas por Tipo de Caldera, Ton/año**

Clasificación Inventario	PTS	MP <sub>10</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	COV	SO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PCDD y PCDF <sup>1</sup>	Hg <sup>2</sup>
Generación Eléctrica	5.883	4.226	17.810	20.035	7.972	81.560	3.490	44,9	982
Caldera Industrial	2.942	2.332	30.709	7.611	6.455	25.250	18.308	4,6	132
Caldera de Calefacción	93	78	282	715	17	1.117	15	0,2	5
<b>Total General</b>	<b>8.918</b>	<b>6.636</b>	<b>48.801</b>	<b>28.361</b>	<b>14.444</b>	<b>107.927</b>	<b>21.813</b>	<b>49,7</b>	<b>1.118</b>

Fuente: elaboración propia.

(3) Emisiones de dioxinas y furanos en gr/año.

(4) Emisiones de mercurio en kg/año

La instalación de un filtro de mangas en la actual y en la futura caldera de la termoeléctrica Boca Mina, implica una fuente reducción de las emisiones de MP, pero un aumento considerable de los consumos de combustible y por lo tanto de las emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> las que serán mitigadas con un absorvedor de lechada de Cal y quemadores de baja emisión de NO<sub>x</sub>.

### **5.3.3 Antecedentes del Regulador**

Dentro de los antecedentes del ente regulador, se realizó en primer lugar un análisis de la actual institucionalidad, para ello se diseñó una encuesta que permitió evaluar en detalle los recursos humanos y físicos actualmente disponibles a nivel de fiscalización.

#### Análisis Institucionalidad Actual

A excepción de la Región Metropolitana, donde el SEREMI Salud cuenta con profesionales de dedicación exclusiva al control de las emisiones atmosféricas, en Regiones, los SEREMI de Salud no cuentan con personal con dedicación exclusiva al control de las emisiones atmosféricas. Lo anterior es porque sólo en la Región Metropolitana se cuenta con normas de emisión para las fuentes fijas definidas en el D.S. N° 4/1992 del MINSAL y sus posteriores modificaciones de acuerdo a los Planes de Prevención y Descontaminación y sus actualizaciones.



**Ambiosis**



000896

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Por otra parte, las normas de emisión a fiscalizar en regiones sólo corresponden a grandes fuentes emisoras sometidas a Planes de Descontaminación y Prevención y aquellas que cuentan con límites máximos de emisión establecidos a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Como parte del presente estudio, se desarrolló y aplicó en las Regiones III, V y VI una encuesta (ver Anexo D) para la Autoridad Sanitaria que es el organismo que tendrá a cargo la fiscalización del cumplimiento, de acuerdo a lo establecido en el Código Sanitario. Como resultado de la aplicación de la encuesta, es posible afirmar que en las SEREMI's de Salud, actualmente no existe capacidad suficiente para asumir las labores que se requerirán con la aplicación de una norma de emisión para calderas. Por lo tanto se debe contar con personal con dedicación exclusiva a temas relacionados con contaminación atmosférica que puedan realizar las labores de control y fiscalización de la norma. El personal debe estar capacitado en temas tales como:

- Procedimientos de Auditoría, considerando los procedimientos ya establecidos para el control de fuentes fijas en la Región Metropolitana.
- Calificación de Laboratorios de Medición, de acuerdo al procedimiento establecido a través del D.S. 2.467/1994 del MINSAL.
- Calderas y Quemadores.
- Métodos de muestreo y análisis, considerando las metodologías aprobadas por el ISP.

Luego deben contar con conocimientos y procedimientos para realizar el registro y seguimiento de las mediciones a ejecutar por parte de los laboratorios de medición reconocidos por la Autoridad Sanitaria, para lo cual se requiere en primer lugar de la implementación de un sistema similar al implementado el año 1993 en la Región Metropolitana para el control de fuentes fijas, el cual consistió en implementar un procedimiento de calificación y reconocimiento.



**Ambiosis**



00897  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## **6 PROPUESTA DE REGULACION PARA CALDERAS**

### **6.1 Definición de la Fuente a Regular**

Las fuentes consideradas dentro de este estudio como fuentes a regular son:

- Calderas de calefacción (agua caliente y fluido térmico), ya sean residenciales ó industriales.
- Calderas industriales de vapor.
- Calderas de generación eléctrica.

### **6.3 Ámbito Territorial de Aplicación**

El ámbito territorial de aplicación de la propuesta de norma de emisión es a nivel nacional y tiene una finalidad de prevención de la contaminación. Por tal motivo no considera las condicionantes locales de calidad del aire, las que deben ser asumidas en planes de descontaminación, pudiéndose establecer límites de emisión mas estrictos en localidades que se encuentren en condiciones de latencia o saturación.

Los límites a definir, tienen una aplicación en todo el territorio nacional. Su carácter preventivo, son independiente de las condiciones locales de calidad del aire, las que son evaluadas caso a caso dentro del sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA). En este caso, que corresponde a proyectos nuevos o ampliaciones de existentes, pueden derivar en definir límites más estrictos. Del mismo modo, planes de descontaminación pueden establecer límites más estrictos cuando se han detectado problemas locales o regionales de calidad del aire.

En opinión del consultor, como criterio general las normativas locales podrían ser más estrictas que la norma nacional, esto debido a las condiciones particulares de calidad del aire existentes en las zonas específicas. Esto se fundamenta en que las zonas pueden presentar condiciones distintas de calidad del aire dado la meteorología o el aporte de las fuentes existentes.

### **6.4 Contaminantes o Parámetros a Regular**

Los contaminantes incluidos en la propuesta de normativa son los siguientes:



**Ambiosis**



000898  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

El contaminante principal propuesto para ser normado en forma prioritaria es el material particulado (MP), debido a que en la actualidad es éste el contaminante que presenta mayor nivel de problemas en el país.

Los Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), son un contaminante primario y además de ser precursores de material particulado y ozono.

Los Óxidos de Azufre (SO<sub>2</sub>), que son un contaminante primario y secundario y precursores de material particulado.

El contaminante Hg es parte del material particulado y es de gran toxicidad, en la actualidad Naciones Unidas y Chile están trabajando en la implementación de planes de reducción de sus emisiones, por lo cual su inclusión en la normativa se justifica en grandes emisores.

Los parámetros a regular anteriormente mencionados se clasifican de acuerdo al tamaño de las fuentes emisoras, de acuerdo a lo siguiente:

- MP y CO en fuentes pequeñas (entre 56 KW/hr y 1 MW/hr, equivalentes a un caudal entre 93 a 1.600 m<sup>3</sup>N/hr respectivamente).
- Sólo MP en fuentes medianas (entre 1 y 30 MW/h, equivalentes a un caudal entre 1.600 y 50.000 m<sup>3</sup>N/hr respectivamente).
- MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> en fuentes grandes (sobre 30 MW/h, equivalentes a un caudal mayor a 50.000 m<sup>3</sup>N/hr), y Hg para éste mismo tamaño de fuentes que utilicen carbón como combustible.

## **6.5 Fundamentos de la Propuesta**

### **6.5.1 Mayores Niveles de Emisión en Términos Relativos Respecto a Otras Actividades Industriales. Mayor Nivel de Emisión Total**

Dentro de las fuentes estudiadas se identifican inicialmente de acuerdo a su uso en calderas de calefacción, industriales y de generación eléctrica.

De acuerdo a los resultados de la recopilación de información, los tamaños de las fuentes difieren considerablemente. Es posible separar por tamaño a las calderas de acuerdo al consumo de combustible, la unidad usada en la normativa internacional para tal efecto es en KW/hr o MW/hr.



**Ambiosis**

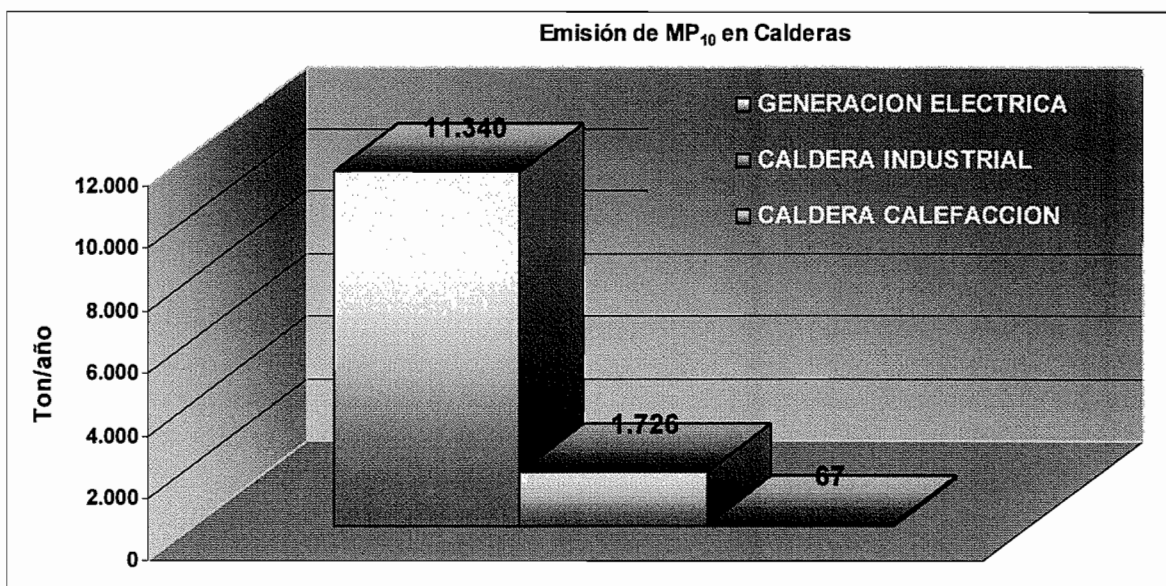


En general las calderas de calefacción son de pequeño tamaño, aquellas de menor tamaño son del tipo mural, usadas en casas habitaciones, usualmente con quemadores atmosféricos, y consumos inferiores a 56 KW/hr. Calderas de calefacción usadas en edificios residenciales, comerciales o industriales con fines de calefacción están entre 56 y 1.600 KW/hr de consumo, usualmente con quemadores presurizados de una o dos etapas. Existen también calderas de calefacción de mayor tamaño usadas en aplicaciones industriales (calentamiento de tinas de electro-obtención) o residenciales de gran tamaño (grupos de edificios, hoteles, centros de eventos o universidades), que utilizan quemadores modulantes con consumos superiores a 1.600 KW/hr (la mayor registrada tiene un consumo de 20.800 KW/hr utilizada en calentamiento de una planta de aguas).

Las calderas industriales tienen un gran rango de aplicaciones, pudiendo ser de pequeño tamaño (bajo 56 KW/hr), hasta de tamaños similares a las de generación (la mayor registrada es de 165.000 KW). Las tecnologías, combustibles y tipos de quemadores son de todo el espectro disponible.

Las calderas de generación catastradas son en general superiores a 30 MW/hr de consumo, por lo cual su tamaño es muy superior a las de calefacción e industriales.

El mejor parámetro para poder identificar la importancia de las fuentes es la comparación de la estimación de sus emisiones, en la figura siguiente, se muestra la grafica comparativa de las emisiones de PM<sub>10</sub>, estimadas para el año 2005, separadas por tipos de calderas.



**Figura 5: Emisiones de PM<sub>10</sub>, 2005 Estimadas en Calderas**



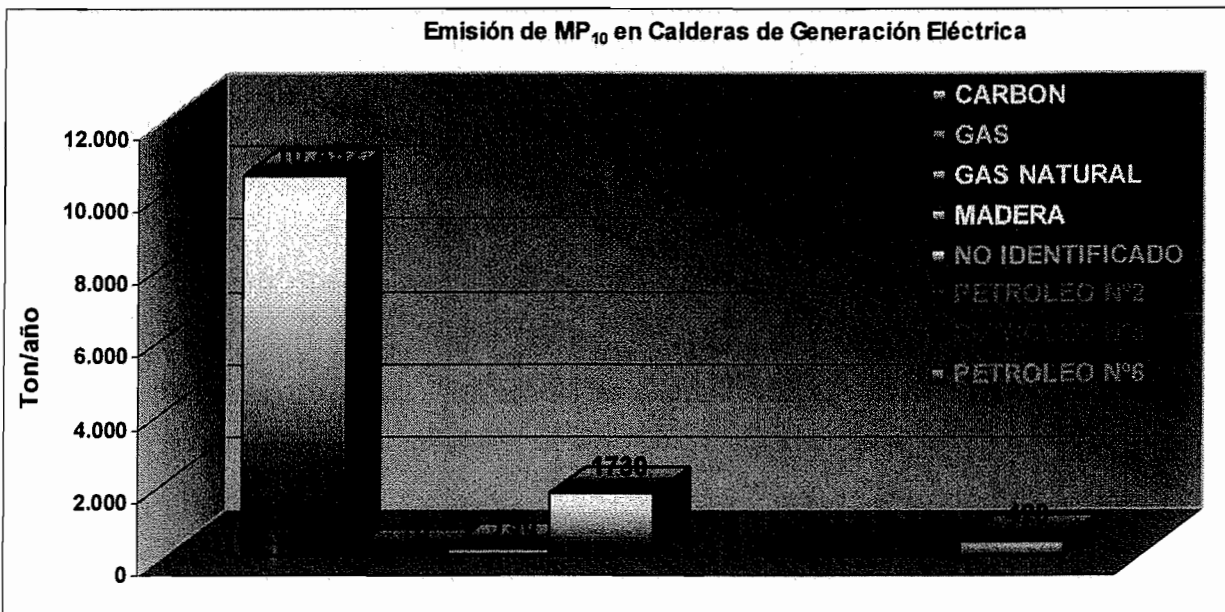
**Ambiosis**



Como puede apreciarse las emisiones de  $PM_{10}$  estimadas para las calderas de generación son muy superiores a las de uso industrial y de calefacción.

La situación en los contaminantes  $NO_x$  y  $SO_x$  que son además considerados precursores de material particulado secundario es similar, lo que indica que las calderas de generación son las prioritarias para el establecimiento de normas de emisión.

La siguiente figura muestra el análisis en la categoría de las calderas de Generación separando por tipo de combustible.



**Figura 6: Emisiones de  $PM_{10}$  2005, Estimadas en Calderas de Generación**

Se puede apreciar claramente que las emisiones generadas por las calderas que usan carbón como combustible implican la mayor parte de las emisiones de  $PM_{10}$  estimadas para el año 2005. Una situación similar es la que sucede con las emisiones de  $SO_x$  y  $NO_x$ .

Con un segundo nivel de importancia aparecen las calderas de generación que usan madera como combustible.

Estos datos muestran que las calderas de generación que usan combustible carbón, son las prioritarias de normar en término de su importancia en el aporte a las emisiones del sector.





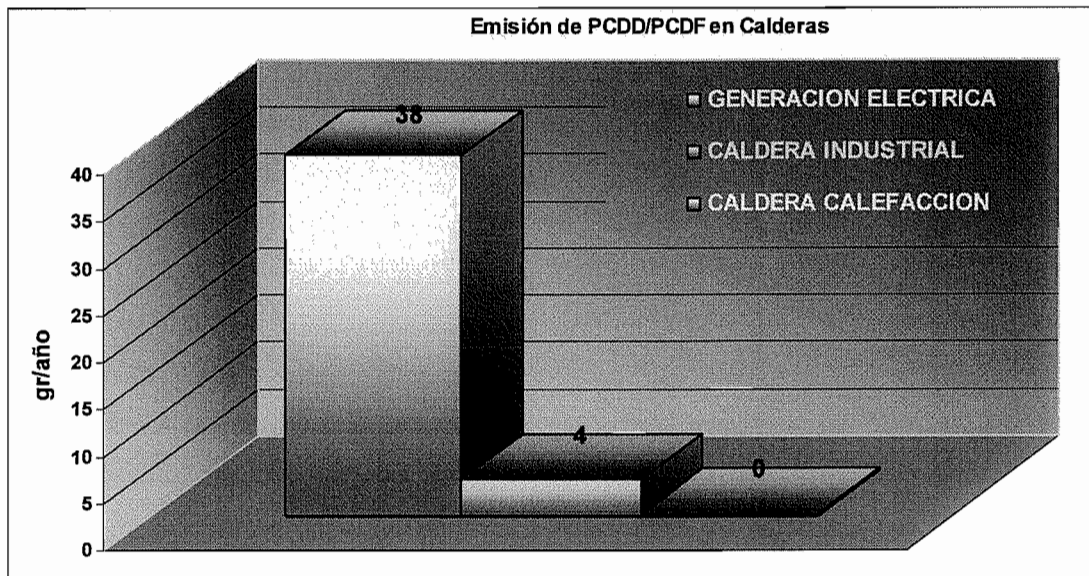
**Ambiosis**



### 6.5.2 Actividades Relevantes en Términos de la Toxicidad de los Contaminantes Emitidos. Emisión de un Contaminante Peligroso

Como parte de este estudio se incluyó la estimación de las emisiones de dioxinas y furanos provenientes de la quema de combustibles en las calderas estudiadas.

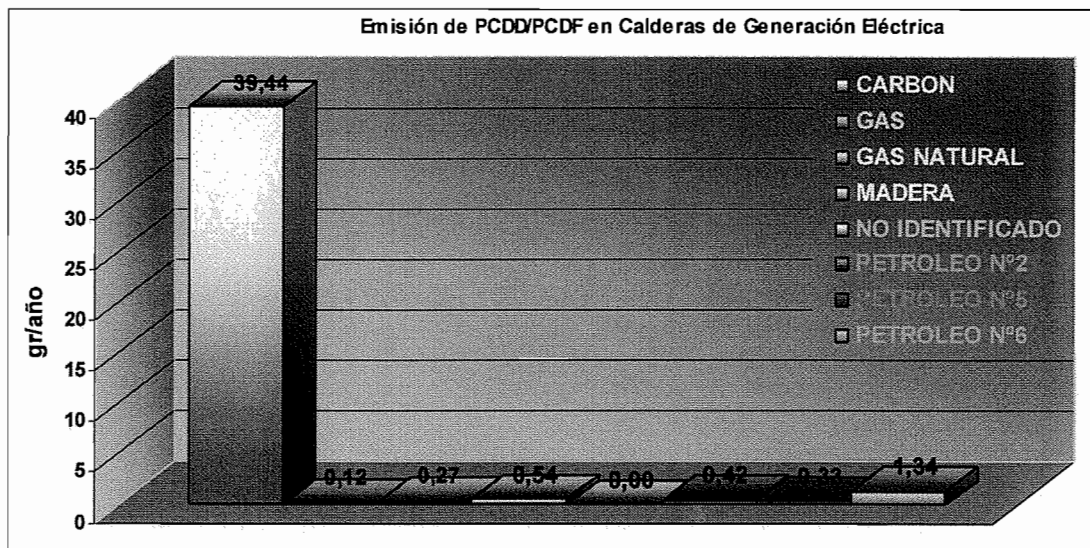
La figura siguiente muestra la comparación entre las emisiones 2005 estimadas de dioxinas y furanos en gr/año para las categorías de calderas estudiadas.



**Figura 7: Emisiones de PCDD y PCDF 2005, Estimadas en Calderas**

Como puede apreciarse las emisiones estimadas para la categoría de calderas de generación son muy superiores a las de calefacción e industriales, lo que ratifica la prioridad en la generación de normativas para este tipo de fuentes.

La figura siguiente muestra el análisis en la categoría de las calderas de Generación separando por tipo de combustible.

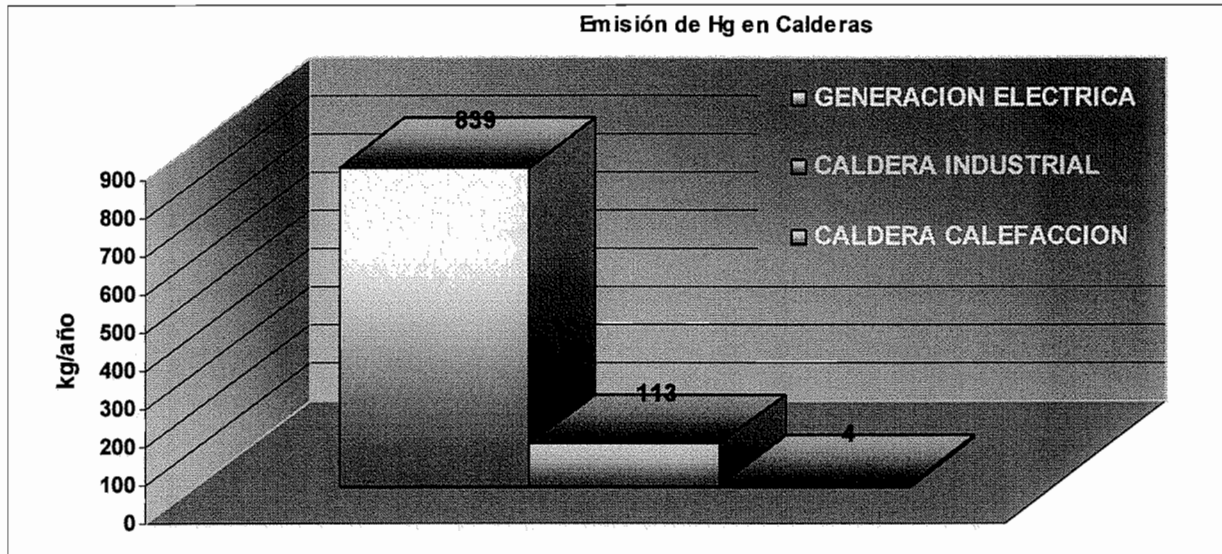


**Figura 8: Emisiones de PCDD y PCDF 2005 Estimadas en Calderas de Generación**

Se puede apreciar claramente que las emisiones generadas por las calderas que usan carbón como combustible implican la mayor parte de las emisiones de PCDD y PCDF estimadas para el año 2005, sin embargo no se sugiere el establecimiento de una norma debido a la inexistencia en el país de la capacidad de monitoreo y análisis de este tipo de compuestos.

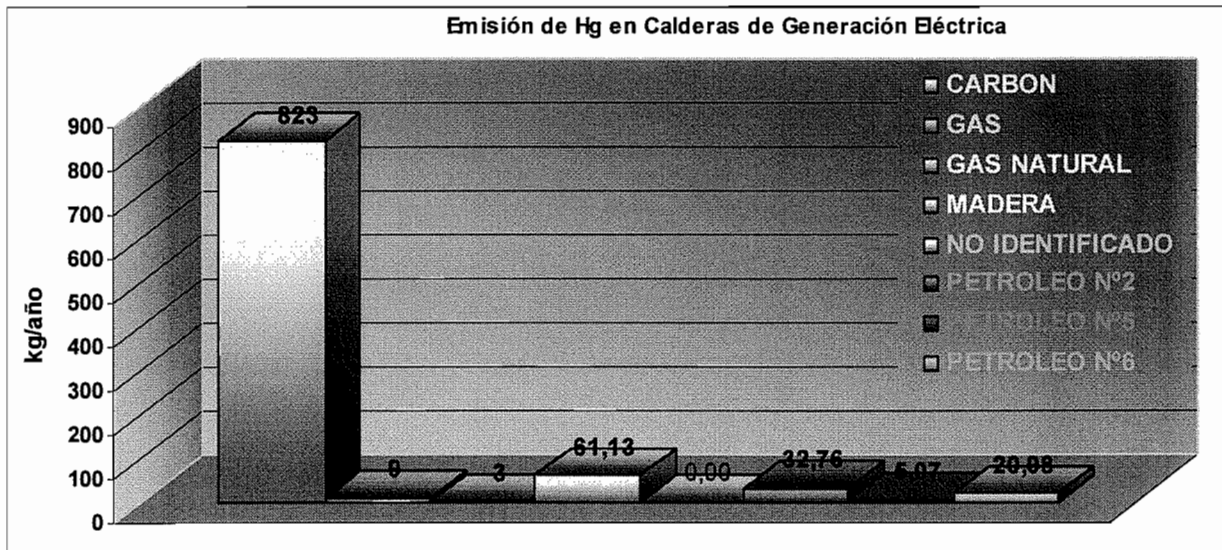
En forma similar otras emisiones de contaminantes tóxicos como los metales pesados, mercurio, plomo y níquel, son relevantes en las calderas de generación que utilizan carbón, dado sus altos consumos de ese combustible.

Se estimaron también las emisiones de mercurio generadas por las calderas, con el fin de justificar la propuesta de norma de este compuesto tóxico. En la figura siguiente se pueden apreciar las emisiones para las categorías de fuentes estudiadas en kg/año.



**Figura 9: Emisiones de Mercurio 2005, por Categoría de Calderas**

La figura siguiente muestra el análisis en la categoría de las calderas de Generación separando por tipo de combustible.

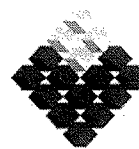


**Figura 10: Emisiones de Mercurio 2005, Calderas de Generación**

Se puede apreciar claramente que las emisiones generadas por las calderas que usan carbón como combustible implican la mayor parte de las emisiones de Hg estimadas para el año 2005, lo cual justifica la propuesta de norma de emisión para ese tipo de fuentes.



**Ambiosis**



000904

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

### **6.5.3 Análisis de la Unidad de la Propuesta de Regulación.**

La unidad de medida propuesta es en unidades de concentración en un caudal de gases medido ( $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ ), debido a:

- Método de medición; existe en el país experiencia en la implementación y fiscalización de monitoreos de emisiones puntuales y continuos en esta unidad, con buenos resultados en la Región Metropolitana, donde la SEREMI de salud fiscaliza a los laboratorios privados autorizados.
- Sistema de registro de calderas; implementado nacionalmente por las SEREMIS de Salud Regionales, donde se registra el consumo de combustible lo que permite definir los tamaños de las calderas, para identificar la norma que debe cumplir tomando como base el consumo de combustible, lo cual se utiliza actualmente para la verificación de la plena carga, en las mediciones oficiales.
- Consistencia con las normas de emisión existentes (RM, incineración, TRS); en el país existe ya una experiencia en la aplicación y control en normas del tipo de concentración, en la Región Metropolitana especialmente, donde están radicados la mayor parte de los laboratorios privados que tienen la capacidad de realizar muestreos de emisiones de material particulado y gases.
- Experiencia en fiscalización; la SEREMI de Salud de la Región Metropolitana tiene una larga experiencia en la fiscalización del cumplimiento de la normativa de emisiones del tipo concentración, disponiéndose de las metodologías de referencia, laboratorios de muestreo y análisis e infraestructura en las empresas para su realización.

Otros tipos de normas tales como las de concentración por unidad de energía consumida, implican la medición de poder calorífico, que implica una toma de muestra representativa del combustible empleado en la medición y un posterior análisis de ella, lo que dificulta y encarece los resultados de la medición y fiscalización del cumplimiento de la normativa, una norma en concentración por unidad de energía producida, implica la medición de la producción de energía durante la medición, lo que puede ser factible sólo en fuentes que cuenten con equipos para tal efecto, en la realidad nacional sólo las calderas de generación lo tienen, las calderas de vapor industriales y residenciales no, por lo que no es factible técnicamente su implementación.

- Al fijar una norma de concentración en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ , es importante especificar claramente las condiciones de normalización (N) que permitan expresar los valores medidos bajo las mismas condiciones. En Chile se han establecido a 25 °C, 1 Atm, gas seco y corregido por oxígeno. La corrección por oxígeno tiene por finalidad poder expresar los valores de concentración de los contaminantes medidos eliminando la dilución por exceso de aire.



**Ambiosis**



000905  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Por otra parte, en la Región Metropolitana el D.S. N° 322 del MINSAL establece los excesos de aire para los distintos combustibles de acuerdo a lo siguiente, se muestra también lo indicado por la normativa internacional:

**Tabla 53: Excesos de Aire para Distintos Combustibles**

COMBUSTIBLE	EA D.S. 322/91 (%)	EA CEE (%)	EA Suiza (%)	EA Propuesta (%)
Leña trozos y astillas	150	40	74	40
Aserrín	150	40	74	40
Carbón sobre parrilla	100	40	47	40
Carbón pulverizado	50	40	47	40
Fuel oil 6	50	20	20	40
Fuel oil 5	40	20	20	40
Fuel oil (Diesel)	20	20	20	40
Kerosene	20	20	20	40
Gas Licuado y natural.	5	20	20	20

Fuente: Elaboración propia

A continuación se presenta la comparación de los Excesos de Aire establecidos por el D.S. 322/1991 del MINSAL con los Excesos de Aire calculados en base a los porcentajes de oxígeno sobre los cuales debe corregirse la concentración de las emisiones para compararlas con los límites de la norma de la CEE, Suiza y la propuesta de regulación.

Los excesos de aire establecidos en el Decreto Supremo N° 322/1991 del MINSAL, para fuentes que utilizan carbón y biomasa, permiten una gran dilución de la concentración medida, lo que implica que se permite la operación con tecnologías de combustión ineficientes y antiguas.

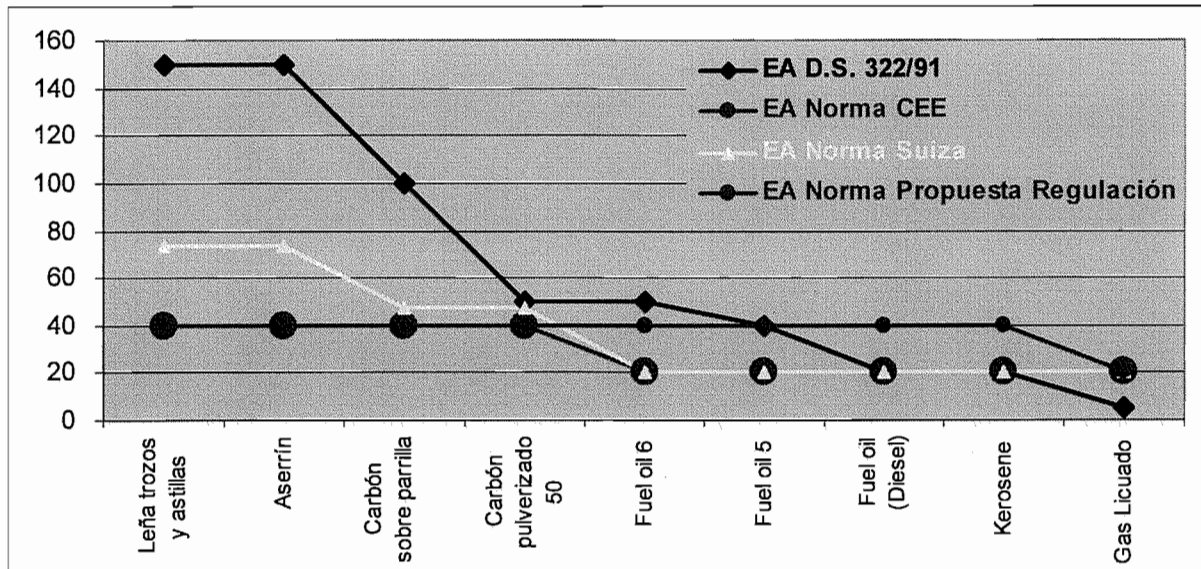
La propuesta de regulación propone establecer una corrección por exceso de aire más pareja para los distintos combustibles, que permita homogeneizar las correcciones realizadas, impulsando la renovación tecnológica que permita incorporar una mayor eficiencia de combustión.



**Ambiosis**



**GOBIERNO DE CHILE**  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE



**Figura 11: Comparación de Excesos de Aire Máximos Norma Nacional, Internacional y Propuesta de Regulación**

#### 6.5.4. Análisis de Escenarios

En esta propuesta, se plantean opciones según escenarios normativos.

Un primer escenario, es no normar sin antes tener mediciones reales de las calderas, y por lo tanto, para iniciar un proceso normativo, establecer primero la obligación de mediciones.

Un segundo escenario, es fijar normas de emisión cumplibles con la tecnología actual según combustible de análisis considerando equipos y mantención adecuada de los equipos. Esta opción, sería la de menor costo privado y los beneficios serían aquellos asociados al logro de reducciones de emisión derivado del control de emisiones.

