



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



INDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
1.1	Justificación.....	3
1.2.	Antecedentes.....	4
2	OBJETIVOS.....	6
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 AMBIOUSIS.....</i>	<i>9</i>
2.4.	Localización Geográfica y Cobertura del Estudio.....	9
3	REGULACION DE EMISIONES PARA CALDERAS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.....	10
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 AMBIOUSIS, Mayo 2007, Para CONAMA II Región</i>	<i>60</i>



Ambiosis



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

4	ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGIAS DE CALDERAS	63
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_x).....</i>	76
5	DIAGNOSTICO REGIONAL DEL PARQUE EXISTENTE DE CALDERAS. 79	
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
6	PROPUESTA DE REGULACION PARA CALDERAS	109
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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

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 Metodológicas</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
7	ANEXOS	151
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.	

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.

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 MP₁₀ para fuentes estacionarias, norma de emisión de CO, norma de emisión de SO₂ para fuentes estacionarias de combustión exclusiva, en el marco del PPDA de la Región Metropolitana y límites de emisión para MP₁₀ y SO₂ 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.

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, SO₂, NO_x, CO y algunos contaminantes peligrosos).
- Fundiciones de cobre (MP, SO₂, 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).

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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

- 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



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 Schleaf, CONAMA Región de La Araucanía.
- Jenny Tapia, CONAMA Región de Antofagasta.



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.

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:

Tabla 1: Límites de Emisión en EEUU

FUENTE	Rango	Partículas ng/J	Opacidad (%) ¹	SO ₂ ² ng/J	NO _x (como NO ₂) ng/J
COMBUSTIBLE					
Combustible sólido	> 73 MW ³ 263 GJ/hr.	43	20	520	260 - 340 ⁴
Combustible líquido		43	20	340	129
Combustible gaseoso		43	20		86
COMBUSTIBLE					
Combustible sólido	29-73 MW ⁵ 104-263 GJ/hr.	22-43-86 ⁶	20	520	210 - 340 ⁷
Combustible líquido		43-86 ⁸	20	340	130 - 170
Combustible gaseoso					43 - 86
Con abatimiento de SO ₂					
Combustible sólido		43-86 ⁹	20	260	
Combustible líquido			20	170	
COMBUSTIBLE					
Combustible sólido	2,9-29 MW 10-104 GJ/hr.	22-43 ¹⁰	20	520	
Combustible líquido			20	215 ¹¹	
Con abatimiento de SO ₂					
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 sitio WEB de la Environmental Protection Agency, EEUU.

¹ Promedio de 6 minutos. Se acepta solamente un período de 6 minutos por hora con una opacidad inferior al 27%.

² 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.

³ Se aplica a instalaciones cuya construcción o modificación es posterior a 1971.

⁴ Depende del tipo de combustible sólido.

⁵ Se excluyen los Incineradores.

⁶ Depende del porcentaje de uso de combustible distinto de carbón (< 10%, > 10% y < 30% respectivamente).

⁷ Depende del tipo de combustible.

⁸ Depende del porcentaje de uso de combustible distinto de carbón (10, 20 y 30%)

⁹ Depende del porcentaje de uso de leña (menos de 30% y más de 30% respectivamente).

¹⁰ 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.

¹¹ Como alternativa se establece que las instalaciones no deben utilizar combustible líquido con más de 0,5% en peso de azufre.

a) Tipo y Periodicidad de Mediciones

Establece monitoreo continuo de opacidad, NO_x, SO₂, O₂ y CO₂. Las siguientes instalaciones no requerirán monitoreo continuo:

- Las instalaciones que utilicen sólo combustibles gaseosos no requieren monitoreo de SO₂.
- Las instalaciones que tengan equipos de desulfuración y que realicen el control de las emisiones de SO₂ mediante el muestreo y análisis del combustible utilizado, no requieren monitoreo continuo de SO₂.
- Si en las mediciones requeridas al inicio de la operación demuestran que las emisiones de NO_x se encuentran bajo el 70% de la norma, no se requiere monitoreo continuo de NO_x.
- Si no se requiere monitoreo continuo de SO₂ ni de NO_x (de acuerdo a lo indicado anteriormente), no se requiere monitoreo continuo de O₂ ni CO₂.
- No se requiere monitoreo de opacidad en equipos que tengan equipos de control de emisiones de MP, SO₂ 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.

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 ¹² ng/J
Todas menos CCGI ¹³	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 SO₂, NO_x y partículas a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión (>50 MW_t).

¹² Promedio 12 meses

¹³ Ciclo Combinado de Gasificación Integrada

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_x y SO₂. Esta directiva se complementa con la Directiva 2001/81/CE que establece límites nacionales de emisión de SO₂, NO_x, NH₃ 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 ₂ ^(a)	Tamaño		Límite en mg/m ³ N		
		MW _t ^(b)	GJ	SO ₂	NO _x	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 ^(c)	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 O₂ al que se deben calcular las emisiones.

(b) MW_t = 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.

La Primera Directiva de 1998 reguló las concentraciones de SO₂, NO_x, Plomo (Pb) y MP. La Segunda del año 2001 regula en benceno (C₆H₆) y el CO. La Tercera del año 2003 regula el ozono (O₃). 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_x, SO₂ 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_t 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_x, SO₂ y MP
- Los equipos menores a 100 MW_t no deben superar los límites
- Las calderas y turbinas de Gas Natural se exceptúan de efectuar mediciones continuas de SO₂ 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.

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

Grupo	Contenido de la Ordenanza
1. Partículas de polvo	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
2. Sustancias inorgánicas principalmente contenidas en el material particulado	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de emisión para 21 sustancias y sus compuestos, ej.: As, Cu, Pb, F, SiO₂, CN, Mn, Co, Cr, Cd, Ni, V, entre otras. • Se clasifican en tres clases según el gasto másico¹⁴ de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.

¹⁴Gasto Másico: masa de sustancia emitida por unidad de tiempo.

Grupo	Contenido de la Ordenanza
3. Sustancias inorgánicas gaseosas o volátiles	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de emisión para 13 sustancias y sus compuestos, ej.: SO_x (SO₂-SO₃) expresado como SO₂, NH₃, Br, Cl, F, entre otras. • Se clasifican en cuatro clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.
4. Sustancias orgánicas en forma de gas, vapor o partículas	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de emisión para aproximadamente 150 sustancias orgánicas, ej.: Formaldehído, Hidrocarburos de Olefina, Tolueno, Xilenos, entre otros. • Se clasifican en tres clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión.
5. Carcinógenos	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de emisión para aproximadamente 24 sustancias carcinógenas, ej.: Asbestos, Berilio, Benceno, Níquel, Cromo, Arsénico, Formaldehído, Hidrocarburos de Olefina, Tolueno, Xilenos, entre otros. • Se clasifican en tres clases de acuerdo al gasto másico de la fuente y a cada clase le corresponde un valor de emisión. • Las emisiones de carcinógenos se limitarán hasta donde la tecnología y las condiciones operacionales y económicas lo permitan.

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 _t ¹⁵	O ₂ %	Concentración en mg/m ³ N					
			SO _x (c)	NO _x (a)	NH ₃ (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	---

¹⁵ MW_t = Mega Watt de input de energía térmica.

Combustible	Tamaño MW _t ¹⁵	O ₂ %	Concentración en mg/m ³ N					
			SO _x (c)	NO _x (a)	NH ₃ (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 ¹⁶	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 ^(d)	80-150	---
Gas	---	3	---	80-110	30	--	100	---

Fuente: Ordenance on Air Pollution Control Suiza.

(a) La regla general es 250 mg/m³N, salvo lo indicado en el cuadro.

(b) Instalaciones con sistema de desnitrificación.

(c) Corresponde a la suma de SO₂ + SO₃ expresado como SO₂.

(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.

¹⁶ En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios

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.

Tabla 6: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas Gaseosas

Sustancia	Clase	Límite Emisión mg/m ³ 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.

Tabla 7: Límites de Emisión de Sustancias Inorgánicas en el MP

Sustancia		Expresada como	Clase	Límite mg/m ³ N	Flujo mínimo g/hr
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 ₂	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: Ordenance 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:

Tabla 8: Normas de Emisión al Aire para Contaminantes Criterio en Fuentes Tipo de Canadá

FUENTE	Partículas	Opacidad (%)	SO ₂	NO _x (como NO ₂)	CO (% en vol)
GERERADORES DE VAPOR CON CAPACIDAD MAYOR A 105 GJ/hr = 29MW					
Con carbón	10 ng/J ¹⁷	10 ¹⁸	90 ng/J ¹⁷	150 µg/J ¹⁷	---
Con gas natural ¹⁹	---	---	---	52 ²⁰ mg/m ³ ; 27 ppm ²¹	---
GENERADORES DE VAPOR O CALENTADORES CON CAPACIDAD MENOR A 105 GJ/hr ²² = 29MW					
< 2GJ/hr= 0,55MW	²³	5	---	NA	NA
> 2 < 10 GJ/hr =2,77MW					
Combustible líquido	²³	5	---	54 ng/J ²⁴	200 mg/m ³
Combustible gaseoso	²³	5	---	35 ng/J ²⁴	200 mg/m ³
> 10 < 105 GJ/hr = 29MW					
Combustible líquido	²³	5	---	40 ng/J ²⁴	200 mg/m ³
Combustible gaseoso	²³	5	---	26 ng/J ²⁴	200 mg/m ³

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 SO₂ sólo para los combustibles sólidos y líquidos. También se debe instalar equipos de medición continua de opacidad para estos dos tipos de combustibles.

¹⁷ Promedio móvil de 30 días.

¹⁸ Promedio de 6 minutos.

¹⁹ Capacidad mayor a 73 MW.

²⁰ 3% de O₂ en volumen.

²¹ Promedio de 1 hora.

²² Quemando gas o "fuel oil" solamente.

²³ Después de enero 1, 2000 se deberá usar combustible de bajo contenido de S si está disponible o las emisiones resultantes de SO₂ deberán ser menores que si se utilizara combustible de bajo contenido de S.

²⁴ Gramos por energía invertida.

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_x 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_x 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: SO₂, NO_x 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 ₂	NO _x	PST
		ppm	ppm	mg/m ³ 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.

La norma sobre combustibles sólidos sólo se aplica a las instalaciones mayores a 110 GJ/h (30,5 MW_t).

Los límites del SO₂ son válidos para cualquier tamaño de planta, los de MP y NO_x para plantas mayores de 12 MW_t.

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 _x	Permanente	Continua: quimioluminiscencia o equivalente	Sólido, líquido y gas
O ₂	Permanente	Continua; campo magnético o equivalente, con registrador como mínimo o equivalente	Líquido y gas
SO ₂	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_x 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_t), la norma aplica sobre combustibles sólidos.
- Los límites del SO₂ son válidos para cualquier tamaño de planta.
- Los límites de MP y NO_x para plantas mayores de 12 MW_t.

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: SO₂ 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)²⁵.

Tabla 11: Límites de Emisión en Brasil

Tipo de Área	Combustible	MP (gr/Gcal)		SO ₂ (gr/Gcal)	
		< 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

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.

²⁵ Gcal = 1.000.000 kcal

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: SO₂ 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.

Tabla 12: Límites de Emisiones de MP y NO_x para Calderas en Japón

Combustible	Tamaño en m ³ (b)	Límites de Emisión		
		Polvo y Hollín		NO _x
		General g/m ³ N	Especial (a) g/m ³ 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 SO₂ en m³N/hr en función de la zona en que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea, según la siguiente ecuación:

$$E = k \cdot 10^{-3} He^2 \quad \text{Ecuación 1}$$

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.

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 ³ 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 atingentes. 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_t se da un plazo de cumplimiento de 8 a 10 años dependiendo del tipo de planta y combustible.

Para las mayores de 50 MW_t la norma se aplicará a partir de Noviembre de 2007, salvo para las turbinas de gas se aplicará a partir de Octubre del 2012.

A continuación se muestran los límites de emisión de NO_x y SO₂ 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_t se debe medir continuamente cada media hora los siguientes contaminantes: mercurio, NO₂, SO₂, SO₃; NO y hollín. Además, se exige medición continua de polvo y CO para unidades individuales mayores de 5 y 2,5 MW_t, 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_x y SO_x en Instalaciones de Combustión de Alemania

Combustible	Equipo Combustible	Tamaño MW _t	NO _x mg/m ³	SO _x		Sustancias Orgánicas (COV) mg/m ³
				mg/m ³	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 ^(a)	>100	---	200	85%	---	
Petróleo Liviano	5-100	250	850	---	---	

Combustible	Equipo Combustible	Tamaño MW _t	NO _x mg/m ³	SO _x		Sustancias Orgánicas (COV) mg/m ³
				mg/m ³	Porcentaje Desulfurización	
Otros Combustibles Líquidos		<100	350	850	---	---
		100-300	200	400-200 ^(b)	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_t se debe medir continuamente cada media hora los siguientes contaminantes: mercurio, NO₂, SO₂, SO₃; NO y hollín. Además, se exige medición continua de polvo y CO para unidades individuales mayores de 5 y 2,5 MW_t, 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_t, 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_t se da un plazo de cumplimiento de 8 a 10 años dependiendo del tipo de planta y combustible.
- Para las mayores de 50 MW_t 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.

