



# Consolidado de Respuesta a consultas del Anteproyecto Norma Emisión para Calderas

Proceso de consulta pública desarrollado durante el  
12 de Junio y el 8 de Septiembre de 2017

Elaborado por:

Ivonne Moreno A., Departamento de Planes y Normas, División Calidad del Aire, MMA.

Carla Gallardo C., Dpto. Economía Ambiental, División de Información y Economía Ambiental

Andrés Troncoso H., Dpto. Regulación Ambiental, División Jurídica, MMA.

Marzo 2018

## Índice

I.	Introducción .....	3
II.	Observantes del proceso de Consulta.....	4
III.	Fundamentos que acompañan a las observaciones .....	4
IV.	Difusión del anteproyecto.....	5
V.	Proceso de Sistematización de las consultas .....	5
VI.	Fundamentos para dar respuesta a las observaciones de la Consulta Pública Norma de Emisión para Calderas .....	6
VII.	Respuesta a las consultas de la ciudadanía, agrupadas según artículos del anteproyecto .....	10
VIII.	Anexo de observaciones.....	164
IX.	Anexos de respuesta .....	173

## I. Introducción

El propósito de la participación ciudadana en la gestión ambiental del país es generar un espacio para el intercambio de los distintos aportes, antecedentes y observaciones sobre, en este caso, la generación de normas ambientales. La finalidad es garantizar oportunidades de participación informada y responsable, a través de instancias organizadas y accesibles a distintos actores de la sociedad, con el objetivo de poder contar con un instrumento de gestión que responda a un acuerdo social. Además, la aplicación de instancias participativas en el proceso de elaboración de la regulación permite mejorar la calidad de los anteproyectos, dar transparencia al proceso y solidez a la toma de decisiones de las autoridades.

El Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas, Resolución Exenta N°459, de 26 de mayo de 2017, del Ministerio del Medio Ambiente, fue publicado en el Diario Oficial el 9 de junio de 2017, y el día 11 de junio del 2017 en el diario La Tercera. Por lo tanto, el período de consulta pública - que comprende un plazo de 60 días hábiles - se desarrolló desde el 12 de junio y finalizó el 8 de septiembre de 2017, período durante el que cualquier persona, natural o jurídica, pudo formular observaciones y acompañar los antecedentes en que se sustentan, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 38 de 2012<sup>1</sup> del Ministerio del Medio Ambiente.

La Norma de emisión tiene por objetivo controlar las emisiones al aire proveniente de las calderas, a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente. Esta norma será aplicable en todo el territorio nacional.

La elaboración del anteproyecto fue un proceso largo respecto a la discusión sobre la necesidad de una norma de calderas para Chile, se realizaron múltiples estudios y análisis técnicos para su elaboración y se contó con la participación de los distintos actores públicos y del sector regulado.

La norma de emisión se enfoca principalmente en las calderas nuevas y las calderas existentes de mayor potencia térmica (1 MWt) y con mayores emisiones, donde se establecen límites de emisión en la chimenea de la caldera, y además, se trata de un instrumento de gestión ambiental armónico y coherente con los planes de descontaminación y con los impuestos verdes. Respecto al Análisis de Impacto Económico y Social (AGIES), debido al diseño de la normativa propuesta se presenta una razón costo-beneficio altamente rentable.

Los antecedentes del proceso de elaboración de la norma de emisión se encuentran disponibles para la ciudadanía en nuestro nuevo sitio web: <http://planesynormas.mma.gob.cl/normas/>, portal a través del que se podrá acceder además, en forma pública y gratuita, a la información de este proceso de consulta y del expediente público que fundamenta el anteproyecto.

---

<sup>1</sup> Reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión

## **II. Observantes del proceso de Consulta**

Las siguientes empresas, asociaciones, organizaciones, servicios públicos y personas naturales realizaron observaciones al anteproyecto:

### **Agrupación empresarial:**

- Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC
- CHILEALIMENTOS AG
- CORMA
- SOFOFA

### **Empresas del sector privado:**

- AES GENER S.A.
- Alimentos Cisternas Ltda. Cisternas Nutrición Animal
- BHP CHILE INC
- Catamutun Energía S.A.
- CODELCO CHILE División El Teniente
- Colbún S.A.
- Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero
- Eagon Lautaro S.A.
- ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.
- Empresas CMPC S.A.
- IANSAGRO S.A.
- Mödinger Hnos. S.A. Cecinas Llanquihue
- Productos Fernandez S.A. PF Alimentos
- Promasa
- Simón Rodríguez
- Terciados y Elaboración de Maderas S.A, Temsa Los Lagos
- Autoflame Chile SpA
- Michel Moreno Saez

### **Personas naturales que realizaron observaciones por el portal e-pac o formulario:**

- Andrés Aguayo
- Carlos Chandia
- Monserrat Jamett
- Rafael Briones Poblete

## **III. Fundamentos que acompañan a las observaciones**

Cabe destacar que entre las 18 empresas, 4 agrupaciones y 4 personas naturales que presentaron sus observaciones durante la etapa de consulta, algunos observantes acompañaron sus consultas con informes y antecedentes técnicos y/o jurídicos, documentación que consta en los Folios 538 al 644 del expediente público de la norma.

Dichos antecedentes constituyen un insumo útil que enriquece el proceso de elaboración de la regulación ambiental, aportando elementos que permiten analizar la pertinencia de las observaciones planteadas, determinando la idoneidad técnica de las mismas.

#### IV. Difusión del anteproyecto

En el marco de la consulta pública se realizaron 6 talleres de participación ciudadana en 6 regiones del país, instancias de participación que se desarrollaron desde el 9 al 31 de agosto de 2017, con una asistencia total de 266 personas. En el expediente de la norma, disponible a través del portal web <http://planesynormas.mma.gob.cl>, se encuentran las presentaciones y las listas de asistencia de los talleres de participación ciudadana, en los Folios 645 al 672.

A continuación, en la Tabla 1, se presentan detalles de la convocatoria de cada uno de los talleres:

**Tabla 1: Talleres de participación ciudadana**

Fecha	Hora	Dirección	Comuna	Nº de asistentes
09/08/2017	10:00	SEREMI del Medio Ambiente, Uno Oriente N° 1590	Talca	25
18/08/2017	10:00	Salón de las Banderas, Gobernación Provincial de Concepción, ubicado en Barros Arana N°442	Concepción	64
23/08/2017	15:30	Edificio Moneda Bicentenario, Teatinos N°92	Santiago	100
24/08/2017	10:00	José Miguel Carrera N° 1701, Edificio CORFO	Antofagasta	15
30/08/2017	09:30	Universidad de La Frontera, Arturo Prat N°321, sala 203	Temuco	29
31/08/2017	11:00	Universidad de los Lagos, Guillermo Gallardo esquina Vial, edificio ex colegio San Javier	Puerto Montt	33

#### V. Proceso de Sistematización de las consultas

En conformidad a lo señalado en el párrafo 5° del Decreto Supremo N° 38 de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, relativo a la etapa de consulta a organismos competentes públicos y privados, se sometió a consulta el Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas, entre el 12 de Junio y el 8 de Septiembre de 2017.

Asimismo, tal como indica el artículo 21, del referido cuerpo legal, la etapa de análisis de las observaciones formuladas y la elaboración del proyecto definitivo comenzó una vez vencido el plazo de la consulta pública.

En el proceso de consulta ciudadana se recibieron 26 cartas o consultas, de las cuales se puede extraer un total de 164 observaciones.

## **VI. Fundamentos para dar respuesta a las observaciones de la Consulta Pública Norma de Emisión para Calderas**

A continuación se desarrollan algunos tópicos necesarios de aclarar con el objeto de dar respuesta a la consulta pública.

### **1. Fundamentar valores límites de emisión**

En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) El principio de gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).

La regulación propuesta establece:

- Límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.
- Límite de emisión de SO<sub>2</sub>, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt y para caldera nueva a partir de 1 MWt.
- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.

Por otro lado, los límites de emisión propuestos para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur, tal como se observa en la tabla N°2. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de diversos instrumentos de gestión ambiental, tales como los planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.

En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión de NO<sub>x</sub> para calderas nuevas desde 1 MWt.