Un tercer escenario, es fijar normas de emisión hasta un nivel de costo privado inferior al beneficio social de lograr la reducción de emisiones. En este caso, se ha recogido la experiencia de USEPA que fija en US\$ 5.000 por t/año de reducción el nivel de costo aceptable para una norma de emisión preventiva. Los beneficios sociales corresponden al beneficio social de reducción de las emisiones. Considerando que no es posible conocer reducciones absolutas dado que no existe una línea base, entonces se ha aplicado el concepto de beneficio social unitario versus costo privado.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000907

Se ha considerado, para este tercer escenario, un valor que aplica USEPA en sus regulaciones de US\$ 5.000 por t/año de reducción, es decir, si el costo privado es menor al beneficio social (US\$ 5.000 por t reducida) entonces la medida es socialmente rentable, por el contrario si el costo privado es superior a US\$ 5.000 por ton reducida, entonces la propuesta NO es rentable socialmente. Cabe señalar que CONAMA RM para el MP en el análisis de la propuesta de norma de artefactos a leña contempla un valor de US\$ 105.000, muy superior a los US\$ 5.000 considerados para este análisis. En el sub capítulo 6.10, se determinan los costos unitarios de reducción de emisiones según límites de emisión.

Un cuarto escenario, es fijar una norma de emisión en el límite tecnológico a un mayor costo privado asociado. Esta alternativa puede justificarse en zonas latentes o saturadas cuyo beneficio social por la reducción de emisiones será más alto.

### **6.5.5 Diferenciación entre Fuente Existente y Nueva**

Se propone que la definición de la diferenciación entre fuentes existente y existente, esté supeditada a la firma del decreto que establezca la norma. Los plazos de cumplimiento pueden ser diferenciados entre fuentes nuevas y existentes. Para fuentes nuevas el cumplimiento es inmediato a la firma del decreto. Para fuentes existentes se propone un plazo de dos años a contar de la fecha de publicación de la norma.

## **6.6 Análisis de Rangos de Emisión Según Tamaño**

Las calderas de menos de 56 KW/hr, corresponden a calderas de calefacción residencial pequeñas, normalmente del tipo mural, con quemadores atmosféricos, por lo cual no se incluyen en esta propuesta.

Se definen calderas pequeñas, aquellas en el rango entre 56 KW/hr y 1 MW/h KW/hr, que equiva a un caudal de gases entre 93 m<sup>3</sup>N/h y 1.600 m<sup>3</sup>N/h, son en general utilizadas para calefacción en edificios y pequeñas aplicaciones industriales, mayoritariamente con combustibles limpios.

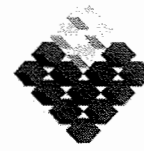
Definimos como calderas medianas, aquellas entre 1 MW/h y 30 MW/hr, que equivale a un caudal de gases entre 1600 m<sup>3</sup>N/h y 50.000 m<sup>3</sup>N/h que corresponde a Calderas Industriales, de Calefacción y Generación, de Vapor y Fluido Térmico.

Definimos como calderas grandes, aquellas sobre los 30 MW/hr, que equivale a un caudal de gases sobre los 50.000 m<sup>3</sup>N/h.





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

En las calderas de todo tipo, uno de los parametros principales que definen la magnitud y tipo de contaminantes emitidos es el combustible, por lo cual se propone diferenciar inicialmente las normas por el tamaño y el combustible utilizado.

Para dimensionar las emisiones según estos conceptos, la siguiente tabla presenta una estimación de emisiones por rangos de concentración que en general tienen una dispersión de un 20% respecto a su valor promedio. En esta tabla, se incluye también un primer análisis de un límite de emisión.

**Tabla 54: Rango de Emisiones de MP según Tipo de Combustible y Tamaño**

Tipo de Combustible	Caudal	Concentración			Emisión		Análisis Concentración Límite
	Tamaño	Promedio	Rango		Rango		
	m <sup>3</sup> N /h	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	t/año	t/año	mg/m <sup>3</sup> N
Gas	93	16	12	20	0,01	0,02	no aplica
	1.600	16	12	20	0,2	0,3	Es más práctica y aplicable norma de 100 ppm de CO
	50.000	16	12	20	5,3	8,8	20, nivel de rango superior
Petróleo Diesel	93	40	20	60	0,0	0,0	no aplica
	1.600	40	20	60	0,3	0,8	Es más práctica y aplicable norma de 100 ppm de CO
	50.000	40	20	60	8,8	26,3	60, nivel de rango superior
Petróleo Nº5 / Nº6	93	95	70	120	0,1	0,1	no aplica
	1.600	95	20	120	0,3	1,7	120, nivel de rango superior
	50.000	95	20	120	8,8	52,6	120, nivel de rango superior
Leña y carbón	93	700	560	840	0,5	0,7	no aplica
	1.600	700	560	840	7,8	11,8	840, nivel de rango superior
	50.000	700	560	840	245,3	367,9	Niveles en 60 o 120 exigen equipo de control de emisiones





**Ambiosis**



000909

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 55: Rango de Emisiones de NO<sub>x</sub> según Tipo de Combustible y Tamaño**

Tipo de Combustible	Caudal	Concentración			Emisión		Análisis Concentración Límite
	Tamaño	Promedio	Rango		Rango		
	m <sup>3</sup> N /h	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	t/año	t/año	mg/m <sup>3</sup> N
Gas	93	150	120	180	0,10	0,15	no aplica
	1.600	150	120	180	1,7	2,5	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	230	180	280	78,8	122,6	500 es holgado
Petróleo Diesel	93	200	160	240	0,1	0,2	no aplica
	1.600	200	160	240	2,2	3,4	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	240	190	290	83,2	127,0	500 es holgado
Petróleo Nº5 / Nº6	93	347	280	415	0,2	0,3	no aplica
	1.600	347	280	415	3,9	5,8	500, nivel de rango superior
	50.000	405	320	490	140,2	214,6	500, nivel de rango superior
Leña	93	470	380	560	0,3	0,5	no aplica
	1.600	470	380	560	5,3	7,8	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	470	380	560	166,4	245,3	500, puede ser muy ajustado
Carbón	93	330	260	400	0,2	0,3	no aplica
	1.600	330	260	400	3,6	5,6	500 es holgado
	50.000	980	760	1200	332,9	525,6	500, requiere equipo de control



**Ambiosis**



606910  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 56: Rango de Emisiones de SO<sub>x</sub> según Tipo de Combustible y Tamaño**

Tipo de Combustible	Caudal	Concentración			Emisión		Análisis Concentración Límite
	Tamaño	Promedio	Rango		Rango		
	m <sup>3</sup> N /h	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	t/año	t/año	mg/m <sup>3</sup> N
Gas	93	1	0	1	0,00	0,00	no aplica
	1.600	1	0	1	0,0	0,0	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	1	0	1	0,0	0,4	bajo nivel de emisión aconseja no normar
Petróleo Diesel	93	16	0	33	0,0	0,0	no aplica
	1.600	16	0	33	0,0	0,5	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	16	0	33	0,0	14,5	bajo nivel de emisión aconseja no normar
Petróleo Nº5 / Nº6	93	1.400	1120	1680	0,9	1,4	no aplica
	1.600	1.400	1120	1680	15,7	23,5	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	1.400	1120	1680	490,6	735,8	400, requiere equipo de control
Leña	93	55	40	70	0,0	0,1	no aplica
	1.600	55	40	70	0,6	1,0	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	55	40	70	17,5	30,7	bajo nivel de emisión aconseja no normar
Carbón	93	1.500	1200	1800	1,0	1,5	no aplica
	1.600	1.500	1200	1800	16,8	25,2	bajo nivel de emisión aconseja no normar
	50.000	1.900	1500	2300	657,0	1007,4	400, requiere equipo de control



**Ambiosis**



000911  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## 6.7 Análisis de Valores Límites de Emisión a Calderas

### 6.7.1. Cuadro de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Pequeñas (entre 56 KW/h a 1 MW/h)

La siguiente tabla presenta un resumen de opciones de valores límites, en que se distingue según tamaño y según tipo de combustible.

Compuesto	Combustibles	Consumos entre 56 KW/hr a 1600 KW/hr		Consumos entre 1600 KW/hr a 30 MW/hr		Sobre 30 MW/hr	
		Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente
CO	Gaseoso y diesel	Opción 1: No normar Opción 2: 100 ppm					
MP	Gaseoso	Opción 1: No normar Opción 2: 20 mg/m <sup>3</sup> N Opción 3: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: 20 mg/m <sup>3</sup> N Opción 2: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: 20 mg/m <sup>3</sup> N Opción 2: 60 mg/m <sup>3</sup> N	
	Diesel	Opción 1: No normar Opción 2: 60 mg/m <sup>3</sup> N		60 mg/m <sup>3</sup> N		60 mg/m <sup>3</sup> N	
	Petróleo 5 y 6	Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 3: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 2: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 2: 60 mg/m <sup>3</sup> N	
	Combustible sólido	Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 3: 800 mg/m <sup>3</sup> N Opción 4: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 3: 800 mg/m <sup>3</sup> N Opción 4: 60 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m <sup>3</sup> N Opción 3: 800 mg/m <sup>3</sup> N Opción 4: 60 mg/m <sup>3</sup> N	
SO <sub>2</sub>	Carbón y petróleos 5 y 6					200 mg/m <sup>3</sup> N	400 mg/m <sup>3</sup> N
NO <sub>x</sub>	Todos los combustibles					200 mg/m <sup>3</sup> N	500 mg/m <sup>3</sup> N
Hg	Carbón					0,2 mg/m <sup>3</sup> N	

### 6.7.2. Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Pequeñas (entre 56 KW/hr a 1 MW/hr)

Los límites de emisión para calderas pequeñas, aquellas en el rango entre 56 KW/hr y 1 MW/hr, que equivalen a un caudal de gases entre 93 m<sup>3</sup>N/hr y 1.600 m<sup>3</sup>N/hr, se analizan a continuación.



**Ambiosis**



000912  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

En este tamaño se encuentran principalmente calderas de agua caliente para calefacción, en aplicaciones industriales y residenciales de gran tamaño, además de calderas industriales de vapor de menor tamaño.

En el catastro desarrollado se identifican 375 calderas industriales, que utilizan principalmente petróleo diesel como combustible.

Se identifican 976 calderas de calefacción, las que utilizan principalmente gas natural y petróleo diesel como combustible, no se identificaron calderas con carbón o petróleos pesados.

La emisión nacional estimada para este rango de tamaños de calderas es de 259 T/año de emisión de PM10, es decir del orden de un 19 % del tramo anterior. Dentro de este tramo las calderas industriales emiten el 63 %. Dentro de las calderas industriales los combustibles mas emisores son el petróleo N° 5 con un 46 % y la biomasa con un 39 % de las emisiones.

En este rango de calderas, solo las calderas industriales, que operan en la Región Metropolitana utilizan equipos de control de emisiones de MP, en calderas que utilizan carbón y biomasa como combustible, con separadores primarios y filtros de mangas en serie.

En regiones sólo algunas fuentes cuentan con separadores primarios, no encontrándose otros equipos de control de emisiones de MP o gases. En general las calderas de calefacción, no tienen equipos de control.

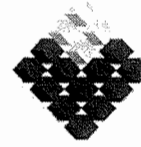
En este tamaño de fuentes, son principalmente calderas de calefacción con combustibles limpios como gas o diesel, sin embargo, se encuentran catastradas 83 fuentes con combustible madera fuera de la Región Metropolitana.

*a) Calderas que usen como combustible gas licuado, gas natural, gas de cañería o petróleo diesel, se sugiere el límite de CO vigente en la Región Metropolitana, es decir de 100 ppm de CO medidos mediante el metodo CH3-A, para fuentes nuevas y existentes.*

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periodica. No se recomienda un límite en MP en mg/m<sup>3</sup> por su mayor dificultad y costo de medición a fuentes pequeñas, considerando que el objetivo de propender a una buena mantención se logra con el límite de CO propuesto.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000913

El cumplimiento de la norma de CO propuesta no tiene ninguna implicancia, requiriéndose sólo del muestreo anual, el que es de bajo costo. Esta norma ya se aplica en la Región Metropolitana, permitiendo en la práctica mantener actualizada la base de datos de fuentes (3.397 fuentes), en las regiones se tiene un universo catastrado de 309 fuentes, sin embargo se estima un número mayor de ellas.

*b) Calderas que usen petróleo pesados: opciones: no normar, 60 mg/m<sup>3</sup>N y 120 mg/m<sup>3</sup>N.*

Para calderas pequeñas, los niveles de emisión no superan 1,7 taño, lo cual podría justificar no normar en una primera etapa. Si se fija una norma de 60 mg/m<sup>3</sup>N se obligaría a cambiar a combustible limpio. La incorporación de equipo de abatimiento es más caro que el ahorro que se logra por utilizar combustibles más económicos. La opción de normar en 120 mg/m<sup>3</sup>N significa permitir el uso de petróleo pesado sujeto a buena mantención. Esta opción se justifica por el bajo nivel de emisión, pero tiene un mayor costo de fiscalización y control respecto de la opción de no normar.

*c) Calderas que usen leña o carbón opciones: no normar, 60 mg/m<sup>3</sup>N y 840 mg/m<sup>3</sup>N.*

Para calderas pequeñas, los niveles de emisión no superan 11,8 t/año, lo cual podría justificar no normar en una primera etapa.

Si se fija una norma de 60 mg/m<sup>3</sup>N se obligaría a cambiar a combustible limpio. Un nivel en 840 mg/m<sup>3</sup>N de MP sería cumplible para este sector si se opta por una norma que tienda a controlar las emisiones mediante una buena mantención.

Un límite de 60 mg/m<sup>3</sup>N para fuentes nuevas requiere del uso de combustibles limpios.

En este tamaño de fuentes, son principalmente calderas de calefacción con combustibles limpios como gas o diesel, sin embargo, se encuentran catastradas 83 fuentes con combustible madera fuera de la Región Metropolitana las que pueden cambiarse a combustibles limpios o utilizar tecnología de combustión de gasificación.

Para aquellas fuentes nuevas proyectadas con combustibles líquidos pesados y sólidos, se requiere del uso de tecnologías modernas de combustión ya disponibles en el mercado, como pueden ser gasificadores de carbón o madera, por lo que en la práctica puede hacer más conveniente considerar el uso de combustibles limpios.



**Ambiosis**



000914  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

En fuentes existentes con combustibles líquidos pesados y sólidos, que tendrían un plazo de 2 años para ajustarse a un límite de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$ , requerirían del desarrollo de estudios de alternativas para la reducción de sus emisiones actuales, entre las que tienen el cambio de combustible, cambio de tecnología de combustión, o la instalación de equipos de control de emisiones de MP.

Respecto a  $\text{NO}_x$ , las tablas muestran que para calderas pequeñas las emisiones no superan 2,5 t/año en gases, 3,4 t/año en petróleo diesel, 5,8 t/año en petróleo pesado, 7,8 t/año en leña y 5,6 t/año en carbón, estos niveles no justifican definir un límite de emisión. Cabe señalar que en la RM se definió como gran emisor a fuentes que emiten sobre las 8 t/año y en 50 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones.

Respecto a  $\text{SO}_x$ , las tablas muestran que para calderas pequeñas las emisiones no superan 0,0 t/año en gases, 0,5 t/año en petróleo diesel, 23,5 t/año en petróleo pesado, 1,0 t/año en leña y 25,2 t/año en carbón, estos niveles no justifican definir un límite de emisión. Cabe señalar que en la RM se definió en 150 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones.

### **6.7.3. Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Medianas (entre 1 MW/hr y 30 MW/hr)**

En este tamaño se encuentran principalmente calderas de vapor para una gran variedad de aplicaciones industriales y calderas de agua caliente para calefacción, en aplicaciones industriales y residenciales de gran tamaño.

En el catastro desarrollado se identifican 508 calderas industriales, que utilizan principalmente gas natural y petróleo diesel como combustible, esta situación se debe a que la mejor información disponible respecto al tipo de combustible y sus consumos se encuentra en la Región Metropolitana, en la actualidad la escasez de gas natural está generando el cambio a petróleos pesados.

Se identifican 107 calderas de calefacción, las que utilizan principalmente gas natural y petróleo diesel como combustible también.

La emisión nacional estimada para este rango de tamaños de calderas es de 1.330,6 T/año de emisión de MP, es decir del orden de un 10 % del tramo anterior. Dentro de este tramo las calderas industriales emiten el 86 %. Dentro de las calderas industriales los combustibles mas emisores son la biomasa con un 46 % de las emisiones, el carbón con un 27 % y el petróleo N° 6 con un 19 %.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000915

En este rango de calderas, solo las calderas industriales, que operan en la Región Metropolitana utilizan equipos de control de emisiones de MP, en calderas que utilizan carbón y biomasa como combustible, con separadores primarios y filtros de mangas en serie. En regiones solo algunas fuentes cuentan con separadores primarios, no encontrándose otros equipos de control de emisiones de MP o gases.

Los límites de emisión para calderas medianas, aquellas en el rango entre 1 MW/h y 30 MW/h, que equiva a un caudal de gases entre 1.600 m<sup>3</sup>N/h y 50.000 m<sup>3</sup>N/h, se analizan a continuación.

a) *Calderas que usen como combustible gas licuado, gas natural, gas de cañería o petróleo diesel, se sugiere un **límite de MP** de 20 mg/m<sup>3</sup>N para gases y de 60 m<sup>3</sup>N/h para diesel.*

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periódica. Aquí ya se recomienda un límite de MP en mg/m<sup>3</sup>N por su mayor precisión en la entrega de resultados para emisiones de nivel medio, lo cual exige mayores cuidados de mantención. La opción de no normar en una primera etapa considera que las emisiones máximas de este sector para gases son de 8,8 t/año en gases y de 26,3 t/año en diesel con una mantención adecuada, pero las emisiones pueden ser superiores si no se controlan.

El cumplimiento de la norma de MP propuesta no tiene ninguna implicancia económica, requiriéndose sólo del muestreo puntual anual. Dado que en general todas las tecnologías de combustión existentes y nuevas pueden cumplir con la norma propuesta. Como antecedentes están la gran cantidad de muestreos de emisiones desarrollados en la Región Metropolitana, en fuentes de este tipo con concentraciones menores a los 60 mg/m<sup>3</sup>N en diesel y de 20 mg/m<sup>3</sup>N en gases.

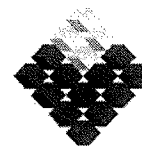
b) *Calderas que usen petróleos pesados, opciones de **límite de MP**: no normar, 60 mg/m<sup>3</sup>N y 120 mg/m<sup>3</sup>N.*

Para calderas medianas, los niveles límite de MP pueden llegar hasta 52,6 t/año, sin equipo de control, nivel de emisión máximo que se alcanzaría con una norma de 120 mg/m<sup>3</sup>N.

Si se fija un límite de 60 mg/ m<sup>3</sup>N se obligaría a cambiar a combustible limpio, logrando una reducción de emisiones del orden del 50%, o introducir tecnología de abatimiento.



**Ambiosis**



000916  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Si se aplica el nivel de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$ , se debe considerar un plazo de 2 años para dar cabida a un análisis de aquellos que quedan en esta categoría y analicen el cambio de combustible versus la incorporación de tecnología de reducción de emisiones. En todo caso, la opción de tecnología de abatimiento entrega un valor de US\$/t de reducción de 25.000 a 30.000, según lo cual la opción de combustible limpio sería más conveniente.

Se encuentran catastradas una gran cantidad de este tipo de fuentes operando fuera de la Región Metropolitana (1.222), las que tendrían que adaptarse a la norma propuesta. En la Región Metropolitana la norma es de fuentes ( $112 \text{ mg/m}^3\text{N}$ ), por lo cual su aplicación no tendría efectos con una norma de  $120 \text{ mg/m}^3\text{N}$ .

c) *Calderas que usen leña o carbón, opciones de **límite de MP**: no normar,  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  y  $840 \text{ mg/m}^3\text{N}$ .*

Para calderas medianas, los niveles de emisión pueden llegar hasta 367,9 t/año. Si se fija una norma de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  se obligaría a cambiar a combustible limpio o incorporar tecnología de abatimiento, como pueden ser gasificadores de carbón o madera, el cual tiene un costo unitario inferior a los US\$ 3000 por t de reducción, para calderas con caudal superior a los  $10.000 \text{ m}^3\text{N/h}$ . Según este concepto, un límite de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  para calderas sobre los  $10.000 \text{ m}^3\text{N/h}$  se justifica pues sus emisiones superan las 73 t/año.

Un nivel en  $840 \text{ mg/m}^3\text{N}$  de MP sería cumplible para este sector si se opta por una norma que tienda a controlar las emisiones mediante una buena mantención. La medición sería mediante método CH-5, una vez al año.

**Respecto a  $\text{NO}_x$**  las tablas muestran que para calderas medianas las emisiones no superan 122,6 t/año en gases, 127,0 t/año en petróleo diesel, 214,6 t/año en petróleo pesado, 245,3 t/año en leña y 525,6 t/año en carbón. Estos niveles están sobre las 50 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones en la RM y por lo tanto son emisiones relevantes. Este análisis amerita la opción de definir un límite como el de calderas grandes para caudales sobre los  $20.000 \text{ m}^3\text{N/h}$ .

**Respecto a  $\text{SO}_x$** , las tablas muestran que para calderas medianas las emisiones no superan 0,4 t/año en gases, 14,5 t/año en petróleo diesel, 735,8 t/año en petróleo pesado, 30,7 t/año en leña y 1007,4 t/año en carbón. Cabe señalar que en la RM se definió en 150 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones. Según lo anterior, las emisiones de petróleo pesado y carbón son relevantes. Este análisis amerita la opción de definir un límite como el de calderas grandes para caudales sobre los  $10.000 \text{ m}^3\text{N/h}$  en petróleo pesado y carbón.





**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000917

#### **6.7.4. Análisis de Opciones de Valores Límites de Emisión a Calderas Grandes (sobre 30 MW/hr)**

En este tamaño se encuentran calderas de vapor para la generación de energía eléctrica y para aplicaciones industriales tales como siderurgia, celulosa o refinerías.

En el catastro desarrollado se identifican 30 calderas de generación que utilizan principalmente carbón como combustible, también se identifican las calderas de generación eléctrica de la industria de la celulosa, que utilizan residuos de madera como combustible. Se identifican 13 calderas industriales, las que utilizan principalmente gas natural y petróleo pesado como combustible.

La emisión nacional estimada para este rango de tamaños de calderas es de 11.077 T/año de emisión de MP, de los cuales las calderas de generación emiten el 99,5 %. De este total de emisión, el 91,3 % es emitido por las calderas de generación que utilizan carbón como combustible.

En este rango de calderas, tanto calderas de generación e industriales, utilizan equipos de control de emisiones de MP, tales como precipitadores electrostáticos o filtros de mangas, es usual el uso de quemadores de baja emisión de NO<sub>x</sub>, y no se encuentran equipos de control de emisiones de SO<sub>2</sub> y Hg.

Los límites de emisión para calderas grandes, aquellas en el rango sobre 30 MW/h, que equiva a un caudal de gases sobre 50.000 m<sup>3</sup>N/hr, se analizan a continuación.

*a) Calderas que usen como combustible gas licuado, gas natural, gas de cañería o petróleo diesel, se sugiere un límite de MP de 20 mg/m<sup>3</sup>N para gases y de 60 m<sup>3</sup>N/hr para diesel.*

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periódica. Aquí ya se recomienda un límite de MP en mg/m<sup>3</sup>N por su mayor precisión en la entrega de resultados para emisiones de nivel medio, lo cual exige mayores cuidados de mantención. La medición corresponde a método CH-5, una vez al año.

*b) Calderas que usen petróleos pesados: opciones: no normar, 60 mg/m<sup>3</sup>N y 120 mg/m<sup>3</sup>N.*

Para calderas grandes, los niveles de emisión pueden superar los 52,6 t/año, sin equipo de control.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000918

Si se fija un límite de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  se obligaría a cambiar a combustible limpio, logrando una reducción de emisiones del orden del 50% o introducir tecnología de abatimiento. En todo caso, la opción de tecnología de abatimiento entrega un valor de US\$/t de reducción de 25.000 a 30.000, según lo cual la opción de combustible limpio sería más conveniente. Aquí la medición puede ser mediante método CH-5, una vez al año, pero amerita considerar monitoreo continuo por el nivel de emisión sobre las 50 t/año.

### *c) Calderas que usen leña o carbón*

Para calderas grandes, los niveles de emisión pueden superar las 367,9 t/año. Si se fija una norma de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  se obligaría a cambiar a combustible limpio o incorporar tecnología de abatimiento, el cual tiene un costo unitario inferior a los US\$ 3000 por t de reducción. Según este concepto, un límite de  $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$  se justifica logrando reducciones de emisión del orden del 92%.

La aplicación de un límite estricto MP, en fuentes existentes es factible en casi la totalidad de las instalaciones actuales, con excepción de las centrales Bocamina y Laguna Verde, las que no cuentan con equipos de control. Como ya se indicó en proyecto de ampliación de Bocamina incluye la instalación de equipos de control en la fuente existente, por lo cual la aplicación de la norma tendría efecto sólo sobre la central Laguna Verde.

Un nivel en  $840 \text{ mg/m}^3\text{N}$  de MP sería cumplible para este sector si se opta por una norma que tienda a controlar las emisiones mediante una buena mantención. La medición sería mediante método CH-5, una vez al año, pero amerita considerar monitoreo continuo.

**Respecto a  $\text{NO}_x$** , las tablas muestran que para calderas grandes las emisiones superan 122,6 t/año en gases, 127,0 t/año en petróleo diesel, 214,6 t/año en petróleo pesado, 245,3 t/año en leña y 525,6 t/año en carbón, estos niveles justifican definir un límite de emisión. Estos niveles están sobre las 50 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones en la RM, lo cual amerita considerar también monitoreo continuo.

El establecimiento de límites de  $\text{NO}_x$  implica una restricción a la tecnología de combustión y a la calidad de los combustibles utilizados. Se propone el establecimiento de un límite para las fuentes nuevas de  $200 \text{ mg/m}^3\text{N}$  y de  $500 \text{ mg/m}^3\text{N}$  para fuentes existentes, corregidas al 7% de oxígeno para sólidos y 3 % para líquidos, medidas mediante monitoreo continuo verificado una vez al año con método CH-7E.



**Ambiosis**



000919

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Quemadores del tipo LOW NO<sub>x</sub> cumplen holgadamente los niveles de 200 mg/m<sup>3</sup>N. Para carbón, se requerirá equipo de control, el cual presenta un costo unitario de reducción de US\$ 1.500 por t/año de reducción lo cual justifica el límite propuesto. Como antecedente se puede analizar la información proporcionada por el SEIA los cuales se encuentran en el anexo A Normativas nacionales, antecedentes del SEIA. La mayor parte de las fuentes nuevas considera el uso de quemadores de baja emisión (low NO<sub>x</sub>), los que en general aseguran un nivel máximo del orden de 500 mg/m<sup>3</sup>N, sólo la termoelectrica Guacolda considera un equipo SCR (reducción catalitica selectiva), además de quemadores de baja emisión, sin indicar un nivel de emisiones. Se estima inicialmente que sólo Guacolda podría cumplir la norma propuesta de 200 mg/m<sup>3</sup>N.

**Respecto a SO<sub>x</sub>**, las tablas muestran que para calderas grandes las emisiones superan 0,4 t/año en gases, 14,5 t/año en petróleo diesel, 735,8 t/año en petróleo pesado, 30,7 t/año en leña y 1007,4 t/año en carbón. Cabe señalar que en la RM se definió en 150 t/año el nivel de emisión por sobre el cual una actividad debe compensar emisiones. Estas cifras muestran que se justifica establecer límite en petróleo pesado y carbón, pero no en gases, diesel y biomasa. Se propone el establecimiento de una norma para las fuentes nuevas de 200 mg/m<sup>3</sup>N<sup>56</sup>, corregidas al 7% de oxígeno para sólidos y 3 % para líquidos, medidas mediante monitoreo continuo verificado una vez al año con método CH-6. También se propone considerar un límite de 400 mg/m<sup>3</sup>N en fuentes existentes. Este límite, es cumplible sin equipo de abatimiento para gas diesel y leña. Para petróleo pesado y carbón, la opción de equipo de abatimiento presenta un costo unitario de reducción inferior a los US\$ 2.500 por t/año y por lo tanto justifica el límite propuesto. sólo el proyecto "Central Termoeléctrica Farellones", asegura concentraciones que pueden cumplir la norma propuesta, con una estimación del orden de los 100 mg/m<sup>3</sup>N. El proyecto de la central Coronel, también utiliza la misma tecnología con desulfurización con agua de mar, pero no compromete una concentración definida. El sistema de control que utilizará la Central Termoelectrica Bocamina, considera un 98 % de reducción por lo cual cumpliría con el límite propuesto. El resto de los proyectos que incluyen desulfurizadores con otras tecnologías aseguran emisiones del orden de las 500 mg/m<sup>3</sup>N, con excepción de Guacolda, que es el único que no incluye equipo de control, por lo cual no podrían cumplir con la norma propuesta.

Se propone también un límite de emisión de **mercurio** en fuentes que usen carbón como combustible de 0,2 mg/m<sup>3</sup>N<sup>57</sup>, corregidas al 7% de oxígeno, medidas mediante monitoreo una vez al año con método CH-29 y posterior análisis con Espectroscopía atómica de absorción (AA) o emisión (ICP), Técnica de vapor frío.

<sup>56</sup> Norma Europea para fuentes nuevas con combustibles sólidos sobre 100 MWt.

<sup>57</sup> Norma Suiza para flujos mayores a 1 gr/hr.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

A continuación, se presenta un cuadro que sistematiza el análisis de opciones.