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 _t	O ₂ %	Polvo mg/m ³ N	CO mg/m ³ N	Mercurio mg/m ³ N	Cadmio y Talio mg/m ³ N	Dioxinas y Furanos µg/m ³ 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 limitada²⁶. 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.

²⁶ 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.

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/m³N:

Las condiciones normales (N) se refieren a gas seco, a 0 °C, 1 Atm, y corregido al porcentaje de O₂ 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 O₂:

$$F_{\text{corrección O}_2} = (\text{O}_{2\text{aire}} - \text{O}_{2\text{referencia}}) / (\text{O}_{2\text{aire}} - \text{O}_{2\text{medido}}) \quad \text{Ecuación 5}$$

Considerando que el O₂ en el aire es de 21% y que el O₂ de referencia es 6%:

$$F_{\text{corrección O}_2} = 15 / (21 - \text{O}_{2\text{medido}}) \quad \text{Ecuación 6}$$

Cálculo del Factor de Corrección de Humedad:

$$F_{\text{corrección H}_2\text{O}} = 100 / (100 - H_2O)$$

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 _x	SO ₂	COV	CO	NH ₃	SI ²⁷	
EEUU	SI	SI como NO ₂	SI	NO	NO	NO	Hg ²⁸	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 ₂
Japón	Si	Si	Si	NO	NO	NO	Si	Diferencia por áreas y sólo regula MP y NO _x por tamaño y combustible
Alemania	Si	Si	Si	Si	Si	NO	Si	Norma por tamaño y combustible, regula pequeñas instalaciones

²⁷ SI: Sustancias Inorgánicas

²⁸ En proceso de ser normado

Del análisis se concluye que todos los países considerados norman el SO₂, MP y NO_x, salvo Brasil que no considera este último contaminante.

En el caso de las emisiones de NO_x, éstos deben ser expresados como NO₂. 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 SO₂ 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/m³ 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 _x , SO ₂ , O ₂ y CO ₂	-	-
CEE	> 100 MWt	MP, NO _x , SO ₂	< 100 MWt	6 meses
Canadá	-	Opacidad, NO _x , SO ₂	-	-
México	-	NO _x y O ₂	-	PTS 6 meses
Alemania	> 2,5 MWt	CO	-	-
	> 5 MWt	MP	-	-
	> 20 MWt	Hg, NO ₂ , SO ₂ , SO ₃ , NO y hollín	-	-

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 ²⁹	130 ng/J ³⁰	Opacidad 20	Opacidad 20	---
	29 – 73 MWt	22-43-86 ng/J ⁴³	22-43-86 ng/J ⁴³	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 ³ N			5 mg/m ³ N	
	100-300 MWt	30 mg/m ³ N			5 mg/m ³ N	
	> 300 MWt	30 mg/m ³ N			5 mg/m ³ N	

²⁹ Dependiendo del porcentaje distinto de carbón (< 10%, > 10% y < 30%) respectivamente

³⁰ Se limita el uso de madera a un 30% del aporte energético

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
Suiza ³¹	0,02-0,07 MWt	---	---	---	1-2 ³²	---
	0,07-1 MWt	150 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N	---		
	1-5 MWt	150 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N	---		
	5-100 MWt	50 mg/m ³ N	50 mg/m ³ N	50-80 mg/m ³ N		
	> 100 MWt	50 mg/m ³ N	50 mg/m ³ N	50 mg/m ³ N		
México	Zona Metropolitana	60 mg/m ³ N	60 mg/m ³ N	60 mg/m ³ N	60 mg/m ³ N	---
	Zona Crítica	250 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	---
	Resto País	350 mg/m ³ N	350 mg/m ³ N	350 mg/m ³ N	350 mg/m ³ N	---
Alemania	< 5 MWt	50 mg/m ³ N				5 mg/m ³ N
	5-50 MWt	50 mg/m ³ N				5 mg/m ³ N
	> 50 MWt	20 mg/m ³ N				5 mg/m ³ N
Japón ³³	< 10.000 m ³	300-200 mg/m ³ N	---	300-150 mg/m ³ N	300-150 mg/m ³ N	100-50 mg/m ³ N
	10.000-40.000 m ³	300-200 mg/m ³ N	---	250-150 mg/m ³ N	250-150 mg/m ³ N	100-50 mg/m ³ N
	40.000- 200.000 m ³	200-100 mg/m ³ N	---	150-50 mg/m ³ N	150-50 mg/m ³ N	50-30 mg/m ³ N
	200.000- 500.000 m ³	100-50 mg/m ³ N	---	50-40 mg/m ³ N	50-40 mg/m ³ N	50-30 mg/m ³ N
	500.000- 700.000 m ³	100-50 mg/m ³ N	---	50-40 mg/m ³ N	50-40 mg/m ³ N	50-30 mg/m ³ N
	> 700.000 m ³	100-50 mg/m ³ N	---	50-40 mg/m ³ N	50-40 mg/m ³ N	50-30 mg/m ³ N

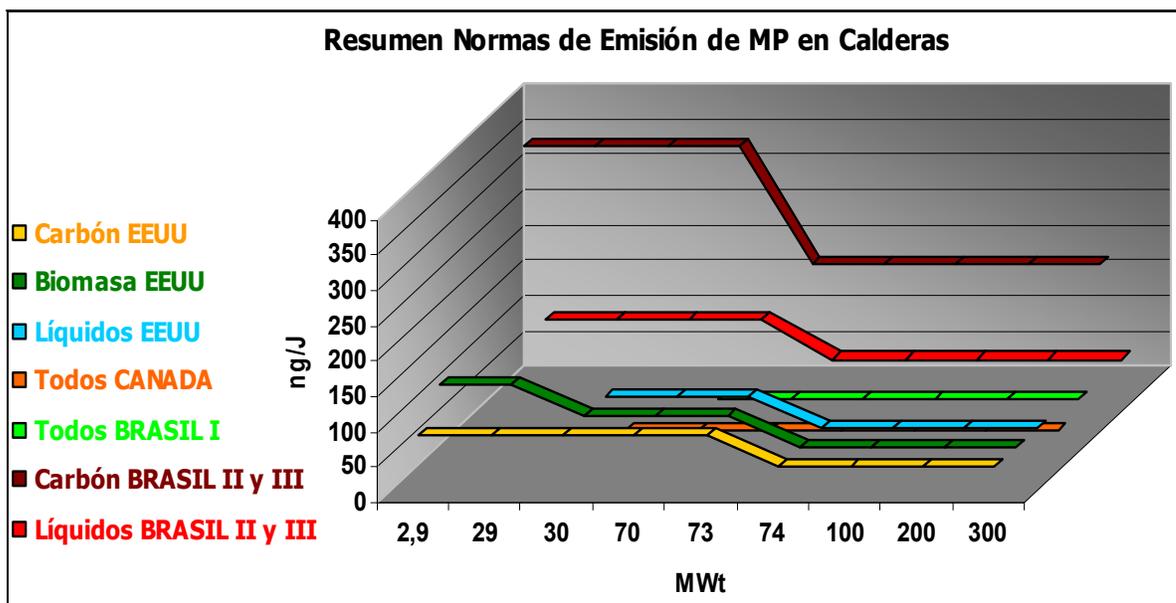
Fuente: Elaboración propia en base a los antecedentes recopilados

En el siguiente gráfico se presenta las normas de emisión de material particulado para calderas para los países que establecen límites en ng/J:

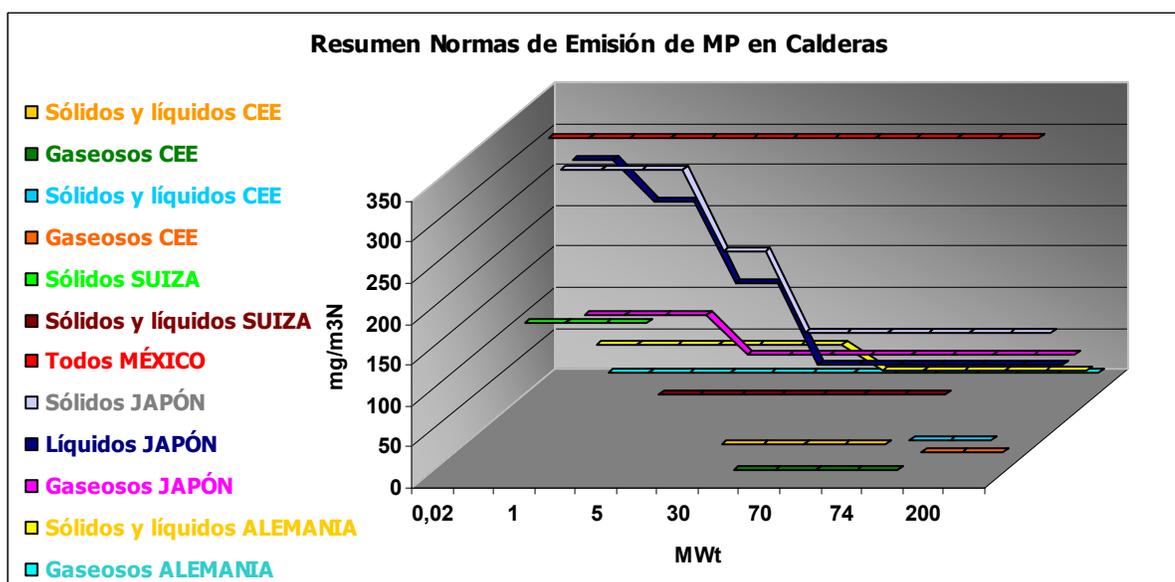
³¹ En instalaciones menores a 5 MWt no se autoriza el uso de petróleos pesados y medios

³² Índice de humo para regular las emisiones de hollín

³³ 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 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 NO_x :

Tabla 19: Límites de Emisión de NO_x Según Normativa Internacional

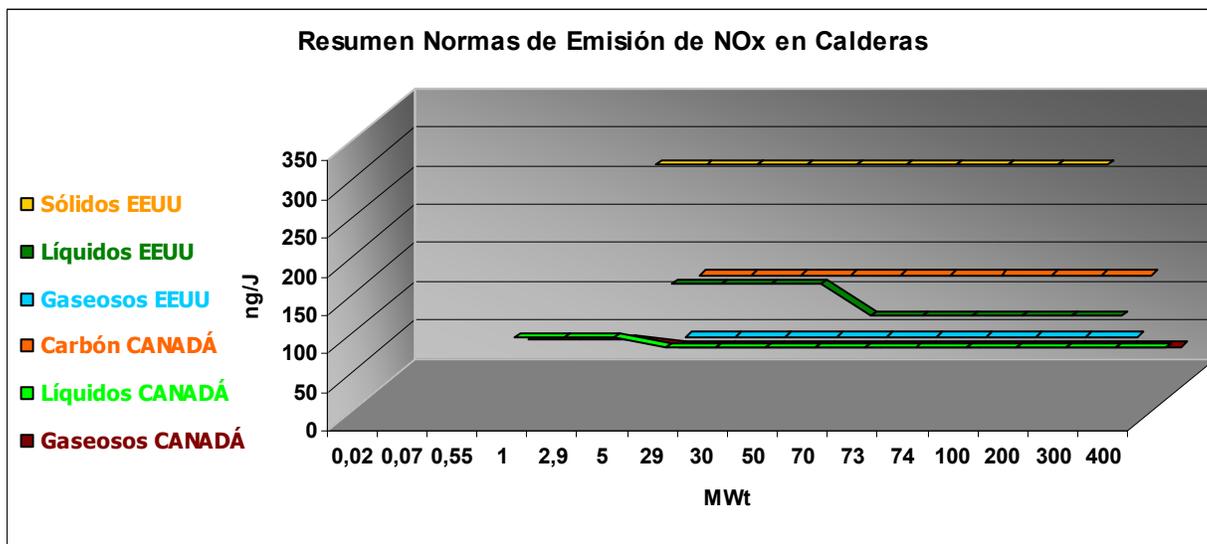
País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
EEUU	< 29 MWt	---	---	---	---	---
	29 – 73 MWt	210-340 ng/J	210-340 ng/J	130-170 ng/J	130-170 ng/J	43-86 ng/J
	> 73 MWt	260-340 ng/J	260-340 ng/J	129 ng/J	129 ng/J	86 ng/J
Canadá	< 0,55 MWt	---	---	---	---	---
	0,55-2,77 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 ³ N
CEE	50-100 MWt	400 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N			
	100-300 MWt	200 mg/m ³ N	300 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N
	> 300 MWt	200 mg/m ³ N	100 mg/m ³ N			
Suiza ³⁴	TODAS MWt	250 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	---	120-150 mg/m ³ N	80-110 mg/m ³ N
	5-50 MWt	---	---	450 mg/m ³ N	---	---
	50-100 MWt	---	---	300 mg/m ³ N	---	---
	> 100 MWt	---	---	150 mg/m ³ N	---	---
México	Metropolitana	226 mg/m ³ N				
	Zona Crítica	226 mg/m ³ N				
	Resto País	770 mg/m ³ N				

³⁴ 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%.