**Tabla 2: Resumen de valores límites de emisión establecidos en planes de descontaminación**

TIPO CALDERA: EXISTENTE																		
Instrumento regulatorio	Fecha publicación	Estado combustible / Tamaño caldera	MP (mg/m3n)						SO2 (mg/m3n)				CO		NOx (mg/m3n)			
			< 75 kWt	≥ 75 kWt - < 300 kWt	≥ 300 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt	≥ 75 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt	≥ 300 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt	≥ 75 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt
Anteproyecto N.E CALDERAS	Res. Ex N°459, 09.06.2017	Líquido	n.a	n.a	n.a	50	50	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
Anteproyecto N.E CALDERAS	Res. Ex N°459, 09.06.2017	Sólido	n.a	n.a	n.a	75	50	50	n.a	n.a	n.a	400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PPDA – Valle Central de O’Higgins	D.S N° 15, 05.08.2013	Sólido y líquido	n.a	n.a	n.a	n.a	50	50	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA- Temuco y Padre Las Casas	D.S N°8, 08.10.2015		n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	800/600	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA- Coyhaique	D.S N°46, 28.10.2015	MP líquido y sólido	n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA – Osorno	D.S N°47, 28.10.2015	MP líquido y sólido	n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	800/600	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA – Chillán y Chillán Viejo	D.S N°48, 28.10.2015	MP líquido y sólido	n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	800/600	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA – Talca y Maule	D.S N°49, 28.10.2015	MP líquido y sólido	n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	800/600	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA Valdivia	D.S N°25, 2.09.2016	MP líquido y sólido	n.a	n.a	n.a	50	50	30	n.a	n.a	n.a	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PDA Los Ángeles	D.S N°4, 22.02.2017	MP líquido y sólido	n.a	n.a	n.a	50	50	30	n.a	n.a	n.a	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PPDA- RM	D.S N°31, 24.11.2017		30	30	30	30/20	30/20	20	20	10 ng/J	10 ng/J	10 ng/J	n.a	114	n.a	376	376	188
PPDA Concón, Quintero y Puchuncaví	Acuerdo CMS N°18/2016, 19.12.2016			n.a	n.a	50	50	30	n.a	200	200	200	n.a	n.a	n.a	650	650	500
PDA Valle de la Provincia de Curicó	Acuerdo CMS N°31/2017, 10.10.2017		n.a	n.a	n.a	50	50	30	n.a	n.a	800/600	600/400	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
PPDA- Concepción Metropolitano	Acuerdo CMS 14.12.2017	sólido, líquido gaseoso	n.a	100	100	50	50	30	n.a	200	200	200	n.a	n.a	n.a	300	300	300
PDA - Coyhaique MP2,5	Acuerdo CMS 14.12.2017		n.a	100	50	50	50	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

TIPO CALDERA: NUEVA																		
Instrumento regulatorio	Fecha publicación	Contaminante	MP (mg/m3n)						SO2 (mg/m3n)				CO		NOx (mg/m3n)			
			< 75 kWt	≥ 75 kWt - < 300 kWt	≥ 300 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt	≥ 75 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt	≥ 300 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt	≥ 75 kWt - < 1 MWt	≥ 1 MWt - < 3 MWt	≥ 3 MWt - < 20 MWt	≥ 20 MWt
Anteproyecto N.E Calderas	Res. Ex N°459, 09.06.2017	Gaseoso	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	100	100	50	80	n.a	n.a	100	30	30
Anteproyecto N.E Calderas	Res. Ex N°459, 09.06.2017	Líquido	n.a	n.a	50	30	30	20	n.a	400	400	400	80	n.a	n.a	200	200	200
Anteproyecto N.E Calderas	Res. Ex N°459, 09.06.2017	Sólido	n.a	50	50	50	50	30	n.a	400	400	400	125	n.a	n.a	300	300	300
PPDA – Valle Central de O’Higgins	D.S N° 15, 05.08.2013	sólido y líquido	n.a	n.a	n.a	n.a	30	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA- Temuco y Padre Las Casas	D.S N°8 , 08.10.2015	MP líquido y sólido SO2 líquido y sólido origen fósil	50	50	50	30	30	30	400	400	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA- Coyhaique	D.S N°46, 28.10.2015	MP líquido y sólido	50	50	50	30	30	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA – Osorno	D.S N°47, 28.10.2015	MP líquido y sólido	50	50	50	30	30	30	400	400	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA – Chillán y Chillán Viejo	D.S N°48, 28.10.2015	MP líquido y sólido	50	50	50	30	30	30	400	400	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA – Talca y Maule	D.S N°49, 28.10.2015	MP líquido y sólido SO2 líquido y sólido origen fósil	50	50	50	30	30	30	400	400	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA Valdivia	D.S N°25, 2.09.2016	MP Líquido, sólido	50	50	50	30	30	30	n.a	n.a	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PDA Los Ángeles - Nueva	D.S N°4, 22.02.2017	MP líquido , sólido	50	50	50	30	30	30	n.a	n.a	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PPDA- RM	D.S N°31, 24.11.2017			30	30	30/20 <sup>l</sup>	30/20	20	20	10 ng/J	10 ng/J	10 ng/J	n.a	114	n.a	188	188	56
PPDA Concón, Quintero y Puchuncaví	Acuerdo CMS N°18/2016, 19.12.2016			50	50	30	30	30	100	50	50	20	n.a	n.a	200	200	200	200
PDA Valle de la Provincia de Curicó	Acuerdo CMS N°31/2017, 10.10.2017		50	50	50	30	30	20	n.a	400	400	200	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
PPDA- Concepción Metropolitano	Acuerdo CMS 14.12.2017	sólido, líquido gaseoso	n.a	50	50	30	30	20	100	50	50	20	n.a	n.a	100	100	100	100
PDA - Coyhaique MP2,5	Acuerdo CMS 14.12.2017		50	50	50	30	30	30	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a



## **2. Atribuciones de la SMA.**

Respecto a las atribuciones legales de la Superintendencia del Medio Ambiente de la Ley 20417, se encuentran los siguientes:

- Artículo 3.- La Superintendencia tendrá las siguientes funciones y atribuciones, literal ñ) Impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores, las entidades acreditadas conforme a esta ley y, en su caso, los sujetos de fiscalización, deberán aplicar para el examen, control y medición del cumplimiento de las Normas de Calidad Ambiental y de Emisión.
- Artículo 25.- Las acciones de fiscalización, que sean ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes, deberán ajustarse a las instrucciones técnicas de carácter general impartidas por ésta relativas a los protocolos, procedimientos y métodos de análisis en ellas definidos.

Por otro lado, el reglamento de la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión<sup>2</sup>, Decreto 38 de 2013, Ministerio del Medio Ambiente en el artículo 37, indica que toda norma de emisión contendrá, cuando corresponda, “a) La cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, o bien, la carga máxima permitida de efluente descargada al medio ambiente; b) Los objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma; c) El ámbito territorial de su aplicación; d) Los tipos de fuentes reguladas, y e) Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma.

Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”

---

<sup>2</sup> Decreto 38 de 2013, Ministerio del Medio Ambiente, aprueba reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión

## VII. Respuesta a las consultas de la ciudadanía, agrupadas según artículos del anteproyecto

Para mejorar la sistematización y posterior respuesta de las consultas ciudadanas del anteproyecto de norma, las observaciones fueron agrupadas según el articulado del anteproyecto. En el anexo B, se presenta un índice por observante y el número de respuesta de la tabla N°3.