**Tabla 57: Propuestas de Escenarios Normativos**

Compuesto	Combustibles y Exceso de Aire	Consumos entre 56 KW/hr a 1600 kW/hr		Consumos entre 1600 kW/hr a 30 MW/hr		Sobre 30 MW/hr		Análisis de Opciones
		Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	
CO	Gaseoso (20 % EA)  Diesel (40 % EA)	Opción 1: No normar  Opción 2: 100 ppm						<p><b>Opción 1:</b> <b>Ventaja:</b> No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas y medianas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. <b>Desventaja:</b> No se generan registros de emisiones medidas lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p><b>Opción 2:</b> Aplica sólo a las pequeñas por su menor costo y facilidad para medir. <b>Ventaja:</b> Asegura buena mantención y funcionamiento de los equipos. <b>Desventaja:</b> Mayor costo de fiscalización y control versus la opción de no normar.</p>
MP	Gaseoso (20 % EA)	Opción 1: No normar  Opción 2: 20 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 2: 20 mg/m <sup>3</sup> N		Opción 2: 20 mg/m <sup>3</sup> N		<p><b>Opción 1:</b> <b>Ventaja:</b> No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. <b>Desventaja:</b> No se generan registros de emisiones medidas lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p><b>Opción 2:</b> <b>Ventaja:</b> Los límites de emisión son cumplible por equipos con combustible gaseoso. Se generan registros de emisiones en base a mediciones de calderas industriales pequeñas. Asegura buena mantención de los equipos. Permite generar registros y conocer emisiones reales. <b>Desventaja:</b> No son medibles las calderas de calefacción pequeñas por condiciones de operación (funcionamiento intermitente). Mayor costo de medición. Eleva costo de fiscalización y control. No se logra mayor reducción respecto a fijar límite de CO. Para el caso de calderas pequeñas, el límite en MP no aporta en lograr mayores reducciones, para calderas medianas y grandes sí tiene sentido controlar las mediciones de MP con precisión.</p>



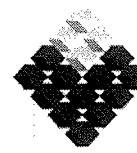
**Ambiosis**



Compuesto	Combustibles y Exceso de Aire	Consumos entre 56 KW/hr a 1600 kW/hr		Consumos entre 1600 kW/hr a 30 MW/hr		Sobre 30 MW/hr		Análisis de Opciones
		Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	
MP	Diesel (40 % EA)							<p><b>Opción 1:</b>  <b>Ventaja:</b> No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control.  <b>Desventaja:</b> No se generan registros de emisiones medidas lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p><b>Opción 2:</b>  <b>Ventaja:</b> Los límites de emisión son cumplibles por equipos con combustible petróleo diesel. Asegura buena mantención de los equipos. Permite generar registros y conocer emisiones reales.  <b>Desventaja:</b> No son medibles las calderas de calefacción pequeñas por condiciones de operación (funcionamiento intermitente). La medición isocinética tiene un mayor costo versus la sola medición de CO. El límite en MP no aporta en lograr mayores reducciones.</p>
	Petróleo N°5 y N°6 (40 % EA)							<p><b>Opción 1:</b>  <b>Ventaja:</b> No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. En calderas medianas se dispondrá de más información antes de establecer un límite.  <b>Desventaja:</b> No se generan registros de emisiones medidas lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p><b>Opción 2:</b>  <b>Ventaja:</b> Los límites de emisión tienden a incentivar el uso de combustibles y tecnologías de menor emisión. Se logra reducciones relevantes (mayor reducción de emisiones).  <b>Desventaja:</b> Se obliga a fuentes pequeñas a incurrir en el costo anual de la medición isocinética. El límite en MP no permitirá el uso de petróleo pesado elevando el costo de operación. No se conoce el real efecto del límite porque los actuales registros no entregan mediciones.</p> <p><b>Opción 3:</b>  <b>Ventaja:</b> Los límites de emisión son cumplibles por equipos con combustible a petróleo pesado. Asegura buena mantención de los equipos. Permite generar registros y conocer emisiones reales.  <b>Desventaja:</b> Se obliga a fuentes pequeñas y medianas a incurrir en el costo anual de la medición isocinética. El límite en MP para petróleo pesado puede ser muy ajustado y puede restringir el uso de combustibles de menor calidad (petróleo 6). No se conoce el real efecto del límite porque los actuales registros no entregan mediciones.</p>



**Ambiosis**



000922

**GOBIERNO DE CHILE**  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Compuesto	Combustibles y Exceso de Aire	Consumos entre 56 KW/hr a 1600 kW/hr		Consumos entre 1600 kW/hr a 30 MW/hr		Sobre 30 MW/hr		Análisis de Opciones
		Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	
MP	Combustibles sólido (40 % EA)							<p><b>Opción 1:</b> <b>Ventaja:</b> No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. No se aborda en primera etapa las fuentes medianas y grandes hasta contar con mediciones reales. <b>Desventaja:</b> No se generan registros de emisiones lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p><b>Opción 2:</b> <b>Ventaja:</b> Incentiva el uso de combustibles y tecnologías de menor emisión logrando reducciones de emisión relevantes. En el caso de combustibles sólidos, obligaría al uso de equipo de control de emisiones, el cual cumplirá holgadamente el límite definido. Para caldera medianas, el costo unitario es de US\$ 2.800/t de reducción para leña y carbón, para grandes es US\$3.100/t menor a US\$ 5.000, con lo cual se logran reducciones a un costo privado inferior al beneficio social para la leña y carbón. <b>Desventaja:</b> Mayor costo privado en operación e inversión. No se conoce el real efecto del límite porque los actuales registros no entregan mediciones.</p> <p><b>Opción 3:</b> <b>Ventaja:</b> Incentiva el uso de combustibles y tecnologías de menor emisión logrando reducciones. En el caso de combustibles sólidos, obligaría al uso de equipo de control de emisiones, el cual cumplirá holgadamente el límite definido. El costo unitario para calderas medianas es de US\$ 2.800/t de reducción para leña y carbón y US\$3.100/t para grandes, menor a US\$ 5.000, con lo cual se logran reducciones a un costo privado inferior al beneficio social. <b>Desventaja:</b> No se puede determinar magnitud de la reducción. Mayor costo privado en operación e inversión.</p> <p><b>Opción 4:</b> <b>Ventaja:</b> Los límites de emisión son cumplible por equipos con combustible sólido. Asegura buena mantención de los equipos. Permite generar registros y conocer emisiones reales. <b>Desventaja:</b> Se obliga a fuentes pequeñas a incurrir en el costo anual de la medición isocinética. El límite de emisión no genera reducciones significativas. No se conoce el real efecto del límite porque los actuales registros no entregan mediciones. Para medianas y grandes el límite en MP puede ser muy ajustado.</p>



**Ambiosis**



000923

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

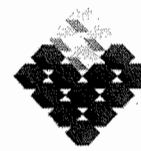
Compuesto	Combustibles y Exceso de Aire	Consumos entre 56 KW/hr a 1600 kW/hr		Consumos entre 1600 kW/hr a 30 MW/hr		Sobre 30 MW/hr		Análisis de Opciones
		Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	
SO <sub>2</sub>	Carbón y petróleos 5 y 6 (40 % EA)					Opción 1: 200 mg/m <sup>3</sup> N	Opción 2: 400 mg/m <sup>3</sup> N	<p><b>Opción 1:</b> <b>Ventaja:</b> Exige incorporar tecnología de control de emisiones de última generación para el uso de petróleo pesado y carbón. Leña no requiere. <b>Desventaja:</b> Mayores costos de inversión en tecnología.</p> <p><b>Opción 2:</b> <b>Ventaja:</b> Exigiría incorporar equipo de control de emisiones, el costo unitario para FO5-FO6 sería de US\$ 2.883 US\$/t año y para carbón sería de 2.025 t/año de reducción, menor a US\$ 5.000, con lo cual se logran reducciones a un costo privado inferior al beneficio social para la FO5-FO6 y carbón. Para leña el límite es cumplible sin equipo de control de SO<sub>2</sub>. <b>Desventaja:</b> el límite requiere de la medición anual de un segundo contaminante.</p>
NO <sub>x</sub>	Todos los combustibles					Opción 1: 200 mg/m <sup>3</sup> N	Opción 2: 500 mg/m <sup>3</sup> N	<p><b>Opción 1:</b> <b>Ventaja:</b> Límite exigente. <b>Desventaja:</b> Exigiría incorporar equipo de control de emisiones, el costo unitario sería de US\$ 12.462 para FO5-FO6 y 6.707 US\$/t año de reducción para leña, con cifras superiores a los US\$ 5.000 US\$/t.</p> <p><b>Opción 2:</b> <b>Ventaja:</b> Para carbón, requiere equipo de control, con un costo unitario de reducción de US\$ 3.819/ t de reducción, menor a US\$ 5.000, con lo cual se logran reducciones a un costo privado inferior al beneficio social. El límite permite cumplir para petróleo pesado y leña. <b>Desventaja:</b> El límite requiere de la medición anual de un segundo contaminante.</p>
Hg	Carbón (40 % EA).					0,2 mg/m <sup>3</sup> N		<b>Desventaja:</b> Mayores costos de inversión en tecnología.

## 6.8 Método de Medición

Para la verificación del cumplimiento de la normativa se propone el uso de los métodos actuales de medición disponibles en el país, que se basan en la metodología EPA, la que fue homologada y adaptada a la situación Nacional por el MINSAL, mediante los métodos CH.



**Ambiosis**



000924  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

El sistema de fiscalización se basa en la red de laboratorios de medición privados existentes, que son fiscalizados en cada región por los encargados de la SEREMI, más un equipo central con capacidad de realizar auditorías de verificación.

La periodicidad de los muestreos es anual para las metodologías puntuales, el monitoreo continuo en las fuentes sobre 30 MW/hr, debe ser verificado una vez al año con muestreo puntual.

Se estima inicialmente que la aplicación de la norma implicaría un aumento en el número de laboratorios de medición, requiriéndose el surgimiento de ellos en regiones, dado que el número de fuente sujetas a muestreo se duplicaría.

Los costos actuales de monitoreo dependen del tipo de norma que se tenga que cumplir, en la actualidad los costos son los siguientes:

- CH3-A; aproximadamente 3 UF en la RM.
- CH-5; aproximadamente 25 UF en la RM.
- CH-5, CH6-C y CH7-E, en conjunto aproximadamente 40 UF en la RM.

El costo del monitoreo continuo, depende de la tecnología y cantidad de variables medidas:

- Monitoreo de gases "in situ"; tiene un costo de inversión de aproximadamente 3.708 UF, y operación de 1.553 UF, anual lo que incluye mantención, insumos de calibración y reportes de resultados.
- Monitoreo de gases extractivo; tiene un costo de inversión de aproximadamente 4.478 UF, y operación de 1.553 UF, anual.
- Monitoreo continuo de material particulado; tiene un costo de inversión de aproximadamente 2.254 UF, y operación de 1.218 UF, anual lo que incluye mantención, insumos de calibración y reportes de resultados.

Se incluye en anexo O, un detalle con los costos de monitoreo continuo, en base a cotizaciones de equipos de monitoreo actualmente utilizados en Chile.

Se requiere a corto plazo exista un procedimiento oficial del MINSAL para el reporte de resultados, calibración y validación de los equipos de monitoreo continuo.



**Tabla 58: Costos de Monitoreo de la Norma**

Rango de Consumo	Límite Propuesto	Metodo Medición y Periodicidad	Costo Estimado UF
56 KW/hr - 1 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO: límite en ppm combustibles gaseosos y petróleo diesel.</li> </ul>	CH 3-A, anual.	3
	<ul style="list-style-type: none"> <li>MP: límite en mg/m<sup>3</sup>N, combustibles líquidos pesados y sólidos.</li> </ul>	CH-5; anual	25
1 MW/hr - 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> <li>MP: límite mg/m<sup>3</sup>N, combustibles gaseosos y petróleo diesel. fuentes nuevas y existentes.</li> </ul>	CH-5; anual	25
Sobre 30 MW/hr.	<ul style="list-style-type: none"> <li>MP: límite en mg/m<sup>3</sup>N, combustibles gaseosos y petróleo diesel, fuentes nuevas y existentes.</li> </ul>	Muestreo continuo con verificación puntual CH-5; anual	Muestreo continuo 1.218 UF anual.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>SO<sub>2</sub>: límite en mg/m<sup>3</sup>N, combustibles sólidos, solo fuentes nuevas.</li> </ul>	Muestreo continuo con verificación puntual CH6-C	Muestreo continuo 1.553 UF anual.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>NO<sub>2</sub> : límite en mg/m<sup>3</sup>N, combustibles sólidos, solo fuentes nuevas.</li> </ul>	Muestreo continuo con verificación puntual CH7-E	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hg: límite en mg/m<sup>3</sup>N, combustible carbón.</li> </ul>	Muestreo con EPA-29, analisis con "Espectroscopía atómica de absorción (AA) o emisión (ICP), Técnica de vapor frío.	30

Fuente: cotizaciones de equipos de monitoreo actualmente utilizados en Chile. Ver anexo O.



**Ambiosis**



## 6.9 Propuesta Institucional

La generación de cualquier norma de emisión tiene un costo para la autoridad ambiental, tanto en términos de preparación de la norma, como en la generación de condiciones para su aplicabilidad como lo es asegurar metodologías confiables de medición.

Dentro de los costos económicos de la implementación de la norma de emisión para calderas industriales, se consideró la evaluación de la actual institucionalidad a cargo de la fiscalización, considerando la dotación de personal, capacitación, equipamiento e infraestructura, para ello se tomó como referente el Programa de Control de Emisiones de Fuentes Fijas (PROCEFF), que operó a contar de 1993 en la Región Metropolitana controlando un universo de 4.259 calderas, lo que constituye el 52 % en número de las calderas catastradas en este estudio.

Considerando la aplicación de una norma de emisión nacional a calderas industriales, se propone dotar en regiones de equipos profesionales con el criterio del mínimo necesario, junto con procedimientos de control similares a los que actualmente operan en la Región Metropolitana.

La exigencia de medición de emisiones debe ser realizada por empresas reconocidas por la SEREMI de Salud de la Región correspondiente. Para ello, cada región debe contar con al menos 2 profesionales dedicados tiempo completo a la fiscalización de las normas nacionales, con las siguientes actividades:

- Mantener un registro de las mediciones informadas, controlar que las mediciones se realicen anualmente, verificar que las condiciones de operación sean de acuerdo a las declaradas respecto a condiciones de carga, tipo y calidad de combustibles.
- Mantener un inventario anual de emisiones de calderas según contaminante normado.
- Reconocer primeramente a los laboratorios de medición y luego supervisar las mediciones de los mismos estableciendo el procedimiento de informar el día de medición previamente para asistir aleatoriamente a las mediciones respectivas.
- Verificar el cumplimiento de los límites establecidos en los planes de descontaminación y resoluciones de calificación ambiental.
- Fiscalizar el cumplimiento de todas las fuentes fijas de la región del DS/138.



**Ambiosis**



000927  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Estos profesionales pueden ser capacitados y apoyados por los profesionales que ejercen esta función en la SEREMI de Salud de la Región Metropolitana, quienes cuentan entre otras capacidades con un laboratorio transportable de mediciones de material particulado y de gases, el que puede ser habilitado para realizar mediciones de referencia como apoyo a la fiscalización en las regiones. Requiriéndose su actualización con equipos adecuados al tamaño de fuentes que se encuentran en regiones, gases de calibración y repuestos y accesorios suficientes para su operación.

En definitiva, se considera que un mínimo de profesionales requeridos para el control de fuentes fijas sería de 2 por cada región, cada uno con su PC idealmente portátil para verificar información en terreno de acuerdo a la base de datos.

Además se considera un grupo central de 4 profesionales, encargados del equipamiento para el desarrollo de auditorías de verificación.

Otro requerimiento es contar con una base de datos y acceso a ella adecuada, para lo cual puede ser utilizado el propio RETC más otras herramientas para incluir información relevante de control. Otro profesional relevante, sería contar con un abogado con dedicación de media jornada para los procedimientos asociados a incumplimientos y ejecución de sumarios sanitarios.

Estos profesionales, también deben contar con su vehículo de movilización para fiscalizar en terreno, para ello se propone que su nivel de renta contemple un adicional para uso de su vehículo. Esta modalidad no se aplica en los SEREMI de Salud, en que los profesionales deben utilizar vehículos con chofer de la institución, lo cual les restringe el control en terreno. Sin embargo, en otras reparticiones públicas se aplica la modalidad propuesta, lo cual se propone analizar.

Los profesionales y el abogado de dedicación de media jornada, corresponden a un mínimo estimado, esta cifra debe ser revisada según el número total de fuentes fijas a fiscalizar por región.

La tabla siguiente muestra una estimación de los costos públicos de implementación de la norma.

**Tabla 59: Costos de fiscalización de la norma.**

Requerimiento	Equipamiento requerido	Costo UF
Implementación de registro de mediciones anuales y continuas	Base de datos del registro por región, computador de soporte, sistema de almacenamiento centralizado de seguimiento.	600
Capacitación en muestreos, calificación de laboratorios, control de emisiones, tecnologías de combustión.	Traslado de los profesionales o del equipo de capacitación, espacios y costos para el desarrollo de la capacitación.	450
Actualización laboratorio de referencia	Gases patrones, sondas de muestreo, repuestos y accesorios varios	650
Implementación de mediciones de referencia en regiones	Gastos de transporte, peajes, mantenimiento y viáticos del personal anual.	300
Movilización para fiscalización anual	Financiamiento de los costos de movilización propia, un vehículo, en las 12 regiones anual.	750
Soporte computacional	Un computador fijo y uno portátil para fiscalización en terreno por región.	400

Fuente: elaboración propia.

## **6.10 Determinación y Análisis de Costos unitarios de Reducción de Emisiones Según Valores Límites de Emisión Propuestos**

### **6.10.1 Consideraciones Metodológicas**

Al momento de comenzar el análisis de cualquier norma de emisión se debe tener un análisis general de la situación previa, así como las posibles soluciones tecnológicas para lograr una reducción de emisiones y su costo.

Al respecto es interesante la experiencia de Estados Unidos, que para el caso del NO<sub>2</sub> y del material particulado se aplica un criterio de costo efectividad de modo tal que si el límite a proponer, se justifica si su costo unitario de reducción es inferior a US\$ 5.000 por tonelada anual reducida. Lo anterior respecto a costos privados. Respecto a costos públicos, la definición de nuevas normas puede significar aumentos de los costos respectivos de fiscalización.



**Ambiosis**



000929  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Para evaluar los costos económicos de cumplir con los escenarios de norma propuestos como resultado del presente estudio, se requiere de antecedentes que permiten realizar la evaluación económica en términos generales, considerando las tecnologías disponibles tanto en relación al tipo de combustible como a las condiciones de operación y tecnologías de abatimiento más recomendadas para cada rango de calderas.

La generación de una norma de emisión no necesariamente implica sólo costos para el sector afectado. Ella puede inducir a beneficios que en el largo plazo incluso paguen los costos a incurrir en el corto plazo para cumplir con la norma.

Una norma de emisión puede inducir al sector industrial respectivo a obtener mejoras en términos de calidad de producto, mejoras del proceso, ahorros de energía, ya sea mediante la introducción de buenas prácticas al tener un proceso más controlado debido a las exigencias ambientales, ya sea debido a la modernización de maquinaria generalmente asociada a equipos menos contaminantes y a la utilización de materia prima más limpia que facilita la operación del proceso productivo.

El límite de nivel nacional a proponer considera el criterio de minimizar los niveles de emisión de un modo técnica y económicamente factible (enfoque de mejor tecnología disponible). Lo anterior, corresponde a un criterio de costo efectividad al igual que el empleado en los países desarrollados. Para ello, se determina la factibilidad de incorporar equipos de abatimiento, a partir de definir un costo unitario de reducción de emisiones por contaminante.

El análisis considera una situación inicial sin norma, sin equipo de control. En la situación con norma, se considera la incorporación de equipo de control. Para la evaluación de costos, se consideran tamaños de calderas desde:

- Pequeñas: representa una caldera entre 56 y 1 MW/h, equivalente a un caudal de gases entre 93 m<sup>3</sup>N/hr y 1.600 m<sup>3</sup> N/hr.
- Medianas: representa una caldera entre 1 MW/h y 30 MW/h, equivalente a un caudal de gases entre 1.600 m<sup>3</sup> N/hr y 50.000 m<sup>3</sup> N/hr.
- Grandes: representa una caldera de más de 30 MW/hr,, equivalente a un caudal de gases superior a 50.000 m<sup>3</sup> N/hr.

Respecto a combustibles, se analiza:

- Gas Natural o Gas Licuado
- Petróleo Diesel
- Petróleo Pesado (5 / 6)



**Ambiosis**

- Carbón
- Leña



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000930

### 6.10.2 Calculo Unitario de Costos

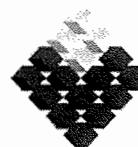
Los costos anuales por abatimiento, se calculan en base al documento EPA Control Cost Manual (EPA 452/B - 02 - 001). Los parámetros de cálculo se presentan a continuación, para el análisis de reducción de MP, SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>, a partir de caudales de 10.000 m<sup>3</sup> N/hr, equivalente a 6 MW/h, 20.000 m<sup>3</sup> N/hr equivalentes a 12 MW/hr, y 50.000 m<sup>3</sup> N/hr equivalentes a 30 MW/h.

**Tabla 60: Parámetros de Cálculo para Reducción de MP<sub>10</sub> con Filtros de Mangas**

Costos asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10.000 m <sup>3</sup> N/hr (6 MW/hr)	20.000 m <sup>3</sup> N/hr (12 MW/hr)	50.000 m <sup>3</sup> N/hr (30 MW/hr)
<b>Gases de escape</b>	<b>ft<sup>3</sup>/min.</b>	<b>5.886</b>	<b>11.771</b>	<b>29.428</b>
<b>Relación Gas/Tela de filtrado</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>Área de filtrado</b>	<b>ft<sup>2</sup></b>	<b>2.354</b>	<b>4.708</b>	<b>11.771</b>
Inversión Equipo	USD	67.336	116.779	265.126
Costos Instalación	USD	49.829	86.417	196.194
Costos Indirectos (Ingeniería, Contingencias)	USD	30.301	52.551	119.307
<b>Total Inversión</b>	<b>USD</b>	<b>147.466</b>	<b>255.747</b>	<b>580.627</b>
<b>Depreciación a 5 años</b>	<b>USD/Año</b>	<b>35.965</b>	<b>62.374</b>	<b>141.609</b>
Costo Operación y Mantención	USD/Año	4.000	7.500	10.800
Costo Reemplazo Filtros	USD/Año	4.520	9.040	22.601
Costo Servicios (Electricidad + Aire Comprimido)	USD/Año	8.360	16.718	41.796
Costo Botadero Escombros	USD/Año	11.301	22.600	56.502
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	USD/Año	5.899	10.230	23.225
<b>Costo Total</b>	<b>USD/Año</b>	<b>70.046</b>	<b>128.463</b>	<b>296.533</b>



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000931

**Tabla 61: Parámetros Unitarios de Cálculo para Reducción de MP<sub>10</sub> con Filtros de Mangas**

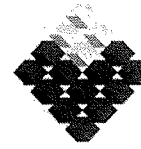
Caso Base Manual EPA		Unidad
Costo Filtro de manga	1,92	USD/ft <sup>2</sup>
Costo Operario	2,5	USD/hr
Retiro polvos	40	USD/Ton
Operación	4.000	h/año

**Tabla 62: Parámetros de Cálculo para Reducción de SO<sub>x</sub> con Wet Scrubber**

Costos asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10.000 m <sup>3</sup> N/hr	20.000 m <sup>3</sup> N/hr	50.000 m <sup>3</sup> N/hr
<b>Gases de escape</b>	<b>cfm</b>	<b>5.886</b>	<b>11.771</b>	<b>29.428</b>
<b>Superficie absorción</b>	<b>ft<sup>2</sup>/cfm</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>
<b>Volumen Torre</b>	<b>ft<sup>3</sup>/cfm</b>	<b>0,082</b>	<b>0,082</b>	<b>0,082</b>
Inversión Equipo	USD	127.726	255.431	638.588
Costos Instalación	USD	108.567	217.116	542.799
Costos Indirectos (Ingeniería, Contingencias)	USD	44.704	89.401	223.506
<b>Total Inversión</b>	<b>USD</b>	<b>280.998</b>	<b>561.948</b>	<b>1.404.893</b>
<b>Depreciación a 5 años</b>	<b>USD/Año</b>	<b>68.533</b>	<b>137.054</b>	<b>342.640</b>
Costo Operación y Mantenimiento	USD/Año	3.698	6.052	13.115
Costo Servicios (Electricidad)	USD/Año	11.741	23.479	58.699
Costo Botadero Escombros	USD/Año	3.590	7.180	17.951
Costo Indirectos (Administrativos, Seguros)	USD/Año	11.240	22.478	56.196
<b>Costo Total</b>	<b>USD/Año</b>	<b>98.802</b>	<b>196.243</b>	<b>488.601</b>



**Ambiosis**



000932  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

**Tabla 63: Tabla Parámetros Unitarios de Cálculo para Reducción de SO<sub>x</sub> con Wet Scrubber**

Caso base manual EPA		Unidades
Empaque torre	2" Polipropilene	
Cost Empaque	20	USD/ft <sup>3</sup>
Costo Operario	2,5	USD/hr
Retiro polvos	40	USD/Ton
Operación	4.000	h/año
Potencia Eléctrica	0,00453	KW/cfm
Costo Electricidad	0,11	USD/KWhr

**Tabla 64: Parámetros de Cálculo para Reducción de NO<sub>x</sub> con Selective Catalytic Reduction (SCR)**

Costos Asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10,000 m <sup>3</sup> N/hr	20,000 m <sup>3</sup> N/hr	50,000 m <sup>3</sup> N/hr
Potencia Caldera	MCal/h	10.000	15.000	25.200
	MMBTU	40	60	100
Volumen SCR	m <sup>3</sup>	5,63	8,45	14,20
Inversión Equipo SCR	USD	47.787	71.681	120.424
Costos Instalación	USD	28.672	43.009	72.254
Costos Indirectos (Ingeniería, contingencias)	USD	11.469	17.203	28.902
<b>Total Inversión</b>	<b>USD</b>	<b>87.929</b>	<b>131.893</b>	<b>221.580</b>
<b>Depreciación a 5 años</b>	<b>USD/año</b>	<b>21.445</b>	<b>32.167</b>	<b>54.041</b>
Costo Operación y Mantención	USD/año	322	483	811
Costo Reemplazo Catalizador	USD/año	8.072	12.108	20.342
Costo Servicios (Electricidad)	USD/año	7.857	11.786	19.800
Costo Reagente (amonio al 30%)	USD/año	18.984	28.476	47.840
<b>Costo Total Anual</b>	<b>USD/año</b>	<b>56.680</b>	<b>85.020</b>	<b>142.834</b>



**Tabla 65: Parámetros Unitarios de Cálculo para Reducción de NOx con Selective Catalytic Reduction (SCR)**

Caso base manual EPA		Unidades
Costo SCR	240	USD/ft <sup>3</sup>
Costo SCR	8481	USD/m <sup>3</sup>
Reemplazo SCR	290	USD/ft <sup>3</sup>
Reemplazo SCR	10247	USD/m <sup>3</sup>
Funcionamiento	4000	hr/año
Duración SCR	24000	hr
Volumen SCR	0,142	m <sup>3</sup> /MMBTU
Tasa Interés	7%	anual
Potencia Eléctrica	0,45	KW/MMBTU
Costo Electricidad	0,11	USD/KWhr
Costo Amonio	0,23	USD/kg
Volumen Amonio	0,52	kg/hr/MMBTU

### 6.10.3. Costos Anuales de Abatimiento Según Tecnología

En resumen los costos totales anuales según tecnología para reducir MP<sub>10</sub>, SOx y NOx se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 66: Costos Totales Anuales Según Tecnología para Reducir MP<sub>10</sub>, SOx y NOx**

Contaminante a Reducir	Tipo de Equipo	Capacidad (MW/hr)	Caudal de Gas m <sup>3</sup> N/hr	Costo Total Anual USD/año
PM <sub>10</sub>	Filtro de Mangas	6	10.000	70.046
		12	20.000	128.463
		30	50.000	296.533
SOx	Lavador de gases	6	10.000	98.802
		12	20.000	196.243
		30	50.000	488.601
NOx	Selective Catalytic Reduction (SCR)	6	10.000	56.680
		12	20.000	85.020
		30	50.000	142.834

Observaciones: Los costos totales anuales son conservadores al considerar la depreciación de los equipos en 5 años.



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000934

#### 6.10.4. Estimación de la Reducción de Emisiones y su Costo Unitario

Para definir la situación inicial, se considera que las calderas funcionarían sin equipo de control, con emisiones determinadas a partir de factores de emisión de EPA (AP-42), estimando con ellos caudal y concentración de emisiones, según cada combustible.

Considerando una operación anual promedio de una caldera de 4.000 horas, se determina la emisión anual por contaminante y su concentración teórica corregida por exceso de aire, tal como se establece en la Región Metropolitana.

En cada escenario se ha supuesto que la caldera está operando en su punto óptimo y se han realizado todas las mantenciones y ajustes necesarios para su correcto funcionamiento. De este modo, las siguientes tablas determinan el costo de reducción unitario para cada contaminante.

##### 6.10.4.1. Determinación del Costo Unitario de Reducción de MP<sub>10</sub> con Filtro de Mangas

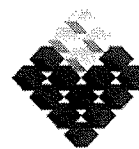
Para combustibles gaseosos y petróleo diesel, el nivel de 60 mg/m<sup>3</sup>N es cumplible sin equipo de control (los factores de emisión determinados dan cifras de 13 mg/m<sup>3</sup>N para gas licuado y de 20 mg/m<sup>3</sup>N para petróleo diesel N°2). Por lo anterior, el análisis se realiza para calderas de petróleo pesado, leña y carbón.

**Tabla 67: Costo Unitario de Reducción de MP<sub>10</sub> con Filtro de Mangas**

Combustible	Caudal	Tamaño	Emisión actual	Nivel de Reducción con Límite	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción Unitario
	m <sup>3</sup> N/hr	MW/hr	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/año	%	USD/año	USD/Ton
FO5-O6	50.000	30	105	60	12,0	50	296.533	24.711
	20.000	12	74	60	4,8	50	128.463	26.763
	10.000	6	74	60	2,4	50	70.046	29.186
Leña	50.000	30	706	60	129,2	92	296.533	2.295
	20.000	12	706	60	51,7	92	128.463	2.486
	10.000	6	706	60	25,8	92	70.046	2.711
Carbón	50.000	30	709	60	129,8	92	296.533	2.285
	20.000	12	709	60	51,9	92	128.463	2.474
	10.000	6	709	60	26,0	92	70.046	2.698



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000935

El límite propuesto, es cumplible por las calderas que utilizan combustibles diesel y gas.

Para carbón y leña en los tres rangos de calderas, el cumplimiento se obtendría con la incorporación de equipos de control, con un costo bajo los USD 5.000, lo cual justifica la propuesta según el criterio definido.

En calderas a petróleos pesados el límite de material particulado de 60 mg/m<sup>3</sup>N presenta costos unitarios de reducción del orden de los US\$ 30.000 por T/año de reducción nivel muy superior al criterio de US\$ 5.000. Por este motivo, se considera como propuesta un valor cumplible para las calderas grandes y medianas de 120 mg/m<sup>3</sup>N, de manera que estos equipos podrán funcionar sin requerir la instalación de equipos de control de emisiones.

Para calderas pequeñas un nivel más estricto de 60 mg/m<sup>3</sup>N, tendría el objeto de desincentivar el uso de éste tipo de combustible por sus mayores dificultades en el almacenamiento, manejo y acondicionamiento. La evaluación económica muestra que no es rentable incorporar equipos de control de emisiones de material particulado ya que el costo es superior a USD 5.000.

#### **6.10.4.2. Determinación del Costo Unitario de Reducción de SO<sub>2</sub> con Wet Scrubber**

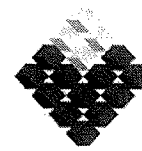
Para combustibles gaseosos, las emisiones de SO<sub>x</sub> se estiman inferiores a 1 mg/m<sup>3</sup>N y para el petróleo diesel, por debajo de los 33 mg/m<sup>3</sup>N. Los niveles a normar son superiores por lo tanto no requiere análisis de incorporación de equipo de control. Por lo anterior, el análisis se realiza para calderas de petróleo pesado, leña y carbón.

**Tabla 68: Costo Unitario de Reducción de SO<sub>2</sub> con Wet Scrubber**

Combustible	Caudal	Capacidad	Emisión actual	Nivel de Reducción Con Norma	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción
	m <sup>3</sup> N/hr	MW/hr	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/año	%	USD/año	USD/Ton
FO5-FO6	50.000	30	1.386	400	197,3	71%	488.601	2.477
Leña	50.000	30	54	400	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Carbón	50.000	30	1.889	400	297,8	79%	488.601	1.641



**Ambiosis**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

000936

Según la tabla anterior, se observa que el límite de 400 mg/m<sup>3</sup>N propuesta, es cumplible por las calderas que utilizan combustibles líquidos, gas y leña.

Para carbón y petróleos pesados (FO5-FO6) en grandes calderas, el cumplimiento se obtendría con la incorporación de equipos de control, con un costo bajo los USD 5.000, lo cual justifica la propuesta según el criterio definido.

#### **6.10.4.3. Determinación del Costo Unitario de Reducción de NO<sub>x</sub> con Selective Catalytic Reduction (SCR)**

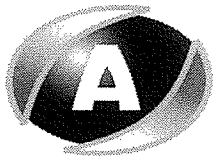
Para combustibles gaseosos, las emisiones de NO<sub>x</sub> se estiman inferiores a 150 mg/m<sup>3</sup>N y para el petróleo diesel, por debajo de los 200 mg/m<sup>3</sup>N.

Los niveles a normar son superiores por lo tanto no requiere análisis de incorporación de equipo de control. Por lo anterior, el análisis se realiza para calderas de petróleo pesado, leña y carbón.

**Tabla 69: Costo Unitario de Reducción de NO<sub>x</sub> con Selective Catalytic Reduction (SCR)**

Combustible	Caudal	Capacidad	Emisión actual	Nivel de Reducción Con Límite	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción
	m <sup>3</sup> N/hr	MW/hr	mg/m <sup>3</sup> N	mg/m <sup>3</sup> N	Ton/año	%	USD/año	USD/Ton
Gas	50.000	30	233	500	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Diesel	50.000	30	100	500	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
FO5-O6	50.000	30	346	500	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Leña	50.000	30	471	500	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Carbón	50.000	30	976	500	95,2	49	142.834	1.500

Según la tabla anterior, se observa que el límite de 500 mg/m<sup>3</sup>N propuesta, es cumplible por las calderas que utilizan combustibles líquidos, gas y leña. Para carbón en grandes calderas, el cumplimiento se obtendría con la incorporación de equipos de control, con un costo bajo los USD 5.000, lo cual justifica la propuesta según el criterio definido.



**Ambiosis**



### 6.11 Evaluación de Compatibilidad de los Valores Límites de Análisis con las Regulaciones Existentes

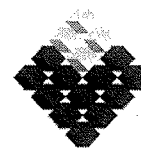
Los límites de análisis tienen una aplicación en todo el territorio nacional, tiene un carácter preventivo, independiente de las condiciones locales de calidad del aire, las que son evaluadas caso a caso dentro del sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), para el caso de proyectos nuevos o por los planes de descontaminación, cuando se han detectado problemas locales o regionales de calidad del aire.