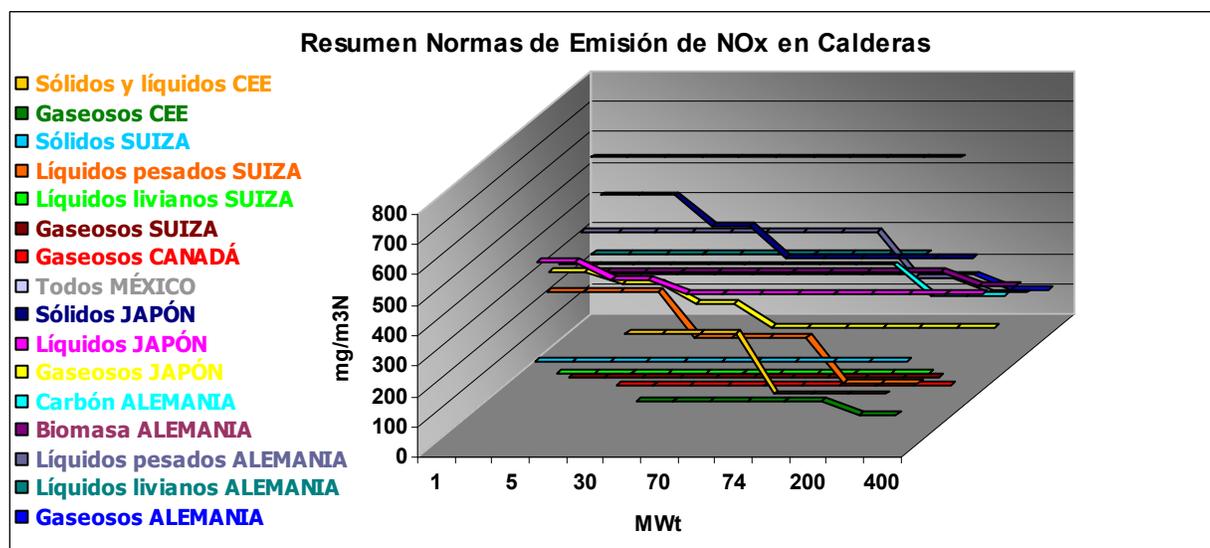
País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
Brasil		No regula las emisiones de NO _x				
Japón ³⁵	< 10.000 m ³	616 mg/m ³ N	---	370 mg/m ³ N	370 mg/m ³ N	308 mg/m ³ N
	10.000-40.000 m ³	616 mg/m ³ N	---	308 mg/m ³ N	308 mg/m ³ N	267 mg/m ³ N
	40.000-500.000 m ³	513 mg/m ³ N	---	308 mg/m ³ N	308 mg/m ³ N	205 mg/m ³ N
	500.000-700.000 m ³	513 mg/m ³ N	---	---	---	---
	> 500.000 m ³	---	---	267 mg/m ³ N	267 mg/m ³ N	123 mg/m ³ N
	> 700.000 m ³	411 mg/m ³ N	---	---	---	---
Alemania	< 50 MWt	300 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	350 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N
	50-100 MWt	300 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	350 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N
	100-300 MWt	200 mg/m ³ N	250 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	---	150 mg/m ³ N
	> 300 MWt	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	150 mg/m ³ N	---	100 mg/m ³ 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:

³⁵ 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 mg/m³N:



A continuación se presenta la comparación de las normas recopiladas a nivel internacional para las emisiones de SO₂:

Tabla 20: Límites de Emisión de SO₂ Según Normativa Internacional

País	Rango	Combustible				
		Carbón	Biomasa Madera	Petróleo pesado	Petróleo Liviano	Gas
EEUU	2,9 – 29 MWt	520-260 ⁵⁰ ng/J	520-260 ³⁶ ng/J	215 ng/J	215 ng/J	---
	29 – 73 MWt	340-170 ⁵⁰ ng/J	520-260 ⁵⁰ ng/J	340-170 ⁵⁰ ng/J	340-170 ⁵⁰ 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 ³ N	200 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
	100-300 MWt	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	400-200 mg/m ³ N	400-200 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
	> 300 MWt	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
Suiza ³⁷	1-5 MWt	2.000 mg/m ³ N	---	---	---	---
	5-100 MWt	2.000 mg/m ³ N		1.700 mg/m ³ N		
	> 100 MWt	400 mg/m ³ N		400 mg/m ³ N		
México	Zona Metropolitana	1.129 mg/m ³ N				---
	Zona Crítica	2.259 mg/m ³ N				---
	Resto País	4.518 mg/m ³ N				---

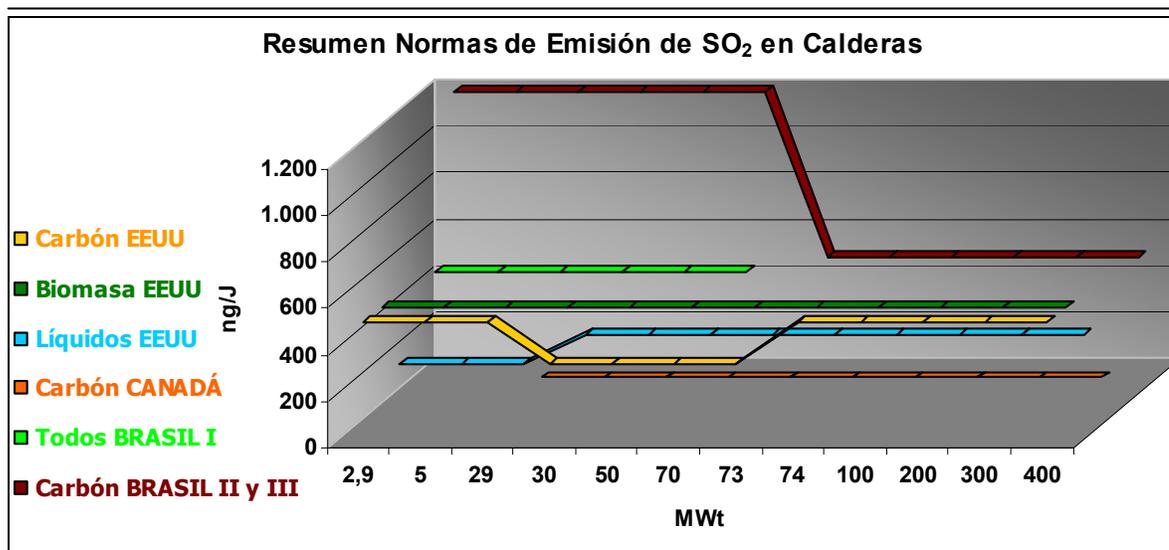
³⁶ Con tecnología de abatimiento de SO₂

³⁷ 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 ³⁸	Todas	Limita el % de Azufre en el combustible entre 0,5 y 1,2				
Alemania	< 50 MWt	1.300 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
	50-100 MWt	850 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
	100-300 MWt	---	200 mg/m ³ N	400-200 ³⁹ mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	35 mg/m ³ N
	> 300 MWt	---	200 mg/m ³ N	200 mg/m ³ N	850 mg/m ³ N	35 mg/m ³ 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/m³N:

³⁸ Las emisiones de SO₂ son reguladas en función de la zona en la que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea
³⁹ Disminución lineal

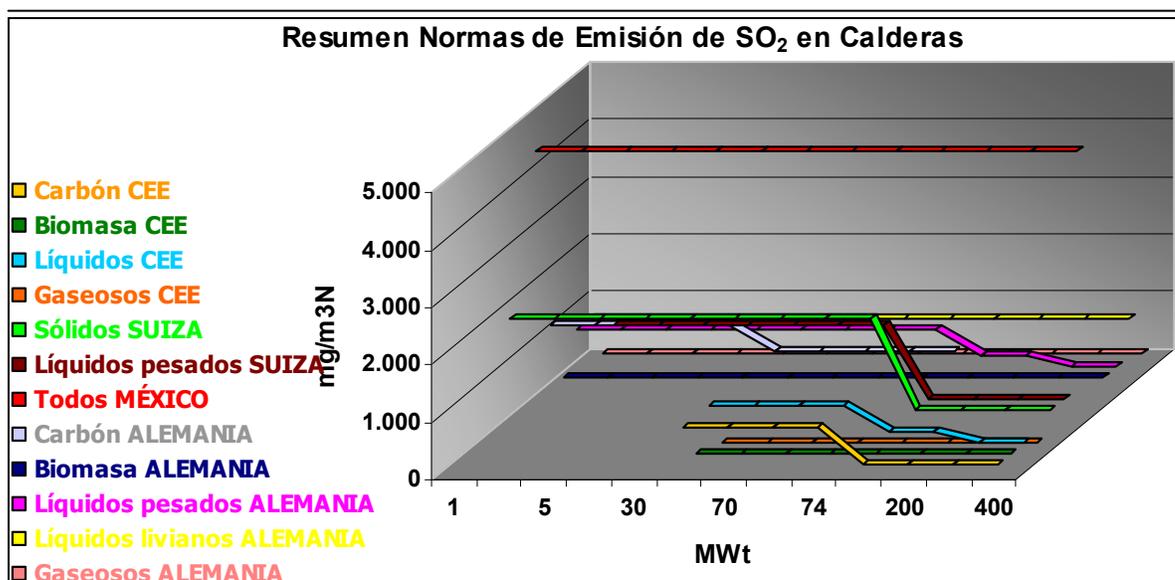


Tabla 21: Límites de Emisión de Hg Según Normativa Internacional

País	Rango	Unidad	Combustible		
			Carbón Bituminoso	Lignito	Carbón Desecho
EEUU	Todas menos CCGI ⁴⁰	ng/J	0,0025	0,021	0,002
	CCGI	ng/J	0,0025		
Suiza	Todas sobre flujo de 1 g/h	mg/m ³ 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.

⁴⁰ Ciclo Combinado de Gasificación Integrada

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 ³ N	EPA-5	No establece
D.S. N° 1905 MINSAL	RM	1993	Calderas de calefacción	Material particulado	56	mg/m ³ 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 ³ 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

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 ₂	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

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:

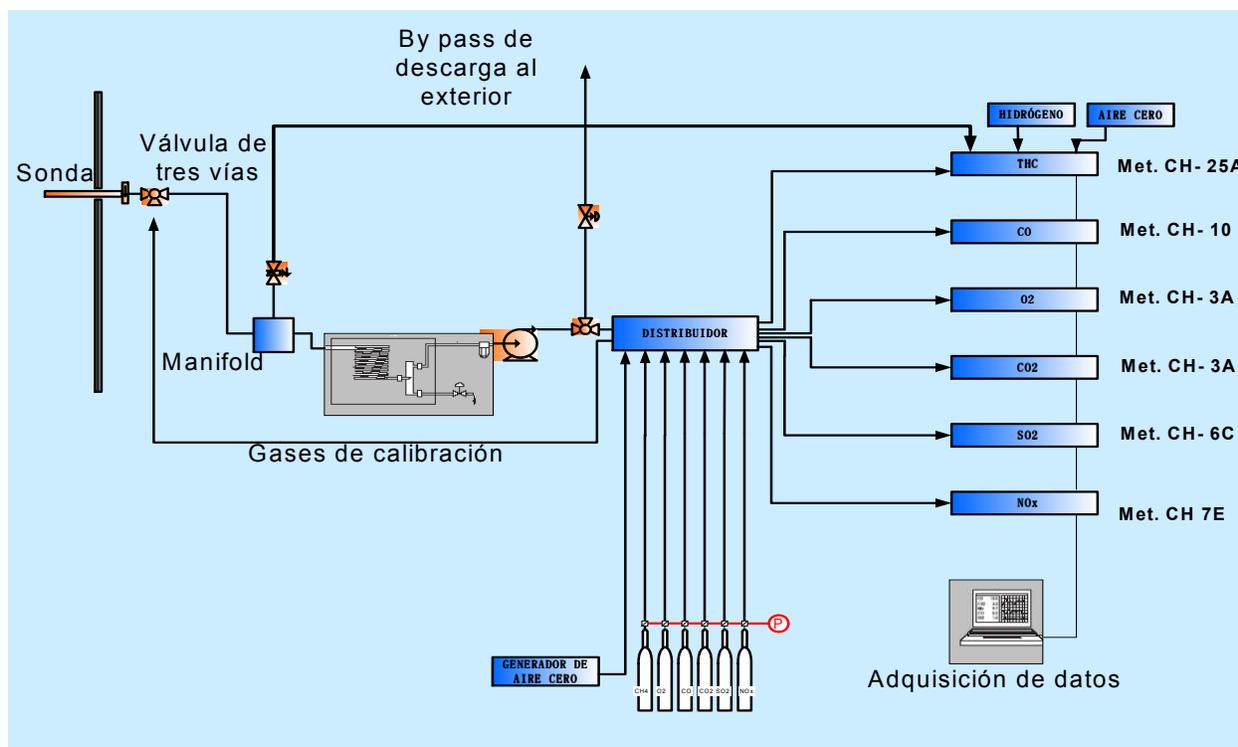


Tabla 23: Métodos de Muestreo

Parámetro	Método	Sistema Utilizado
Monóxido de Carbono (CO)	CH-10	Analizador IR no dispersivo
Dióxido de Carbono (CO ₂)	CH-3A	Analizador IR no dispersivo
Oxígeno (O ₂)	CH-3A	Analizador presión magnética
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	CH-7E	Luminiscencia química
Dióxido de Azufre (SO ₂)	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 ₃)	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.

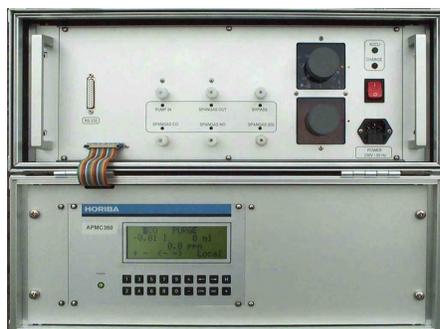
Rango: De 0 a 1.000 ppm.