**Tabla 3: Consolidado de respuestas a observaciones**

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
1	1	Rafael Briones Poblete	<p>Respecto al texto del Anteproyecto, justifica una complejidad de cuantificación de las emisiones debido a la mezcla de procesos y sobre todo las emisiones fugitivas, lo cual producirá una imposibilidad de realizar mediciones efectivas de aquellas emisiones.</p> <p>De lo anterior, cabe señalar que las emisiones fugitivas se encuentran prohibidas para las fuentes fijas (procesos, equipos de combustión son fuentes fijas o estacionarias), esta prohibición se encuentra contenida en el DS 04/1992 art. 3, "Establece Norma de Emisión de Material Particulado para Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales), lo cual esta norma de emisión de Calderas debería considerar replicar las exigencias contenidas en aquella normativa.</p>	<p>Se agradece su observación y se informa que el D.S. Nº 4 de 1992, del Ministerio de Salud , establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales, con una aplicación a las fuentes estacionarias puntuales y grupales que se encuentren ubicadas dentro de la Región Metropolitana. El anteproyecto en consulta regulará a las calderas.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
2	2	<p>Montserrat Jamett</p>	<p>En el artículo 2° se especifican todas las calderas que quedan exentas de esta norma. Así, en la letra c), se menciona que se excluyen de la aplicación de la presente norma de emisión las “calderas de uso domiciliario, destinadas a la calefacción de una casa habitación en forma individual”. En ese sentido, creemos que esta excepción debiera ser más general, incluyendo también las calderas de edificios administrativos, al ser también calderas de baja potencia cumpliendo una función similar a las calderas de uso domiciliario. Así, sólo debieran considerarse las calderas asociadas a procesos productivos.</p> <p>En la letra e) se excluye de la norma a todos los “contaminantes de calderas que estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación, cuando sean aplicables de acuerdo con sus rangos de potencia.” En el Concepción Metropolitano, estamos a la espera de la formulación del documento definitivo del PDA. En ese sentido, si la norma de caldera se aprueba antes que el PDA del Concepción Metropolitano, ¿nos registraríamos en primera instancia por la norma de calderas?</p> <p>En la misma línea anterior, en aquellos casos donde las RCA establecen compromisos asociados a límites de concentración de emisiones y a monitoreos discretos, ¿la norma prevalece sobre la RCA o la RCA sobre la norma? Hay calderas que pueden estar reguladas por más de una norma de emisión, o pueden aparecer nuevas normativas más adelante, por lo que se sugiere que se sea más explícito con la normativa que finalmente aplicará en cada caso.</p>	<p>En respuesta a sus observaciones, respecto a la excepción de las calderas de uso domiciliario, se informa que la norma exceptúa a la caldera destinada a la calefacción de una casa habitación en forma individual. Además, se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda. Así, de acuerdo a la información existente, el 98% de las calderas de comunidades de edificios residenciales tienen un tamaño de potencia térmica de la caldera menor o igual a 1 MWt y se exceptúa de la regulación.</p> <p>Respecto al literal e), se comunica que existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional.</p> <p>La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Se reitera, que el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimientos que en ella se establezcan.</p> <p>Finalmente, en el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Luego, con el objetivo de reducir las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma a fin de que las mediciones isocinéticas realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión según corresponda a cada contaminante.</p>
3	2	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	<p>No se establece, o no es claro si las plantas industriales que poseen calderas auxiliares o de respaldo en caso de falla de una principal están también reguladas por esta norma.</p> <p>Tener presente que las calderas auxiliares como su nombre lo indica, se utilizan solo en caso de falla de una principal, es decir como respaldo para la continuidad de la operación, por lo tanto su porcentaje de utilización es muy bajo, por lo que invertir lo mismo en ellas que en las calderas principales generará duplicar los costos que implican cumplir con los límites de emisión dado por esta norma o de lo contrario detener la producción si no es posible la inversión.</p>	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no consideró las horas de funcionamiento debido al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente, la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemen combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, se</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>establecen requerimientos diferenciados según la subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.</p>
4	2	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	Por otro lado además, que sucederá en aquellas zonas geográficas en donde no existen PPA vigentes, pero si se encuentran en estado de elaboración, al momento de publicación de la norma, es decir ¿qué finalmente regula?	<p>Actualmente en las calderas del país existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión con un ámbito de aplicación territorial de carácter nacional. La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientemente elaborados en el marco de la estrategia establecida para el periodo 2014-2018.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimientos que en ella se establezcan. En todo caso, se tomará en consideración su observación, con el objeto de aclarar la redacción del articulado de la norma de emisión, de tal forma que, para el caso en que exista una superposición de normas, y teniendo en consideración la vocación de preventiva y tutelar de la regulación ambiental, se aplique la disposición más estricta.</p>
5	2	CORMA	<p>No obstante que a nuestro juicio la propuesta de norma no se justifica por las razones ya expresadas (esto es, que los costos superan con creces aquellos estimados en el AGIES), a continuación presentamos las siguientes observaciones:</p> <p>En el Artículo 2° no queda claro qué ocurre con las fuentes que están ubicadas en zonas latentes o saturadas pero que no cuentan con Planes de Prevención o Descontaminación vigente. Les aplicará la Norma de Caldera hasta que no tengan un Plan Vigente o también quedan excluidas de la Norma.</p> <p>Por otro lado, en la industria forestal existen procesos que utilizan los gases de combustión de biomasa de una planta térmica para el secado de materia prima (astillas, biomasa, viruta, etc.) y que para lograr un secado adecuado y ajustar su temperatura, deben mezclar los de combustión con aire. Dichas plantas térmicas, aun cuando tengan asociado un proceso de combustión, debieran considerarse como parte de los equipos que se excluyen de la norma.</p> <p>Por último, y de acuerdo a lo comentado anteriormente en este documento, se debiera evaluar la opción de exceptuar del cumplimiento de esta norma a todas aquellas calderas que tienen una RCA, y que por lo tanto, se evaluaron y/o regularon sus emisiones.</p>	<p>Actualmente en las calderas del país existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional. La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimientos que en ella se establezcan.</p> <p>Por otro lado, en el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Luego, con el objetivo de reducir las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma a fin de que las mediciones realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión según corresponda a cada contaminante.</p>
6	2	Empresas CMPC S.A.	<p>a) Art. 2°. Se sugiere excluir calderas de respaldo que funcionen menos de 72 horas mensuales. El Art. 2°, que establece las exclusiones, no menciona aquellas calderas de respaldo que se utilizan sólo esporádicamente para períodos de puesta en marcha u otras emergencias. En este sentido, parece razonable excluir de los límites a aquellas calderas que no funcionan más de un 10% del total de horas de un mes.</p> <p>Es por esto que se sugiere excluir de la presente norma, aquellas calderas que funcionen menos de 72 horas en un mes</p>	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente el anteproyecto no consideró las horas de funcionamiento, limitándose al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero,</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>calendario. De esta forma, se propone una nueva exclusión al Art. 2° del siguiente tenor: Artículo 2°. Excepciones. Se excluyen de la aplicación de la presente norma de emisión: (...) f) Calderas que funcionen menos de 72 horas en un mes calendario.</p>	<p>igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, considerando la información contenida en vuestra observación, la tendencia internacional en la regulación de emisiones de calderas y la factibilidad de fiscalización.</p>