**Tabla 70: Resumen Comparación Propuesta de Límites de Análisis para Calderas con Otras Normativas Vigentes o Propuestas**

Propuesta de Calderas		Otras Normativas y Propuestas
Rango de consumo entre 56 KW/hr y 1 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> <li>100 ppm CO combustibles gaseosos y petróleo diesel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>100 ppm CO, PPDA RM</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>60, 120 o 800 mg/m<sup>3</sup>N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N, calderas de calefacción, PPDA RM</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N fuentes nuevas, PDA Temuco</li> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, fuentes existentes, PDA Temuco</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, estudio VI Región</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>50 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, PDA Tocopilla</li> </ul>
Rango de consumo entre 1 MW/hr y 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> <li>20 o 60 mg/m<sup>3</sup>N, MP combustibles gaseosos y petróleo diesel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, PPDA RM</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N fuentes nuevas, PDA Temuco</li> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, fuentes existentes, PDA Temuco</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>30 mg/m<sup>3</sup>N combustibles gaseosos</li> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, estudio VI Región.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>50 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos. PDA Tocopilla</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, PPDA RM</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>60, 120 o 800 mg/m<sup>3</sup>N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N fuentes nuevas</li> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, fuentes existentes, PDA Temuco</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, estudio VI Región</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>50 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos.</li> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles sólidos, PDA Tocopilla</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles sólidos, PDA Tocopilla</li> </ul>



**Ambiosis**



000938  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

Propuesta de Calderas		Otras Normativas y Propuestas
Rango de consumo sobre 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> <li>20 o 60 mg/m<sup>3</sup>N, MP combustibles gaseosos y petróleo diesel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, PPDA RM</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N fuentes nuevas, PDA Temuco</li> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, fuentes existentes, PDA Temuco</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>30 mg/m<sup>3</sup>N combustibles gaseosos.</li> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, estudio VI Región.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>50 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, PDA Tocopilla</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>60, 120 o 800 mg/m<sup>3</sup>N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>112 mg/m<sup>3</sup>N, PPDA RM</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>56 mg/m<sup>3</sup>N fuentes nuevas y 112 mg/m<sup>3</sup>N, fuentes existentes, PDA Temuco</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos, estudio VI Región</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>50 mg/m<sup>3</sup>N combustibles líquidos</li> <li>100 mg/m<sup>3</sup>N combustibles sólidos, PDA Tocopilla</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>200 o 400 mg/m<sup>3</sup>N, SO<sub>2</sub> combustibles sólidos, fuentes nuevas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>30 ng/J PPDA RM</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>200 o 500 mg/m<sup>3</sup>N, NO<sub>2</sub> combustibles sólidos, fuentes nuevas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sin referencias</li> </ul>	

El cumplimiento del límite de CO propuesto, no tiene inconvenientes en la RM.

La propuesta de normativa del PDA de Temuco no especifica normas diferenciadas por combustibles, ni por tamaños, por lo cual se requeriría de su adaptación a la propuesta de normativa de calderas.

La propuesta de la VI región, separa por tipo de combustible pero no por tamaño ni antigüedad, por lo cual se requiere sus adaptación a la propuesta de norma.

La propuesta de Tocopilla se aplica sólo a calderas de combustibles sólidos y líquidos, se requiere una adecuación para los combustibles gaseosos.



**Ambiosis**



000939  
GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

## **7 ANEXOS**

A continuación se presenta el listado de anexos incluidos dentro del presente estudio:

- A. Normas Nacionales.
- B. Planes de Prevención y/o Descontaminación Ambiental.
- C. Recopilación Registro de Calderas.
- D. Formato de Encuesta a SEREMI's de Salud de Regiones.
- E. Formato de Encuesta a Empresas Representantes de Calderas, Quemadores y Equipos de Control de Emisiones.
- F. Tecnologías de Calderas y Quemadores Utilizados a Nivel Industrial.
- G. Tecnologías de Control de Emisiones.
- H. Normas Internacionales.
- I. Registro de Marcas de Calderas más Comunes en Chile.
- J. Consolidado de Observaciones Informe 2.
- K. Evaluación de Costos.
- L. Factores de Emisión.
- M. Laboratorios de Medición RM.
- N. Registro Marcas Equipos de Control.
- O. Costos de Monitoreo Continuo.



# DESARROLLO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA



Ministerio de Energía  
Ministro Presidente  
Comisión Nacional de Energía



- **PRINCIPIOS GENERALES**
- **OBJETIVOS DE LA POLÍTICA**
- **LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA**
- **IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA**





- **PRINCIPIOS GENERALES**
- OBJETIVOS DE LA POLITICA
- LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA
- IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA

## **Principios Básicos de la Política**

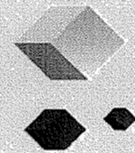


- Descentralización de las decisiones
- Agentes privados desarrollan y operan la infraestructura energética
- Estado mantiene una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.
- Ante fallas de mercado (por ejemplo, monopolios naturales), la regulación establece condiciones siguiendo criterios de eficiencia económica.

## Nuevos Desafíos

- Aumento sustancial de precios de los combustibles fósiles
- Mayor variabilidad de precios
- Energía como tema de desarrollo estratégico
- Impactos y conflictos ambientales
- Cambio tecnológico acelerado

## Principios Complementarios de Política

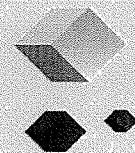


- Equilibrar eficiencia con seguridad, sostenibilidad y equidad
- Rol del Estado en anticipar escenarios y contingencias
- Rol más proactivo del Estado para coordinar la acción ante nuevos desafíos (por lo tanto, se requiere mayor capacidad de acción)
- Incorporar el conjunto de usos energéticos (producción, ocio, cocción, calefacción...)
- Visión integral del problema energético: aspectos sociales, políticos, tecnológicos (I+D+i)
- Cooperación internacional



- PRINCIPIOS GENERALES
- **OBJETIVOS DE LA POLITICA**
- LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA
- IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA

## Objetivos de la Política Energética



### 1. Seguridad

Disponer de la energía necesaria de forma oportuna y asequible.

### 2. Eficiencia

Obtener energía al mínimo costo posible y usarla racionalmente.

### 3. Sustentabilidad

Asegurar que fuentes y usos sean sostenibles en el tiempo (en particular, en relación con el medio ambiente).

### 4. Equidad

Garantizar a todos los sectores (sociales y geográficos) el acceso a la energía.



- PRINCIPIOS GENERALES
- OBJETIVOS DE LA POLITICA
- **LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA**
- IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA

## Lineamientos de la Política (1)



### 1. Seguridad

- Gestión de contingencias
- Mayor uso de fuentes autóctonas
- Diversificación de fuentes (incluyendo ERNC) y proveedores
- Facilitación de la inversión
- Investigación y desarrollo en nuevas fuentes

### 2. Eficiencia

- Eficiencia energética (uso racional)
- Fomentar la competencia
- Introducción de nuevas tecnologías
- Política de Precios Reales
- Regulación de monopolios



## Lineamientos de la Política (2)



### 3. Sustentabilidad

- Eficiencia energética (menos contaminación y uso de recursos)
- Investigación y desarrollo en tecnologías más limpias
- Favorecer el uso de fuentes limpias

### 4. Equidad

- Acceso a sectores aislados
- Investigación y desarrollo de tecnologías para escalas menores
- Incorporación de nuevas tecnologías con beneficio social
- Subsidios focalizados
- Estabilización de precios



- PRINCIPIOS GENERALES
- OBJETIVOS DE LA POLÍTICA
- LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA
- **IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA**

## **Implementación de la Política Energética: Principales Componentes**



- **Manejo de Contingencias**
- **Optimización de la Matriz Energética**
- **Eficiencia Energética**
- **Equidad de Acceso**
- **Fortalecimiento de la Institucionalidad**

## **Implementación de la Política Energética: Principales Componentes**



- **Manejo de Contingencias**
- **Optimización de la Matriz Energética**
- **Eficiencia Energética**
- **Equidad de Acceso**
- **Fortalecimiento de la Institucionalidad**

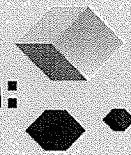




## Manejo de Contingencias

- Riesgo Suministro Eléctrico
- Riesgo Suministro Gas RESCOM
- Alza de Precios

## Implementación de la Política Energética: Principales Componentes



- Manejo de Contingencias
- **Optimización de la Matriz Energética**
  - **Aumento de inversiones**
  - **Diversificación**
- Eficiencia Energética
- Equidad de Acceso
- Fortalecimiento de la Institucionalidad

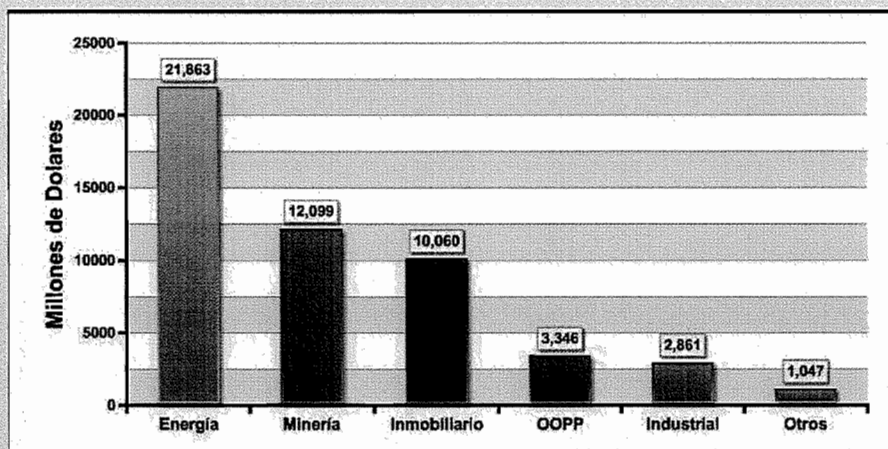
# Optimización de la Matriz Energética Aumento de Inversiones



## Inversión 2008 - 2012

Sector Energético:  
US\$ 21.863 millones

Total:  
US\$ 51.276 millones



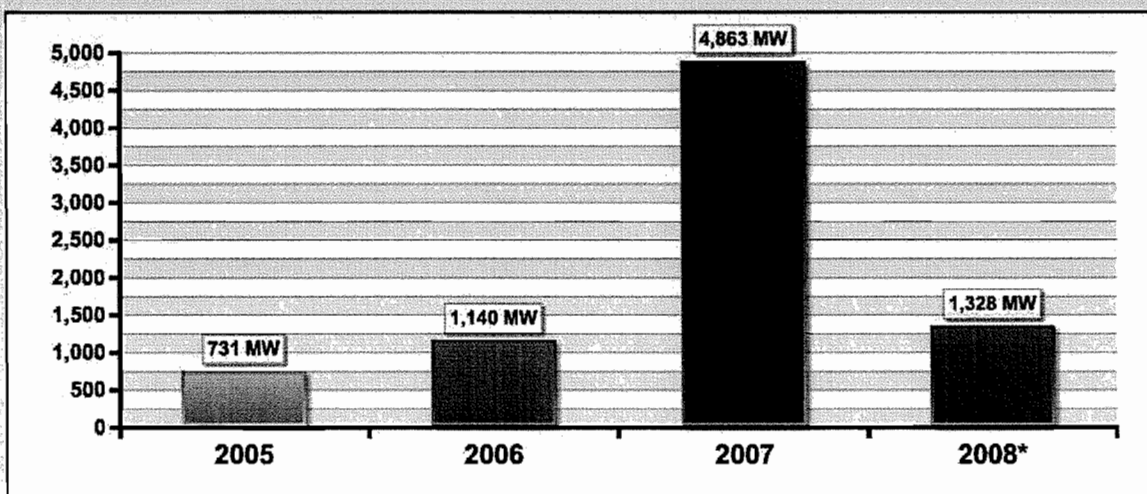
**El Sector Energético representa un 43% de la inversión total 2008 - 2012**

Fuente: Corporación de Bienes de Capital (CBC)

# Optimización de la Matriz Energética Aumento de Inversiones



## Proyectos Aprobados en SEIA MW con RCA



Fuente: SEIA al 28 de mayo de 2008





## **Optimización de la Matriz Energética Diversificación**

- Explotación de otras fuentes locales
- Biocombustibles
- Energías renovables
  - Convencionales (Recursos Hídricos)
  - No Convencionales (ERNC)
- GNL
- Análisis opción nuclear

## **Implementación de la Política Energética: Principales Componentes**

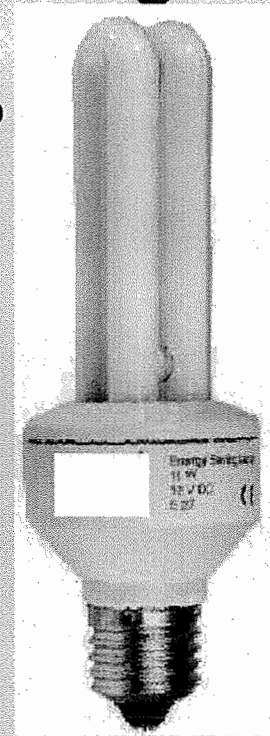


- Manejo de Contingencias
- Optimización de la Matriz Energética
- **Eficiencia Energética**
- Equidad de Acceso
- Fortalecimiento de la Institucionalidad

## **Eficiencia Energética**

### **Principales Líneas de Trabajo**

- Asistencia técnica Industria y Sector Público
- Incentivos Económicos
- Articulación de Actores
- Educación, Capacitación y Difusión



## **Implementación de la Política Energética:**

### **Principales Componentes**

- Manejo de Contingencias
- Optimización de la Matriz Energética
- Eficiencia Energética
- **Equidad de Acceso**
- Fortalecimiento de la Institucionalidad



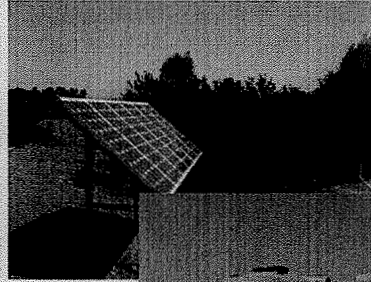
## Equidad de Acceso Principales Líneas de Trabajo

### Programa de Electrificación Rural:

- Cobertura actual: 94%
- Meta 2010: 96%

### Nuevo Programa de Energización Rural y Social

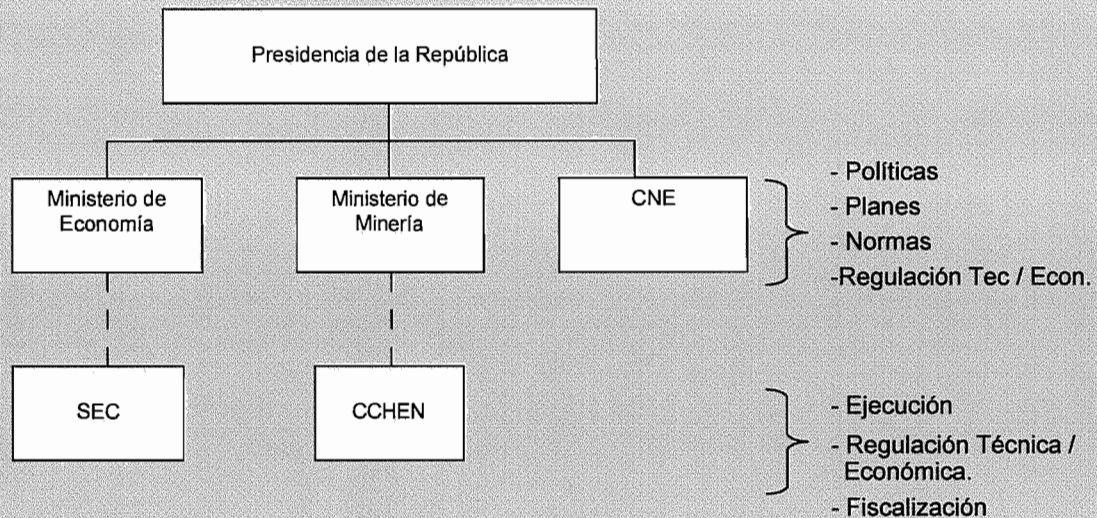
- Viviendas rurales aisladas.
- Agrupaciones comunitarias con potencial desarrollo productivo.
- Hospitales.
- Escuelas e Internados.



## Implementación de la Política Energética: Principales Componentes

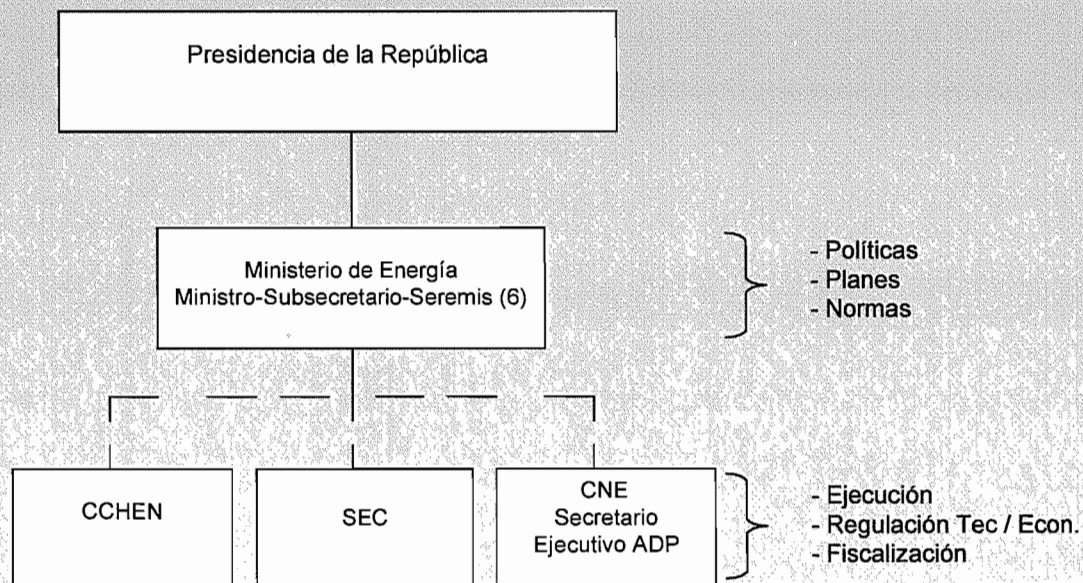
- Manejo de Contingencias
- Optimización de la Matriz Energética
- Eficiencia Energética
- Equidad de Acceso
- Fortalecimiento de la Institucionalidad

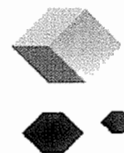
## Fortalecimiento de la Institucionalidad Institucionalidad Energética Vigente



**La forma en que se ha organizado el Estado en la materia dificulta una mirada integral del sector**

## Fortalecimiento de la Institucionalidad Propuesta de Reforma Institucional



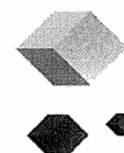


# **INSTITUCIONALIDAD PARA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA**

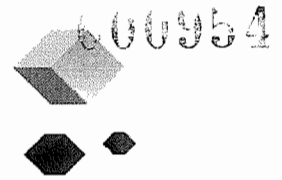
Rodrigo Iglesias  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía



## **CONTENIDO**



- 1. INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**
2. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS
3. MANDATO PRESIDENCIAL
4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS
5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL



# 1. INSTITUCIONALIDAD VIGENTE

## ▪ **Comisión Nacional de Energía (CNE):**

Tiene a su cargo "elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía".

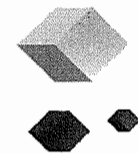
## ▪ **Ministerio de Minería:**

Posee competencias en la definición de políticas, planes y normas en materia de hidrocarburos, energía nuclear y geotermia. Asimismo, los Reglamentos y demás Decretos Supremos que son preparados por la CNE en las materias de su competencia, deben ser expedidos a través del Ministerio de Minería.

## ▪ **Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (Minecon):**

En materia eléctrica le corresponde dictar los decretos de precios de los servicios eléctricos, otorgar concesiones, la determinación de los sistemas de transporte de la energía y racionamientos, entre otras materias. Asimismo, la SEC se relaciona con el Presidente de la República a través de esta repartición.

# 1. INSTITUCIONALIDAD VIGENTE



## ▪ **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):**

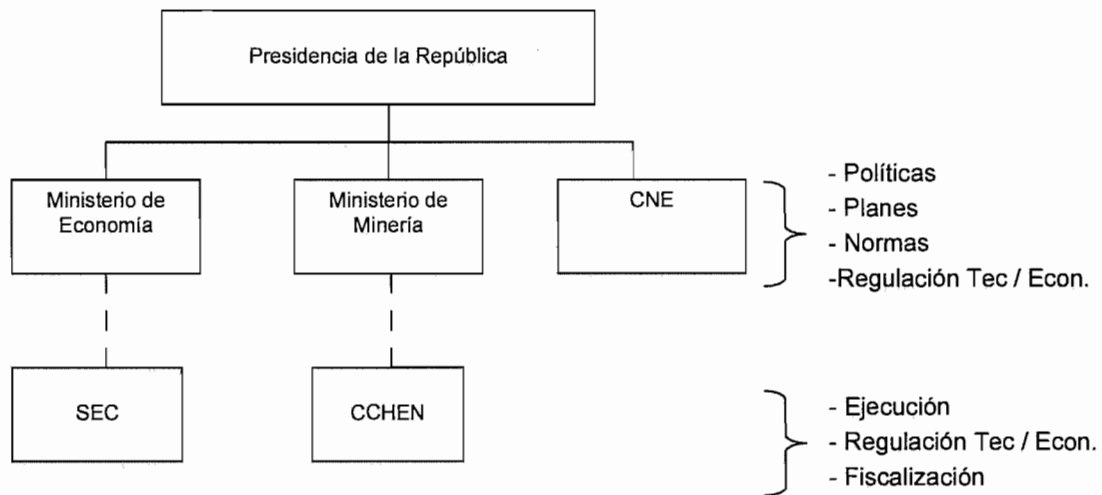
Es un servicio público descentralizado, cuya función legal es la de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Está sometido a la supervigilancia del MINECON, cuyas políticas, planes y programas le corresponde aplicar.

## ▪ **Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN):**

Es un servicio público descentralizado cuya función legal es el desarrollo de la ciencia y la tecnología nuclear del país, debiendo atender las materias relacionadas con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía atómica y los materiales fértiles, fisionables y radiactivos. Está sometido a la supervigilancia del Ministerio de Minería, cuyas políticas, planes y programas le corresponde aplicar.

## 1.1 INSTITUCIONALIDAD VIGENTE

### Organigrama Actual



## CONTENIDO

1. INSTITUCIONALIDAD VIGENTE

**2. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS**

3. MANDATO PRESIDENCIAL

4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS

5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL





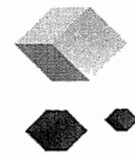
## **2. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS**

### **Chile enfrenta un nuevo panorama global:**

- A nivel internacional: creciente demanda mundial, insuficiente capacidad para procesar y distribuir los energéticos, y altos precios sostenidos (no coyunturales)
- La seguridad en el abastecimiento es "el gran tema" de la agenda energética mundial
- A nivel nacional, consumo y dependencia externa creciente (seguridad), y alta preocupación por la sustentabilidad ambiental de la matriz energética.

### **Por ello:**

- El tema energía se ha instalado, más allá de la coyuntura, como tema principal en la agenda de los Gobiernos de todo el mundo



## **CONTENIDO**

1. INSTITUCIONALIDAD VIGENTE
2. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS
- 3. MANDATO PRESIDENCIAL**
4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS
5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL



## 2. MANDATO PRESIDENCIAL

- Anticiparse y enfrentar la situación de estrechez energética
- Fortalecimiento de una visión política-estratégica de largo plazo del sector energético
- Reforma a la Institucionalidad para enfrentar este tema “principal” y los desafíos que tenemos como país

### 2.1 MANDATO PRESIDENCIAL

#### Líneas Estratégicas CNE

- I. Anticipación y Manejo de Contingencias
- II. Equidad de Acceso
- III. Eficiencia Energética
- IV. Optimización de la Matriz Energética
  - Opciones convencionales
  - Biocombustibles
  - Análisis de la alternativa nuclear
  - Explotación de otras fuentes locales
  - Energías Renovables No Convencionales (ERNC)
- V. Fortalecimiento de la Institucionalidad

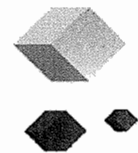


Política  
Energética

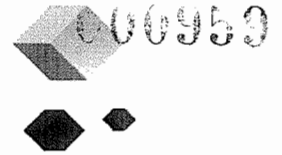
## **CONTENIDO**

1. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS
2. MANDATO PRESIDENCIAL
- 3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**
4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS
5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

### **3. DIAGNOSTICO GENERAL INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**



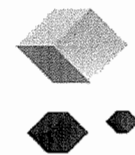
La forma en que se ha organizado el Estado en la materia dificulta una mirada integral del sector.



### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**

#### **1. Asignación de responsabilidades institucionales:**

- Ausencia de una autoridad única en materia energética
- Se dificulta el establecimiento de objetivos claros
- Se producen conflictos de competencia



### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**

#### **2. Coherencia entre responsabilidades y atribuciones**

El modelo es excepcional en el concierto de la Administración Pública Chilena

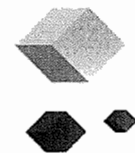
- Se le ha encomendado a un servicio público tareas propias de un Ministerio
- Las materias relacionadas con un sector (energía) no se encuentran entregadas a una sola autoridad



### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**

#### **3. Focalización en la regulación económica en desmedro de la generación de políticas públicas**

- Comisión Nacional de Energía enfocada en resolver aspectos coyunturales y en el desarrollo de los procesos tarifarios y regulatorios.
- Su acotada presencia institucional, ha atentado en el ejercicio del rol de rectoría (generación y evaluación de políticas públicas, coordinación sectorial e intersectorial, coordinación internacional)
- Creciente demanda para que el Estado cuente con una visión más prospectiva y de largo plazo sobre el desarrollo del sector energético



### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**

#### **4. Coordinación con otros servicios con competencia sectorial**

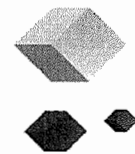
- SEC y CCHEN no se encuentran bajo la supervigilancia del organismo rector en materia de Energía (CNE), son "pares"
- Los organismos del sector responden a lineamientos estratégicos diversos

### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**

#### **5. Modelo de organización de la CNE actual**

- El Consejo de Ministros, como órgano rector de la Comisión, ha dejado de cumplir la función que inspiró su creación como unificador de criterios en torno a la política energética del país

### **3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE**



#### **6. Coordinación entre la política ambiental y energética**

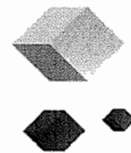
- Dada la naturaleza jurídica de la CNE, ésta no tiene participación formal en la institucionalidad ambiental de Chile, no participando ni del Consejo Directivo de la CONAMA ni de las COREMAS



### 3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE

#### 7. Acción en el ámbito energético en regiones

- No existe una autoridad regional del tema energético, especialmente para la ejecución de programas, la coordinación intersectorial y la captura de información para la toma de decisiones



### 3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE

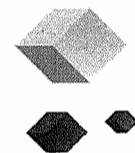
#### En conclusión:

- El diseño de la institucionalidad del sector energía proviene de un contexto político, social y económico diferente y no ha sufrido modificaciones sustantivas, pese a que **las condiciones políticas y de mercado han cambiado** de manera importante, especialmente en la última década.
- La institucionalidad que ha operado de forma correcta durante los últimos 30 años, requiere ser funcional para los desafíos que enfrenta el país en los próximos 30 años.

## **CONTENIDO**

1. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS
2. MANDATO PRESIDENCIAL
3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE
- 4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS**
5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

## **4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS**



**De acuerdo a estos desafíos de política energética, los desafíos del fortalecimiento y reforma institucional deben ser:**

1. Facilitar la mirada integral del tema energético
2. Fortalecer una visión internacional de la energía
3. Mejorar la capacidad de rectoría y coordinación del Estado
4. Fortalecimiento de la capacidad regulatoria técnica – económica
5. Coordinación política medioambiental y energética
6. Integrar la visión regional en la formulación de políticas
7. Mantener alto profesionalismo y especialización

## CONTENIDO

1. SITUACION Y PERSPECTIVAS ENERGETICAS
2. MANDATO PRESIDENCIAL
3. DIAGNOSTICO INSTITUCIONALIDAD VIGENTE
4. DESAFIOS PROXIMAS DÉCADAS
- 5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL**

### 5. PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

#### Objetivo General

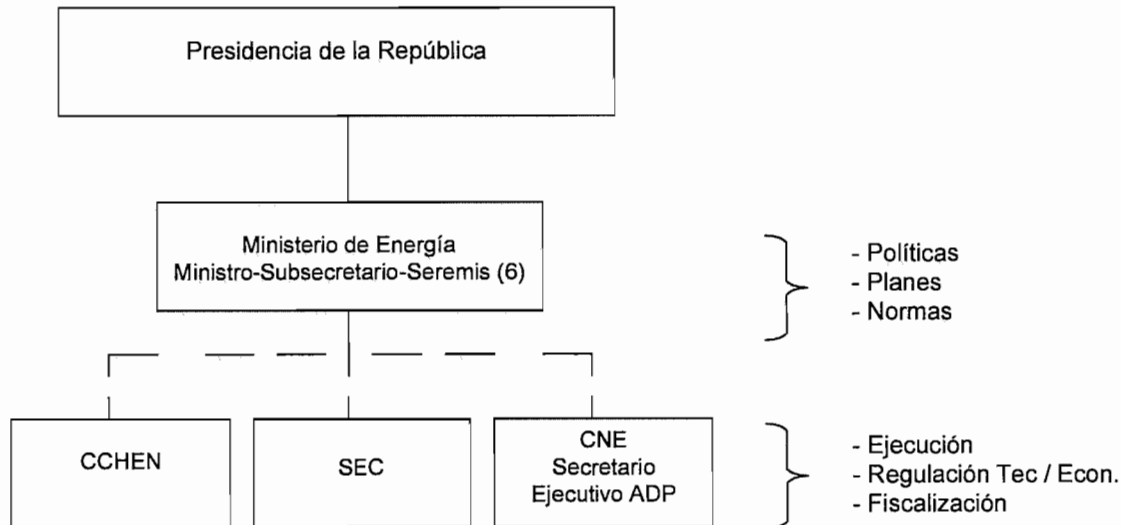
**La propuesta debe responder a los desafíos que presenta el panorama y las perspectivas de política energética**

- Así pues, tiene por objeto **REORDENAR** el sector energía, para contar con organizaciones que efectivamente permitan **impulsar un desarrollo seguro, eficiente y sustentable de la energía** en nuestro país, estableciendo una correcta **SEPARACIÓN DE FUNCIONES** entre la elaboración de políticas, la regulación técnico - económica y la fiscalización en el ámbito energético.
- Este es un **primer paso**, urgente y necesario, de constituir una autoridad energética con atribuciones efectivas en el país



## 5.1 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

### Separación funciones y coherencia sectorial



## 5.2 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

### 1. Separación de Funciones y creación del Ministerio de Energía:

- Siguiendo tendencias internacionales y la recomendación de diversos expertos, se separan las funciones de rectoría y regulación técnica - económica que hoy tiene por mandato legal la CNE
- Todas las competencias en materias de formulación de políticas, normas legales y reglamentarias, planes y programas son encomendadas a un Ministerio de Energía, el cual tendrá a su cargo la rectoría del sector energía en el país
- La regulación técnica – económica queda en la CNE

## 5.3 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

### 2. Visión integral del sector energía y fortalecimiento de la capacidad de rectoría: Competencias del Ministerio de Energía

- a) Preparar los planes y políticas para el sector energía
- b) Elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía
- c) Estudiar y preparar proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía
- c) Desarrollar los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector
- e) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas sectoriales

## 5.4 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL

### 2. Visión integral del sector energía y fortalecimiento de la capacidad de rectoría: Competencias del Ministerio de Energía

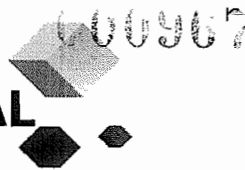
Se le trasladan las siguientes competencias

#### 1. Desde MINERIA:

- Política y normas relativas a los CEOPS (conjuntamente)
- Gestión del sistema de concesiones geotérmicas y su fiscalización
- Determinación de los precios de paridad contenidos en los FEPP
- Competencias materia nuclear

#### 2. Desde MINECON:

- Competencias en materia de gas y electricidad (concesiones; sistemas de transporte; explotación de servicios eléctricos)
- Tarifas contempladas en la ley eléctrica y de gas (conjuntamente)



## **5.5 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL**

### **3. Coordinación sectorial e integración de las regiones en el diseño de políticas: Organización del Ministerio.**

- La Dirección Superior del Ministerio corresponderá al Ministro de Energía
- La administración interna y la coordinación de los servicios públicos sectoriales le corresponderá al Subsecretario de Energía
- En el ámbito regional se crean 6 Seremis de Energía, las que representarán al Ministerio en una o más regiones, lo que se establecerá por Decreto Supremo



## **5.6 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL**

### **4. Coherencia sectorial de la acción de los Servicios Públicos del Sector**

- Se relacionarán con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear
- No se realizan otros cambios a la SEC ni la CCHEN

## 5.7 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL



### **5. Fortalecimiento de la capacidad de regulación técnica – económica**

- Acorde con la separación de funciones y las tendencias internacionales, la CNE será una entidad técnica especializada en analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía
- La CNE estará sujeta al sistema de Alta Dirección Pública

## 5.8 PROPUESTA REFORMA INSTITUCIONAL



### **6. Coordinación de la política medioambiental y la política energética**

- Con el objeto de establecer canales formales de comunicación entre ambos sectores, se incorpora el Ministro de Energía al Consejo Directivo de CONAMA.
- Asimismo los Seremis de Energía se integran a las COREMAS

GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE  
II REGION DE ANTOFAGASTA



HW  
0514

ORD. N° : \_\_\_\_\_/2008

ANT. : No hay.