Sensibilidad: La concentración mínima detectable es 20 ppm para una escala de 0 a 1.000 ppm.

Método CH-3 A: Determinación de las Concentraciones de O₂ y CO₂

Este método se aplica para determinar las concentraciones de oxígeno (O₂), de anhídrido carbónico (CO₂) 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 O₂, CO₂ 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 O₂ o CO₂ 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 O₂ es de 0-25% y para el CO₂ es de 0-40%.

Método CH-7E: Determinación de las Emisiones de NO_x

Este método se aplica sólo cuando está especificado en las reglamentaciones para determinar las concentraciones de óxidos de nitrógeno (NO_x) 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_x.



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 designados, el límite mínimo detectable debe ser menor que el 2 % de la escala.

Método CH-6C: Determinación de Emisiones de SO₂

Este método se aplica sólo cuando está especificado dentro de las reglamentaciones para determinar las concentraciones de dióxido de azufre (SO₂) 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 SO₂, 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.

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 ± 14 °C (248 ± 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.



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) ⁴¹
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) ⁴²

⁴¹ El picogramo (pg) es una unidad de masa equivalente a la billonésima parte de un gramo.

⁴² El nanogramo (ng) es una unidad de masa equivalente a la millonésima parte de un gramo.

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, Cl₂ 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 H₂SO₄ 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.

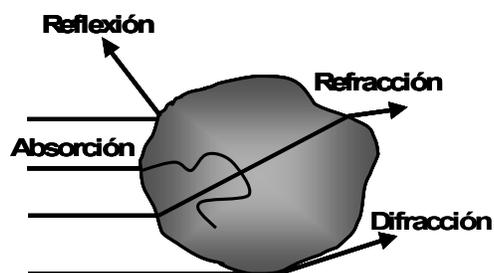
Adicionalmente debe permitir la realización de calibraciones, de manera de asegurar la representatividad de los datos registrados. A continuación se mencionan algunos de los principios de medición:

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:

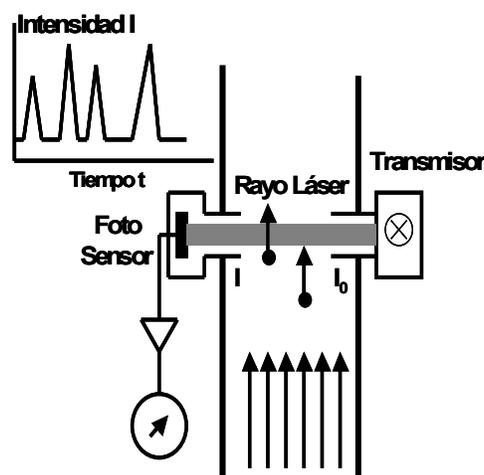


Métodos Ópticos

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.

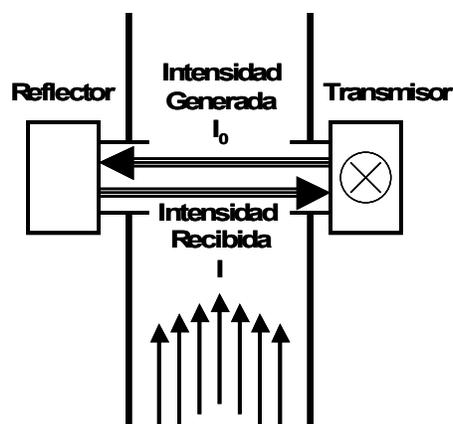


Estos sistemas presentan problemas de alineación, son muy dependientes de la velocidad, forma, granulometría, densidad y humedad de las partículas presentes en el flujo de gas. No son recomendables para el monitoreo en chimenea.

II) Transmisor de Luz

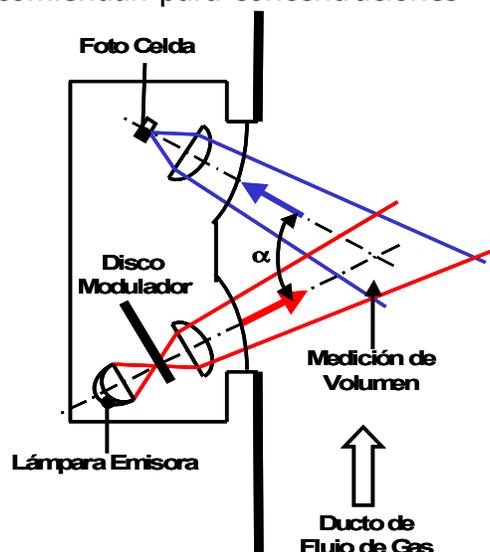
Estos sistemas miden opacidad y se utilizan en altas concentraciones de material particulado. Un rayo de luz de aproximadamente 50 (mm) pasa por el canal a un reflector, que lo regresa al transmisor; la luz es debilitada por la absorción, la reflexión, la difracción y la refracción. Éstos se dividen 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 mg/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.



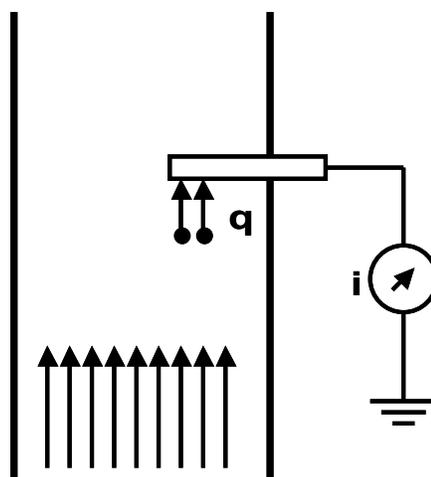
El punto de intersección entre el rayo de luz emitido y el recibido permite definir el volumen de gas en la chimenea. La concentración de material particulado es determinada por la intensidad de la luz dispersada.

Éste sistema permite un límite calibración del nivel cero y span, el límite de detección de 1 mg/m^3 , posee sistemas automáticos de limpieza con lo que se reduce la mantención 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.

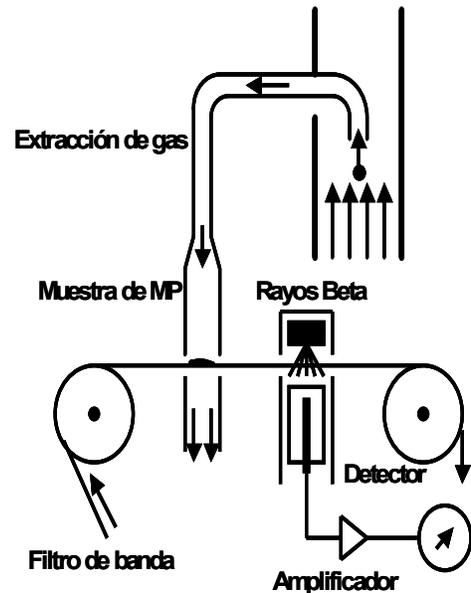


Ambiosis



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 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

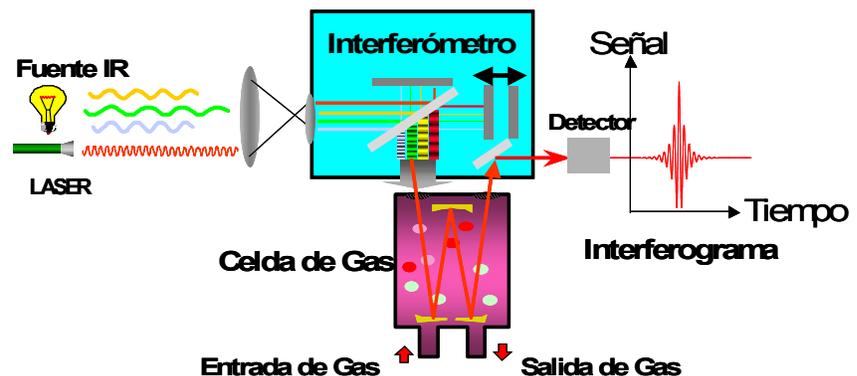
Los sistemas de monitoreo continuo de gases se pueden agrupar en extractivos (extracción de una muestra de gas desde la chimenea) o de medición "in-situ" (medición directa en chimenea sin extracción de muestra del gas de chimenea).

Métodos Extractivos

I) Sistemas FTIR

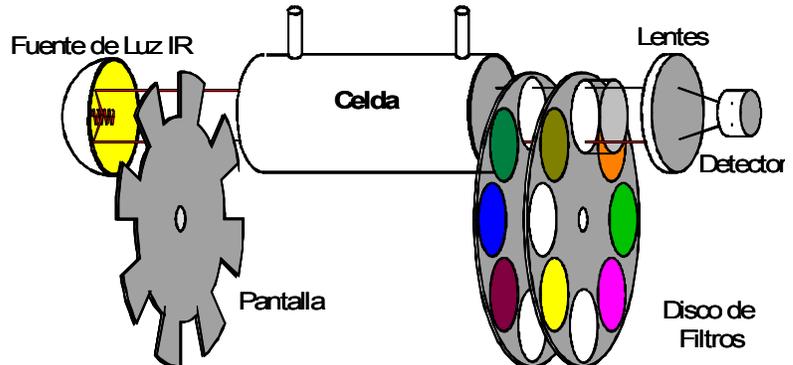
Éstos equipos realizan las lecturas mediante la extracción de una porción de gas de chimenea a través de una línea calefaccionada (180°C).

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

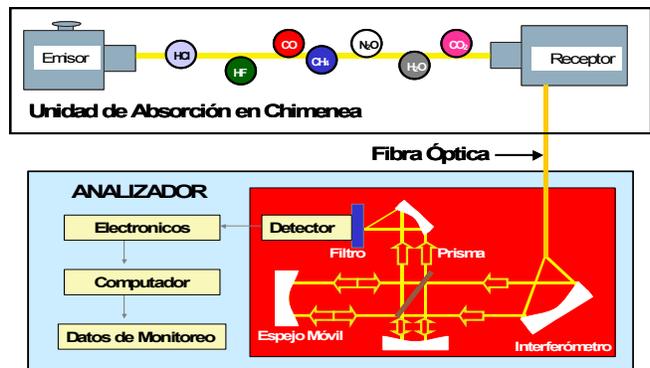
Son equipos que miden la concentración de los gases presentes en una porción de gas extraído mediante una línea calefaccionada sobre 180 °C utilizan una fuente de luz infrarroja la cual es absorbida, la concentración es determinada mediante la ley de Lambert Beer que correlaciona la luz atenuada con 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.

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, SO₂, NO_x, 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 ⁴³	Duración	Periodicidad
CO	CH-10	182	4 horas de medición efectiva	Anual con Laboratorio Autorizado
CO ₂	CH-3A			
O ₂	CH-3A			
NO _x	CH-7E			
SO ₂	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 ₃	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			Anual sólo para Carbón como combustible

Fuente: Elaboración propia

⁴³ 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.

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/cm² de presión; incorporando los circuitos de suministro de vapor.

Esta normativa está 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".

Los estándares sugeridos para calderas son los siguientes:

- 30 mg/m³N para calderas con combustibles gaseosos,
- 100 mg/m³N para calderas con combustibles líquidos y
- 150 mg/m³N 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/m³N, y de 56 mg/m³N 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 AMBIOISIS, 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:

Tabla 26: Límites de Emisión de Material Particulado Propuestos

Tipo de fuentes	Estándar de Material Particulado Propuesto ⁴⁴	Consideraciones	Plazo de Cumplimiento Propuesto
Calderas de vapor de generación eléctrica, con combustibles sólidos	100 mg/m ³ N (6% O ₂)	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 ³ N (6% O ₂)	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 ³ N (3% O ₂)	Este estándar corresponde al utilizado por la Comunidad Europea, para fuentes en operación.	Un año después de la firma del Plan.

Fuente: Estudio AMBIOSIS 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 SO₂, NO_x 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.

⁴⁴ 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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

- 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.

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.

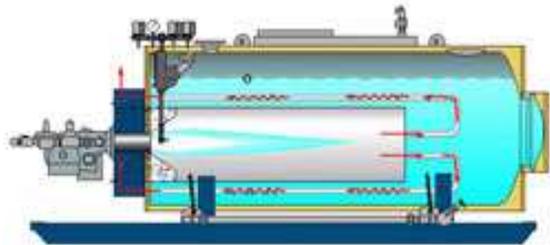
4.1.1 Tipos de Calderas Industriales

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 perdida de carga en los humos. En este tipo de calderas el hogar y los tubos están completamente rodeados de agua.



Ventajas:

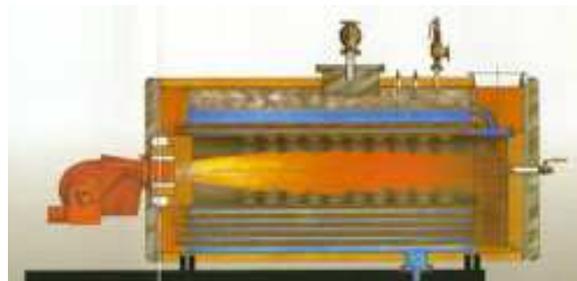
- Menor costo inicial debido a su simplicidad de diseño.
- Mayor flexibilidad de operación
- Menores exigencias de pureza en el agua de alimentación.