7	2	AES GENER S.A.	<p>1. EXCLUSIÓN DE LAS CALDERAS DE COGENERACIÓN DE UNA REGULACIÓN DE CARÁCTER GENERAL QUE NO CONSIDERA SUS PARTICULARIDADES El anteproyecto considera en su artículo 2° "excepciones" aquellas calderas que no quedan sujetas a la norma de emisión en elaboración, incluyendo las calderas reguladas a través de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, las calderas de locomotoras y calderas de embarcaciones de cualquier tipo, las calderas de uso domiciliario, destinadas a la calefacción de una casa habitación en forma individual, las calderas sujetas a la norma de emisión para incineración, co-incineración y coprocesamiento, y los contaminantes de calderas regulados en planes de prevención y descontaminación. En la norma propuesta, no obstante, falta indicación de las calderas que forman parte de proceso de cogeneración, las que quedaron expresamente excluidas de la fijación de límites máximos de emisión en el D.S. N° 137 de 2011, del MMA. Considerando que el Anteproyecto no cuenta con una norma que excluya expresamente a este específico tipo de calderas de su ámbito de aplicación, se requiere clarificar este aspecto, incorporando en el artículo 2° una nueva letra que se refiera a las calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración. En efecto, sostenemos que, tratándose de un tipo de fuentes que presenta particularidades que exigen</p>	<p>En respuesta a su observación, se comunica que la norma de emisión aplicará solamente a calderas y en cuanto a los procesos, estos podrán ser considerados en otra regulación. Por otro lado, entre las excepciones solamente se consideraron las excepciones de: (1) "Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua", D.S N°10 de 2013, del Ministerio de Salud, (2) los valores de contaminantes para calderas que no estén regulados en planes de prevención o descontaminación y (3) las calderas reguladas mediante los decretos D.S N°13 de 2011 y D.S N°29 de 2013, ambos del Ministerio del Medio Ambiente. Finalmente, se informa que en el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios). Luego, si una fuente es considerada como una caldera de acuerdo al reglamento D.S N°10 del 2013, del Ministerio de Salud, coincidirá con la definición de caldera de esta regulación y deberá cumplir los límites de emisión que se establecen</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>estudios previos al inicio de un proceso de regulación especial, corresponde mantener la exclusión reconocida en el marco de la norma de emisión para centrales termoeléctricas. Concurriendo al fundamento, corresponde reproducir la excepción del artículo 2° inciso segundo del D.S. N°13/2011, del MMA.</p> <p>En general, se constata que existe una falta de antecedentes en el expediente de la norma que haga referencia al estudio de los aspectos técnicos, normativos o económicos propios de los sectores de la industria que utilizan calderas de cogeneración. En efecto, solo se encuentra al respecto un documento elaborado por el Ministerio, denominada “Minuta Técnica: Regulación de emisiones de plantas de celulosa”, agregada a fojas 238 del expediente público, el que no obstante no hace ninguna referencia a la excepcionalidad de las calderas que forman parte de proceso de cogeneración.</p> <p>El objetivo que consigna dicha minuta es describir los tipos de proceso de la celulosa, y las respectivas emisiones de contaminantes, mostrar una recopilación de definiciones junto a un resumen de la normativa internacional y, finalmente, presentar las empresas existentes a nivel nacional junto con las fuentes identificadas en cada una. Se trata de un documento que realiza un análisis somero de dichos elementos, sin hacer un estudio concreto de las características de las calderas que forman parte de procesos de cogeneración y sin llegar a conclusión alguna que recomiende su regulación.</p> <p>A mayor abundamiento, la minuta no analiza la normativa internacional aplicable a las calderas de cogeneración.</p> <p>Lo anterior es relevante, pues este tipo de procesos fue especialmente considerado como una situación que requería un tratamiento especial. Así consta en el expediente público de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (D.S. N° 13/2011, MMA), por razones que son igualmente aplicables a esta norma.</p> <p>En efecto, del examen del expediente de la norma para centrales termoeléctricas, se puede verificar que las calderas que forman parte de proceso de cogeneración presentan particularidades que justifican su exclusión del ámbito de</p>	<p>según tipo de combustible utilizado y rango de potencia térmica.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>aplicación de normas de emisión de carácter general, como lo son el D.S. N° 13/2011 y el presente Anteproyecto. Los antecedentes incorporados al expediente público para la elaboración la norma para centrales termoeléctricas que dan cuenta de estas particularidades son las siguientes:</p> <p>a) A fojas 525, consta el informe “Apoyo a la Implementación de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Informe Final. Capítulos I-II y III”, elaborado por GAMMA Ingenieros S.A. para la Comisión Nacional de Energía. Dicho informe expresa, en relación a la cogeneración, que “Dada su capacidad de recuperación de calor la misma constituye en una estrategia de prevención de contaminación”. En cuanto a su eficiencia, el informe indica que “la eficiencia típica en una planta eléctrica de combustibles fósiles es alrededor de 33 a 38%. Sin embargo, los cogeneradores pueden obtener hasta un 80% de eficiencia por la recuperación de calor”.</p> <p>b) A fojas 1481, consta correo electrónico remitido por funcionaria de la Comisión Nacional del Medio Ambiente al Comité Ampliado, en el que se remiten guías del Banco Mundial en materia de plantas térmicas, en inglés y español. En particular, a fojas 1532, se encuentra agregado al expediente el documento “Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica”. El mismo documento lista “medidas recomendadas para prevenir, minimizar y controlar las emisiones a la atmosfera”, las que incluyen “Considerar el uso de instalaciones de cogeneración de calor y electricidad. Al aprovechar un calor que desperdiciaría de otro modo, las instalaciones de cogeneración pueden lograr una eficiencia térmica del 70% a 90% en comparación con el 32% al 45% de las plantas convencionales de energía térmica” (fojas 1535). El mismo documento agrega que las “recomendaciones para evitar, minimizar y compensar las emisiones de dióxido de carbono en las plantas de energía térmica nuevas y existentes incluyen (...) Usar plantas de cogeneración de energía cuando sea posible”.</p> <p>c) A fojas 2007, consta el informe “Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>Termoeléctricas”, de diciembre de 2009, elaborado por KAS Ingeniería para la Comisión Nacional del Medio Ambiente. Este informe señaló respecto de cogeneración que “La caracterización de los efluentes gaseosos resultantes de dicha combustión, con y sin tratar y en cantidad y calidad, deben ser motivo de un estudio especial ya que son muy diferentes a los que se encuentran en los gases de escape de una Central Termoeléctrica convencional” (p. 59).</p> <p>d) Dado que representan una capacidad instalada total de 486 MW (solo 6% de 8178 MW instalados de origen termoeléctrico) se habla de “diferir en el tiempo dicho análisis para considerar una normativa especial” y que “El modelo de las plantas de papel y celulosa sería aplicable a otras actividades industriales que aplican la cogeneración” (fojas 2048).</p> <p>e) Finalmente, en el documento “Respuesta a las observaciones del anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas”, se justifica la exclusión de las calderas de cogeneración de la regulación indicando que “Esta norma tiene por objeto regular fuentes destinadas a la producción o generación de electricidad. Si bien las calderas de cogeneración, como los motores de combustión interna (grupos electrógenos), también son utilizados para tales fines, serán regulados a través de otras normas. Por tal razón, el proyecto norma se ha focalizado en calderas y turbinas de generación eléctrica” (fojas 2560).</p> <p>Como se aprecia, el regulador ha tenido a la vista estándares internacionales para considerar que la cogeneración constituye, en sí misma, una estrategia o medida de reducción de emisiones. Su alta eficiencia comparativa respecto de procesos de generación térmica convencionales y la caracterización de sus emisiones, presentan particularidades que, sumadas a su acotado impacto, han conducido a excluirlas de la regulación de niveles máximos de emisión y otorgarles un tratamiento diferenciado. Como se expresó en el expediente del D.S. N° 13/2011, la situación de las calderas que forman parte de proceso de cogeneración “debe ser motivo de un estudio especial” que, a la fecha, no ha sido</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>llevado a cabo.</p> <p>Lo expresado en el proceso de elaboración de la norma de emisión para centrales termoeléctricas es perfectamente aplicable al proceso en curso, que regula las emisiones de caldera a nivel nacional. El propio Anteproyecto en consulta reconoce que, frente a la diversidad de tamaños y rubros de los procesos, y la complejidad asociada en la cuantificación y medición de las emisiones, “para avanzar en la regulación de proceso se requerirá contar con los antecedentes técnicos que puedan entregar información sobre cada proceso en particular, con el fin de proponer límites de emisión y los contaminantes a considerar, el tipo de medición que corresponde y establecer el impacto a las empresas, en particular a las empresas de menor tamaño” (fojas 514 vta.)</p> <p>Tales antecedentes no han sido levantados y analizados previamente para el caso de las calderas asociadas a proceso de cogeneración: no se cuenta en el expediente con antecedentes técnicos que puedan entregar información suficiente y necesaria para proponer límites de emisión, contaminantes a considerar, el tipo de medición que corresponde y el impacto económico a las empresas. Ello, por lo demás, requiere el inicio de un proceso especial y separado de la regulación general de las calderas a nivel nacional. En suma, las particularidades de cogeneración han fundado su exclusión de otras regulaciones ambientales precedentes de carácter general, lo que igualmente corresponde en este caso. Hasta la fecha, no se ha desarrollado el “estudio especial” respecto de su caracterización que fue motivo para postergar el establecimiento de una regulación dedicada al efecto. Sin duda, dicho estudio es un antecedente previo y necesario para impulsar una regulación específica para este tipo de fuentes.</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
8	2	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>En este artículo se hace referencia a que se excluirán de esta norma los contaminantes de calderas que estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación. No es explícito en indicar si esto aplicará en aquellas situaciones en que los planes estén operativos, estén en elaboración o estén en proceso de implementación al momento de la publicación de la presente norma (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°9).</p> <p>A mayor abundamiento, una revisión de los factores de emisión definidos por la EPA2 dan cuenta que los valores contemplados por el Anteproyecto no son congruentes con la regulación comparada y resultan desproporcionados, ante la falta de antecedentes que justifiquen esta mayor rigurosidad.</p>	<p>En respuesta a su observación, y en específico sobre los límites de emisión establecidos en la tendencia de la regulación nacional e internacional, se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tal como se muestra en los fundamentos, tabla N°2 de este documento, los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de la zona sur, en el marco de la estrategia de planes. Se observa, que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional (Folio 189-200, expediente público).</li> <li>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</li> </ul> <p>Por otro lado, respecto a las calderas del país, existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión de alcance nacional. La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimientos que en ella se establezcan.</p> <p>Finalmente, en respuesta a su observación se indica que se evaluará con mayor detalle su observación, para mejorar la redacción y comprensión del articulado, en el sentido de excluir del ámbito de aplicación de la norma aquellas calderas cuyos contaminantes estén regulados por Planes de Descontaminación y/o Prevención, manteniendo su vigencia la norma respecto de aquellos contaminantes que no se encuentren regulados por los referidos Instrumentos de Gestión Ambiental.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