MAT : Invita al Seminario "Antecedentes para Apoyar la Formulación de la Norma de Emisión para las Termoeléctricas"

Antofagasta, 19 de Agosto del 2008

A : Directora Regional  
Comisión Nacional del Medio Ambiente  
Región de Antofagasta

DE : Según Distribución

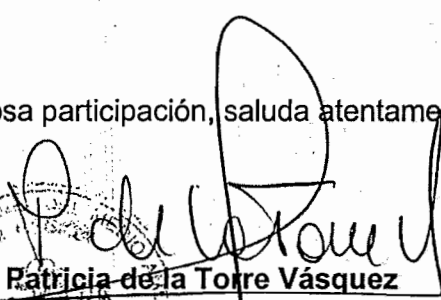
De mi consideración:

Por intermedio del presente, invito a usted, a participar en el Seminario por video conferencia denominado; "Antecedentes para Apoyar la Formulación de la Norma de Emisión para Termoeléctrica, a efectuarse el día 26 de Agosto del presente año, en las dependencias de CORFO (Antofagasta, Santiago, Concepción).

Dicho seminario, tiene como objetivo dar a conocer los fundamentos del proceso normativo, como por ejemplo; contaminantes a normar, experiencia internacional y enfoques regulatorios, estado del arte de tecnología de abatimiento en Chile.

Se adjunta Programa para vuestro conocimiento.

Sin otro particular, y esperando contar con su valiosa participación, saluda atentamente a usted,

  
Patricia de la Torre Vásquez  
Directora Regional  
Comisión Nacional del Medio Ambiente  
Región de Antofagasta

JF/mem  
Distribución  
-Sr. Walter Folch-Ministerio de Salud  
-Sra. María de la Luz Vásquez-Ministerio de Minería  
-Sr. Juan Ladrón de Guevara-Ministerio de Economía  
-Sr. Enrique Castro M.-Seremi de Salud  
-Sr. Germán Novoa N.-Seremi de Minería  
-Sr. Jaime Bravo-Comisión Nacional de Energía  
-Sr. Evans Pool P.-Gobernador Provincial de Tocopilla  
-Sr. Juan Escudero O.-Ministerio de O. Públicas  
-Sra. Lorena Herrera C.-Seremía de O. Públicas  
-Sr. Wilfredo Castro P.-Seremi de Economía  
-Sr. Pedro Miric P.-Seremi de Planificación y Coordinación  
-Sr. Alejandro Le Fort-Ministerio de Planificación  
-Sr. Enrique Viveros J.-Seremi Vivienda y Urbanismo  
-Sr. Jaime Espinola-Ministerio de Vivienda y Urbanismo  
-Sr. Patricio Rojas, Asesor Intendencia Región de Antofagasta  
C.c.:  
-Expediente Plan de Descontaminación Tocopilla  
-División Jurídica, Dirección Ejecutiva CONAMA  
-Área Control de la Contaminación, Dirección Ejecutiva CONAMA  
-Archivo CONAMA Región de Antofagasta

000970

**Seminario: Antecedentes para apoyar  
la formulación de la norma de emisión para termoeléctricas**

martes 26 de agosto de 9:00 a 13:30 hrs.

Lugar: Moneda 921, sala 202 (en CORFO)

Por video conferencia con Antofagasta y Concepción

**Objetivo del seminario:**

Dar a conocer fundamentos y aspectos del proceso normativo, como por ejemplo: contaminantes a normar, experiencia internacional y enfoques regulatorios, estado del arte de tecnología de abatimiento en Chile.

**A quien esta dirigido:**

Integrantes de los comités operativo y ampliado del proceso de elaboración de la norma y de otros procesos e instrumentos de gestión ambiental que se están formulando, como el Plan de Tocopilla y del Concepción metropolitano. Académicos e interesados en materia de regulación ambiental y generación térmica.

**Programa:**

<b>Introducción</b> 20' exposición-10' preguntas	
9:00-9:30	Palabras de Inicio, priorización de la norma. Sr. Hans Willumsen. Jefe Dpto. Control de la Contaminación, CONAMA.
9:30-10:00	Contaminantes a regular de acuerdo al objeto de protección de la norma de emisión. Sr. Walter Folch. Representante del Ministerio de Salud.
10:00-10:30	Seguridad energética y vínculo con la norma de emisión Sr. Jaime Bravo. Jefe Área Medio Ambiente y Energías Renovables. CNE. (por confirmar)
<b>Enfoque regulatorio: costo-efectividad, mejor tecnología disponible</b>	
10:30-11:00	Enfoque normativo y experiencia regulatoria a nivel internacional Ecofysvalgesta (Consultora convenio CONAMA - CNE)
11:00-11:30	Combustibles. Representante de ENAP (por confirmar)
<b>Estado del arte en tecnología de abatimiento disponible en Chile</b> 30' exposición - 10' preguntas	
11:30-12:10	ALSTOM <a href="http://www.alstom.cl/home.htm">http://www.alstom.cl/home.htm</a>
12:10-12:50	SIEMENS <a href="http://www.siemens.cl/empresa/index.htm">http://www.siemens.cl/empresa/index.htm</a>
13:00	Cierre

Cupos limitados.

Inscripción en CONAMA al e.mail [aapablaza@conama.cl](mailto:aapablaza@conama.cl), Sra. Alejandra Apablaza, secretaria del Área de Control de la Contaminación Atmosférica.

..//

# Antecedentes para apoyar la formulación de la norma de emisión para termoeléctricas

martes 26 de agosto de 9:00 a 13:00 hrs.  
Lugar: Moneda 921, sala 202 (en CORFO)  
Por video conferencia con Antofagasta y Concepción

## Objetivo del seminario:

Dar a conocer fundamentos y aspectos del proceso normativo, como por ejemplo: contaminantes a normar, experiencia internacional y enfoques regulatorios, estado del arte de tecnología de abatimiento en Chile.

## A quien esta dirigido:

Integrantes de los comités operativo y ampliado del proceso de elaboración de la norma y de otros procesos e instrumentos de gestión ambiental que se están formulando, como el Plan de Tocopilla y el Plan de Prevención Concepción Metropolitano. También está dirigido a académicos e interesados en materia de regulación ambiental y generación térmica.

## Programa:

<b>Introducción: contaminantes a regular, enfoque regulatorio y experiencia internacional</b> 20' exposición-10' preguntas	
9:00-9:30	Palabras de Inicio. Resumen a la fecha en la formulación de la norma. Sr. Hans Willumsen, Jefe Dpto. Control de la Contaminación, CONAMA.
9:30-10:00	Contaminantes a regular de acuerdo al objetivo de protección. Sr. Walter Folch, Representante del Ministerio de Salud.
10:00-10:30	Enfoque normativo y experiencia regulatoria a nivel internacional Sr. Luis Castro, Jefe de Proyecto Consultora Ecofysvalgesta
<b>Perspectivas de la oferta de combustibles derivados del petróleo</b> 30' exposición - 10' preguntas	
10:30-11:10	Sr. Gabriel Bauza, Jefe de Análisis Comercial de ENAP
<b>Estado del arte en tecnología de abatimiento disponibles en Chile</b> 30' exposición - 10' preguntas	
11:10-11:50	Sr. Pablo Astudillo, Gerente Tecnologías de Control Medioambiental. ALSTOM.
11:50-12:30	Sr. Tomas Nava, Dpto. Power Generation. SIEMENS S.A.
12:30-13:00	<b>Comentarios finales de los asistentes y cierre</b>

Las exposiciones estarán disponibles desde el día miércoles 27 en el sitio <http://pvc.conama.cl/>.

## Organiza:

- Dpto. Control de la Contaminación. CONAMA
- Dpto. Educación Ambiental y Participación Ciudadana. CONAMA

..//

N°	NOMBRE
1.	Chouelie
2.	Jacqueline mo
3.	PABLO ASTU
4.	BERTY LUKE
5.	FELIPE HERNAN
6.	ITALO CUM
7.	LUIS CASTRO

N°	NOMBRE	INSTITUCION	FONO	E-MAIL
8.	Pedro Bardeni	AES GENEZ	6979319	Pedro.BARDESSI@AES.COM
9.	Miguel Escobar	Corporación Paguara Verde	09-6791129	meseobar7@hotmail.com
10.	J. MAYANO J.	CEESA	51-539577	Juanos Paguara@ceesa.cl
11.	Miguel Amantea J.	INDESA	41-3171850	maja@indesa.cl
12.	HUGO FÉLIX GUZMÁN	ENDESA	9.695.065-6	HFG@ENDESA.CL
13.	Vicente Seglietto S.	Emergió Verde S.A.	7.695.480-1	vseglietto@aes.com
14.	Alvaro Bernal	Alstom	2 2908505	alvaro.bernal@power.alstom.com
15.	CRISTIAN VILLALBA	CONAMA mapocho	81013952	avillalba@conama.cl
16.	Kurt Homm J.	Ecofy Valparaíso	94497448	k.homm@ecofyvalparaiso.com
17.	ROBERTO LEIVA ILLANES	UNIVERSIDAD TÉCNICA FERRELLER SANTA MARÍA	09-2897584	roberto.leiva@usm.cl
18.	SANDRO ARANEDA R.	CONAMA VALPO.		
19.	Hermann Balde	GISMA	7 8383804	irnr@yahoo.es
20.	Jaroslav Alday	Jaime Illanes & Asoc. Consultores S.A	02-2641325	m-alday@jaimellanes.cl



N°	NOMBRE	INSTITUCION	FONO	E-MAIL
21.	Jenny Tapia	CONAMA Ambol		
22.	Sixto Fraile S.	Sociedad Electrica South	6004760	sixto.fraile@AES.com
23.	Juan C. Acevedo	SOLVEDAS ELECTRONICA SANTURDEO S.A.	6804855	juan.carlos.acevedo@aes.com
24.	BERNHARD STORH	IMPRESAS COPEC S.A.	4617021	bernhard.storh@empnascopes.cl
25.	Cecilia Fernaldy	AMBIBOSIS S.A.	054797715	cecilia.fernaldy@ambibosis.cl
26.	Olga Copurujn y	SAC	345-1535	olga.copurujn@sagob.cl
27.	Gonzalo Alvarez	Gisma Consultores	3357651	gonzalo@gisma.cl
28.	Arturo CARRERO	FUNDACION PERUANA	7583378	arturo@comail.com
29.	Daniela Carimangué	Conama.	2411829,	dcarimangué@conama.cl
30.	Pablo Huelajo M	Serpacom S.A	3526428	pablohuelajo@serpacom.cl
31.	Luz Eliana Alvarez	SEREMI	3992562	lalvarez@asrmi.cl
32.	Alfonso VIAL	GESTION AMBIENTAL CONSULTORES	81743808	<del>ALFONSO VIAL</del> AVIAL@GAC-CL
33.	Juan C Olmedo	AES Ogmen SA	6868844	JCOLMEDO@AES.COM

N°	NOMBRE	INSTITUCION	FONO	E-MAIL
34.	Juán Zuñiga	Energía Verde SA	041-2401900	juanzuñiga@aes.com
35.	FEDRIGO QUINTEROS	AES GENERAL S.A.	6868585	rodrigo.quinteros@aes.com
36.	TOMÁS NAJA	SIEMENS	4771000	tomás.naja@siemens.com
37.	Javier delatorre	CONAMA	55-268200	pdelatorre@conama.cl
38.	Carlos Drake	CONAMA II	55-268200	carolodra@conama.cl
39.	CAROLINA GÓMEZ A	CNE	3656876	cgomez@cne.cl
40.	HERNAN CONTRERAS C	CNE	3656876	hcontreras@cne.cl
41.	MARCO ENRIQUE	U. de la Desamoblado	2112189	MarcoEnrique.H. @UdeLd.cl
42.	Jimena Silva	Conama	2405787	jsilva@conama.cl
43.	SORGE HALABI	UST - U. DE CONCEPCIÓN	4150998	SHALABI@UST.CL
44.	Andrés Jedryne	CONAMA	2405685	andresjedryne@conama.cl
45.	Andrés Cabello	AES GENERAL	5979300	andres.cabello@aes.com
46.	JUAN ESCUDEDO	MINISTERIO ECONOMÍA		

N°	NOMBRE	INSTITUCION	FONO	E-MAIL
47.	Paola Vasconi	Fundación Terram	2694499	puasconi@terram.cl
48.	YANMSONO	CNE.	3656882	YSONO@CNE.cl
49.	Roxana Sanguinetti	CONAMA	241805	rsanguinetti@conama.cl
50.	GABRIEL BAUZA	ENAP	2803656	GBAUZA@ENAP.CL
51.	Carolina Soler	ARAUJO	4617266	carolina.soler@araujo.cl
52.				
53.				
54.				
55.				
56.				
57.				
58.				
59.				

## Temario:

- Justificación
- Marco legal de normas de emisión
- Integrantes del comité operativo y ampliado
- Antecedentes disponibles
- Contenidos del anteproyecto a la fecha

## Avances en la formulación de la Norma de Emisión para Termoeléctricas

Hans Willumsen  
Jefe Departamento Control de la Contaminación  
Conama Dirección Ejecutiva

Santiago, 26 de agosto de 2008



### Justificación (1 de 3)

Mandato para regular esta actividad emisora del Consejo Directivo de Ministros de CONAMA de 1999, ratificado el 2006.

**26.mar.1999 - 4º Programa Priorizado de Normas**

Se instruye a CONAMA dictar una norma de emisión para la quema de combustibles sólidos en centrales termoeléctricas e industrias afines. Proceso queda stand-by por falta de antecedentes.

**25.may. 2006**

Se instruye dar inicio al proceso de elaboración de la norma de emisión para termoeléctricas, independientemente del combustible utilizado.

**14. ago.2006**

Inicio formal a la formulación de la norma  
Res. Exenta N°1690/2006

### Justificación (2 de 3)

El desarrollo energético del país debe tender a ser compatible con el medio ambiente.

- ✓ Impulsaremos un Plan de Seguridad Energética (PSE), que incluirá la evaluación de sus consecuencias ambientales.
- ✓ Velaremos porque nuevas centrales termoeléctricas a carbón adopten los últimos avances tecnológicos, de modo de prevenir impactos nocivos en el medio ambiente.
- ✓ Exploraremos la conveniencia de sumar organismos que pueden contribuir a la provisión de garantías o financiamiento de los proyectos – tales como el BID y el Banco Mundial– o proveer apoyo técnico y político a la iniciativa.
- ✓ Agilizaremos la labor de Conama para realizar las evaluaciones de los EIA, sin por ello disminuir las exigencias de cumplimiento de las normativas ambientales.

Tomado de la Agenda de Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, pagina 56 y 57, al referirse al Plan de Seguridad Energética en el largo y corto plazo.

### Justificación (3 de 3)

Año 2007. Chile invitado a ser parte de la OCDE.  
Resultados de la evaluación medioambiental del País indican que:

Subsisten importantes desafíos en la gestión ambiental y en la integración de las consideraciones ambientales en las políticas públicas.

Se recomienda:

✓ Avanzar en Planes de Descontaminación, como instrumentos eficientes para recuperar la calidad del aire de un lugar.

✓ Avanzar en el desarrollo de normas de emisión, como instrumentos costo-efectivos, que converjan a los estándares ambientales de los países miembros de la OCDE.

### Marco Legal Norma de Emisión (1 de 3)

- Definición Norma de Emisión:  
establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora (art. 2° Ley 19.300)
- Se establecen mediante decreto supremo, el que señalará su ámbito territorial de aplicación (art. 40 Ley 19.300)

## Marco Legal Norma de Emisión (2 de 3)

- Podrán utilizarse como instrumento de prevención de la contaminación o de sus efectos, o como instrumento de gestión ambiental insertas en un Plan de descontaminación o prevención (art.33, Reglamento D.S. N° 93/95)
- Planes en elaboración que regularán termoeléctricas:
  - Plan de Tocopilla
  - Plan del Concepción Metropolitano

## Alcances de una norma de emisión como instrumento de prevención

### Objetivo de la Prevención

fijar un valor mínimo posible de acuerdo a la factibilidad técnica y económica, independientemente de la situación de calidad del aire

## Alcances de una norma de emisión como instrumento de prevención

### Ventajas:

- ✓ Prevenir impactos locales: evitar daños a la salud y a los recursos naturales.
- ✓ Poner en condiciones de equidad a las fuentes emisoras.
- ✓ Permitir un mayor desarrollo económico, al exigir que las fuentes minimicen sus emisiones, aumenta el espacio para el ingreso de fuentes nuevas.
- ✓ Incentivar la producción limpia y la eficiencia, ya que se impulsan mejoras en los procesos y selección de materias primas.
- ✓ La experiencia internacional indica que los contaminantes peligrosos se regulan sólo limitando las emisiones.

## Contenidos de una norma de Emisión

- Fundamentos y definiciones
- Objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma
- Contaminantes y sus valores de emisión como límites máximos permitidos medidos en el efluente
- Ámbito territorial de su aplicación
- Tipos de fuentes reguladas
- Metodologías de medición y control
- Fiscalizadores
- Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma.



### Marco Legal Normas de Emisión (3 de 3)

Corresponde a la CONAMA:

- Proponer, facilitar y coordinar la dictación de las normas de emisión, para lo cual deberá sujetarse a las etapas señaladas en el Reglamento N°93/95.
- Toda norma de emisión será revisada a lo menos cada 5 años (art. 36 del Reglamento)

Corresponde a la CONAMA:

- El Director Ejecutivo podrá, previa aprobación del Consejo Directivo, crear **comités operativos** con representantes de los ministerios y organismos competentes del Estado, quienes tendrán la función de formular la norma.
- De igual forma se podrá crear **comités ampliados** con participación de personas naturales y jurídicas ajenas a la administración del Estado.

## Comité Operativo

- Ministerio de Salud
- Ministerio de Agricultura
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- Comisión Nacional de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Ministerio de Minería y Energía
- Comisión Chilena del Cobre
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- CONAMA:
  - ✓ Dpto. Control de la Contaminación (rol técnico y coordinador)
  - ✓ División de Jurídica
  - ✓ Educación y Participación Ciudadana
  - ✓ Evaluación y Seguimiento Ambiental
  - ✓ CONAMA's Regionales II, VI, V, VIII y RM

## Comité Ampliado (1 de 3)

### Sector a Regular

- |                            |                                    |
|----------------------------|------------------------------------|
| • AES GENER S.A.           | • Sociedad Eléctrica Santiago S.A. |
| • Arauco Generación        | • Sociedad Generadora Austral S.A. |
| • Cía. San Isidro S.A.     | • EDELNOR S.A.                     |
| • COLBUN S.A.              | • ELECTROANDINA S.A.               |
| • ENDESA S.A.              | • GAS ATACAMA CHILE S.A.           |
| • GUACOLDA S.A.            | • NORGENER S.A.                    |
| • CENELCA S.A.             | • EDELAYSEN S.A.                   |
| • PETROPOWER Energía LTDA. | • EDELMAG S.A.                     |

## Comité Ampliado (2 de 3)

### Asociaciones gremiales, Colegios y sector académico

- Escuela de Salud Pública. División Epidemiología. Universidad de Chile.
- Colegio de Ingenieros de Chile A.G.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN).
- Corporación para el Desarrollo Sustentable
- Instituto Nacional Investigación Agronómica.
- Sociedad Nacional de Agricultores (SNA).
- Asociación de Exportadores de Fruta (ASOEX).
- Viñas de Chile.
- Colegio Medico de Chile A.G.
- CENMA

## Comité Ampliado (3 de 3)

### Organizaciones No Gubernamentales

- Programa Chile Sustentable.
- Fundación Terram.
- Instituto de Ecología Política
- Ciudad Viva
- Agrupación Defendamos la Ciudad.
- Comité Nacional Pro Defensa de la Flora y Fauna - CODEFF
- Comisión del Medio Ambiente, Asociación de Municipalidades
- Consejo Ecológico Defensa del Medio Ambiente.
- ECOSISTEMA.

### **Estudios disponibles a la fecha en el Expediente Público (1 de 3)**

1. Propuesta de implementación de normas atmosféricas para fuentes fijas a nivel nacional y recopilación de información de soporte económico para la dictación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas.  
Desarrollado por Ambar para la CONAMA, 2001.
2. Apoyo a la implementación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas.  
Desarrollado por GAMMA para la CNE, 2007.

### **Estudios disponibles a la fecha en el Expediente Público (2 de 3)**

3. Análisis de Normas de emisión para centrales termoeléctricas a nivel internacional y propuesta para Chile.  
Desarrollado por Gestión Ambiental consultores para Gas Atacama, 2006.
4. Concentración de Níquel (Ni) y Vanadio (V) en material particulado respirable (MP10) en las ciudades de Tocopilla, Mejillones y Huasco.  
Desarrollado por Escuela de Salud Pública U. de Chile para la Corporación de Desarrollo Sustentable, 2006.

**Estudios disponibles a la fecha en el  
Expediente Público (3 de 3)**

5. Antecedentes para una norma para calderas.  
Desarrollado por Ambiosis para CONAMA, 2008.

**En ejecución:**

6. Análisis Técnico Económico de la aplicación de  
una norma de emisión para termoeléctricas.  
Contratado a través de convenio CNE-CONAMA a  
la consultora ECOFYSVALGESTA.

Costo: \$25 Millones

Duración del Estudio: 5 meses

Entrega informe final: fines de diciembre

**Contenidos  
del anteproyecto  
- a la fecha agosto 2008 -**

## Contaminantes a regular (1 de 2)

En todos los estudios nacionales:

- ✓ Se ha realizado una revisión y análisis de los fundamentos de la normativa extranjera.
- ✓ Se ha descrito el impacto de los contaminantes a regular.

En el estudio en ejecución:

- ✓ Se está realizando un análisis de sensibilidad y analizando el impacto económico y social que tendrá la futura norma.

Los criterios para seleccionar los contaminantes a regular son:

- ✓ Magnitud de las emisiones.
- ✓ Impacto de dichas emisiones sobre población o recurso a proteger.
- ✓ Peligrosidad de las emisiones.

## Contaminantes a regular (2 de 2)

- **Óxidos de Nitrógeno (NOx)**

- **Óxidos de Azufre (SOx)**

- **Material Particulado**

- **Metales pesados:**

- Mercurio

En estudio:

- Vanadio, Níquel, Cadmio y Cromo

## Tipos de fuentes a regular

Unidades de generación y co-generación eléctrica

### Turbinas a Vapor

Calderas con:

- quemador de lecho fluidizado que quema petcoque
- parrillas móviles alimentadas con carbón
- quemadores de petróleo
- quemadores de carbón pulverizado

### Turbinas de Gas

que usan petróleo diesel, gas natural o Fuel Oil

### Centrales de Ciclo Combinado de Gas Natural

## Valores límites de emisión y en evaluación en el estudio de análisis económico y social

- Se ha revisado tecnología disponible a nivel local
- Se ha revisado información del SEIA, de unidades que han reducido sus emisiones: Ejemplo Bocamina.

Bocamina (Fuente: EIA, CONAMA BioBío)

### Unidad 1 (existente de los '70)

MP = 30 -70 mg/m<sup>3</sup>. filtro de manga

### Unidad 2 (entra en operación el 2010)

MP = 50 mg/m<sup>3</sup>. filtro de manga

NO<sub>x</sub> = 780 mg/m<sup>3</sup>. Low Nox.

SO<sub>2</sub> = 275 mg/m<sup>3</sup>. Desulfurizador.

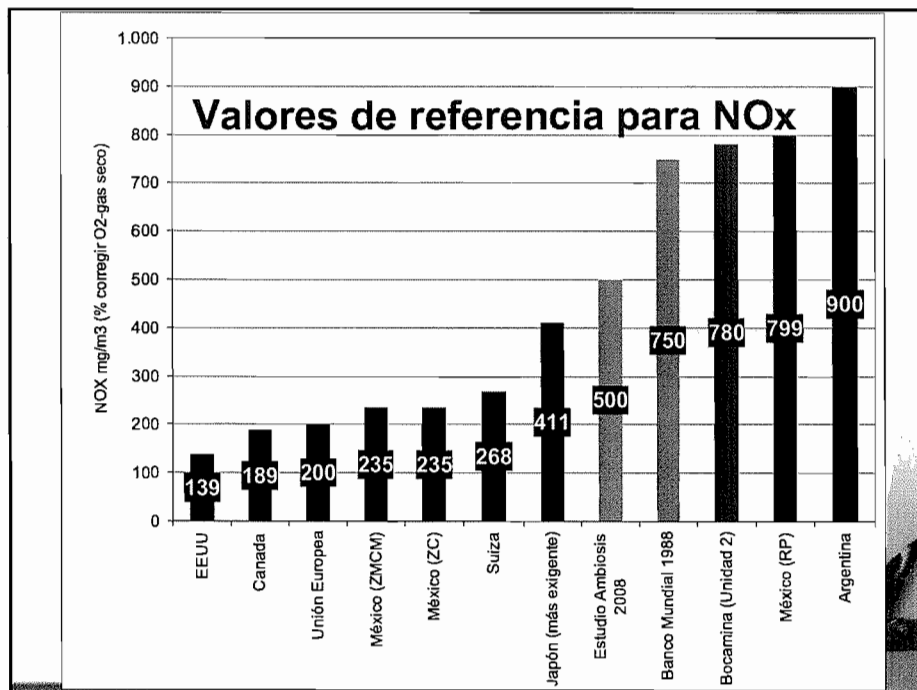
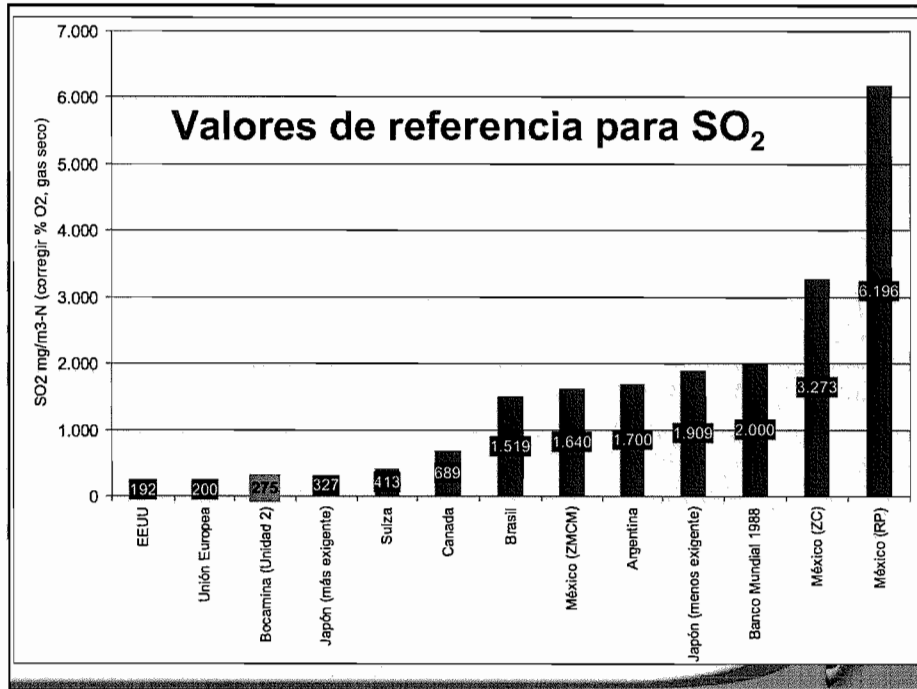
### Resultados Estudio Ambiosis, 2008

MP = 50 mg/m<sup>3</sup>

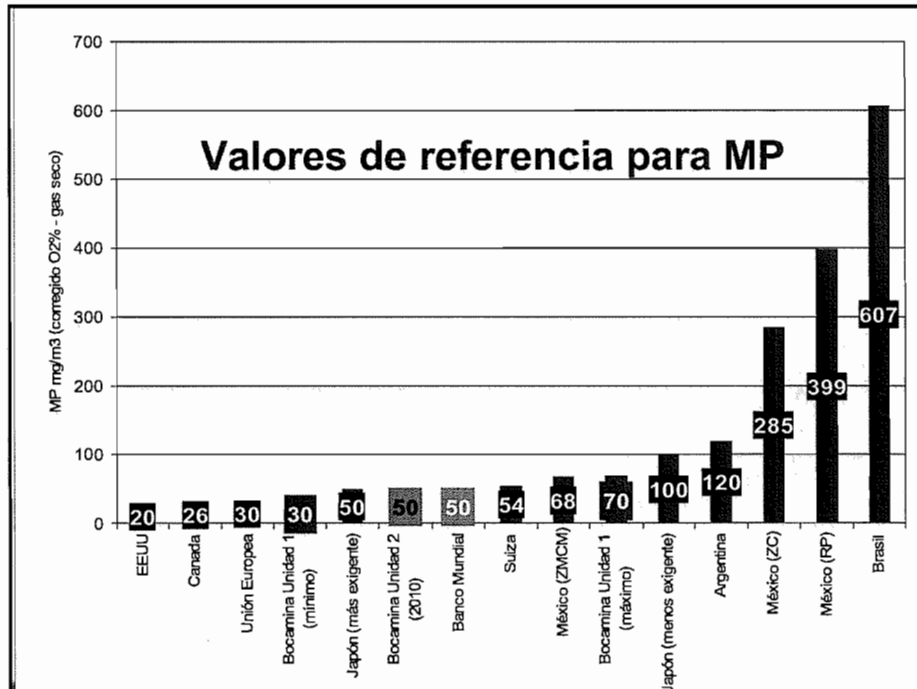
NO<sub>x</sub> = 500 mg/m<sup>3</sup>

SO<sub>2</sub> = 200 mg/m<sup>3</sup>

\* Los valores se presentan corregidos por O<sub>2</sub>, gas seco







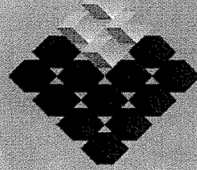
### Metodologías de medición y control

- Medición continua de material particulado y gases
- Periodicidad: mensual

### Aplicación Territorial

- Aplica para todo el país
- **Próximos pasos :**  
Anteproyecto en noviembre  
Análisis económico y social de la norma





GOBIERNO DE CHILE  
MINISTERIO DE SALUD

Walter Folch, MINSAL

## Aspectos Sanitarios de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

1

### Contaminantes de interés Sanitario



- Los contaminantes de interés sanitario estarán definidos por los combustibles utilizados en las termoeléctricas, sin embargo, a priori se pueden señalar un grupo de ellos que son comunes en las emisiones provenientes de la combustión:

SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO, COV y MP

Considerando las características de los combustibles líquidos y sólidos, también son de interés el Ni, Cd, Cr, Hg y V, elementos identificados a nivel internacional con la termo-generación.