Inconvenientes:

- Mayor tamaño y peso.
- Mayor tiempo para subir presión y entrar en funcionamiento.
- No son empleables para altas presiones

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:

- 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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

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 NO_x , por lo que las emisiones de estos compuestos se reducen.

Un esquema de lecho se acompaña en la siguiente figura:

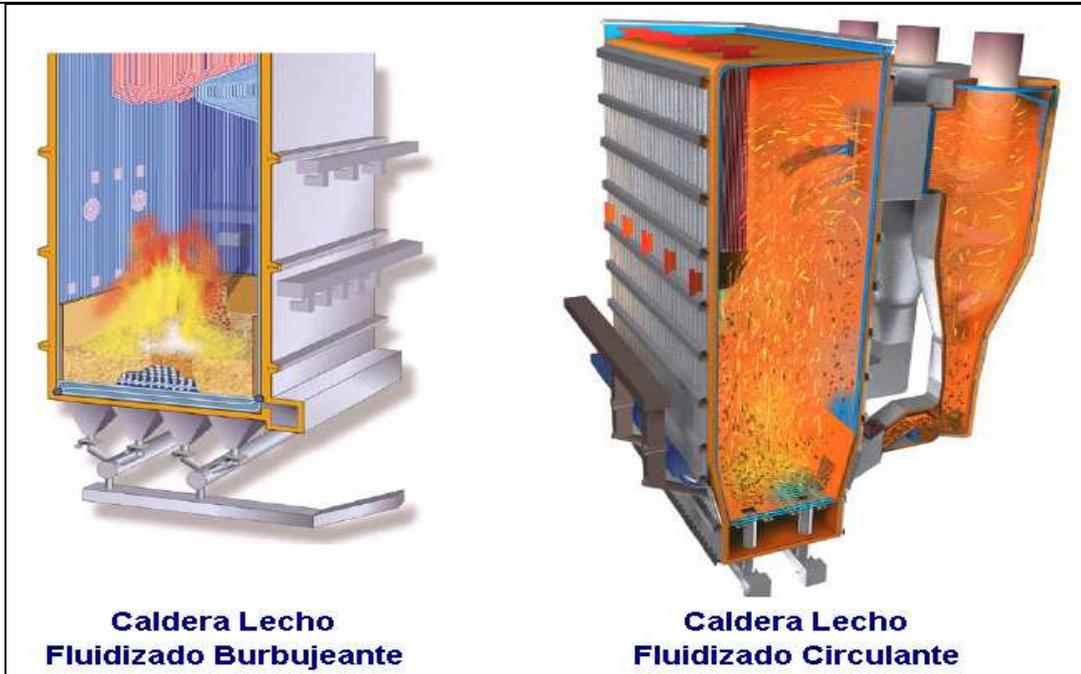


Figura 2: Calderas de Lecho Fluidizado

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.

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.

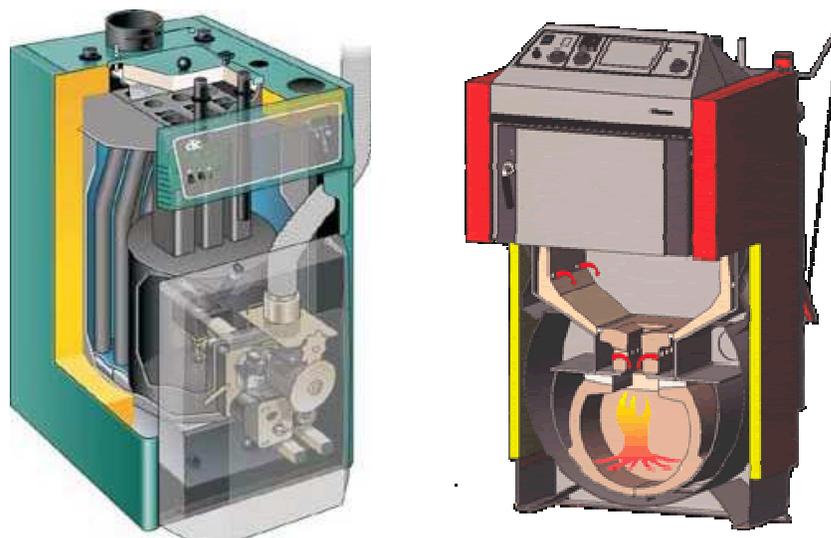


Figura N° 4 : Calderas de Gasificación de Pellet

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.

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



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:

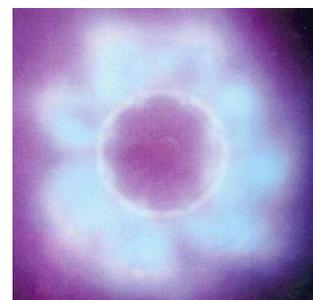
- De alta presión de atomización.
- De baja presión de atomización.



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.

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. Nº 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.

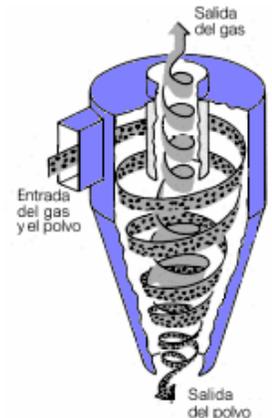
A continuación se presenta un resumen de las tecnologías de abatimiento, o de control de emisiones comúnmente aplicado a distintos tipos de contaminantes atmosféricos.

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.



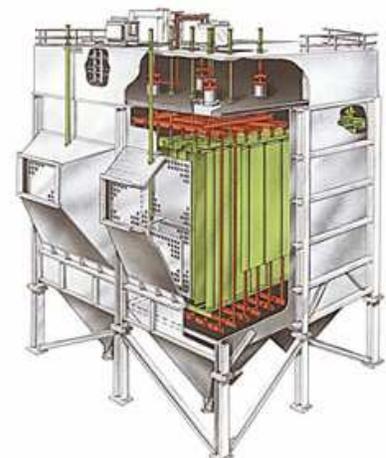
4.3.1.2 Filtros de Mangas

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 μm 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.

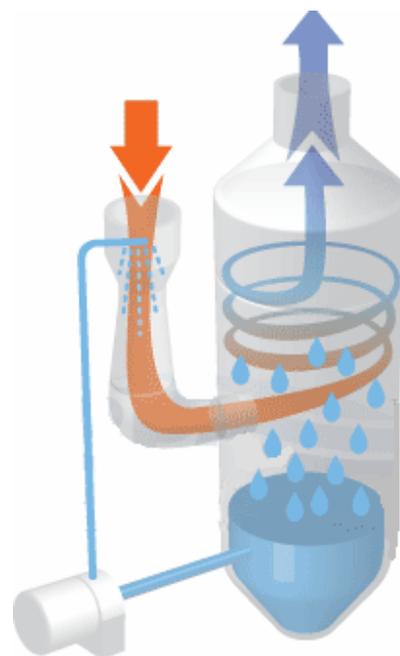


Dado su alto costo de inversión se usa sólo en calderas de gran tamaño y que operen en forma continua y estable.

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).

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 $^{\circ}\text{C}$ 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 ⁽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

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 μm y su eficiencia depende de los caudales.

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 SO₂ 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 SO₂ 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 N₂.

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 SO₂ se pueden clasificar en:





Ambiosis



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

- 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 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 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.

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_x)

La disminución de las emisiones de NO_x se puede lograr ya sea disminuyendo su formación o usando tecnologías de abatimiento. Para controlar la formación o generación de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) 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_x (SCR y SNCR).
- Uso de sorbentes que captan el NO_x .

Los tres primeros métodos están enfocados en evitar la formación de NO_x , y los dos últimos se enfocan en reducir los NO_x producidos a N_2 u otros gases (N_2O_5) de fácil remoción; por esto los métodos de control de emisiones de NO_x 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_x .
- Recirculación de Gases de Combustión.

Tecnologías de Post Tratamiento para Control de Emisiones de NO_x.

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_x

Equipo	Captación	Temperatura ° C	Carga NO _x ppm ^(a)
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	70% - 90%	250° - 430°	> 20
Reducción Selectiva No Catalítica ^(b) (SNCR)	30% - 50%	870° - 1.150°	200 – 400 ^(b)

Fuente: Elaboración Propia.

- (a) Eficiencia aumenta con concentración de NO_x. Bajo 20 ppm baja de 70% y los costos aumentan.
(b) Este método sólo es recomendable para altos niveles de NO_x en los gases de combustión.

Las eficiencias de las tecnologías más utilizadas en Calderas para reducir las emisiones de NO_x se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla 30: Reducción de Emisiones en Calderas

Tecnología Reducción	Porcentaje Reducción NO _x			
	Gas Natural		Fuel Oil	
	EPA AP42	EPA 456/F ^(d)	EPA AP42	EPA 456/F ^{(d) (e)}
Quemadores Low NO _x	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 NO _x + 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_x 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 NO_x más utilizadas en Calderas:

Tabla 31: Ventajas y Desventajas de Tecnologías de Control

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Quemadores Low NO _x	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 _x aplicable con bajas concentraciones de NO _x	Costos de Inversión y operación mayores que SNCR y Low NO _x . 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.

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_x, SO_x, COV, NH₃, PTS, MP₁₀, 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:

- 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 Emisión⁴⁵

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.

⁴⁵ 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 ⁴⁶	Lavadores Venturi ⁴⁷	Filtros de Manga ⁴⁸	Precipitadores Electrostáticos ⁴⁹	Ciclones ⁵⁰
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:

⁴⁶ Sus eficiencias son moderadas y fuertemente dependientes de los caudales de líquido de lavado y de humos.

⁴⁷ Requieren la utilización de un ciclón para la recuperación del líquido de lavado.

⁴⁸ Su eficiencia es independiente del caudal

⁴⁹ Sirven para grandes volúmenes y altas temperaturas pero son fuertemente dependientes de los caudales y propiedades de los humos

⁵⁰ Son mecanismos simples pero ineficientes para partículas < 10 µm y su eficiencia depende de los caudales

Tabla 33: Definiciones de Tipos de Caldera⁵¹

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 ²
Caldera de vapor	Destinada a la generación de vapor de agua, a una presión manométrica igual o superior a 0,5 kg/cm ² . 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.

⁵¹ Borrador de la modificación del reglamento de revisiones y pruebas de calderas, actualmente en elaboración

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 electrónicos.
- 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.

Fuente de Información	Calderas Industriales	Calderas de Calefacción	Generación Eléctrica	Sub Total
Formularios 138 I Región	59	5	19	83
Formularios 138 II Región	33	0	35	68
Formularios 138 III Región	3	0	8	11
Formularios 138 IV Región	1	2	0	3
Formularios 138 V Región	67	5	9	81
Formularios 138 VI Región	38	1	4	43
Formularios 138 VII Región	62	41	3	106
Formularios 138 VIII Región	93	12	2	107
Formularios 138 IX Región	21	7	13	41
Formularios 138 X Región	70	23	0	93
Formularios 138 XI Región	5	5	0	10
Formularios 138 XII Región	443	6	13	462
Base FFIJAS-RM Santiago	860	3.457	2	4.319
TOTAL	1.755	3.564	108	5.427

Fuente: Elaboración propia en base a las bases de datos recopiladas.

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 m³N/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:

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
TOTAL		2.415	662	20	3.097

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.

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.

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 (MP₁₀ y SO₂).
- DS 180/94 Fundición Hernan Videla Lira – Paipote ENAMI (SO₂).
- DS 16/97 Región Metropolitana de Santiago (O₃, MP₁₀, CO y NO_x).
- DS 18/97 Fundición Potrerillos (MP₁₀ y SO₂).
- DS 81/98 Fundición Caletones (MP₁₀ y SO₂). En reformulación.
- DS 164/99 María Elena y Pedro de Valdivia (MP₁₀).
- DS 179/99 Fundición Potrerillos (MP₁₀ y SO₂). Actualmente sin población
- DS 20/01 Región Metropolitana de Santiago (O₃, MP₁₀, CO y NO_x).
- DS 206/01 Fundición Chuquicamata (MP₁₀ y SO₂).

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_x 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/m³N, y en Emergencia las que no estén bajo 28 mg/m³N.

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 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:

a) Central Eléctrica Tarapacá (CELTA)

La Resolución Exenta N° 806/1432 de 1996 aprobó el proyecto. La RCA estableció el monitoreo de NO_x, SO₂, 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 MP₁₀, NO₂, SO₂ y O₃.
- Debe monitorear en forma continua las emisiones de SO₂.
- Debe monitorear emisiones de MP₁₀, 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 ₂	8,16	kg SO ₂ /10 ⁶ kcal	1.968,00
Ni + As	0,50	mg/m ³ N	0,16
V	5,00	mg/m ³ 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 ₁₀	Carbón	5,1 Ton/día
PM ₁₀	Carbón - petcoke	3,31 Ton/día
SO ₂		50,88 Ton/día
Vanadio		5,0 mg/m ³ N
Níquel + Arsénico		0,5 mg/m ³ N

Fuente: Estudio GAMMA 2007.