9	2	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	En este artículo se hace referencia a que se excluirán de esta norma los contaminantes de calderas que estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación. No es explícito en indicar si esto aplicará en aquellas situaciones en que los planes estén operativos, estén en elaboración o estén en proceso de implementación al momento de la publicación de la presente norma.	<p>En las calderas del país, existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional.</p> <p>La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimiento que en ella se establezcan.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
10	2	Colbún S.A.	<p>Se solicita incluir definiciones en el documento Norma de Emisión para Calderas, en donde una de esas definiciones sea “Caldera Existente” y “Caldera Nueva”.</p> <p>El anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas, aprobado por Resolución Exenta N°459/2017 del MMA, no define “Caldera Existente” ni “Calderas Nuevas”, sin embargo establece de distinta forma “Límites de emisión para Calderas Nuevas” y “Límites de Emisión para Calderas Existentes”. Cabe señalar que dado que esta norma viene a regular aquellas calderas que no están reguladas por Planes de Prevención y Descontaminación, es importante que se homologue lo que se define como “Existente” y “Nueva” también en los Planes de Prevención y Descontaminación.</p> <p>Por ejemplo en el Anteproyecto de Plan de PPDA del Gran Concepción aprobado por Resolución Exenta N°242/2017 del MMA, en su capítulo II: Definiciones, art.3, define “Caldera Existente”: corresponde a aquella caldera que hayan acreditado sus emisiones ante la autoridad competente hasta los siguientes 12 meses de vigente el Plan.</p> <p>El PDA de Valdivia DS 25/2017 del MMA en su art.3 “Caldera Existente”: aquella caldera que se encuentra operando a la fecha de entrada en vigencia del presente Plan o aquella que entrará en operación dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha.</p> <p>Para efectos de la Norma de Emisión para Termoeléctricas DS 13/2011, en su artículo 3, letra “c), se define Fuente emisora existente” y en su letra “d) Fuente emisora nueva”:</p> <p>c) Fuente emisora existente: Unidad de generación eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro N° 4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras de generación en construcción, y Cuadro N° 2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los</p>	<p>En respuesta a su observación, cabe tener presente las siguientes definiciones, contenidas en el artículo 3 del Anteproyecto:</p> <p>"b. Caldera existente: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2012, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace.</p> <p>c. Caldera nueva: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas otorgado con posterioridad a un año después de la publicación del decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2013, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace."</p> <p>Se estableció como hito el número de registro de calderas del Ministerio de Salud, debido a que es requisito previo para el funcionamiento y tiene aplicación a nivel nacional.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente. Este plazo podrá ampliarse por una sola vez para cada fuente y por el plazo máximo de un año, previo informe fundado del Ministerio de Energía, mediante decreto dictado por orden del Presidente de la República y expedido por el Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>d) Fuente emisora nueva: Unidad de generación eléctrica que no cumple con los requisitos para ser considerada fuente emisora existente.</p> <p>En folleto informativo sobre el anteproyecto de norma de Emisión para Calderas, entregado por el MMA se indica que dicho anteproyecto Regulara las emisiones provenientes de las calderas nuevas y existentes. En dicho folleto se indica que “La caldera existente es aquella que cuenta con número de registro de calderas, DS N°10/2013 del MINSAL, obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial. Después de esa fecha será considerada caldera nueva.”</p>	
11	2	IANSAGRO S.A.	<p>En el Texto Anteproyecto de Norma de Emisión, artículo 2 excepciones, no se especifica literalmente que las calderas existentes menores a 1 MWt se exceptúan de la regulación de la presente norma. Creemos que esto debería ser explícito.</p>	<p>Efectivamente sólo se eximen las calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación de manera de mejorar la redacción del artículo observado.</p>
12	2	SOFOFA	<p>Artículo 2°, punto e) se indica que se excluyen de la aplicación de la norma de caldera los contaminantes que estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación, cuando sean aplicables de acuerdo a sus rangos de potencias. No se indica en el anteproyecto de norma la situación de las calderas ubicadas en zonas saturadas o latentes en que sus planes de prevención o descontaminación se encuentran pendientes o en etapa de elaboración. Es necesario que la NEC se anticipe a dicha situación y defina y/o aclare las exigencias para calderas que en futuro cercano debieran ser reguladas por planes, de manera de evitar inversiones innecesarias o insuficientes.</p>	<p>En las calderas del país, existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional. La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas asociadas a emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión establecidos en la norma de emisión de calderas son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación no considera normar calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, sin perjuicio de la excepción aplicables a las calderas cuyos contaminantes se encuentren regulados por una PPDA, y solo respecto al contaminante regulado. En este sentido, aquellos contaminantes cuyas emisiones no se encuentran normadas por una PPDA, se encontrarán sometidas a la norma de emisión de calderas, en función de la potencia térmica de la caldera.</p>
13	2	Autoflame Chile SpA	¿No se entiende bien si los planes de descontaminación son más exigentes, priman estos respecto a la nueva norma?	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción de la excepción observada, en el sentido de indicar que se excluyen de la aplicación de la norma de emisión aquellas calderas cuyos límites de emisión y frecuencias de medición de contaminantes que estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación, cuando sean aplicables de acuerdo a los rangos de potencia térmica de la caldera, pero, tratándose de aquellos contaminantes no regulados en los respectivos Planes de Descontaminación y/o Prevención, las calderas se registrarán por lo dispuesto en la presente norma de emisión, cuando sea</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				aplicable según los rangos de potencia térmica de la caldera.
14	3	Michel Moreno Saez	Sobre el registro de calderas (obtención de número de registro nacional con resolución del Seremi de Salud), el tiempo depende directamente de la cantidad y calidad técnica de la documentación presentada, lo cual genera plazos de 1 mes hasta 6 meses. Por lo tanto, para cumplir el DS10, la caldera solo puede operar cuando tiene el número de registro asignado, por lo tanto, a partir de la fecha de entrega del número de registro, se puede considerar si es existente o nueva. Es responsabilidad del propietario o usuario de la caldera contratar inspectores serios y responsables.	Se agradece la información entregada respecto a los tiempos y responsabilidad en la obtención del número de registro de la Seremi de Salud, en el marco del Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, D.S N°10 de 2013, Ministerio de Salud.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
15	3	Montserrat Jamett	<p>En el artículo 3° se define caldera existente como “aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial”, mientras que caldera nueva como “aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas otorgado con posterioridad a un año después de la publicación del decreto en el diario oficial”</p> <p>En ese sentido, existen situaciones que generan controversia:</p> <p>En primer lugar, hay calderas que han sido dadas de baja o dejadas fuera de funcionamiento temporal y que luego vuelven a entrar en funcionamiento. En estos casos, habría un cambio en el número de registro, pero lo razonable sería considerar esta caldera como existente y que por lo tanto tuviera un plazo para cumplir con los límites de emisión. Existen otras unidades generadoras de vapor que son trasladadas a otras comunas o regiones, cambiando su número de registro, pero sigue siendo exactamente la misma caldera, por lo que creemos que tampoco debiera considerarse como caldera nueva.</p> <p>Es por esto que sugerimos que el número de registro no sea la forma de determinar si una caldera es nueva o existente, pues tal como comentamos, no es algo determinante a la hora de decidir si se trata de una caldera nueva o una existente. Se debiera considerar una caldera nueva toda aquella unidad que es adquirida o comprada luego de 2 años de publicado el reglamento.</p>	<p>Se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando los casos informados, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>
16	3	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	<p>En Art 6 Literal a, se indica “...o un combustible de biomasa no tratada.” No estando establecido a que se refiere el término “no tratada”, se solicita aclaración.</p>	<p>Se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando los casos informados, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