COMISIÓN DE  
PREVENCIÓN

## Protección de la Salud



- La protección que se debe garantizar a la población, en lo referente, a las emisiones de contaminantes atmosféricos provenientes de las termoeléctricas, debe ser aquella que garantice la menor exposición cuando se trata de contaminantes que no cuentan con normas primarias de calidad.
- Es importante señalar que no existe una definición en términos de valor del riesgo aceptable para estos casos.



## Protección de la Salud



- Los contaminantes emitidos en forma de material particulado pueden ser elementos o sustancias de reconocido efecto tóxico, agudo o crónico, en la salud de las personas. A modo de ejemplo el Ni, Cr y Cd son clasificados por la Agencia Internacional para la Investigación en Cáncer IARC, como cancerígenos en humanos. En cambio el Mercurio es un neurotóxico.



## Protección de la Salud



- La Directiva 2004/107/EC del Parlamento y del Consejo Europeo (15 Diciembre de 2004), estableció valores objetivos para concentraciones ambientales para los contaminantes Arsénico, Cadmio, Mercurio, Níquel y Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos. Los valores objetivo no se constituyen en guías de calidad del aire, sino en valores que pretenden reducir los efectos dañinos para la salud y el medioambiente.

Contaminante	Valor Objetivo
Arsénico	6 ng/m <sup>3</sup>
Cadmio	5 ng/m <sup>3</sup>
Níquel	20 ng/m <sup>3</sup>
Benzo $\alpha$ pireno	1 ng/m <sup>3</sup>



## Ejemplos

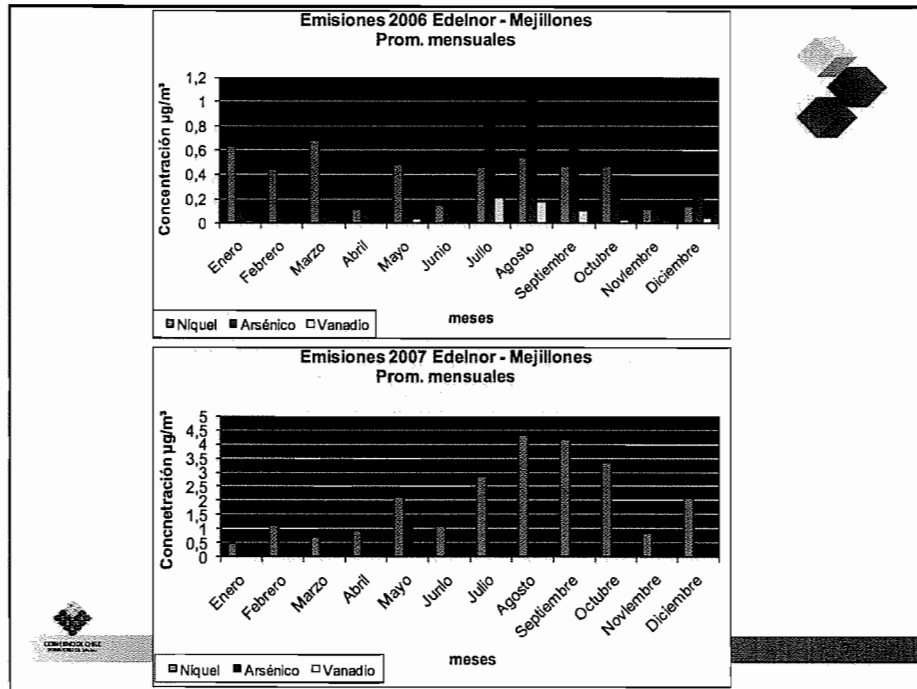


### Emisiones de Edelnor. Mejillones

Fecha	Emisión Ni mg/m <sup>3</sup>	Emisión As mg/m <sup>3</sup>	Emisión V mg/m <sup>3</sup>
07-01-2002	0,01545	0,00002	0,00502
08-01-2002	0,01544	0,00002	0,00508
09-01-2002	0,03008	0,00004	0,01198
11-01-2002	0,02954	0,00004	0,01113
12-01-2002	0,02999	0,00004	0,01181
13-01-2002	0,01600	0,00003	0,00303



Valor máximo permitido para Ni + As 0.5 mg/m<sup>3</sup>



## Fiscalización

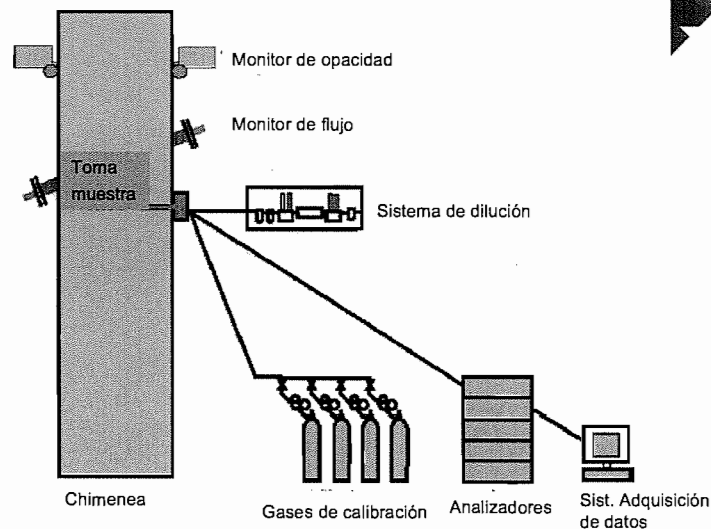
- La fiscalización debe realizarse a través del seguimiento permanente de los medios de verificación que estipule la norma.
- La norma debería establecer el monitoreo continuo en chimenea de gases y material particulado.
- La norma debería establecer claramente los criterios de cumplimiento de la norma; principios de medición, equipos aprobados para medir, métodos de análisis de laboratorio aceptados, laboratorios acreditados etc.

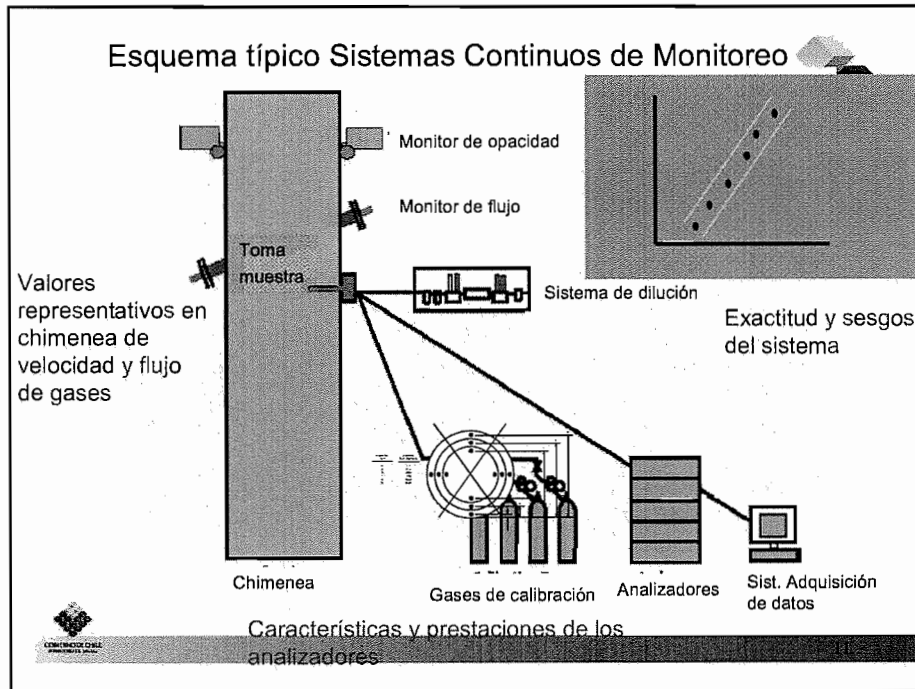
- El sector salud está elaborando un borrador de Norma General Técnica, que establezca los criterios y requerimientos mínimos para aprobar un Sistema Continuo de Monitoreo
- Para efectos de comprobar el cumplimiento respecto de un límite de emisión, el SCM debe entregar valores que se aproximen lo suficiente a los valores medidos con métodos de referencia.
- Hoy en día es muy común la medición en forma continua de los siguientes parámetros y/o sustancias.

Material Particulado (Opacidad), SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, O<sub>2</sub>, COV, Flujo, HCl, NH<sub>3</sub>, COT



Esquema típico Sistemas Continuos de Monitoreo





Para la representatividad de las mediciones de velocidad y flujo de gases se plantea como exactitud relativa ER, un máximo de 15%

Para los valores de emisión entregados por el SCM, se plantea que la exactitud relativa debe estar entre el 10% y el 15%

La exactitud relativa se obtiene a partir de los valores medidos en forma continua y los valores medidos por un método de referencia, de acuerdo a la siguiente formula:

$$ER = \frac{|\bar{d}| + |cc|}{PM} * 100$$

Don :  $\bar{d}$  es el promedio de la diferencia entre el método de referencia (PM) y el valor dado por SCM  
 $|cc|$  es el coeficiente de confiabilidad  
 $PM$  es el promedio aritmético de los valores del método de referencia



# “Enfoques Normativos y Experiencia Regulatoria a Nivel Internacional”

**EcofysValgesta S.A.**

NUESTRA MISION: ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS

### Aspectos Regulatorios Asociados a la Elaboración de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas

#### Objetivos de Protección:

1. Calidad Ambiental: Establece límites de emisión considerando exclusivamente variables ambientales.
2. Preventivo: Establece límites de emisión considerando variables técnicas y económicas (análisis costo/beneficio).
3. Mixto: Establece límites de emisión considerando variables técnicas, económicas y ambientales.

NUESTRA MISION: ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS

Contaminantes a Regular:

1. Generales: Contaminantes de regulación base establecidos por la Organización Mundial de la Salud y el Banco Mundial (PM, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>).
2. Particulares: Contaminantes de regulación específica establecidos por la Resolución de Calificación Ambiental para cada proyecto en particular (Hg, As, Ni, V, NH<sub>3</sub>, CO, COV, Dioxinas y Furanos).

Fuentes a Normar (Central/Unidad):

1. Antigüedad: Se refiere al año de puesta en marcha de la unidad.
2. Tamaño: Se refiere a la potencia de la unidad generadora expresada en MW.
3. Combustible: Se refiere al tipo de combustible utilizado por la fuente, pudiendo ser del tipo sólido, líquido o gaseoso.
4. Tecnología: Se refiere a la tecnología de operación implementada por la fuente, pudiendo ser turbina a vapor, turbina a gas, ciclo combinado o motor de combustión interna.

Aplicabilidad Territorial:

1. Nacional: Aplicación indistinta en todo el territorio nacional.
2. Local: Aplicación diferenciada por área, utilizando criterios ambientales, demográficos, socioeconómicos, entre otros.

Unidades de Expresión:

1. Concentración / Volumen: Expresada en  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  ó  $\text{ng}/\text{m}^3\text{N}$ .
2. Concentración / Potencia: Expresada en  $\text{mg}/\text{KW}$ .
3. Carga / Input de Combustible: Expresada en  $\text{g}/\text{J}$  ó  $\text{lb}/\text{Mmbtu}$ .
4. Carga / Unidad de Tiempo: Expresada en  $\text{kg}/\text{hora}$  ó  $\text{ton}/\text{año}$ .
5. Porcentaje de Abatimiento: Reducción de emisiones alcanzable con la mejor tecnología de control disponible en el mercado y factible técnica y económicamente de implementar.

Periodicidad:

1. Horaria: Promedio (simple o móvil) de 60 minutos.
2. Diaria: Promedio (simple o móvil) de 24 horas.
3. Mensual: Promedio (simple o móvil) de 30 días.
4. Anual: Promedio (simple o móvil) de 12 meses

Metodología de Medición:

1. Continua: Método de medición en tiempo real. Se realiza a través de equipos fijos que permiten medir uno o varios contaminantes en la chimenea.
2. Discreta: Método de medición en un tiempo determinado. Se realiza a través de equipos móviles que permiten medir uno o varios contaminantes en la chimenea.

**Regulación Aplicable a la Actividad Termoeléctrica en Europa**Alemania:

- Norma contaminantes generales y particulares.
- Regula las emisiones de plantas de combustión nuevas y existentes, para todos los tamaños, combustibles y tecnologías de operación.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Método de medición determinado por contaminante y por tamaño de la unidad generadora.

España:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de instalaciones de combustión nuevas y existentes mayores a 50 MW, utilizando combustibles fósiles sólidos, líquidos y gaseosos en turbinas a vapor, turbinas a gas y ciclos combinados.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Método de medición determinado por contaminante y por tamaño de la unidad generadora.

Reino de los Países Bajos:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de plantas de combustión nuevas y existentes, para todos los tamaños, combustibles y tecnologías de operación.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Método de medición determinado por contaminante, tamaño, tecnología y combustible de la unidad generadora.

Confederación Suiza:

- Norma contaminantes generales y particulares.
- Regula las emisiones de instalaciones de combustión nuevas y existentes mayores a 0.5 MW, para todos los combustibles y tecnologías de operación.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad horaria.
- Método de medición determinado por contaminante, tecnología y combustible de la unidad generadora.

Comunidad Europea:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de instalaciones de combustión nuevas y existentes mayores a 50 MW, utilizando combustibles fósiles sólidos, líquidos y gaseosos en turbinas a vapor, turbinas a gas y ciclos combinados.
- Aplicable en los países de la Comunidad Europea que ratifiquen la norma.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Método de medición determinado por contaminante y por tamaño de la unidad generadora.

Resume Países de Europa:

- Se norman principalmente contaminantes generales, con excepción de Alemania y Suiza donde se incluye los contaminantes particulares.
- Regula las emisiones de instalaciones de combustión nuevas y existentes utilizando para todos los combustibles y tecnologías.
- Generalmente aplicable a nivel nacional
- En la mayoría de los casos se expresa en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Para todos los casos el método de medición es determinado por contaminante y por tamaño de la unidad generadora.

**Regulación Aplicable a la Actividad Termoeléctrica en Asia**Japón:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de fuentes fijas de combustión nuevas y existentes mayores a 50 MW, utilizando combustibles sólidos, líquidos y gaseosos en turbinas a vapor, turbinas a gas y motores de combustión interna.
- Aplicación diferenciada por área (Normales o Especiales, según su condición ambiental basal).
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad horaria.
- Método de medición determinado por contaminante y por combustible utilizado en la unidad generadora.

NUESTRA MISION: ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS

**Regulación Aplicable a la Actividad Termoeléctrica en Norteamérica**Confederación de Canadá:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de centrales termoeléctricas nuevas y existentes, para todos los tamaños y combustibles utilizados por las turbinas a vapor.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / potencia con periodicidad mensual.
- Método de medición determinado por contaminante y por combustible utilizado en la unidad generadora.

NUESTRA MISION: ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS



Estados Unidos de Norteamérica:

- Norma contaminantes generales y particulares.
- Regula las emisiones de centrales termoeléctricas nuevas y existentes, diferenciada por tamaño para turbinas a vapor y ciclos combinados (> 73 MW) y turbinas a gas (> 2.97 MW) sin distinguir por combustible utilizado.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en carga / input de combustible y en porcentaje de abatimiento con periodicidad mensual.
- Método de medición determinado por contaminante, por tecnología y por combustible utilizado en la unidad generadora.

Estado de California:

- Norma contaminantes generales y particulares.
- Regula las emisiones de centrales termoeléctricas nuevas y existentes para todos los tamaños, combustibles y tecnologías de operación.
- Aplicable en todos los distritos (Norma de Referencia).
- Norma expresada en carga / input de combustible y en concentración / potencia con periodicidad horaria.
- Método de medición determinado por contaminante, por tamaño y por tecnología implementada en la unidad generadora.

Estados Unidos Mexicanos:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de fuentes fijas de combustión fósil nuevas y existentes para todos los tamaños y combustibles utilizados por los equipos a combustión.
- Aplicación diferenciada por zona (Metropolitana, Crítica, Resto del País).
- Norma expresada en concentración / volumen y carga / input de combustible con periodicidad horaria.
- Método de medición determinado por contaminante y por combustible utilizado en la unidad generadora.

Resume Países de America:

- Se norman tanto contaminantes generales, como particulares.
- Regula las emisiones apuntando directamente al sector de generación termoeléctrica.
- Aplica tanto a nivel nacional como en los distritos identificados como críticos
- Se presenta en distintas unidades de expresión y distintas modalidades de periodicidad.
- Es importante indicar que California, Canada y Estados Unidos, utilizan el criterio de mejor tecnología de control disponible (BACT)

**Regulación Aplicable a la Actividad Termoeléctrica en Sudamérica**

República Federativa de Brasil:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de procesos de combustión externa nuevos, para todos los tamaños, tecnologías y combustibles utilizados.
- Aplicación diferenciada por área (Preservación, Calidad Primaria, Calidad Secundaria).
- Norma expresada en carga / input de combustible, sin mencionar periodicidad.
- No menciona método de medición.

República Argentina:

- Norma contaminantes generales.
- Regula las emisiones de centrales termoeléctricas nuevas y existentes para todos los tamaños y combustibles utilizados por turbinas a vapor, turbinas a gas y ciclos combinados.
- Aplicable en todo el territorio nacional.
- Norma expresada en concentración / volumen con periodicidad diaria.
- Método de medición determinado por contaminante, por tamaño, por tecnología y por combustible utilizado en la unidad generadora.

### Resume Países de America Latina:

- Se norman sólo los contaminantes generales.
- En este caso sólo Argentina apunta a regular el sector de generación termoeléctrica.
- Aplicabilidad a nivel nacional (Argentina), genera diferencias por área según calidad primaria y secundaria (Brasil)
- Existe una diferencia en las unidades de expresión utilizadas así como en la periodicidad.
- Método de medición determinado por contaminante, por tamaño, por tecnología y por combustible utilizado en la unidad generadora, de igual manera que en los Países de Europa.

Al momento de implementar la norma algunas de las consideraciones son:

- Considerar el actual parque de generación térmica
- Considerar las tecnologías disponibles así como las capacidades técnicas a nivel nacional
- Tipología de despacho (criterio económico) del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y del Sistema Interconectado Central (SIC)
- Políticas de despacho impuestas por los CDEC's

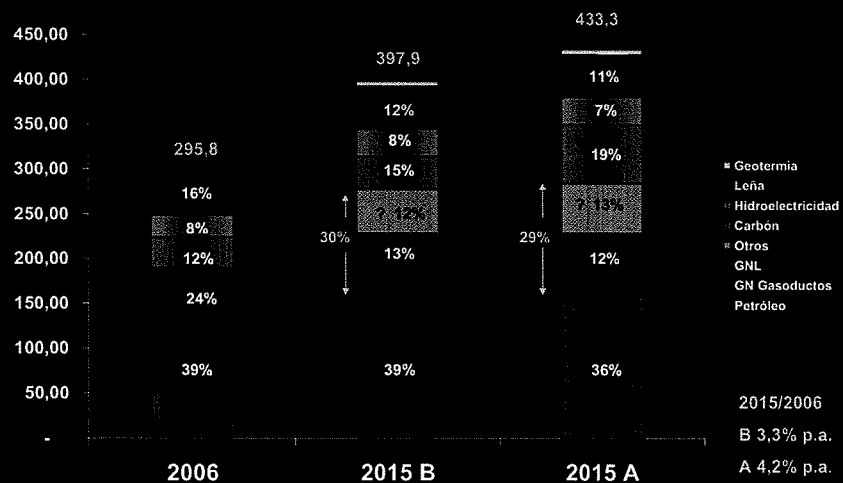
# Perspectivas de la oferta de combustibles derivados del petróleo

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

Gabriel Bauzá

Santiago, 26 de agosto de 2008.

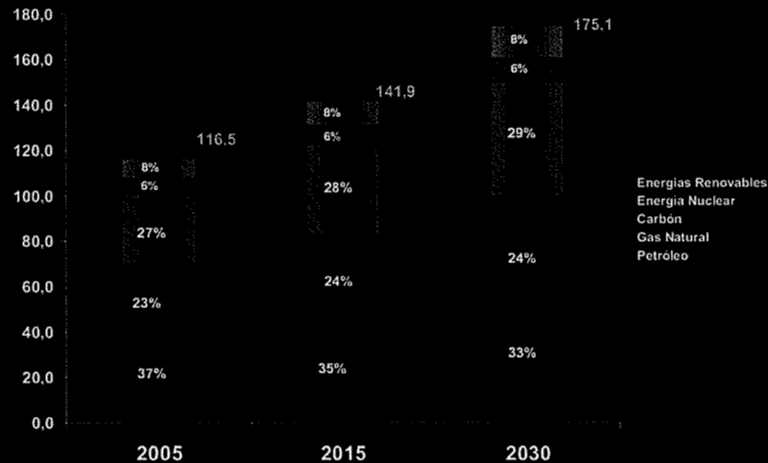
## Consumo de Energía Primaria en Chile 2006-2015 (Miles Teracalorías)



Fuente: 2006 CNE; proyecciones, elaboración propia.

## El mundo aumentará también su consumo de combustibles fósiles

Consumo Mundial de Energía Primaria 2005-2030 (Millones Teracalorías)

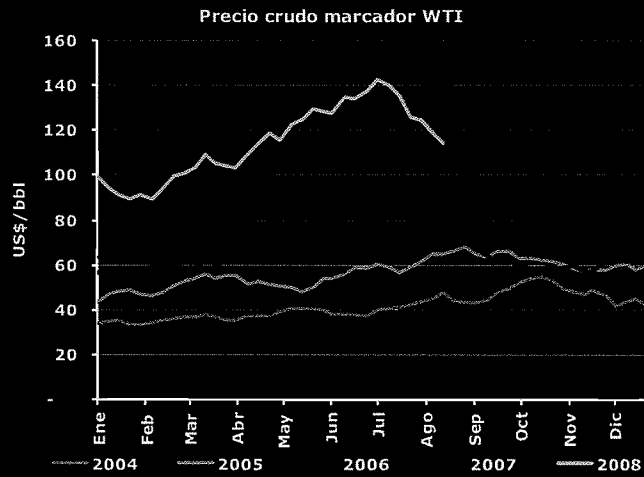


Fuente: US Department of Energy, *International Energy Outlook 2008*

## ¿Habrá suficiente petróleo y gas disponible?

- El consumo mundial de energía crecerá 2,0% por año (p.a.) de 2005 a 2015; y 2,1% p.a. de 2015 a 2030.
- En el caso del petróleo, el consumo subirá de 85,7 Millones b/d en 2005 a 98,4 Millones b/d en 2015 (+ 0,9% p.a.) y a 116,0 Millones b/d en 2030 (+ 1,7% p.a.).
- En el caso del gas, el consumo subirá de 8,237 Millones m3/d en 2005 a 10.309 Millones m3/d en 2015 (+ 2,3% p.a.) y a 12.632 Millones m3/d en 2030 (+ 2,1% p.a.).
- La pregunta es si tales aumentos de suministros estarán disponibles .

## Alto Precio del Petróleo no asegura futuros suministros

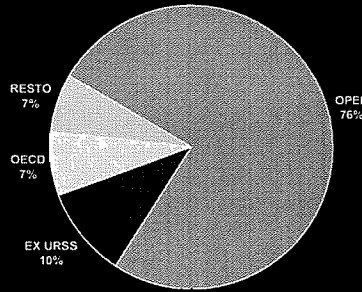


- 1 Los altos precios que vemos hoy se deben a la falta de inversión en capacidad de la década de los 1990s.
- 2 Pero, el alto precio no significa que contemos con el suministro en el futuro.

## Reservas muy concentradas en OPEP y Rusia

- 1 Falta de oportunidades de inversión fuera de la OPEP y Rusia para las compañías petroleras privadas.
- 2 Países OPEP (salvo Angola) limitan inversión a contratos de servicios.
- 3 Rusia limita la inversión extranjera y ha ido re-estatizando el sector petróleo y gas.
- 4 Tampoco hay gran interés en la OPEP y Rusia por desarrollar reservas, ya que ello sólo bajaría el precio: actual situación es muy cómoda.
- 5 Además, hoy existe necesidad de precios mínimos muy altos para mantener equilibrio fiscal en los países con mayores reservas como Arabia Saudita y Venezuela (Tabla a la derecha).

RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO 2007  
(1237, 9 MILES DE MILLONES DE BARRILES)



Fuente: BP Statistical Review 2008

USD/Bbl	2000	2007	2008	2009
Venezuela	34	91	94	97
Nigeria	32	63	68	71
Irán	18	49	55	58
Arabia Saudita	23	49	55	62
Kuwait	11	45	45	48
UAE	5	4	2	1
Argella	22	26	31	35
Qatar	18	11	4	8

## Mercado impulsado por diesel

- En los últimos años el *driver* del crecimiento ha sido el consumo de gasolina y, sobre todo, de diesel.
- El crecimiento de la demanda se ha concentrado en las economías emergentes del Asia (China, India y Medio Oriente).

### CONSUMO MUNDIAL DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO (MM b/d)

MUNDO	2004	2007	Variación
Destilados Livianos	25,7	26,6	0,9
Destilados Medios	29,0	30,8	1,8
Fuel Oil	10,0	9,7	-0,2
Otros	17,4	18,0	0,6
<b>TOTAL</b>	<b>82,1</b>	<b>85,2</b>	<b>3,1</b>

CHINA	2004	2007	Variación
Destilados Livianos	1,7	2,1	0,4
Destilados Medios	2,3	2,9	0,6
Fuel Oil	1,0	0,9	-0,1
Otros	1,9	2,0	0,2
<b>TOTAL</b>	<b>6,8</b>	<b>7,9</b>	<b>1,1</b>

Fuente: BP Statistical Review 2008

## Diesel

- El mayor crecimiento económico mundial ha disparado el consumo de diesel:
  - Incidencia del transporte carretero
  - Aumento de la flota de automóviles diesel a nivel mundial
  - Crisis eléctricas terminan siempre en generación con diesel (China, India, Sudamérica)
- El diesel se produce principalmente por destilación primaria en refinerías, pasando por plantas de hidrogenación para mejorar sus propiedades. Plantas de conversión (cokers) permiten aumentar producción de diesel.
- Problema: Falta de inversión en refinerías en los 90's implica que el diesel marginal debe producirse ahora en refinerías con poca capacidad de conversión (simples).
  - Refinerías simples: 1 bbl de diesel requiere refinar 4 barriles de petróleo
  - Refinerías complejas: 1 bbl de diesel requiere refinar sólo 2 barriles de petróleo
  - Efecto: gran demanda por petróleo.
  - Petróleo marginal proviene del Golfo Pérsico. Son crudos pesados y sulfurados (pobres en gasolina y diesel, y con altos niveles de azufre).
- Efecto: Tendencia a exceso de fuel oil con alto contenido de azufre



## Subsidios impiden racionamiento eficiente por precio

Esto implica que los precios deben subir más de lo necesario para frenar aumento de la demanda → Mayor encarecimiento del diesel en el mercado internacional.

**PRECIOS MINORISTA (RETAIL) EN REGIÓN ASIA-PACÍFICO**

	<i>Gasolina</i> Var.	<i>US\$/bbl</i> Nuevo Precio	<i>Diesel</i> Var.	<i>US\$/bbl</i> Nuevo Precio
India (4 junio)	11,0%	186,03	9,4%	128,79
Malasia (4 junio)	40,6%	131,80	63,3%	125,94
Taiwán (fines de mayo)	13,0%	176,49	16,0%	166,16
Indonesia (fines de mayo)	33,3%	101,76	27,9%	93,81
Sri Lanka (fines de mayo)	30,8%	251,22	37,5%	162,18
China (20 junio)	16,0%	119,28	18,0%	124,74
Mercado Internacional (Singapur spot)		129,42		158,22
Chile (Santiago) 5 junio		210,73		216,66

Fuente: Argus, ENAP

## Diesel para Chile

La calidad del diesel chileno (grado B y grado A-1) no se encuentra en cualquier parte. Esto obliga a ENAP y otros importadores nacionales a buscar el diesel en muchos mercados para lograr el volumen necesario.



## Diesel para Chile



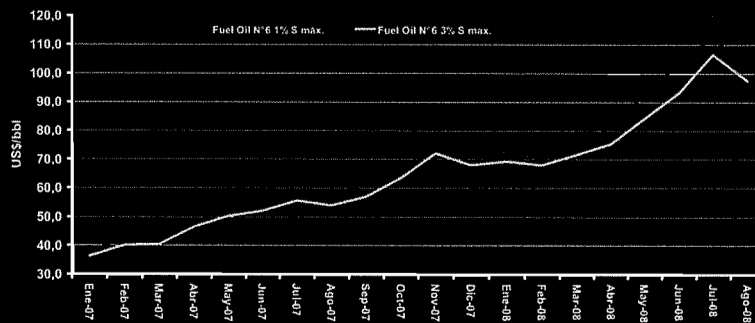
- 1 US Gulf: Diesel 15 ppm Azufre, pero bajo N° cetano (40 mín).
  - No hay descuento por mayor azufre (50 ppm, 350 ppm) y sí premio por alto N° cetano (48 y 50).
  - Competencia con exportaciones a Europa.
- 2 US West Coast: Diesel California, mercado más caro del mundo. Formulación vs. Especificaciones.
- 3 Asia: Sur Corea y Japón. Capacidad para producir diesel de muy bajo azufre y alto N° cetano pero, problemas con curva de destilación y gravedad específica mínima. Competencia con exportaciones para mercados US West Coast, China y Europa.
- 4 En Europa: Diesel alta calidad en algunas refinerías, pero son importadores netos:
  - Preem - Suecia
  - Petroplus, Shell, Total - Holanda
  - Neste - Finlandia
  - Conoco - Reino Unido.
  - ERG, Saras - Italia
  - Algunos proveedores rusos (Báltico y Mar Negro)

## Fuel Oil



- 1 Fuel Oil: se usa en China en grandes volúmenes para generar electricidad. También se usa en la Costa Atlántica de EE.UU. y Centroamérica variedades de fuel oil de muy bajo azufre para generación termoeléctrica.
- 2 Fuel Oil de alto azufre (3% +) está disponible pero el Fuel Oil de bajo azufre (1% o menos) que se usa en EE.UU. es más escaso (proviene de crudos "dulces") y tiene un sobreprecio.

PRECIO FUEL OIL MERCADO US GULF



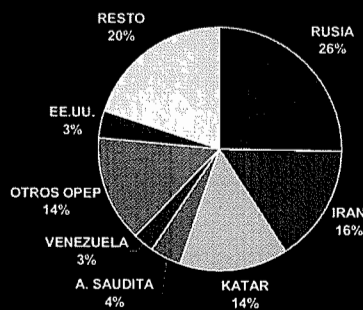
## GLP y GNL

- ⌘ EL GLP no es viable como combustible para generación termoeléctrica por la falta de infraestructura. Sólo como respaldo para consumo domiciliario (pequeño comparado con consumo termoelectrico en caso de caídas en el abastecimiento de gas natural (plantas de propano-aire)
- ⌘ GNL: sólo para distribución a termoeléctricas vía gasoductos, lo que limita el abastecimiento al norte (Proyecto de planta regasificadora Mejillones) y a la zona Santiago-Valparaíso planta regasificadora de GNL Quintero, en construcción).

## Gas Natural

- ⌘ En el caso del gas natural, no existe un mercado mundial propiamente tal.
- ⌘ El desarrollo del GNL tiende a crear un mercado mundial.
- ⌘ Tendencia reciente en precios de GNL es indexar contratos a precios del petróleo.
- ⌘ Reservas también muy concentradas en tres países, con 56% del total.
- ⌘ Tampoco hay gran apuro de desarrollar las reservas.

RESERVAS DE GAS NATURAL: 177,36 BILLONES m<sup>3</sup>



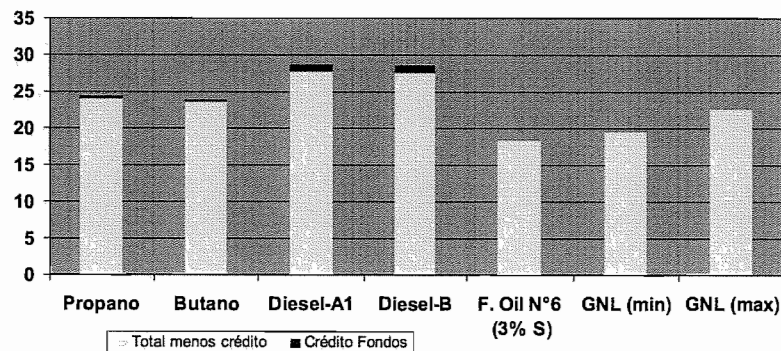
Fuente: BP Statistical Review 2008

1 Billón m<sup>3</sup> = 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>

## Precios en Chile

La fotografía a hoy de los precios de los distintos combustibles en Chile en refinería de ENAP en Concón (se compara con estimación de precios mínimo y máximo de GNL regasificado en Quintero).