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 PM₁₀, SO₂ y NO_x
- Emisión de SO₂ máximo de 130 Ton/día
- Emisión de particulado máximo de 5 Ton/día.
- Monitorear en forma continua las emisiones de SO_x
- 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 ³	kg/h	ppm	mg/m ³	kg/h
CO	22	20	--	10 – 20	8 – 16	
SO ₂	0	0	--	71	133,77	
NO _x	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:

Tabla 39: Emisiones Generadas por las Unidades Turbogas N° 1 y 2

Contaminante	Petróleo		Gas Natural	
	mg/m ³ N	Ton/día	mg/m ³ N	Ton/día
Material Particulado	35-45	0,0035	--	--
NO _x	80-90	0,0074	50-60	0,0048
CO	40-50	0,0039	30-40	0,0030
SO ₂	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_x y parcial de O₃ 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 bloque⁵² fueron:

Tabla 40: Emisiones Comprometidas por Gas Atacama

Combustible	NO _x g/s	CO g/s	SO ₂ 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_x son de 546 g/s operando con 3 turbinas con petróleo diesel.

⁵² Son dos bloques con dos turbinas de gas cada uno.

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: O₃, NO, NO₂ y NO_x totales. Además se incluye monitoreo de NO_x y O₂ 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 SO₂.

- RE 68 del 2006 COREMA, autoriza operación Central N° 3. Los límites son:
 - SO₂ máximo: 108,21 Ton/día.
 - NO_x máximo: 23,92 Ton/día.
 - MP máximo: 3,75 Ton/día.
 - Vanadio: 5 mg/m³N
 - Níquel + Arsénico: 0,5 mg/m³N

c) Central Ventanas.

Si bien la Central Ventanas fue construida antes de crearse el SEIA⁵³, el DS N° 252 de 1992 limita las emisiones de MP y SO₂. A su vez la RE 53 solicita informar calidad del aire. Los límites de emisión son:

- MP : 3.000 Ton/año
- SO₂: 1,13 kg/MMbtu

⁵³ SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

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 SO₂, MP₁₀, NO_x, CO y O₂.
- 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 NO₂, SO₂ y PM₁₀ 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 ₂	SO ₂	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 SO₂ y PM₁₀
- 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 ₂	7,3	8,4	13,7
SO ₂	0,0	3,6	1,63
CO	1,8	2,1	2,9
HC	0,6	0,6	0,52
PM ₁₀	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_x, SO₂, 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:

- SO₂ 1.088 t/año
- NO_x 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 las estaciones de monitoreo de calidad de aire se mide: PM₁₀, SO₂, NO₂, CO, O₃, HCNM y CH₄. Como límites de emisión se establecen los siguientes:

Tabla 43: Límites de Emisión en Turbinas

	SO ₂	NO _x	CO	MP
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 SO₂, NO_x, CO, O₃ y PM₁₀ 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 PM₁₀, NO_x 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:

Tabla 44: Emisiones Máximas en las Unidades I y II (Ton/día)

Parámetro	Unidad I	Unidad II	Complejo
Tasa de emisión de NO _x	4,83	25,1	29,93
Tasa de emisión de CO	0,063	2,69	2,753
Tasa de emisión de SO ₂	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 ⁻⁴	---

Fuente: SEIA, CONAMA.

Se compromete también el monitoreo continuo de MP, SO₂, CO, NO_x, O₂, 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

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 (MP₁₀, SO₂, NO_x) en algunos puntos críticos alrededor de cada central. En algunos casos se agregan otros contaminantes como CO, hidrocarburos y O₃.

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/m³N).

Los contaminantes normados en masa total son SO₂ y MP. En cambio el Vanadio y el Níquel + Arsénico se norman en mg/m³N. En dos casos el SO₂ 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 ⁵⁴
GUACOLDA	Carbón/Petcoke	Ton/día	3,75	108,21	23,92	---	---

⁵⁴ HCNM: Hidrocarburos No Metánicos

Central	Combustible	Unidad	MP ₁₀	SO ₂	NO _x	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 ^(a)	---	---	---
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/10⁶ 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:

Tabla 46: Número de Calderas por Tipo y Combustible Utilizado a Nivel País

Combustible	Calderas de Calefacción	Calderas Industriales	Generación Eléctrica	Sub Total
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 Nº 2	881	1.274	19	2.174
Petróleo Nº 5	7	179	2	188
Petróleo Nº 6	0	306	12	318
TOTAL	3.789	4.326	75	8.190

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.

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
Total General	3.789	4.326	75	8.190

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.

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 N° 2	32.605	318.828	495.188	846.622
Petróleo N° 5	40.103	89.682	296	130.081
Petróleo N° 6	0	399.450	138.460	537.910
Total General	175.099	2.516.154	5.160.793	7.852.046

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 N° 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.

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.

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
Total general	49	12	3	4	47	3	8.072	8.190

Fuente: elaboración propia.

En general las bases de datos recopiladas no tienen información respecto a las 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.

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.

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 ₁₀	CO	NO _x	COV	SO _x	NH ₃	PCDD y PCDF ¹	Hg ²
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
Total General	18.893	13.133	31.799	24.241	7.143	88.090	5.911	42,5	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 NH₃, 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 NH₃.

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.

En general las emisiones de este tipo de calderas tienen también altas emisiones de SO_x y 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 SO_x y NO_x .

Las calderas de generación que usan leña, tienen emisiones bajas de SO_x y 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 Central⁵⁵.

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, NO_x y 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 SO_x y NO_x .

A continuación se muestra el resultado de la estimación de las emisiones generadas por calderas a nivel país, proyectadas al año 2010.

⁵⁵ Banco Central, [http://www.bcentral.cl/publicaciones/estadisticas/actividad-economica-gasto/regionalizadas/xls/1996/1_PIB_total%20pais_por_region.xls]

Tabla 52: Emisiones 2010 Proyectadas por Tipo de Caldera, Ton/año

Clasificación Inventario	PTS	MP ₁₀	CO	NO _x	COV	SO _x	NH ₃	PCDD y PCDF ¹	Hg ²
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
Total General	8.918	6.636	48.801	28.361	14.444	107.927	21.813	49,7	1.118

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 fuerte reducción de las emisiones de MP, pero un aumento considerable de los consumos de combustible y por lo tanto de las emisiones de NO_x y SO_x las que serán mitigadas con un absorbedor de lechada de Cal y quemadores de baja emisión de NO_x.

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.

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.

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:

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_x), son un contaminante primario y además de ser precursoers de material particulado y ozono.

Los Óxidos de Azufre (SO₂), 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 m³N/hr respectivamente).
- Sólo MP en fuentes medianas (entre 1 y 30 MW/h, equivalentes a un caudal entre 1.600 y 50.000 m³N/hr respectivamente).
- MP, NO_x, SO₂ en fuentes grandes (sobre 30 MW/h, equivalentes a un caudal mayor a 50.000 m³N/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.

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 PM₁₀, estimadas para el año 2005, separadas por tipos de calderas.

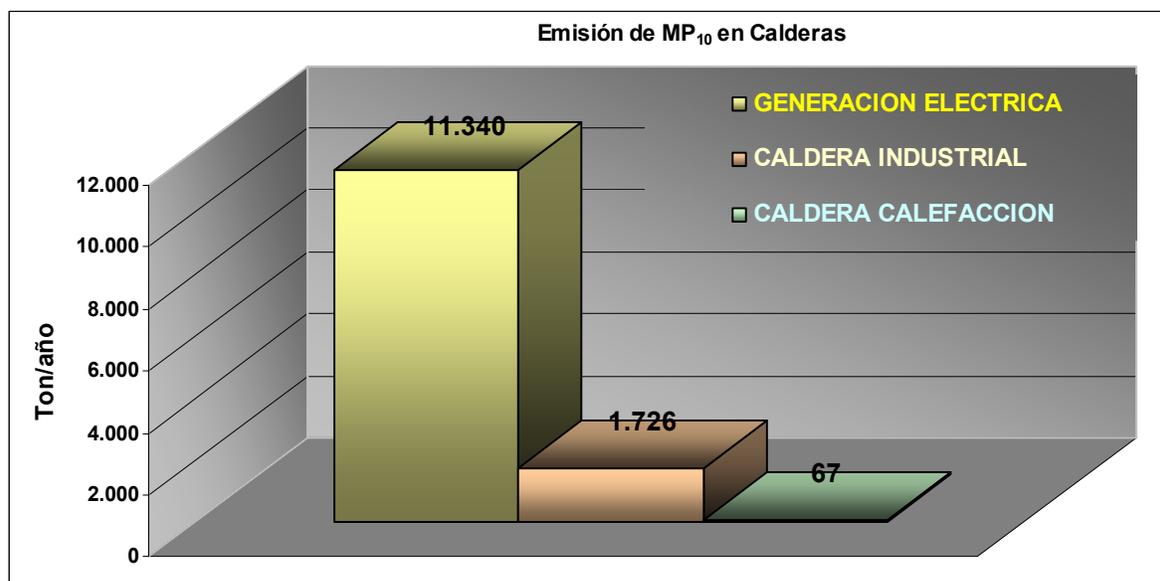


Figura 5: Emisiones de PM₁₀, 2005 Estimadas en Calderas

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.

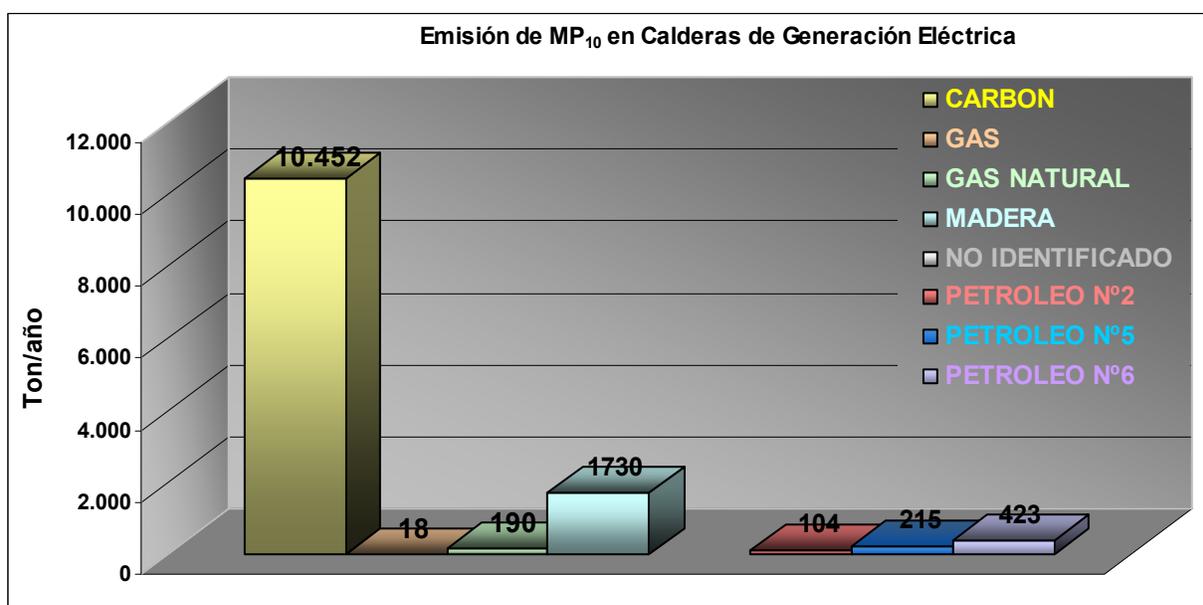


Figura 6: Emisiones de PM_{10} 2005, Estimadas en Calderas de Generación

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.

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.

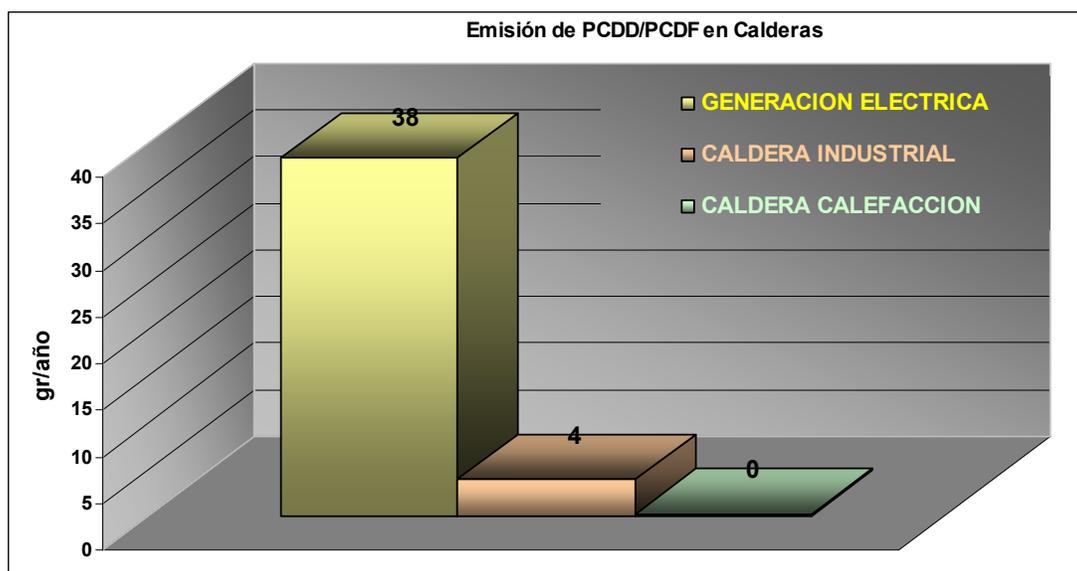


Figura 7: Emisiones de PCDD y PCDF 2005, Estimadas en Calderas

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.