17	3	CHILEALIMENTOS AG	De persistir una diferenciación en normas de emisión para fuentes existentes y nuevas, se requiere una mejor definición de fuente nueva y existente. Se entiende que la fuente nueva correspondería a aquella desde la publicación de la norma en el diario oficial, para lo cual se requiere indicar precisiones para acreditar aquello en cuanto a su fecha de instalación y correspondiente registro.	En el artículo 3 del anteproyecto se definió: "b. Caldera existente: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2013, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace. c. Caldera nueva: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas otorgado con posterioridad a un año después de la publicación del decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2013, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace." Conforme lo señalado en los artículos transcritos, para diferenciar una caldera existente de una nueva se estableció como hito la obtención del número de registro de calderas del Ministerio de Salud, debido a que es requisito previo para el funcionamiento y tiene aplicación a nivel nacional.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
18	3	Empresas CMPC S.A.	<p>En las letras b. y c. del Art. 3° del Anteproyecto, se señala que la fecha a tomar en cuenta para que una caldera sea considerada nueva o existente dependerá de la fecha de obtención del número de registro de calderas de conformidad con el DS MINSAL N°10 de 2013. Si tal registro se obtiene dentro del año siguiente a la publicación de la norma, será una caldera existente. En caso contrario, será una caldera nueva. Nos parece que ese criterio de definición es inadecuado, pues la obtención de dicho número de registro no depende de la actividad del titular de la caldera sino de la autoridad sanitaria. Además, considerando que los límites de emisión y exigencias de monitoreo varían considerablemente para una caldera nueva respecto de una existente, podría darse el caso de que una caldera diseñada bajo la premisa de ser “existente”, acabe siendo considerada “nueva” debido a un retraso de la autoridad sanitaria en otorgar el número de registro.</p> <p>Lo anterior podría impactar en la viabilidad de un determinado proyecto de inversión o actividad económica por esa sola circunstancia. Más aún, podrá darse la situación de que dos calderas que ingresen el mismo día a solicitar el registro acaben siendo una “existente” y la otra “nueva”, por razones ajenas a su actuación.</p> <p>Atendido lo antes mencionado, se sugiere que en ambas definiciones se establezca como criterio para discriminar entre una caldera “nueva” y una “existente” el hecho de haber presentado a la autoridad sanitaria la solicitud de registro de caldera dentro de un plazo determinado, pudiendo quedar el artículo como sigue:</p> <p>b. Caldera existente: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas y cuya solicitud de obtención de número de registro se haya presentado a la autoridad sanitaria a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N°10 de 2013 del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace.</p> <p>c. Caldera nueva: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas y cuya solicitud de obtención de número</p>	<p>En respuesta a su observación, el Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, consagrado en el Decreto Supremo N°10 de 2013, del Ministerio de Salud, tiene por objetivo establecer las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, con el objeto de resguardar su funcionamiento seguro y evitar daños a la salud de las personas. El reglamento verifica las condiciones de seguridad de la caldera y su red de distribución. Respecto a los 12 meses desde la publicación para ser considerada caldera nueva, se considera que es un plazo razonable para aquellas calderas que ya fueron compradas o se encuentran en proceso de obtención del registro de calderas.</p> <p>En el artículo 3° del Decreto Supremo referido anteriormente, se indica que “Toda caldera y autoclave deberá estar incorporado a un registro que lleva la Secretaría Regional Ministerial de Salud correspondiente, previo al inicio de su operación y funcionamiento. Este registro le asignará un número con validez nacional que permita identificarlos, el que será comunicado al propietario”.</p> <p>El propietario debe cumplir con las condiciones respecto a las revisiones y pruebas antes del inicio de la operación y funcionamiento. Por lo tanto, se considera como un hito relevante para el comienzo del funcionamiento de la caldera y que permite diferencias adecuadamente una caldera existente de una nueva para la aplicación de la normativa propuesta.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>de registro se haya presentado a la autoridad sanitaria transcurrido un año después de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N°10 de 2013 del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace.</p> <p>c) Art. 3°. Se sugiere incluir nuevas definiciones: Atendida la trascendencia que tiene el estado físico en que se encuentran los combustibles para efectos de esta normativa, nos parece necesario que se incluyan definiciones y ejemplos de lo que se debe entender por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Combustible Gaseoso</li> <li>- Combustible Líquido</li> <li>- Combustible Sólido</li> </ul> <p>Si bien estos conceptos figuran descritos en los “Fundamentos y Antecedentes” del Anteproyecto, nos parece de todas formas necesario que se definan y listen las distintas categorías de combustibles en atención al estado en que se encuentran. De otro modo, esta omisión podría dar lugar a malos entendidos e interpretaciones contradictorias por parte de la autoridad.</p>	
19	3	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>Para el cálculo de potencia térmica nominal se hace referencia al valor del poder calorífico publicado en el Balance de Energía anual. Es necesario indicar que los combustibles internos empleados en CAP Acero, Gas Coque y Gas Alto Horno no están incorporados en el balance de Energía y por ende sus poderes caloríficos no son informados en él.</p>	<p>Se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar el contenido del artículo en comento, teniendo en consideración el caso expuesto, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
20	3	SOFOFA	<p>Artículo 3° se define caldera como “unidad generadora de calor a partir de un proceso de combustión, principalmente diseñada para la obtención de agua caliente, calentar un fluido térmico y/o para generar vapor de agua”. Bajo esta definición, debieran quedar también exceptuadas de la norma, y por lo mismo, incluidas en el artículo 2°, aquellas unidades que fueron principalmente diseñadas con un fin distinto al indicado, como por ejemplo, calderas recuperadoras en la industria de la celulosa, plantas térmicas que utilizan la combustión para generar air caliente para el secado de granos, astillas, semillas u otras materias primas de proceso.</p> <p>c) Considerando los puntos a) y b) anteriores, las calderas asociadas a equipos de proceso, es decir, aquellas en que los gases de combustión son utilizados como parte del proceso productivo, y que por lo mismo, entran en contacto con corrientes de aire y/u otros materiales y partículas, debieran quedar exceptuados del cumplimiento de la NEC, y contar con regulaciones específicas.</p>	<p>En respuesta a su observación, se comunica que la norma de emisión aplicará solamente a calderas y en cuanto a los procesos, estos podrán ser considerados en otra regulación. . Por otro lado, entre las excepciones de este anteproyecto, solamente se consideraron (1) las excepciones contenidas en el "Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua", D.S N°10 de 2013, del Ministerio de Salud (calderas de locomotoras y calderas de embarcaciones de cualquier tipo; Calderas de uso domiciliario, destinadas a la calefacción de una casa habitación en forma individual), (2) los valores de contaminantes para calderas que no estén regulados en planes de prevención o descontaminación y (3) las calderas reguladas mediante los decretos D.S N°13 de 2011 y D.S N°29 de 2013, ambos del Ministerio del Medio Ambiente. Por otra parte, se informa que en el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Luego, si una fuente es considerada como una caldera de acuerdo al reglamento D.S N°10 del 2013, del Ministerio de Salud, coincidirá con la definición de caldera de esta regulación y deberá cumplir los límites de emisión que se establecen según tipo de combustible utilizado y rango de potencia térmica.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
21	3	SOFOFA	Artículo N° 3 punto e) del Anteproyecto, es necesario especificar si para la determinación de la potencia térmica nominal se considerará el consumo nominal de combustibles sólido seco o con su contenido normal de humedad.	<p>Se comunica que entre las atribuciones legales de la Superintendencia del Medio Ambiente de la Ley 20417, se encuentran los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Artículo 3.- La Superintendencia tendrá las siguientes funciones y atribuciones, literal ñ) Impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores, las entidades acreditadas conforme a esta ley y, en su caso, los sujetos de fiscalización, deberán aplicar para el examen, control y medición del cumplimiento de las Normas de Calidad Ambiental y de Emisión.</li> <li>- Artículo 25.- Las acciones de fiscalización, que sean ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes, deberán ajustarse a las instrucciones técnicas de carácter general impartidas por ésta relativas a los protocolos, procedimientos y métodos de análisis en ellas definidos.</li> </ul> <p>Por otro lado, el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 38 de 2013, Ministerio del Medio Ambiente, en su artículo 37, indica que toda norma de emisión contendrá, cuando corresponda, "a) La cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, o bien, la carga máxima permitida de efluente descargada al medio ambiente; b) Los objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma; c) El ámbito territorial de su aplicación; d) Los tipos de fuentes reguladas, y e) Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma. Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, que incluyen la elaboración de los protocolos, procedimientos y métodos de análisis asociados al cumplimiento de la norma de emisión, y que dicen relación con la materia consultada a través de vuestra observación. A modo de referencia, se informa que en el marco del Impuesto Verde aplicable fuentes fijas, la SMA cuenta con el “Manual de Registro de Caldera y Turbinas para el pago de Impuestos Verdes”, documento que especifica la determinación de la potencia térmica con la fórmula y un ejemplo de estimación se pueden encontrar en la página 32 y 33. El referido documento se encuentra disponible a través del siguiente enlace web: <a href="http://vu.mma.gob.cl/index.php?c=documento/descargar&amp;codigo=03afdbd66e7929b125f8597834fa83a4">http://vu.mma.gob.cl/index.php?c=documento/descargar&amp;codigo=03afdbd66e7929b125f8597834fa83a4</a></p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