Precios al 14 de agosto de 2008 (en US\$/MMbtu)



## Observaciones Finales

- En Chile, al igual que el resto del mundo, se continuará dependiendo en un porcentaje mayoritario de combustibles fósiles para generar energía.
- En los casos específicos del petróleo y gas natural, se prevé que los precios seguirán altos (según estándares históricos) dada la creciente dependencia en unos cuantos países exportadores de estos hidrocarburos. Y dados los pocos incentivos para un desarrollo acelerado de las reservas.
- En el caso del diesel, se requieren cuantiosas inversiones en refinerías para mejorar la tasa de conversión, no basta mayor producción de petróleo crudo. De otra manera, lo disponible se racionará por precio.
- El mundo crecientemente requiere diesel de más bajo azufre y esto conlleva la necesidad de disponer de fuentes de hidrógeno.
- En el caso del fuel oil N° 6, la oferta seguirá concentrada en calidades de alto contenido de azufre, por lo que se requerirá de inversiones para abatir emisiones, lo que puede ser más eficiente que tratar de abastecerse de calidades de bajo azufre.

TECNOLOGÍAS DISPONIBLES EN CHILE  
PARA LA GENERACION LIMPIA CON  
CARBON

26 / 08 / 08

POWER |

**ALSTOM**

El Grupo Alstom Dos actividades principales

Equipamiento & servicios para la generación de energía



Equipamiento & servicios para el transporte ferroviario



ALSTOM Chile 02 2008

POWER | **ALSTOM**

## Power Presente en todos los mercados

### Tecnologías adaptadas a todos los tipos de generación

Gas



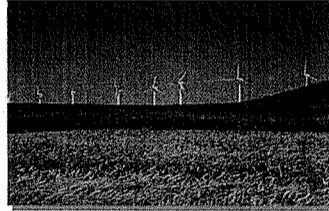
Carbón



Hidroeléctrica



Eólica



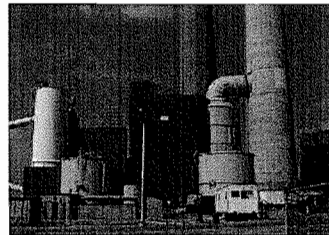
ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

## Sistemas de Control Ambiental

### Nuestra expertise

- Sistemas de control de la contaminación del aire, productos para generación de energía y aplicaciones industriales
- Un negocio conducido por el aumento de estrictas regulaciones ambientales
- Las actividades están en las plantas nuevas y en el *retrofit* de las existentes.



ALSTOM Chile © 2009.

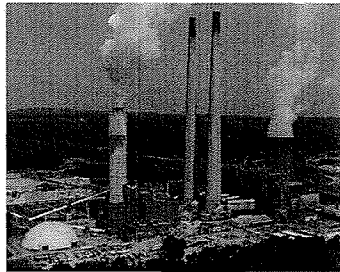
POWER | **ALSTOM**

## Base de Clientes de ALSTOM

### Contaminantes Controlados

- Óxidos de Azufre
- Óxidos de Nitrógeno
- Material Particulado
- Metales Pesados

Reliant Energy  
Conemaugh,  
Units 1 & 2 - 2 x 900 MW,  
WFGD



ALSTOM Chile © 2005.

### Sectores

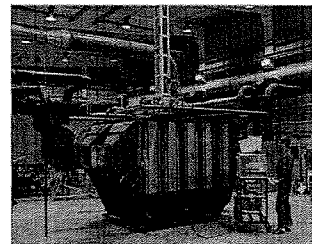
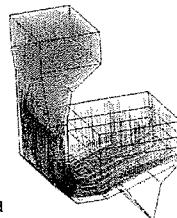
- Generación de Energía
- Petroquímica
- Aluminio
- Papel y Celulosa
- Metalúrgico
- Energía por Desechos
- Cemento
- Industria del Vidrio

POWER

**ALSTOM**

## Nuestras capacidades en Investigación y Desarrollo

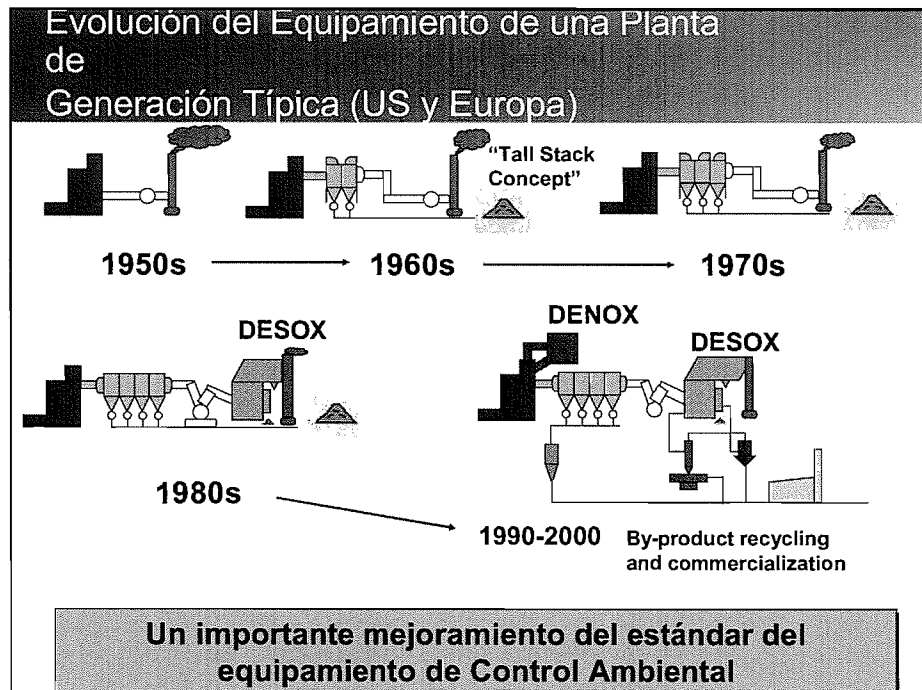
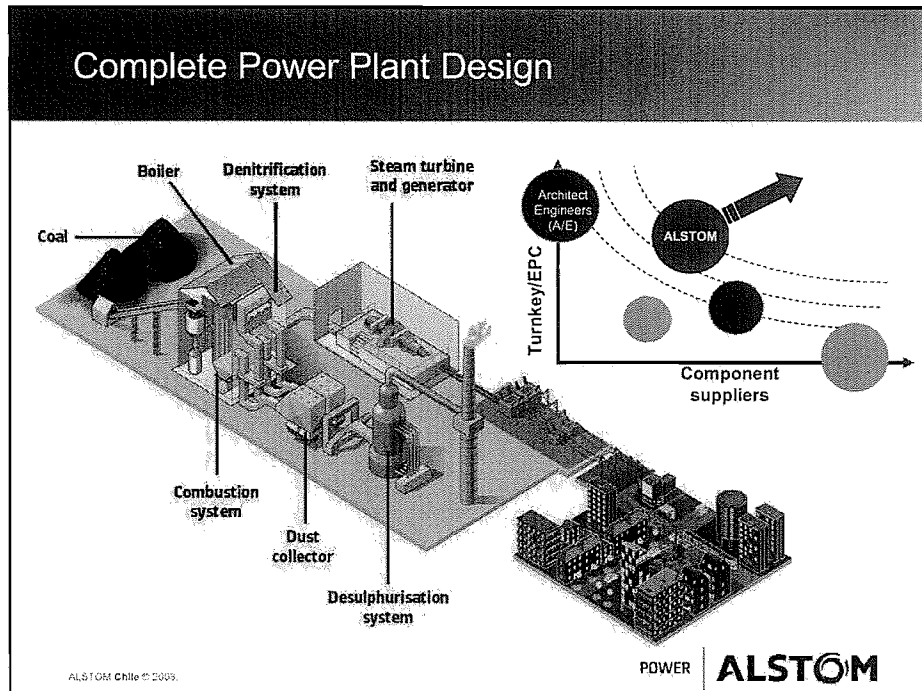
- Instalaciones dedicadas a la Investigación y Desarrollo en Suecia, conducidas por un team de expertos que ofrecen:
- Aplicaciones físicas / Fluído dinámicas
  - Ingeniería química
  - Laboratorios Analíticos Instrumentos / técnicas de medición
  - Laboratorios para plantas pilotos y model testing
  - Talleres experimentales para testeo de equipamiento y servicios especiales



ALSTOM Chile © 2005.

POWER

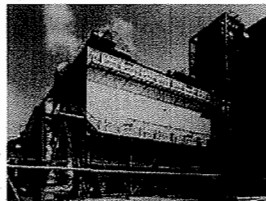
**ALSTOM**





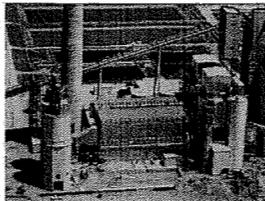
## Nuestras Tecnologías de Abatimiento de Emisiones

### Control Material Particulado



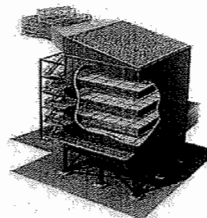
- ✓ **Precipitador Electrostático**
  - Húmedo
  - Seco
- ✓ **Filtro de Mangas**
  - High Ratio FF
  - Low Ratio FF

### Desulfurización



- ✓ **Seco**
  - Spray Dry Absorber
  - Flash Dry Absorber
- ✓ **Húmedo**
  - Flowpac
  - Spray Tower Absorber
- ✓ **SWFGD**

### Desnitrificación



- ✓ **Reducción Catalítica Selectiva (SCR)**

ALSTOM Chile © 2005

POWER

**ALSTOM**

## Tecnologías de Control de Material Particulado

### Precipitadores Electrostáticos Secos



- Más de 150,000 MW instalados en el mundo
- Flexibilidad en el diseño
- Extensa experiencia con cenizas de carbones de bajo azufre y alta resistividad (>10<sup>12</sup> Ohm-cm)

### Precipitadores Electrostáticos Húmedos



- Suministrados a la fecha: tratamiento de más de 17,000,000 m<sup>3</sup>/h de gases de emisión
- Alcanza los estándares mundiales mas altos en control de las emisiones de material particulado

### Filtros de Mangas



- 18,000 MW operando de experiencia
- Desempeño mejorado\*
- Menores costos iniciales\*
- Mayores costos de

\* Comparación con la tecnología de los ESP

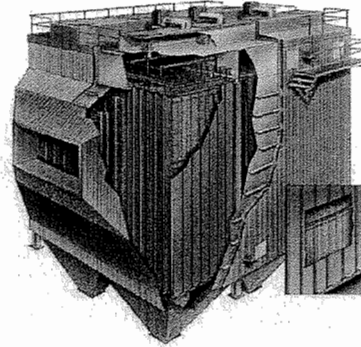
POWER

**ALSTOM**

## Control de Material Particulado

### Electrostatic Precipitator (ESP) > 185,000 mW's

- Diseños:
  - Dry ESP
  - Wet ESP
- Principales Aplicaciones:
  - Calderas de combustibles fósiles
  - Calderas de lecho fluidizado
  - Incineradoras de desechos
- Principales combustibles
  - Carbón
  - Petróleo
  - Biomasa
  - Petcoke



ALSTOM Chile © 2009.

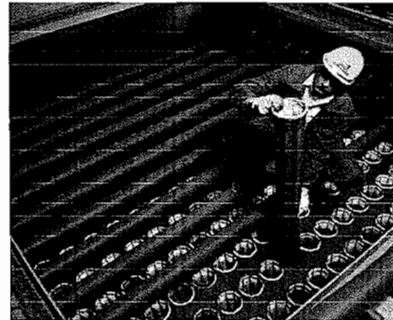
POWER

**ALSTOM**

## Control de Material Particulado

### Filtro de Mangas

- Diseños:
  - High Ratio FF
  - Low Ratio FF
- Principales Aplicaciones:
  - Calderas de combustibles fósiles
  - Calderas de lecho fluidizado
- Principales combustibles:
  - Carbón

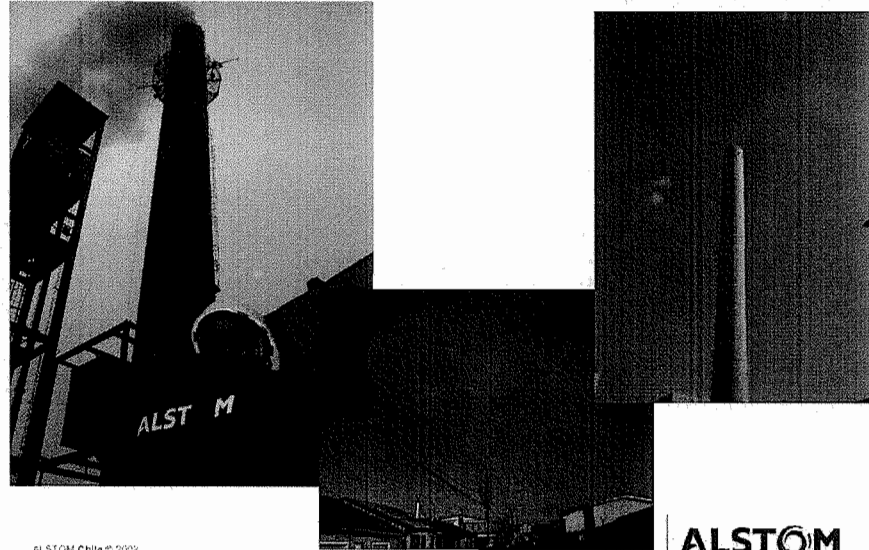


ALSTOM Chile © 2009.

POWER

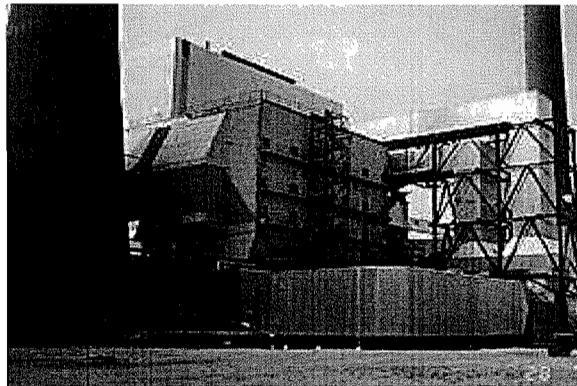
**ALSTOM**

## Un antes y un después..



## ESP to FF Conversion

- Fynsverket
  - Unit 2 - 285 MW
  - Denmark
  - Startup: 1994



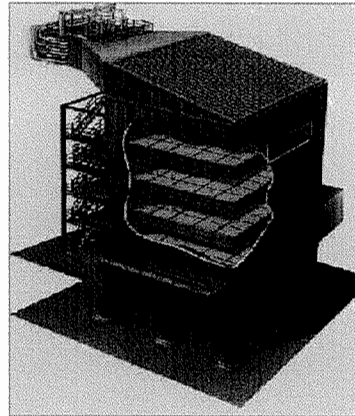
ALSTOM Chile © 2004.

POWER

**ALSTOM**

## Tecnología de Control de Óxidos de Nitrógeno (NOx)

- Selective Catalytic Reduction SCR
  - Startup: 1994
  - Más de 33.000 MW de experiencia
  - +50 instalaciones en los últimos 10 años
  - Eficiencia de remoción de NOx mayores al 90%
  - Proyectos nuevos y retrofit
  - NH3 como reactivo
  - Subproductos N2 y H2O



ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

## Tecnologías de Control de Dióxido de Azufre (SO2)

### Wet Flue Gas Desulfurization



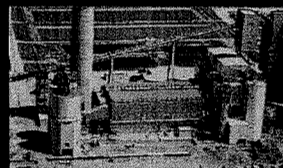
Limestone Based Wet Scrubbing



Seawater Scrubbing

ALSTOM Chile © 2009.

### Dry Flue Gas Desulfurization



Spray Dry Absorber



Flash Dry Absorber

POWER

**ALSTOM**

## Power Solutions Sistema de Desulfurización Húmeda



### Spray Tower

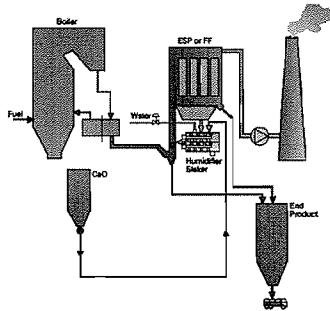
- Más de 50.000 MW de experiencia
- 35+ instalaciones en los últimos 10 años
- Desde 400 MW hasta 1.300 MW y hasta un valor de 6% de azufre en el carbón
- Eficiencia de remoción de SO<sub>2</sub> mayores a 98%
- Disponibilidad mayor a 98%
- Recomendable para combustibles con alto contenido de azufre (4.5%)
- Subproductos comercializables o landfill
- Bajo costo / diseño óptimo
- Plantas nuevas o retrofits

	0-250 MW	250-450 MW	450-800+ MW
Low S (< 1%)			██████████
Medium S (1-2%)		██████████	
High S (>2%)		██████████	

ALSTOM Chile © 2009

POWER | **ALSTOM**

## Power Solutions Flash Dryer Absorber - FDA



- 41 instalaciones alrededor del mundo
- Bajos costos de inversión y mantenimiento
- Consumo de energía optimizado
- Eficiencia de remoción del SO<sub>2</sub> superior al 95%
- Combinación del sistema FDA con calderas tipo CFB y de un consumo reducido de limestone
- Productos finales pueden ser utilizados para landfill, caminos, o fertilizantes

	0-250 MW	250-450 MW	450-800+ MW
Low S (< 1%)	██████████		
Medium S (1-2%)	██████████		
High S (>2%)	██████████		

ALSTOM Chile © 2009

POWER | **ALSTOM**

## Power Solutions Desulfurización con agua de mar

- Más de 19.000 MW de experiencia
- Reconocida como un líder global
- Altas eficiencias de remoción de SO<sub>2</sub> (> 98%) para carbones con contenido bajo y medio de azufre



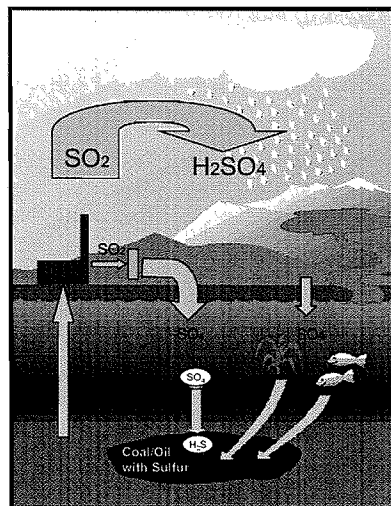
	0-250 MW	250-450 MW	450-800+ MW
Low S (<2%)		██████████	██████████
Medium S (2-4%)		██████████	██████████
High S (>4%)			

- Sin reagentes
- Sin sub productos
- Solo aire y agua de mar
- Bajo consumo de energía

ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

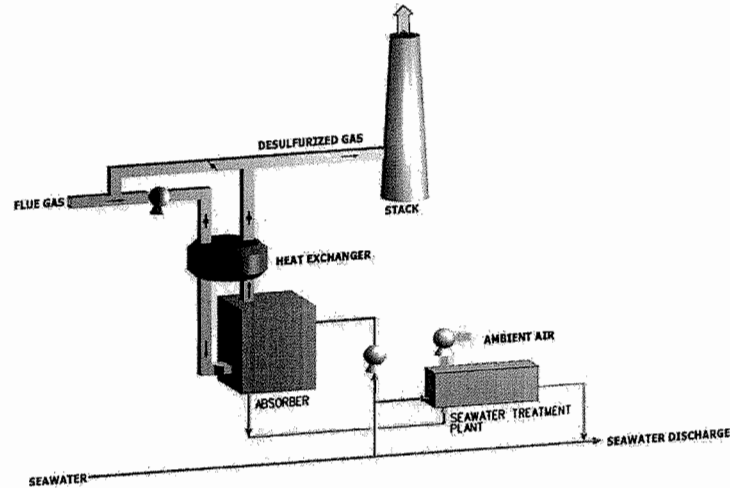
## Reciclado del azufre



ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

## Desulfurización por Agua de Mar Descripción del Proceso



ALSTOM Chile © 2009.

POWER

ALSTOM

## Calidad del Agua de Descarga

	Unidad	Calidad al Ingreso	Descarga
pH		8.2	6 - 7
Sulfatos	mg/l	2 700	2 785
Temperatura	° C	T	T+ 1
Salinidad	‰	33.5	33.5
Solidos Suspendidos	mg/l	SS	< ( SS + 1.0 )

ALSTOM Chile © 2009.

POWER

ALSTOM

## No tiene impacto negativo

Norwegian Institute of Water Research, 1980; "Status...Flakt-Hydro Flue Gas Desulfurization process."  
Beck & Associates(monitored by USA EPA), Guam, 1982;"...environmental research program ...Guam Power.."

Water Quality Institute, Denmark, 1988; "..... effects on marine ecology..... Hsinta Power Plant"

Danish Hydraulic Institute, Denmark, 1988; "....Hsinta Power Station: .... thermal diffusion."

Dept. of Fishery and Marine Biology, University of Bergen, 1991; Mongstad refinery monitoring

Dept. of Fishery and Marine Biology, University of Bergen, 1992; Mongstad refinery monitoring

## No se han detectado impactos negativos en el medio ambiente marino

Dept. of Fishery and Marine Biology, University of Bergen, 1993; Mongstad refinery monitoring  
Dept. of Fishery and Marine Biology, University of Bergen, 1994; Mongstad refinery monitoring  
Norwegian Institute of Water Research, 2000, "... exchange and recirculation of the Arabian Gulf..."  
Norwegian Institute of Water Research, 1993; "Refinery cooling water... Venezuela ... recirculation".  
Scottish Power, Environmental Statement, 1994, Environmental consequences.  
Norwegian Institute of Water Research, 1997, "Principles .. Baseline Survey and Monitoring..."  
Norwegian Institute of Water Research, 1999, " Impact of.. SWFGD ...on coral reef communities."

ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

## Aprobado por autoridades ambientales en todo el mundo

### USA EPA, Region II, N.Y.

...tecnología probada – apropiada para el proyecto  
Puerto Rico

### Autoridad de Control de la Contaminación - Noruega

...un método eficiente para reducir los efectos  
negativos de la lluvia ácida

### EPA, España y la Comunidad Económica Europea

...cumple con todas las regulaciones ambientales  
para el aire y el agua en España y en la Unión  
Europea

ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**



Recomendado por autoridades ambientales

**Agencia de Protección Ambiental Estatal,  
P.R.C.**

...cumple con los estándares de protección ambiental...  
Se recomienda esta tecnología para las plantas ubicadas  
en las costas

**H.M. Inspectores de Protección Ambiental,  
Escocia**

...se considera que representa una opción de MEJOR PRACTICA  
AMBIENTAL

ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

Power generation

**MANJUNG, Malaysia**  
Coal-fired PP  
3 x 700 MW

**TATA E.C., India**  
Coal-fired PP  
2 x 125 MW

**UNELCO, Spain**  
Oil-fired PP  
4 x 80 MW

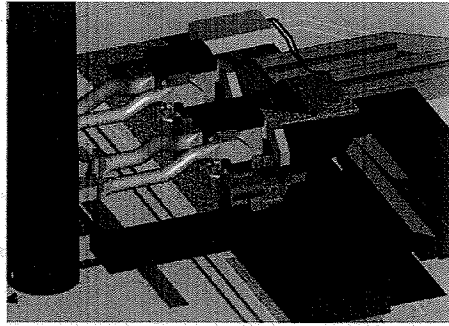
**SHENZHEN W.P.S., P.R.C.**  
Coal-fired PP  
300 MW

ALSTOM

ALSTOM Chile © 2009.

## AES Kilroot Power Station #1 & 2

<b>Location</b>	Carrickfergus, Northern Ireland
<b>Capacity</b>	2 x 220 MWe
<b>Fuel</b>	Coal, 0.9 % S
<b>Gas flow</b>	848 000 Nm <sup>3</sup> /h
<b>SO<sub>2</sub> inlet</b>	614 vppm
<b>SO<sub>2</sub> removal</b>	94 % in absorber
<b>Flue Gas Reheat</b>	GGH
<b>Start-up</b>	2008



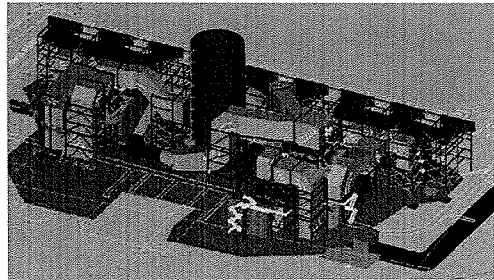
ALSTOM Chile 2008.

POWER

**ALSTOM**

## RWE npower plc Aberthaw Power Station #7, 8 & 9

<b>Location</b>	South Glamorgan, Wales
<b>Capacity</b>	3 x 485 MWe
<b>Fuel</b>	Coal, 1.4 % S
<b>Gas flow</b>	2 115 000 Nm <sup>3</sup> /h
<b>SO<sub>2</sub> inlet</b>	796 vppm
<b>SO<sub>2</sub> removal</b>	95 %
<b>Flue Gas Reheat</b>	GGH
<b>Start-up</b>	2008



ALSTOM Chile 2008.

POWER

**ALSTOM**

## Proyectos de generación en Chile han considerado SWFGD en el EIA

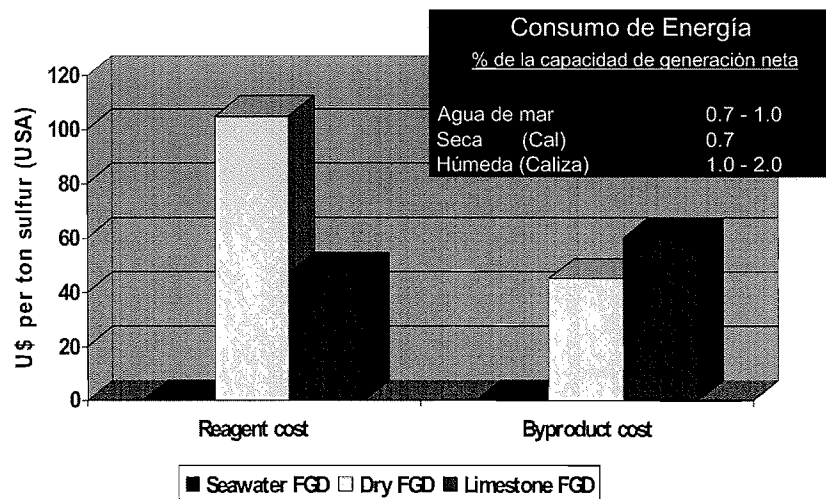
- SC - RC Generación 2 x 350 MW
- AES - Los Robles 2 x 350 MW
- CODELCO – Farellones 2 x 400 MW
- CODELCO - Energía Minera 3 x 350 MW
- COLBUN - Puerto Coronel 2 x 350 MW
- CAP - Cruz Grande 2 x 150 MW

ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

## Costos de Operación



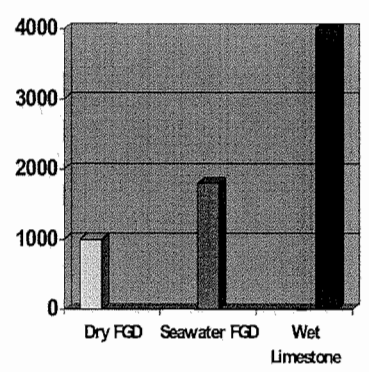
ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

### Superficie Ocupada

Estimated foot-print (square meter)

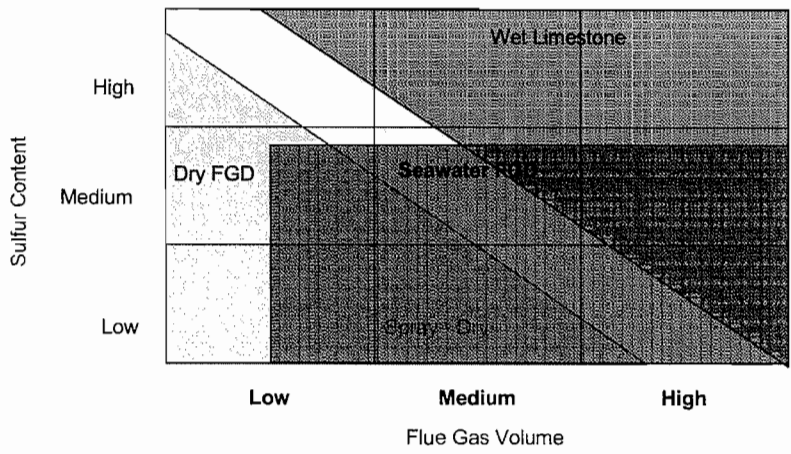


- Estimación del área requerida para una planta de generación de energía a carbón de 300 MW
- Incluye:
  - Absorbedor / Reactor
  - Descarga de reactivo, almacenamiento y preparación
  - Almacenamiento y manejo de subproductos
  - Tratamiento de Agua

ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

### Rango económico para las distintas tecnologías



ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

## Parámetros de Selección de Tecnología

### Aspectos Económicos:

- Costo Capital
- Costos de Operación
- Costos de Mantenimiento

### Aspectos Técnicos:

- Grado de remoción de azufre requerido
- Confiabilidad
- Requerimientos del espacio

### Aspectos Comerciales:

- Proveedor Confiable
- Tecnología Probada
- Garantías del Proveedor

ALSTOM Chile © 2009.

POWER | **ALSTOM**

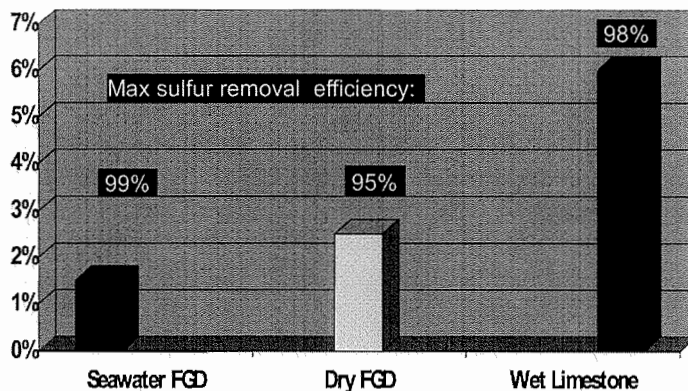
[www.alstom.com](http://www.alstom.com)

POWER |

**ALSTOM**

## Capacidad de Remoción de Azufre

Max sulfur content in fuel (coal)



ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

## WFGD principales parámetros

<b>Piedra Caliza</b>	~1.7 ton Piedra Caliza/ton remoción de SO <sub>2</sub>
<b>Costo Piedra Caliza</b>	~>=\$10/ton (Referencia USA)
<b>Producción de Yeso</b>	~3.1 ton Yeso/ton remoción de SO <sub>2</sub> (95% pureza, 10% humedad)
<b>Valor de Yeso</b>	~>\$10/ton (Referencia USA)
<b>Consumo de Agua</b>	~5.5-6.8 ltpm/MW
<b>Consumo de energía como un % de la energía bruta MW</b>	~Bajo S – 1.0-1.5% generación ~Alto S – 1.5-2.0% generación requerimientos del ventilador ID ~ 0.5%

ALSTOM Chile © 2009.

POWER

**ALSTOM**

### DFGD principales parámetros

<b>Cal de Caldera</b>	~1.2 ton Cal/ton remoción de SO <sub>2</sub>
<b>Costo de Cal</b>	~>\$ 100/ton (Referencia USA)
<b>Producción de Subproducto</b>	Ceniza + Cal
<b>Usos de Subproducto</b>	Relleno Sanitario / Caminos
<b>Consumo de Agua</b>	~3.7 ltpm/MW
<b>Consumo de Energía como un % de la energía bruta MW</b>	~0.19% Requerimiento de ventilador ID ~0.8%

POWER | **ALSTOM**

ALSTOM Chile © 2008.