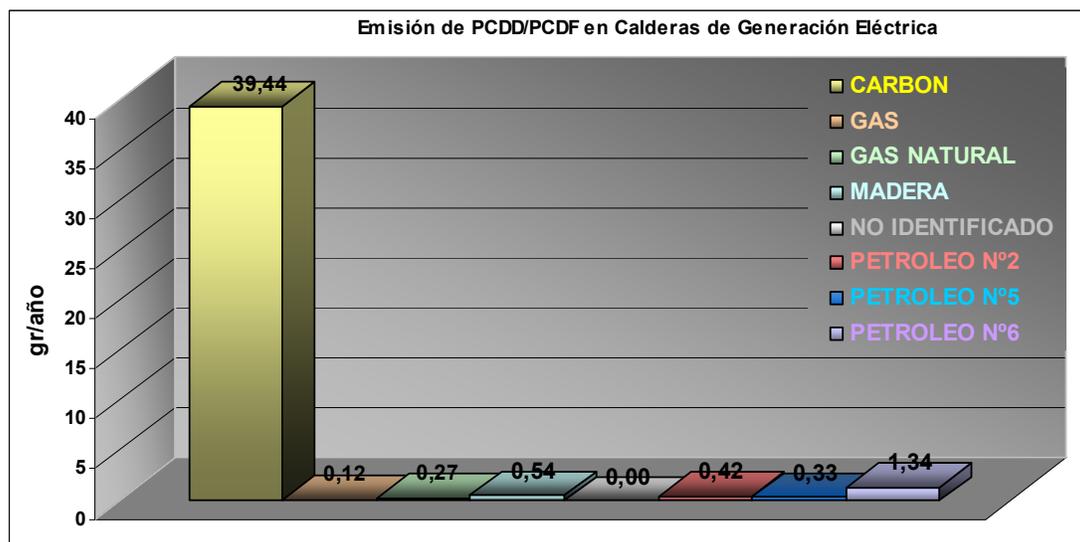


Figura 8: Emisiones de PCDD y PCDF 2005 Estimadas en Calderas de Generación

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.

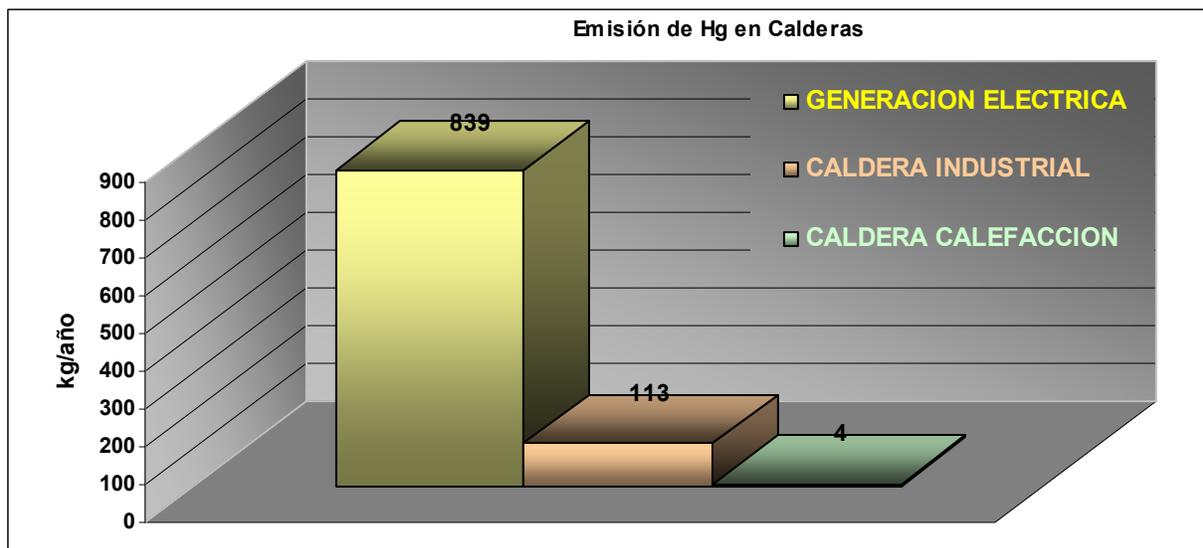


Figura 9: Emisiones de Mercurio 2005, por Categoría de Calderas

La figura siguiente muestra el análisis en la categoría de las calderas de Generación separando por tipo de combustible.

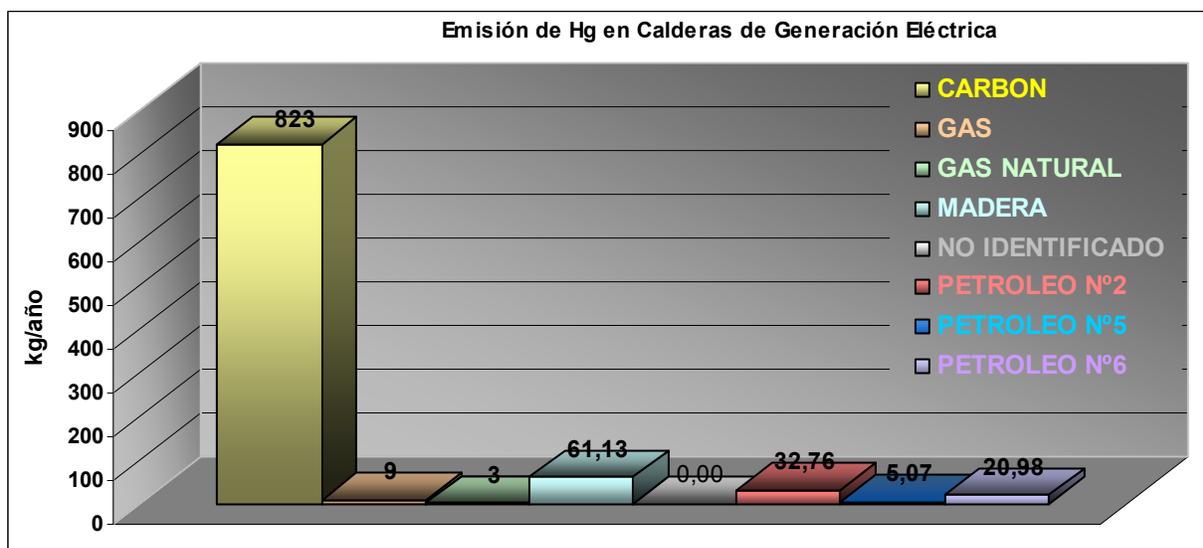


Figura 10: Emisiones de Mercurio 2005, Calderas de Generación

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.

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.

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.

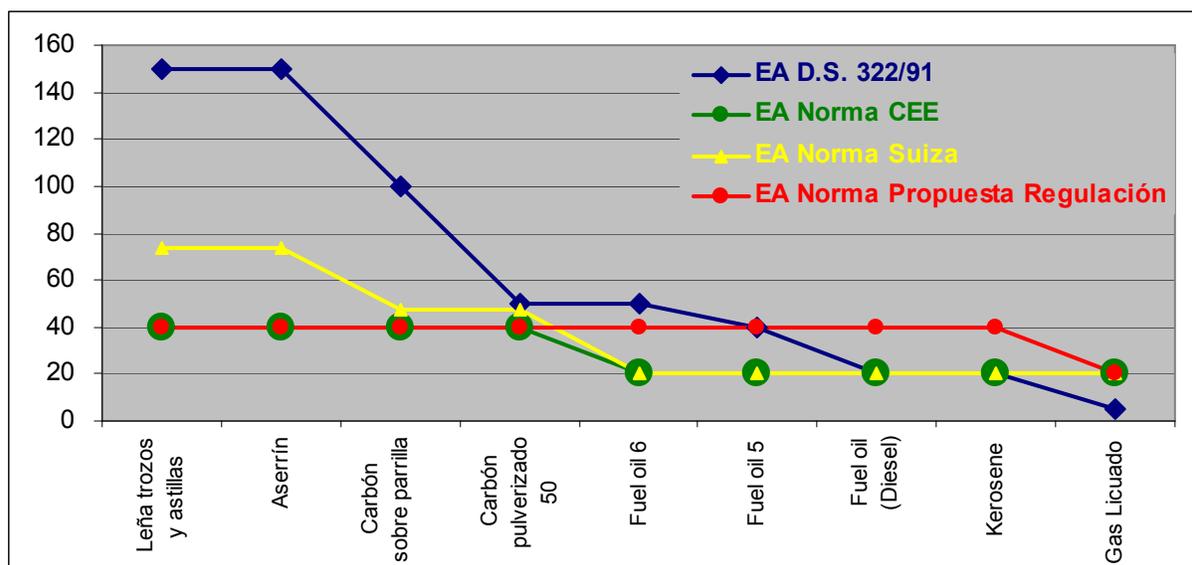


Figura 11: Comparación de Excesos de Aire Máximos Norma Nacional, Internacional y Propuesta de Regulación

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.

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 m³N/h y 1.600 m³N/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 m³N/h y 50.000 m³N/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 m³N/h.

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 ³ N /h	mg/m ³ N	mg/m ³ N	mg/m ³ N	t/año	t/año	mg/m ³ 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 N°5 / N°6	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

Tabla 55: Rango de Emisiones de NO_x según Tipo de Combustible y Tamaño

Tipo de Combustible	Caudal	Concentración			Emisión		Análisis Concentración Límite
	Tamaño	Promedio	Rango		Rango		
	m ³ N / h	mg/m ³ N	mg/m ³ N	mg/m ³ N	t/año	t/año	mg/m ³ 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 N°5 / N°6	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

Tabla 56: Rango de Emisiones de SO_x según Tipo de Combustible y Tamaño

Tipo de Combustible	Caudal	Concentración			Emisión		Análisis Concentración Límite
	Tamaño	Promedio	Rango		Rango		
	m ³ N / h	mg/m ³ N	mg/m ³ N	mg/m ³ N	t/año	t/año	mg/m ³ 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 N°5 / N°6	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

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 ³ N Opción 3: 60 mg/m ³ N		Opción 1: 20 mg/m ³ N Opción 2: 60 mg/m ³ N		Opción 1: 20 mg/m ³ N Opción 2: 60 mg/m ³ N	
	Diesel	Opción 1: No normar Opción 2: 60 mg/m ³ N		60 mg/m ³ N		60 mg/m ³ N	
	Petróleo 5 y 6	Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m ³ N Opción 3: 60 mg/m ³ N		Opción 1: 120 mg/m ³ N Opción 2: 60 mg/m ³ N		Opción 1: 120 mg/m ³ N Opción 2: 60 mg/m ³ N	
	Combustible sólido	Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m ³ N Opción 3: 800 mg/m ³ N Opción 4: 60 mg/m ³ N		Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m ³ N Opción 3: 800 mg/m ³ N Opción 4: 60 mg/m ³ N		Opción 1: No normar Opción 2: 120 mg/m ³ N Opción 3: 800 mg/m ³ N Opción 4: 60 mg/m ³ N	
SO ₂	Carbón y petróleos 5 y 6					200 mg/m ³ N	400 mg/m ³ N
NO _x	Todos los combustibles					200 mg/m ³ N	500 mg/m ³ N
Hg	Carbón					0,2 mg/m ³ 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 m³N/hr y 1.600 m³N/hr, se analizan a continuación.



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 método CH3-A, para fuentes nuevas y existentes.

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periódica. No se recomienda un límite en MP en mg/m³ 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.

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/m³N y 120 mg/m³N.

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/m³N 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/m³N 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/m³N y 840 mg/m³N.

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/m³N se obligaría a cambiar a combustible limpio. Un nivel en 840 mg/m³N 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/m³N 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.

En fuentes existentes con combustibles líquidos pesados y sólidos, que tendrían un plazo de 2 años para ajustarse a un límite de 60 mg/m³N, 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 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 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 %.

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 m³N/h y 50.000 m³N/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/m³N para gases y de 60 m³N/h para diesel.*

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periódica. Aquí ya se recomienda un límite de MP en mg/m³N 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/m³N en diesel y de 20 mg/m³N en gases.

*b) Calderas que usen petróleos pesados, opciones de **límite de MP**: no normar, 60 mg/m³N y 120 mg/m³N.*

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/m³N.

Si se fija un límite de 60 mg/ m³N se obligaría a cambiar a combustible limpio, logrando una reducción de emisiones del orden del 50%, o introducir tecnología de abatimiento.

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 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 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

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_x, y no se encuentran equipos de control de emisiones de SO₂ 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 m³N/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/m³N para gases y de 60 m³N/hr para diesel.

Este límite es cumplible mediante una mantención y calibración periódica. Aquí ya se recomienda un límite de MP en mg/m³N 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/m³N y 120 mg/m³N.

Para calderas grandes, los niveles de emisión pueden superar los 52,6 t/año, sin equipo de control.

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 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 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.

Quemadores del tipo LOW NO_x cumplen holgadamente los niveles de 200 mg/m³N. 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_x), los que en general aseguran un nivel máximo del orden de 500 mg/m³N, sólo la termoeléctrica Guacolda considera un equipo SCR (reducción catalítica 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/m³N.

Respecto a SO_x, 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/m³N⁵⁶, 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/m³N 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/m³N. 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 Termoeléctrica 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/m³N, 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/m³N⁵⁷, 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.

⁵⁶ Norma Europea para fuentes nuevas con combustibles sólidos sobre 100 MWt.