22	3	Autoflame Chile SpA	<p>Artículo 3, b, c y e</p> <p>En vez de que cuente con el número de registro, se recomienda mejor poner que se hayan presentado los antecedentes al SNS para su solicitud.</p> <p>Se recomienda que sea una exigencia poner en el certificado de la caldera y libro de vida, la potencia térmica nominal.</p>	<p>El Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, D.S N°10 de 2013, del Ministerio de Salud, tiene por objetivo establecer las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, con el objeto de resguardar su funcionamiento seguro y evitar daños a la salud de las personas. El reglamento verifica las condiciones de seguridad de la caldera y su red de distribución, y establece la inscripción de la caldera en un registro que es administrado por el Ministerio de Salud. Respecto al plazo de 12 meses contados desde la publicación del Decreto Supremo que aprueba la norma de emisión de calderas, para ser considerada caldera nueva, se estima como un periodo de tiempo razonable para inscribir aquellas calderas que ya fueron compradas o se encuentran en proceso de obtención del registro de calderas.</p> <p>En el artículo 3° del referido Reglamento, se indica que “Toda caldera y autoclave deberá estar incorporado a un registro que lleva la Secretaría Regional Ministerial de Salud correspondiente, previo al inicio de su operación y funcionamiento. Este registro le asignará un número con validez nacional que permita identificarlos, el que será comunicado al propietario”.</p> <p>Cabe destacar que el titular de la caldera debe cumplir con las condiciones asociadas a revisiones y pruebas, en forma previa a la instalación y operación del artefacto de combustión. Por lo tanto, la inscripción en el registro del Ministerio de Salud se considera como un hito relevante para dar comienzo al funcionamiento de la caldera y que justifica la calificación de una caldera como existente o nueva.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
23	4	Michel Moreno Saez	Favor analizar y considerar límite de emisión de SO2 para calderas nuevas y existentes que utilizan PETROLEO PESADO 5 y 6. Estos petróleos poseen porcentajes de azufre igual o mayor que el carbón bituminoso, generando en muchas ocasiones mayor SO2 que el carbón. Lo anterior se ha observado en chimeneas de calderas con este combustible, totalmente perforadas y deformadas por la condensación de azufre.	<p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>La regulación establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.</li> <li>- Límite de emisión de SO2, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, debido a que representan el 60 % del total de emisiones existentes de SO2 y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.</li> </ul> <p>Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.</p> <p>En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>de NOx para calderas nuevas desde 1 MWt.                      Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a establecer límites de emisión para calderas existentes que utilicen un combustible líquido con un contenido de azufre mayor a 50 ppm, dado que las calderas nuevas si cuentan con el límite de emisión mencionado.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
24	4	Rafael Briones Poblete	<p>Art.4, de Calderas Nuevas, con potencia térmica mayor de 300 Kwt e inferior a 1 Mwt. Las exigencias de acreditación de medición de MP y CO, expone que deben medir MP y CO, cada 3 años (según art.13).</p> <p>Cabe señalar que la evolución de las exigencias de las fuentes fijas, según PPDA RM (DS 66/2010) y Norma de MP en la RM a Fuentes Fijas (DS 04/1992), exceptúa de medir MP con método oficial CH5 a las Calderas consideradas como fuente fija grupal (Caudal de gases inferior a 1000 m3N/h) y solo exige acreditar y medir los gases de combustión, tales como CO - O2 - CO2, según método oficial para Monóxido de Carbono CH3A, validación de forma anual.</p> <p>Se plantea la idea de considerar para Calderas de baja potencia energética, la acreditación de MP método CH5 cada 3 años y Monóxido de Carbono método CH3A cada 12 meses, la razón fundamental de este planteamiento es garantizar a lo menos una mantención y regulación de caldera y quemador cada año, tal cual lo expone el punto 1.3 "regulación internacional..." de modo que se fomente la eficiencia energética, reduciendo las emisiones y que el consumo de combustible sea acorde al calor producido (manteniendo la eficiencia de la combustión).</p>	<p>El monóxido de carbono (CO) aparece siempre como producto intermedio en el proceso de combustión, especialmente en condiciones de combustión inadecuadas. Se debe intentar reducir al mínimo la formación de CO, ya que esta sustancia es un indicador de riesgo de corrosión y de combustible sin quemar y, por lo tanto, genera una pérdida de eficiencia. En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para revisar los valores límites y mejorar los fundamentos, considerando la tendencia de la regulación internacional, la coherencia con la regulación nacional y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
25	4	Rafael Briones Poblete	<p>De los límites establecidos para las Calderas Nuevas, el parámetro CO, solo se controla en los dispositivos "pequeños" inferior a 1 MWT independiente del combustible utilizado.</p> <p>¿Porque es obviado este parámetro (CO), si es un indicador de "buena" de combustión o de una combustión completa o incompleta?</p> <p>Cabe señalar que, dentro de los productos de la combustión completa (CO<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>O - N<sub>2</sub>) no se controla el CO<sub>2</sub> y aun así, dentro de los productos de la combustión Incompleta tenemos CO - NO<sub>x</sub>* - SO<sub>2</sub>* - HC* (*dependiendo del combustible) pero el CO todos los combustibles con una combustión incompleta es producto y contaminante presente.</p> <p>De igual forma, este parámetro debería ser considerado para las FUENTES EXISTENTES, (Artículo 5° de la norma), sabiendo que las fuentes (calderas) actuales instaladas poseen una menor eficiencia en su combustión y menor tecnología aplicada en caldera.</p> <p>Debería ser considerado regular el CO - Monóxido de Carbono, debido a que:</p> <p>En la RM, el PPDA (DS-066) y la resolución de la SEREMI de Salud N° 2063 del año 2005, establece las fuentes que deben acreditar la norma de CO, límite máximo de emisión 100 ppm de CO.</p> <p>La SMA tiene contemplado el método de medición dentro de los acreditables por las ETFA's de aire fuentes fijas, el Método CH-3A baja emisión de CO y Método CH-10 altas emisiones de CO. "</p>	<p>El monóxido de carbono (CO) aparece siempre como producto intermedio en el proceso de combustión, especialmente en condiciones de combustión inadecuadas. Se debe intentar reducir al mínimo la formación de CO, ya que esta sustancia es un indicador de riesgo de corrosión y de combustible sin quemar y, por lo tanto, genera una pérdida de eficiencia.</p> <p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para revisar los valores límites y mejorar los fundamentos, considerando la tendencia de la regulación internacional, la coherencia con la regulación nacional y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
26	4	Montserrat Jamett	<p>El artículo 4° establece los límites de emisión para calderas nuevas, indicando que “el propietario de la caldera deberá presentar a la Superintendencia de Medio Ambiente (...) el certificado de origen del fabricante, que indique que la caldera cumple con los límites del presente decreto, antes del inicio de su operación.</p> <p>En ese sentido, nos gustaría solicitar que hubiese mayor gradualidad en el cumplimiento del límite de emisión, considerando que muchas veces, las calderas no vienen con la tecnología adecuada para el cumplimiento de la normativa, por lo que se debe considerar un tiempo de implementación de otros equipos, como sistemas de abatimiento. Por otro lado, tal como comentamos anteriormente hay casos en que calderas existentes podrían ser consideradas como nuevas debido a como está formulada la norma, por lo que no sería razonable considerar que éstas cumplan desde el día 1. Es por esto que sugerimos que se consideren al menos 2 años para el cumplimiento de los límites de emisión de las calderas nuevas.</p>	<p>En el artículo 3 del anteproyecto se definió:                      "b. Caldera existente: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2013, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace.                      c. Caldera nueva: aquella caldera que cuenta con el número de registro de calderas otorgado con posterioridad a un año después de la publicación del decreto en el diario oficial. El número de registro corresponde al otorgado conforme a lo que establece el Decreto Supremo N°10, de 2013, del Ministerio de Salud o el decreto que lo reemplace."</p> <p>Se estableció como hito el número de registro de calderas del Ministerio de Salud, debido a que es requisito previo para el funcionamiento y tiene aplicación a nivel nacional. Por lo tanto, en el caso de caldera nueva se evaluará con mayor detalle su observación, considerando la tendencia de la regulación nacional e internacional, para minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>
27	4	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	<p>En art 4 se habla de límites de emisión según condición del combustible (liquido, solido o gas) pero no se menciona procesos de co-combustion o sistemas integrados o mixtos (diésel-gas u otro), ni ningún otro tema respecto de frecuencia medición etc.</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8 del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado. Se informa que a nivel internacional existen diversas maneras de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial, (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.
28	4	CHILEALIMENTO S AG	Aun cuando el anteproyecto de Norma de Emisión para calderas a Nivel Nacional indica que las Calderas reguladas en PPDA (aplicables según rangos de potencia), están exentas de la aplicación de esta norma, al incluir más parámetros (NOx y SO2), de todos modos les aplica en estos parámetros, siendo MAS EXIGENTE, que varios de los PDA vigentes. En efecto, El PDA VI región sólo fija norma de emisión en MP, los PDA de Chillán, Talca y Temuco sólo MP y SO2, ninguno de los anteriores en NOx.	<p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>La regulación establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.</li> <li>- Límite de emisión de SO2, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados. Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda. En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt</li> </ul>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión de NOx para calderas nuevas desde 1 MWt. El límite de emisión de NOx no aplica a las calderas existentes.