CD Environmental Control Systems. Alstom 2008.



**SIEMENS**

**Siemens  
Energy Sector**

August 2008

© Siemens AG 2008  
Energy Sector

**SIEMENS**

**Siemens answers the world's toughest questions**

How can you detect a problem before it starts?  
The Siemens answer: „Early detection and prevention“

How can you power a planet hungry for electricity without damaging it?  
The Siemens answer: „Efficient energy supply“  
Answers for the environment. **SIEMENS**


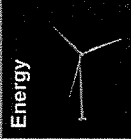

How can you mass-produce sophisticated products at affordable prices?  
The Siemens answer: „The intelligent factory“

Slide 1 August 2008 Energy Sector © Siemens AG 2008



**SIEMENS**

**Answers provided by 15 Divisions in three Sectors**

Sectors	Divisions	Former Groups
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Industry</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Industry Automation</li> <li>▪ Drive Technologies</li> <li>▪ Building Technologies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Osram</li> <li>▪ Industry Solutions</li> <li>▪ Mobility</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Energy</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Oil &amp; Gas</li> <li>▪ Fossil Power Generation</li> <li>▪ Renewable Energy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energy Service</li> <li>▪ Power Transmission</li> <li>▪ Power Distribution</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Healthcare</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Imaging &amp; IT</li> <li>▪ Workflow &amp; Solutions</li> <li>▪ Diagnostics</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medical Solutions (Med)</li> </ul>

Slide 2      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

**SIEMENS**

**Energy is an essential part of our daily lives**



Slide 3      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

## Siemens Energy Sector - Answers to the multifaceted market requirements

**SIEMENS**

Influencing factors	Energy market requirements	Energy Sector – Products and solutions
<p>Increasing energy demand worldwide</p> <p>Power supply in urban and rural areas</p> <p>Climate change</p> <p>Scarcity of fossil fuels</p>	<p><b>Reliable supply</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fast response to load changes</li> <li>▪ Provision of base- intermediate- and peak-load generating capacities</li> <li>▪ Long-distance transmission of large amounts of electricity, grid stability</li> <li>▪ Technologies for difficult-to-access and unconventional oil and gas deposits</li> </ul> <p><b>Climate and environmental protection</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reduction of CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, etc.</li> <li>▪ Efficient use of fossil fuels</li> <li>▪ Low-loss energy transport</li> <li>▪ Noise control and environmental protection</li> </ul> <p><b>Cost-effectiveness</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ High efficiency</li> <li>▪ Low lifecycle costs</li> <li>▪ High security of investment / profitability</li> <li>▪ Low O&amp;M and service costs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ High-performance, reliable gas turbines for fast response to load changes</li> <li>▪ High-voltage DC transmission (HVDC), reactive-power compensation</li> <li>▪ Whisper transformers, energy automation systems</li> <li>▪ Systems for underwater recovery of oil and gas, unmanned pumping stations</li> <li>▪ High-efficiency power plants (CCPP)</li> <li>▪ Renewables: wind (on- and offshore), solarthermal</li> <li>▪ HVDC and ultra high-voltage systems</li> <li>▪ Whisper transformers, gas-insulated lines</li> <li>▪ CO<sub>2</sub> compressors for Carbon capture and storage (CCS)</li> <li>▪ High-efficiency CC and coal-fired power plants</li> <li>▪ Switchgear with 20-year maintenance intervals</li> <li>▪ Cost-saving service solutions</li> <li>▪ Highly profitable E-LNG solutions</li> </ul>

Slide 4
August 2008
Energy Sector © Siemens AG 2008

## Comprehensive portfolio and services: from primary energy to power distribution







**SIEMENS**

Slide 5
August 2008
Energy Sector © Siemens AG 2008

## Siemens Energy Sector – Answers for energy supply

**SIEMENS**

### Energy products and solutions - In 6 Divisions

Oil & Gas	Fossil Power Generation	Renewable Energy	Energy Service	Power Transmission	Power Distribution
					

Slide 6
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008

## Siemens Energy Sector – Organizational structure

**SIEMENS**

**Energy Sector**  
 CEO Wolfgang Dehen <sup>1)</sup>  
 CFO Ralf Guntermann


Divisions	Oil & Gas (E O)	Fossil Power Generation (E F)	Renewable Energy (E R)	Energy Service (E S)	Power Transmission (E T)	Power Distribution (E D)
CEO	Frank Stieler	Michael Süß	Rene Umlauf	Randy Zwin	Udo Niehege	Ralf Christian
CFO	Volker Walprecht	Michael Becker	Michael Axmann	Steve Conner	Gorhard Kurt Lübke	Matthias Platsch
Portfolio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas turbines (&lt; 50 MW)</li> <li>• Steam turbines (&lt; 200 MW),</li> <li>• Compressors</li> <li>• Oil &amp; gas solutions (Up-, Mid- and Downstream, power supply systems for the oil &amp; gas industry)</li> <li>• Municipal and industrial power generation solutions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Products (e.g. utility gas and steam turbines, generators)</li> <li>• Energy solutions (e.g. turnkey power plants)</li> <li>• Instrumentation &amp; controls</li> <li>• Fuel cells, Gasifier technology, Decomm. projects</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wind turbine generators (on- end off-shore) as well as services</li> <li>• Other renewables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Services for oil &amp; gas and industrial applications</li> <li>• Operating plant services</li> <li>• e.g. spare parts, long-term service contracts, maintenance and repair, modernization and upgrades, environmental systems and services</li> <li>• TurboCare</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High-voltage AC and DC transmission systems (turn-key substations, gas insulated switchgear, gas insulated lines, circuit breakers, non switching devices, instrument trans-formers</li> <li>• Power transformers</li> <li>• Distribution transformers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medium-voltage equipment (components, gas- and air-insulated circuit-breakers, switchgear)</li> <li>• Solutions for the automation of power grids and substations, protection and control</li> <li>• Services, consulting, network planning</li> </ul>
Market position	#2	#2	#5 <sup>2)</sup>	#2	#2	#2

1) Member of the Siemens Managing Board    2) #1 in offshore

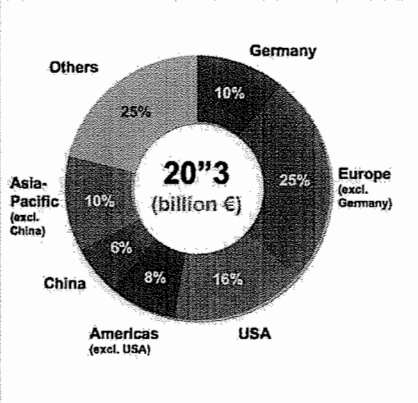
Slide 7
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008



## Siemens Energy Sector – Key figures




Key figures - fiscal 2007	Revenue by region
Revenue	~20.0
New orders	~28.0
Sector profit	~1.8 <sup>1)</sup>
(In billions of euros)	
<b>Employees</b>	<b>73,500</b>






<sup>1)</sup> Incl. former PG, 1,147 and former PTD, 0,65      Source: PG GS, PTD ST      Status: September 30, 2007

Slide 10      August 2008
Energy Sector      © Siemens AG 2008

## Siemens Energy Sector – Innovation drive and competencee




















Innovation drive (in FY 2007)	Current innovations
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Over EUR500 million invested in R&amp;D</li> <li>▪ ~17,500 Engineers</li> <li>▪ ~2,500 patent applications</li> <li>▪ over 7,500 active patents</li> </ul>	<div style="margin-bottom: 10px;">  <p><b>Efficient power generation</b> World's largest and most powerful gas turbine. In combined-cycle operation the plant is designed to achieve more than 60% efficiency.</p> </div> <div style="margin-bottom: 10px;">  <p><b>Renewables</b> The SWT-3.6-107 with a capacity of 3.6 MW, the world's most powerful series-produced wind power system for offshore applications</p> </div> <div>  <p><b>Efficient transmission</b> Siemens 800-kv HVDCT will in the future enable coastal industrial cities in China to utilize large amounts of environmentally compatible electricity generated in hydro power plants in western China.</p> </div>

Slide 11      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008



## Siemens Energy Sector – Energy innovations and decisions for 140 years


**SIEMENS**

<p><b>1866</b> Dynamo</p> 	<p><b>1892</b> First public alternate / circuit power plant</p> 	<p><b>1903</b> Siemens-Schuckert-Werke</p> 	<p><b>1927</b> Benson Boiler</p> 	<p><b>1930</b> Expansion circuit breaker</p> 	<p><b>1950</b> Trafo Union</p> 	<p><b>1969</b> KWU</p> 	<p><b>1975</b> Biblis power plant</p> 	<p><b>1980</b> First SF<sub>6</sub> circuit breaker</p> 	<p><b>1989</b> Continuously controlled three-phase series Compensator</p> 	<p><b>1998</b> Siemens Westinghouse</p> 	<p><b>2001</b> Demag Delaval</p> 	<p><b>2002</b> World record for combined cycle efficiency</p> 	<p><b>2003</b> Alstom Industrial Turbines</p> 	<p><b>2004</b> Bonus Energy A/S</p> 	<p><b>2006</b> VA TECH T&amp;D</p> 	<p><b>2007</b> Kühnle, Kopp &amp; Kausch AG</p> 
<b>1866</b>	<b>1900</b>	<b>1925</b>	<b>1950</b>	<b>1975</b>	<b>2000</b>	<b>2008</b>										

Slide 12      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

## Oil & Gas Division

**SIEMENS**


<p><b>Portfolio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gas turbines (&lt; 50 MW)</li> <li>▪ Steam turbines (≤ 200 MW)</li> <li>▪ Compressors and compression solutions for the process industries</li> <li>▪ Oil &amp; gas solutions incl. power supply systems (Up-, Mid- and Downstream)</li> <li>▪ Municipal and industrial power generation</li> </ul> <p><b>Innovation highlight</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ The ECO-II compressor is the only centrifugal compressor with gas-tight casing currently available.</li> </ul>	<p><b>CEO</b></p> <p>Dr. Frank Stieler</p> <p><b>Employees</b></p> <p>10,740 (fiscal 2007)</p> <p><b>References</b></p> <p>Siemens is the world market leader for compressors with extremely low intake temperatures like those required in LNG (liquefied natural gas) plants.</p>
	

Slide 13      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

**SIEMENS**

## Fossil Power Generation Division

<b>Portfolio</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Products: Gas turbines, steam turbines, generators, gasifier technology</li> <li>▪ Solutions: Gas turbine power plants, combined cycle power plants, steam powerplants, IGCC</li> <li>▪ Power plant I&amp;C, fuel cells</li> </ul>	<b>CEO</b> Dr. Michael Süß
<b>Innovation highlight</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ SGT5-8000H – the world's most powerful gas turbine</li> </ul>	<b>Employees</b> 14,850 (fiscal 2007)
	<b>References</b> The combined installed capacity of large power plants supplied by Siemens worldwide is approx. 766 gigawatts. That is equivalent to about 5 times Germany's installed capacity.




Slide 14      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

**SIEMENS**

## Renewable Energy Division

<b>Portfolio</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wind turbines (on- and offshore) and services</li> <li>▪ Stake in Voith-Siemens Hydro (35%)</li> </ul>	<b>CEO</b> Dr. René Umlauf
<b>Innovation highlight</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ SWT-3.6-107 with a capacity of 3.6 MW, the world's most powerful series-produced wind power system for offshore applications</li> </ul>	<b>Employees</b> 3,290 (fiscal 2007)
	<b>References</b> With the Siemens wind power systems installed since 2003 (combined capacity of 3900 MW) as much as 8 million t CO <sub>2</sub> can be saved annually. That is approximately equivalent to the emissions in Latvia.




Slide 15      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

**SIEMENS**

## Energy Service Division

<p><b>Portfolio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Services for oil &amp; gas and industrial applications</li> <li>▪ Operating power plant services</li> <li>▪ e.g. spare parts, long-term service agreements, maintenance and repairs, modernization and upgrades</li> <li>▪ Environmental systems and services</li> </ul> <p><b>Innovation highlight</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Siemens acoustic thermography, inspection technology for turbines, generators and GT components</li> </ul>	<p><b>CEO</b></p> <p>Randy Zwirn</p> <p><b>Employees</b></p> <p>11,780 (fiscal 2007)</p> <p><b>References</b></p> <p>Servicing more than 550 GW of the Siemens fleet plus licensee and non-Siemens units. Business operated through 48 regional offices worldwide with over 4,000 employees in field service.</p>
--	---




Slide 16
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008

**SIEMENS**

## Power Transmission Division

<p><b>Portfolio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Products, systems and equipment for High Voltage transmission (substations, switchgear, components, gas- and air-insulated circuit-breakers) as well as DC and AC transmission systems</li> <li>▪ Transformers</li> </ul> <p><b>Innovation highlights</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Products, systems and equipment for 800-kV Ultra High Voltage level</li> <li>▪ New HVDC Plus system connecting offshore wind farms and oil platforms to the grid</li> <li>▪ Low-noise power transformers</li> </ul>	<p><b>CEO</b></p> <p>Dr. Udo Niehage</p> <p><b>Employees</b></p> <p>15,900 (fiscal 2007)</p> <p><b>References</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Major HVDC projects on all continents</li> <li>▪ Turnkey substations for the expansion of Qatar's power supply system</li> <li>▪ Grid connection to King's Lynn and Inner Dowsing offshore wind farms, UK</li> </ul>
---	---



Slide 17
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008



## Power Distribution Division

<p><b>Portfolio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Medium-voltage equipment and systems (components, gas- and air-insulated circuit-breakers, switchgear)</li> <li>Energy automation solutions</li> <li>Services</li> </ul> <p><b>Innovation highlights</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Virtual power plants</li> <li>SIPLINK medium-voltage DC link</li> </ul>	<p><b>CEO</b></p> <p>Ralf Christian</p> <p><b>Employees</b></p> <p>14,430 (fiscal 2007)</p> <p><b>References</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>World market leader in energy automation systems</li> <li>SIPLINK power supply for drives on offshore drilling platforms</li> <li>Power supply for airports, refineries and automobile production plants</li> </ul>
--	---

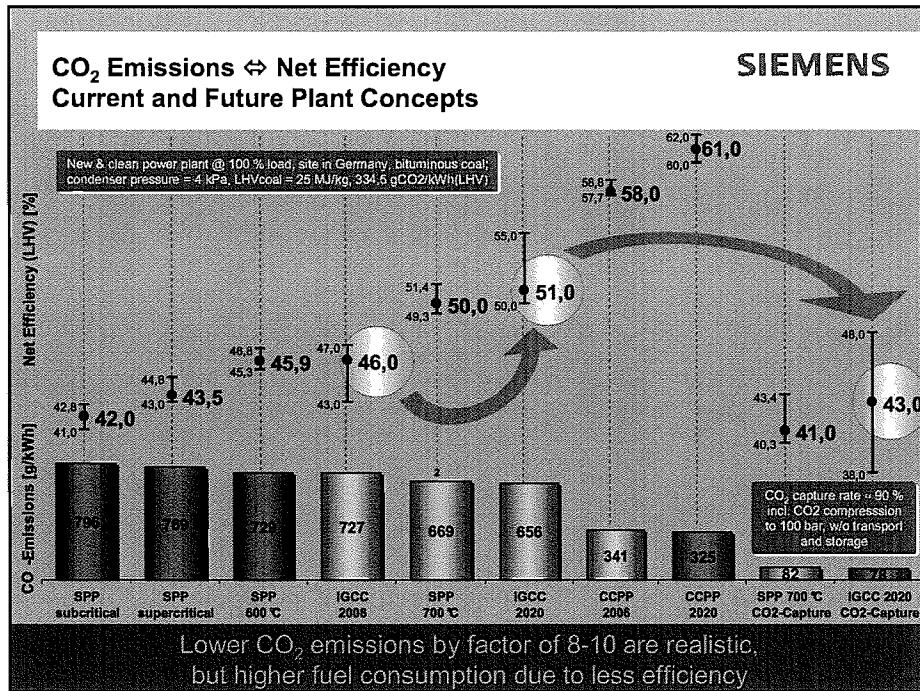
Slide 18
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008

## Plant Design and Siemens scope for IGCC Power Plants (Integrated Gasification Combined Cycle Plants)

Fuel	Gas Island	Applications
Coal		<p><b>Power Island</b></p> <p>Combined Cycle → Power</p>
Lignite		<p>FT Synthesis → Transportation fuels</p>
Petcoke		<p>Methanol Synthesis → Methanol</p>
Refinery residues		<p>Ammonia Production → Ammonia / Fertilizer</p>
Biomass		<p>→ Hydrogen</p> <p><b>Chemicals and Syngas Production</b></p>

Siemens Basic Engineering & Design  
  Siemens Supply of Key Equipment  
  Siemens EPC

Slide 19
August 2008
Energy Sector
© Siemens AG 2008



### Customers are our focus

**SIEMENS**

**As a reliable partner, we deliver the most technologically advanced energy solutions that provides maximum customer benefit**

- ▶ We understand our customers and their business environments.
- ▶ We foster customer intimacy – with over 160 locations in more than 90 countries worldwide.
- ▶ We have the decisive interface competence along the entire chain of energy conversion.
- ▶ With innovative, standardized products and solutions we ensure fast-track implementation linked with maximized cost-effectiveness.
- ▶ The right answer for every technical challenge: we provide our customers with tailor-made solutions to meet their very special needs.
- ▶ We offer maximized quality and reliability.
- ▶ Over 70,000 employees, including more than 3,800 involved in R&D, apply their know-how in their daily work with a high level of commitment– to the benefit of our customers.

Slide 21      August 2008      Energy Sector      © Siemens AG 2008

001048

REPÚBLICA DE CHILE  
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE  
RGR/HWA

OTORGA NUEVO PLAZO PARA FORMULACION  
DE ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION  
PARA TERMOELECTRICAS

RESOLUCIÓN EXENTA N° 3912

Santiago,  
14 OCT. 2008

VISTOS:

Lo dispuesto en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el D.S. N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que establece el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; la Resolución Exenta N° 1690 de la Dirección Ejecutiva de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, de fecha 10 de julio de 2006 publicada en el Diario Oficial el 14 de Agosto del mismo año y en el diario La Nación del mismo día, que dio inicio a la elaboración de la norma.

CONSIDERANDO:

Que el plazo establecido por la Resolución Exenta N°2223, de 21 de septiembre de 2007, para la elaboración del anteproyecto, venció el pasado 30 de mayo de 2008.

Que el Departamento de Control de la Contaminación de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, ha solicitado por Memorandum N°377 de 2 de octubre de 2008, un nuevo plazo para la elaboración del anteproyecto, fundado en la necesidad de contar con los resultados del estudio "Análisis técnico-económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas". El estudio citado se inicio formalmente el 5 de agosto de 2008, de acuerdo a Resolución Exenta N° 2660 del mismo día. El estudio dura 5 meses, es decir, se contará con sus resultados la primera quincena de 2009.

RESUELVO:

Otorgase un nuevo plazo hasta el día 20 de febrero de 2009, para la formulación del anteproyecto de la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

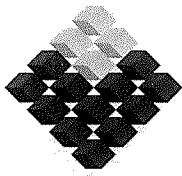
ANOTESE, COMUNIQUESE Y ARCHIVESE

  
VARO SAPAG RAJEVIC  
DIRECTOR EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

CRF/GS/CGCF  
Distribución:

- División Jurídica
- Departamento de Control de la Contaminación
- Departamento Educación Ambiental y Participación Ciudadana
- Comité Operativo de la Norma.
- Expediente

para que transcribo a Ud.  
para su conocimiento  
saluda atentamente a Ud.  
NURY VALBUENA OVEJERO  
Oficial de Partes  
Comisión Nacional del  
Medio Ambiente (CONAMA)



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

001049

OF. ORD. N°: 083680 /

ANT.: No hay

MAT.: Cita a reuniones de trabajo Comité Operativo Norma de emisión para Termoeléctricas.

SANTIAGO, 07 NOV. 2008

A : INTEGRANTES DEL COMITÉ OPERATIVO  
NORMA DE EMISIÓN TERMOELECTRICA

DE : GONZALO LEON SILVA  
JEFE DPTO. CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN (s)  
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

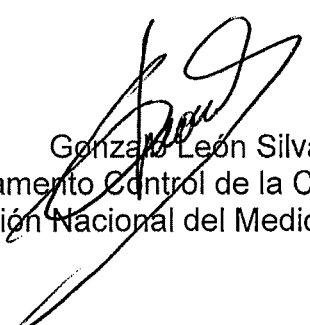
A través de la presente, se cita a usted a las siguientes actividades que forman parte del proceso de formulación de la norma de emisión para termoeléctricas:

Fecha	Actividad
18 de Nov. 15:30 – 18:30 hrs. Lugar: salón Mistral. Hotel San Francisco. Alameda 816	Reunión de trabajo con el Comité Operativo y especialistas internacionales Se adjunta Programa.
26 de Nov. 10:00-13:30 hrs. Lugar: sala de reuniones del 4º piso Teatinos 258	Reunión Comité Operativo Presentación de escenario regulatorio y avances en el análisis general del impacto económico y social
26 de Nov. 15:00-17:30 hrs. Lugar: Auditorium CORFO Moneda 921	Reunión Comité Ampliado
23 de Dic. 10:00-13:00 hrs. Lugar: sala de reuniones del 6º piso Teatinos 258	Reunión Comité Operativo Presentación de anteproyecto

Se agradecerá informar su asistencia a la Sra. Alejandra Apablaza, [aapablaza@conama.cl](mailto:aapablaza@conama.cl), fono: 2405768; y en caso de consultas sobre el proceso normativo contactar a la profesional Srta. Carmen Gloria Contreras Fierro, e-mail: [cgcontreras@conama.cl](mailto:cgcontreras@conama.cl), fono: 2405772.

Por último, se recuerda que la información actualizada del proceso de formulación de la norma se encuentra en <http://pvc.conama.cl/>.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,

  
Gonzalo León Silva  
Jefe Departamento Control de la Contaminación (s)  
Comisión Nacional del Medio Ambiente

  
MJG/CGCF/aat

Distribución:

- Francisco Obreque, Ministerio de Agricultura
- Walter Folch, Ministerio de Salud
- Juan Ladrón de Guevara, Ministerio de Economía
- Ernesto Sariego, Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Jaime Bravo, Comisión Nacional de Energía
- Carolina Gómez, Comisión Nacional de Energía
- Sara Pimentel, Comisión Chilena del Cobre
- Rossana Brantes, Comisión Chilena del Cobre

C.c.:

- Archivo Dirección Ejecutiva, CONAMA
- Archivo División Jurídica, CONAMA
- Archivo División de EVYSA, CONAMA
- Archivo Departamento EDUPAC, CONAMA
- Archivo Dpto. Control de la Contaminación, CONAMA
- Archivo Expediente de la norma

## **Reunión de trabajo con especialistas: Antecedentes para la formulación de la norma de emisión para termoeléctrica**

Lugar: Salón Mistral. Hotel San Francisco. Alameda 816, Santiago, Chile  
Hora: 15:30 – 18:30 hrs.

### **Objetivo:**

Generar una instancia para plantear inquietudes, intercambiar visiones y conocimiento con objeto de avanzar en el diseño de la norma de emisión para termoeléctricas, entre profesionales del sector público y aprovechando la visita de destacados especialistas internacionales en distintas áreas del sector de termoeléctricas.

### **A quien esta dirigido:**

- Profesionales del Comité Operativo (CO) de la Norma de Emisión para Termoeléctricas, del Plan de Tocopilla y que participan en EVySA (en particular SERNAPESCA y DIRECTEMAR).
- Consultores que en este momento están desarrollando proyectos para CONAMA en esta materia (Ecofysvalgesta. Análisis General del Impacto Económico y Social AGIES de la Norma de emisión para termoeléctricas. DICTUC AGIES PM2.5. Pedro Sanhueza, Plan de Tocopilla).

Capacidad de la sala: 25 personas. Por tal razón, se ruega confirmar asistencia a la Sra. Alejandra Apablaza, [aapablaza@conama.cl](mailto:aapablaza@conama.cl), fono 2405768.

---

### **Programa:**

15:30-16:00

Escenarios regulatorios para termoeléctricas y nivel de emisiones de unidades de generación existentes.

Maritza Jadrejivic. Jefa Área Control Atmosférico CONAMA D.E.

Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E.

Cristian Urrutia, CONAMA Bio- Bio.

16:00 -18:30

Espacio para preguntas.

### **Especialistas Internacionales y sus temas de expertizaje:**

- Aase Aatland, Managing Director - Instituto Noruego de Investigación del Agua (NIVA). Temas: Efectos en el ecosistema marino de las unidades de desulfurización con agua de mar, uso de sistemas SWFGD.
- Thais Lauand - Alstom Brasil. Temas: Plantas a carbón, captura de Material Particulado, SO<sub>2</sub> y Hg.
- Enea Pianini - Alstom Italia. Temas: Cofiring con biomasa, control de NO<sub>x</sub> y material particulado.
- Karl Heinz Werner - Alstom Suiza. Temas: Monitoreo Centralizado como herramienta para optimizar la disponibilidad y eficiencia de plantas.
- Philippe Meyer - Alstom Francia. Temas: Optimización del balance de plantas y equipos periféricos. I&C, Cold End y auxiliaries.
- Kjell-Frode Nodland - Alstom Noruega. Temas: Desulfurización con agua de mar (SWFGD) como mejor práctica ambiental.

..//

001052

## Alejandra Apablaza

---

**De:** Lissette Muñoz [lmuñoz@fia.gob.cl]  
**Enviado el:** martes, 02 de diciembre de 2008 11:21  
**Para:** Alejandra Apablaza  
**Asunto:** OF. ORD. N° 83680

Estimada señora Apablaza

Referente a su OF. ORD. N° 83680, de fecha 07 de noviembre, deseo informarle que don Francisco Obreque, se encuentra trabajando en la Fundación para la Innovación Agraria FIA, desde el 21 de abril de 2008. Debido a lo anterior, ya no se encuentra vinculado al Comité Operativo Norma de emisión para Termoeléctricas.

Para solicitar una contraparte al respecto en el Ministerio de Agricultura, le sugiero tomar contacto con el Gabinete de la señora Ministra Marigen Hornkohl V.

Sin otro particular, le saluda atentamente,

*Lissette Muñoz G.  
Fundación para la Innovación Agraria FIA  
Ministerio de Agricultura  
Loreley 1582, La Reina, Santiago  
Teléfono (56-2) 431 3028  
Fax (56-2) 431 3029  
E-Mail lmuñoz@fia.gob.cl*



**Dirección Ejecutiva**  
**Departamento Control de la Contaminación**

**MEMORÁNDUM N° 459/2008**

De : Sr. Hans Willumsen Alende  
Jefe Departamento Control de la Contaminación  
Comisión Nacional del Medio Ambiente

A : Según Distribución

Mat. : Cita a reuniones de trabajo Comité Operativo Norma de emisión para  
Termoeléctricas.

Fecha: 10 de noviembre de 2008

A través de la presente, se cita a usted a las siguientes actividades que forman parte del proceso de formulación de la norma de emisión para termoeléctricas:

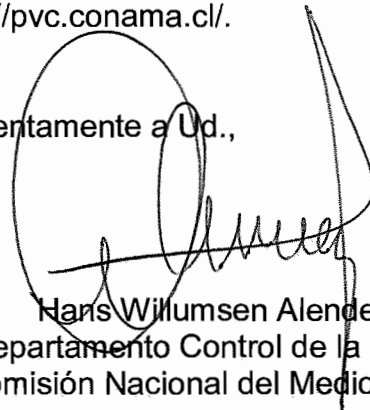
<b>Fecha</b>	<b>Actividad</b>
18 de Nov. 15:30 – 18:30 hrs. Lugar: salón Mistral. Hotel San Francisco. Alameda 816	Reunión de trabajo con el Comité Operativo y especialistas internacionales Se adjunta Programa.
26 de Nov. 10:00-13:30 hrs. Lugar: sala de reuniones del 4º piso Teatinos 258	Reunión Comité Operativo Presentación de escenario regulatorio y avances en el análisis general del impacto económico y social
26 de Nov. 15:00-17:30 hrs. Lugar: Auditorium CORFO Moneda 921	Reunión Comité Ampliado
23 de Dic. 10:00-13:00 hrs. Lugar: sala de reuniones del 6º piso Teatinos 258	Reunión Comité Operativo Presentación de anteproyecto

Se agradecerá informar su asistencia a la Sra. Alejandra Apablaza, [aapablaza@conama.cl](mailto:aapablaza@conama.cl), fono: 2405768; y en caso de consultas sobre el proceso normativo contactar a la profesional Srta. Carmen Gloria Contreras Fierro, e-mail: [cgcontreras@conama.cl](mailto:cgcontreras@conama.cl), fono: 2405772.



Por último, se recuerda que la información actualizada del proceso de formulación de la norma se encuentra en <http://pvc.conama.cl/>.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,



Hans Willumsen Alende  
Jefe Departamento Control de la Contaminación  
Comisión Nacional del Medio Ambiente

  
  
GLS/MJG/CGCF/aat

Distribución:

- Alejandro Marín, EVYSA CONAMA
- Claudia Valenzuela, EVYSA CONAMA
- Cristian Urrutia, CONAMA Región del BIO BIO
- Jenny Tapia, CONAMA Region de Antofagasta
- Camilo Montes, CONAMA Region de Antofagasta
- Maria de Los Angeles Hanne, CONAMA Región del Libertador Bernardo. O`higgins
- Conrado Ravanal, División Jurídica
- Carolina Riveros, Departamento de EDUPAC

C.c.:

- Dirección Ejecutiva, CONAMA
- División Jurídica, CONAMA
- Division de EVYSA, CONAMA
- Departamento EDUPAC, CONAMA
- Archivo Expediente de la norma
- Archivo Dpto. Control de la Contaminación, CONAMA

## **Reunión de trabajo con especialistas: Antecedentes para la formulación de la norma de emisión para termoeléctrica**

Lugar: Salón Mistral. Hotel San Francisco. Alameda 816, Santiago, Chile  
Hora: 15:30 – 18:30 hrs.

### **Objetivo:**

Generar una instancia para plantear inquietudes, intercambiar visiones y conocimiento con objeto de avanzar en el diseño de la norma de emisión para termoeléctricas, entre profesionales del sector público y aprovechando la visita de destacados especialistas internacionales en distintas áreas del sector de termoeléctricas.

### **A quien esta dirigido:**

- Profesionales del Comité Operativo (CO) de la Norma de Emisión para Termoeléctricas, del Plan de Tocopilla y que participan en EVySA (en particular SERNAPESCA y DIRECTEMAR).
- Consultores que en este momento están desarrollando proyectos para CONAMA en esta materia (Ecofysvalgesta. Análisis General del Impacto Económico y Social AGIES de la Norma de emisión para termoeléctricas. DICTUC AGIES PM2.5. Pedro Sanhueza, Plan de Tocopilla).

Capacidad de la sala: 25 personas. Por tal razón, se ruega confirmar asistencia a la Sra. Alejandra Apablaza, [aapablaza@conama.cl](mailto:aapablaza@conama.cl), fono 2405768.

---

### **Programa:**

15:30-16:00

Escenarios regulatorios para termoeléctricas y nivel de emisiones de unidades de generación existentes.

Maritza Jadrejivic. Jefa Área Control Atmosférico CONAMA D.E.

Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E.

Cristian Urrutia, CONAMA Bío- Bío.

16:00 -18:30

Espacio para preguntas.

### **Especialistas Internacionales y sus temas de expertizaje:**

- Aase Aatland, Managing Director - Instituto Noruego de Investigación del Agua (NIVA). Temas: Efectos en el ecosistema marino de las unidades de desulfurización con agua de mar, uso de sistemas SWFGD.
- Thais Lauand - Alstom Brasil. Temas: Plantas a carbón, captura de Material Particulado, SO<sub>2</sub> y Hg.
- Enea Pianini - Alstom Italia. Temas: Cofiring con biomasa, control de NO<sub>x</sub> y material particulado.
- Karl Heinz Werner - Alstom Suiza. Temas: Monitoreo Centralizado como herramienta para optimizar la disponibilidad y eficiencia de plantas.
- Philippe Meyer - Alstom Francia. Temas: Optimización del balance de plantas y equipos periféricos. I&C, Cold End y auxiliaries.
- Kjell-Frode Nodland - Alstom Noruega. Temas: Desulfurización con agua de mar (SWFGD) como mejor práctica ambiental.

..//