⁵⁷ Norma Suiza para flujos mayores a 1 gr/hr.

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>Opción 1: Ventaja: No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas y medianas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. Desventaja: 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>Opción 2: Aplica sólo a las pequeñas por su menor costo y facilidad para medir. Ventaja: Asegura buena mantención y funcionamiento de los equipos. Desventaja: 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 ³ N		Opción 2: 20 mg/m ³ N	Opción 2: 20 mg/m ³ N			<p>Opción 1: Ventaja: No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. Desventaja: 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>Opción 2: Ventaja: 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. Desventaja: 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>

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)		Opción 1: No normar Opción 2: 60 mg/m ³ N		Opción 1: no normar Opción 2: 60 mg/m ³ N		Opción 2: 60 mg/m ³ N	<p>Opción 1: Ventaja: No se aborda en primera etapa las fuentes pequeñas. No se eleva en forma significativa los costos públicos de fiscalización y control. Desventaja: 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>Opción 2: Ventaja: 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. Desventaja: 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 Nº5 y Nº6 (40 % EA)		Opción 1: No normar Opción 2: 60 mg/m ³ N Opción 3: 120 mg/m ³ N		Opción 1: No normar (sólo exigir medir isocinético) Opción 2: 60 mg/m ³ N Opción 3: 120 mg/m ³ N		Opción 2: 60 mg/m ³ N Opción 3: 120 mg/m ³ N	<p>Opción 1: Ventaja: 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. Desventaja: 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>Opción 2: Ventaja: Los límites de emisión tienden a incentivar el uso de combustibles y tecnologías de menor emisión. Se logra reducciones relevantes (mayor reducción de emisiones). Desventaja: 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>Opción 3: Ventaja: 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. Desventaja: 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>

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>Opción 1: Ventaja: 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. Desventaja: No se generan registros de emisiones lo cual dificulta conocer las líneas de base de emisiones en las regiones y localidades respectivas.</p> <p>Opción 2: Ventaja: 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. Desventaja: Mayor costo privado en operación e inversión. No se conoce el real efecto del límite porque los actuales registros no entregan mediciones.</p> <p>Opción 3: Ventaja: 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. Desventaja: No se puede determinar magnitud de la reducción. Mayor costo privado en operación e inversión.</p> <p>Opción 4: Ventaja: Los límites de emisión son cumplible por equipos con combustible sólido. Asegura buena mantención de los equipos. Permite generar registros y conocer emisiones reales. Desventaja: 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>

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 ₂	Carbón y petróleos 5 y 6 (40 % EA)					Opción 1: 200 mg/m ³ N	Opción 2: 400 mg/m ³ N	<p>Opción 1: Ventaja: Exige incorporar tecnología de control de emisiones de última generación para el uso de petróleo pesado y carbón. Leña no requiere. Desventaja: Mayores costos de inversión en tecnología.</p> <p>Opción 2: Ventaja: 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 SO₂. Desventaja: el límite requiere de la medición anual de un segundo contaminante.</p>
NO _x	Todos los combustibles					Opción 1: 200 mg/m ³ N	Opción 2: 500 mg/m ³ N	<p>Opción 1: Ventaja: Límite exigente. Desventaja: 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>Opción 2: Ventaja: 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. Desventaja: El límite requiere de la medición anual de un segundo contaminante.</p>
Hg	Carbón (40 % EA).					0,2 mg/m ³ N		Desventaja: 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.

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 fuentes 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"> CO: límite en ppm combustibles gaseosos y petróleo diesel. 	CH 3-A, anual.	3
	<ul style="list-style-type: none"> MP: límite en mg/m³N, combustibles líquidos pesados y sólidos. 	CH-5; anual	25
1 MW/hr - 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> MP: límite mg/m³N, combustibles gaseosos y petróleo diesel. fuentes nuevas y existentes. 	CH-5; anual	25
Sobre 30 MW/hr.	<ul style="list-style-type: none"> MP: límite en mg/m³N, combustibles gaseosos y petróleo diesel, fuentes nuevas y existentes. 	Muestreo continuo con verificación puntual CH-5; anual	Muestreo continuo 1.218 UF anual.
	<ul style="list-style-type: none"> SO₂: límite en mg/m³N, combustibles sólidos, solo fuentes nuevas. 	Muestreo continuo con verificación puntual CH6-C	Muestreo continuo 1.553 UF anual.
	<ul style="list-style-type: none"> NO₂: límite en mg/m³N, combustibles sólidos, solo fuentes nuevas. 	Muestreo continuo con verificación puntual CH7-E	
	<ul style="list-style-type: none"> Hg: límite en mg/m³N, combustible carbón. 	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.

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.



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 NO₂ 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.

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 m³N/hr y 1.600 m³ N/hr.
- Medianas: representa una caldera entre 1 MW/h y 30 MW/h, equivalente a un caudal de gases entre 1.600 m³ N/hr y 50.000 m³ N/hr.
- Grandes: representa una caldera de más de 30 MW/hr,, equivalente a un caudal de gases superior a 50.000 m³ 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

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, SOx y NOx, a partir de caudales de 10.000 m³ N/hr, equivalente a 6 MW/h, 20.000 m³ N/hr equivalentes a 12 MW/hr, y 50.000 m³ N/hr equivalentes a 30 MW/h.

Tabla 60: Parámetros de Cálculo para Reducción de MP₁₀ con Filtros de Mangas

Costos asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10.000 m ³ N/hr (6 MW/hr)	20.000 m ³ N/hr (12 MW/hr)	50.000 m ³ N/hr (30 MW/hr)
Gases de escape	ft ³ /min.	5.886	11.771	29.428
Relación Gas/Tela de filtrado	-	5	5	5
Área de filtrado	ft ²	2.354	4.708	11.771
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
Total Inversión	USD	147.466	255.747	580.627
Depreciación a 5 años	USD/Año	35.965	62.374	141.609
Costo Operación y Mantenición	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
Costo Total	USD/Año	70.046	128.463	296.533

Tabla 61: Parámetros Unitarios de Cálculo para Reducción de MP₁₀ con Filtros de Mangas

Caso Base Manual EPA		Unidad
Costo Filtro de manga	1,92	USD/ft ²
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_x con Wet Scrubber

Costos asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10.000 m ³ N/hr	20.000 m ³ N/hr	50.000 m ³ N/hr
Gases de escape	cfm	5.886	11.771	29.428
Superficie absorción	ft²/cfm	0,111	0,111	0,111
Volumen Torre	ft³/cfm	0,082	0,082	0,082
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
Total Inversión	USD	280.998	561.948	1.404.893
Depreciación a 5 años	USD/Año	68.533	137.054	342.640
Costo Operación y Mantenición	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
Costo Total	USD/Año	98.802	196.243	488.601

Tabla 63: Tabla Parámetros Unitarios de Cálculo para Reducción de SO_x con Wet Scrubber

Caso base manual EPA		Unidades
Empaque torre	2" Polipropilene	
Cost Empaque	20	USD/ft ³
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/KW hr

Tabla 64: Parámetros de Cálculo para Reducción de NO_x con Selective Catalytic Reduction (SCR)

Costos Asociados	Unidades	Caudal	Caudal	Caudal
		10,000 m ³ N/hr	20,000 m ³ N/hr	50,000 m ³ N/hr
Potencia Caldera	MCal/h	10.000	15.000	25.200
	MMBTU	40	60	100
Volumen SCR	m ³	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
Total Inversión	USD	87.929	131.893	221.580
Depreciación a 5 años	USD/año	21.445	32.167	54.041
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
Costo Total Anual	USD/año	56.680	85.020	142.834

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 ³
Costo SCR	8481	USD/m ³
Reemplazo SCR	290	USD/ft ³
Reemplazo SCR	10247	USD/m ³
Funcionamiento	4000	hr/año
Duración SCR	24000	hr
Volumen SCR	0,142	m ³ /MMBTU
Tasa Interés	7%	anual
Potencia Eléctrica	0,45	KW/MMBTU
Costo Electricidad	0,11	USD/KW hr
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 MP₁₀, SOx y NOx se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 66: Costos Totales Anuales Según Tecnología para Reducir MP₁₀, SOx y NOx

Contaminante a Reducir	Tipo de Equipo	Capacidad (MW/hr)	Caudal de Gas m ³ N/hr	Costo Total Anual USD/año
PM ₁₀	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.

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 MP₁₀ con Filtro de Mangas

Para combustibles gaseosos y petróleo diesel, el nivel de 60 mg/m³N es cumplible sin equipo de control (los factores de emisión determinados dan cifras de 13 mg/m³N para gas licuado y de 20 mg/m³N 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 MP₁₀ con Filtro de Mangas

Combustible	Caudal	Tamaño	Emisión actual	Nivel de Reducción con Límite	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción Unitario
	m ³ N/hr	MW/hr	mg/m ³ N	mg/m ³ 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

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/m³N 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/m³N, 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/m³N, 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 SO₂ con Wet Scrubber

Para combustibles gaseosos, las emisiones de SO_x se estiman inferiores a 1 mg/m³N y para el petróleo diesel, por debajo de los 33 mg/m³N. 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 SO₂ con Wet Scrubber

Combustible	Caudal	Capacidad	Emisión actual	Nivel de Reducción Con Norma	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción
	m ³ N/hr				MW/hr	mg/m ³ N		
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

Según la tabla anterior, se observa que el límite de 400 mg/m³N 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_x con Selective Catalytic Reduction (SCR)

Para combustibles gaseosos, las emisiones de NO_x se estiman inferiores a 150 mg/m³N y para el petróleo diesel, por debajo de los 200 mg/m³N.

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_x con Selective Catalytic Reduction (SCR)

Combustible	Caudal	Capacidad	Emisión actual	Nivel de Reducción Con Límite	Reducción		Costo Anual	Costo Reducción
	m ³ N/hr	MW/hr	mg/m ³ N	mg/m ³ 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/m³N 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.

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"> 100 ppm CO combustibles gaseosos y petróleo diesel. 	<ul style="list-style-type: none"> 100 ppm CO, PPDA RM
	<ul style="list-style-type: none"> 60, 120 o 800 mg/m³N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos 	<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N, calderas de calefacción, PPDA RM
		<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N fuentes nuevas, PDA Temuco 112 mg/m³N, fuentes existentes, PDA Temuco
		<ul style="list-style-type: none"> 100 mg/m³N combustibles líquidos, estudio VI Región
		<ul style="list-style-type: none"> 50 mg/m³N combustibles líquidos, PDA Tocopilla
Rango de consumo entre 1 MW/hr y 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> 20 o 60 mg/m³N, MP combustibles gaseosos y petróleo diesel. 	<ul style="list-style-type: none"> 112 mg/m³N, PPDA RM
		<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N fuentes nuevas, PDA Temuco 112 mg/m³N, fuentes existentes, PDA Temuco
		<ul style="list-style-type: none"> 30 mg/m³N combustibles gaseosos 100 mg/m³N combustibles líquidos, estudio VI Región.
		<ul style="list-style-type: none"> 50 mg/m³N combustibles líquidos. PDA Tocopilla
		<ul style="list-style-type: none"> 112 mg/m³N, PPDA RM
	<ul style="list-style-type: none"> 60, 120 o 800 mg/m³N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos 	<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N fuentes nuevas 112 mg/m³N, fuentes existentes, PDA Temuco
		<ul style="list-style-type: none"> 100 mg/m³N combustibles líquidos, estudio VI Región
		<ul style="list-style-type: none"> 50 mg/m³N combustibles líquidos.
		<ul style="list-style-type: none"> 100 mg/m³N combustibles sólidos, PDA Tocopilla
		<ul style="list-style-type: none"> 100 mg/m³N combustibles sólidos, PDA Tocopilla

Propuesta de Calderas		Otras Normativas y Propuestas
Rango de consumo sobre 30 MW/hr	<ul style="list-style-type: none"> 20 o 60 mg/m³N, MP combustibles gaseosos y petróleo diesel. 	<ul style="list-style-type: none"> 112 mg/m³N, PPDA RM
		<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N fuentes nuevas, PDA Temuco 112 mg/m³N, fuentes existentes, PDA Temuco
		<ul style="list-style-type: none"> 30 mg/m³N combustibles gaseosos. 100 mg/m³N combustibles líquidos, estudio VI Región.
		<ul style="list-style-type: none"> 50 mg/m³N combustibles líquidos, PDA Tocopilla
	<ul style="list-style-type: none"> 60, 120 o 800 mg/m³N, MP combustibles líquidos pesados y sólidos 	<ul style="list-style-type: none"> 112 mg/m³N, PPDA RM
		<ul style="list-style-type: none"> 56 mg/m³N fuentes nuevas y 112 mg/m³N, fuentes existentes, PDA Temuco
		<ul style="list-style-type: none"> 100 mg/m³N combustibles líquidos, estudio VI Región
		<ul style="list-style-type: none"> 50 mg/m³N combustibles líquidos 100 mg/m³N combustibles sólidos, PDA Tocopilla
<ul style="list-style-type: none"> 200 o 400 mg/m³N, SO₂ combustibles sólidos, fuentes nuevas. 	<ul style="list-style-type: none"> 30 ng/J PPDA RM 	
<ul style="list-style-type: none"> 200 o 500 mg/m³N, NO₂ combustibles sólidos, fuentes nuevas. 	<ul style="list-style-type: none"> Sin referencias 	

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.

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.