29	4	CHILEALIMENTOS AG	A partir de lo anterior, ocurre que no solamente la norma es más exigente que los actuales PDA vigentes, sino también significa exigencias adicionales en los PDA vigentes.	<p>En las calderas del país, existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional.</p> <p>La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>A nivel país se cuenta con diferentes planes de prevención o descontaminación que contienen medidas de norma de emisión para calderas, establecidas en el contexto de una zona que debe recuperar su calidad del aire, considerando ciertos contaminantes como MP y precursores, cuyos límites/medidas resultaron ser costo efectivas. Los planes fueron publicados en diferentes años y algunos cuentan con actualizaciones y de acuerdo a la evolución de la regulación, los valores límites de emisión son coherentes con los valores límites de los planes recientes elaborados en el marco de la estrategia de 14 planes de descontaminación.</p> <p>Luego, en zonas donde existan problemas de calidad del aire, donde se declaró zona latente o saturada, el respectivo plan podrá establecer valores límites de emisión más estrictos y en menores plazos. Por otro lado, el diseño de esta regulación, no considera regular calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt, las cuales podrían ser reguladas en un futuro plan.</p> <p>Tanto en el caso de la norma de emisión para calderas como los planes de descontaminación tendrán vigencia a partir de la publicación en el Diario Oficial, con los respectivos plazos de cumplimientos que en ella se establezcan.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
30	4	CHILEALIMENTOS AG	Al ocurrir un costo mayor en fuentes nuevas respecto de existentes, se genera una barrera de entrada a nuevas actividades y empresas ya que enfrentarán costos mayores a las empresas existentes.	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente.) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>La regulación establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.</li> <li>- Límite de emisión de SO<sub>2</sub>, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.</li> </ul> <p>Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.</p> <p>Finalmente, en respuesta a su observación, en los valores límites para las calderas nuevas se consideró la mejor tecnología disponible y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera. La modernización de una caldera es parte de la decisión del titular, que no solo debiera considerar el costo inicial de la caldera, sino que adoptar medidas de eficiencia energética en el sistema vinculado a la caldera, además de la eficiencia de la caldera, dado que una caldera más eficiente puede reducir el gasto operacional, debido a la combustión más eficiente, con la consecuente reducción de emisiones y precursores.</p>
31	4	CHILEALIMENTOS AG	<p>En definitiva, establecer norma de emisión de NOx y SO2, debiese eliminarse de la propuesta de norma por los argumentos ya indicados, además que no contienen e el AGIES el análisis suficiente necesario. Normas de emisión de NOx y SO2 debiesen desarrollarse en el contexto de los PDA pero no a nivel de una norma nacional.</p>	<p>Respecto a su observación, se aclara que la norma de emisión de NOx sólo aplica a calderas nuevas, no existentes. La norma de emisión de SO2 aplica solamente a calderas nuevas de potencia térmica mayor que 1 MWt y calderas existentes que usen combustible sólido con una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt. Además, el Anteproyecto de Norma establece excepciones para su aplicación, particularmente para los límites de emisión de “aquellos contaminantes de calderas que no estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación”. Esto implica que se deberá evaluar el cumplimiento de la norma para todos los contaminantes en las comunas sin planes de descontaminación y/o prevención (PPDA) y para los contaminantes que no fueron regulados por PPDA en las comunas correspondientes, según el rango de potencia térmica, debido a que en el marco de un plan los límites de emisión no fueron considerados costo eficientes.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
32	4	AES GENER S.A.	<p>OBSERVACIONES SOBRE LOS LÍMITES DE EMISIÓN REGULADOS</p> <p>En términos generales, el Anteproyecto contempla niveles de emisión por parámetro que resultan excesivos, al ser más estrictos que aquellos valores contemplados en la norma internacional.</p> <p>No se constata en el expediente qué antecedentes llevaron a determinar estos valores, lo que se traduce en que el Anteproyecto exige valores que resultan, en forma injustificada, excesivamente estrictos. En circunstancias que se requiere la convergencia con los estándares ambientales de los países de OCDE, el establecimiento de exigencias notoriamente más rigurosas debe ir acompañado de un respaldo apropiado que dé cuenta del análisis de la factibilidad técnica y jurídica de la opción de regulación escogida, así como de un detallado análisis de un impacto. Los antecedentes que respaldan el Anteproyecto no satisfacen este estándar, de modo que los valores propuestos resultan desproporcionados.</p> <p>En efecto, consta en el expediente que se efectuó por la autoridad un examen de la regulación comparada en materia de emisión, reflejado en la “Minuta Técnica: Revisión de la normativa internacional para calderas” (fojas 201 del expediente público). Pues bien, una revisión de dicha minuta, y de la normativa de los países que en ella se consigna, permite apreciar que la regulación en estudio pretende adoptar niveles de emisión para calderas mucho más rigurosos que los estándares de emisión para las calderas en dichos países.</p>	<p>En respuesta a su observación se indica que respecto a los límites de emisión establecidos en la tendencia de la regulación nacional e internacional se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tal como se muestra en los fundamentos, tabla N°2 de este documento, los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de descontaminación atmosférica de la zona sur del país. Se observa que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional (Folio 189-200, expediente público).</li> <li>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</li> </ul> <p>Finalmente, en respuesta a su observación se indica que se cuenta con 3 estudios que fundamentan la factibilidad técnica de las opciones, que corresponden a los 3 estudios técnicos del anteproyecto: (1) Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales, elaborado por Ambiosis para CONAMA, Junio 2008; (2) Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial, realizado por Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción, Abril 2012 y (3) Estudio: “Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos de combustión en el sector industrial, comercial y residencial”, de SISTAM, Febrero 2014 y el respectivo Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), desarrollado con el escenario regulatorio de esta norma.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
33	4	AES GENER S.A.	<p>Así, por ejemplo, el valor propuesto para Monóxido de Carbono, respecto de las calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 300 KWt y menor a 1 MWt, que utilicen combustible sólido, es de 125 mg/m<sup>3</sup>N. Esto es muy inferior a los valores establecidos por Alemania y por la Confederación Suiza que, según consta en la Minuta Técnica elaborada por el Ministerio, son de 300 mg/m<sup>3</sup>N y 500 mg/m<sup>3</sup>N, respectivamente. Es decir, el límite máximo establecido en el Anteproyecto es, al menos, el doble de exigente que los valores más estrictos examinados en la normativa internacional. (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°6).</p>	<p>El monóxido de carbono (CO) aparece siempre como producto intermedio en el proceso de combustión, especialmente en condiciones de combustión inadecuadas. Se debe intentar reducir al mínimo la formación de CO, ya que esta sustancia es un indicador de riesgo de corrosión y de combustible sin quemar y, por lo tanto, genera una pérdida de eficiencia. En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) El principio de gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) La consideración de múltiples beneficios (co-beneficios). Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para revisar los valores límites y mejorar los fundamentos de la norma propuesta, considerando la tendencia de la regulación internacional, la coherencia con la regulación nacional y la factibilidad de fiscalización.</p>
34	4	AES GENER S.A.	<p>Una situación similar se aprecia para el parámetro de Material Particulado. El valor definido en el Anteproyecto para las calderas nuevas, de potencia mayor o igual a 1 MWt y menor a 3 MWt, es de 30 mg/m<sup>3</sup>N, para combustible líquido. Esto, en circunstancias que el nivel más estricto en la normativa comparada es de 50 mg/m<sup>3</sup>N, que corresponde al límite definido por la Confederación Suiza, la Comunidad Europea y Alemania. (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°7).</p>	<p>En respuesta a su observación, y en relación a los límites de emisión establecidos conforme la tendencia de la regulación nacional e internacional, se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tal como se muestra en los fundamentos, tabla N°2 de este documento, los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de la zona sur del país, en el marco de la estrategia de planes. Se observa, que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional (Folio 189-200, expediente público).</li> <li>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</li> </ul>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
35	4	AES GENER S.A.	En igual sentido, en el caso del parámetro Óxidos de Nitrógeno, el valor propuesto por el Anteproyecto para las calderas nuevas de potencia mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt, y de potencia mayor o igual a 20 MWt, que utilicen combustible gaseoso, es muy inferior a los niveles establecidos en la normativa comparada. En el caso de las calderas nuevas de potencia mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt, el valor propuesto por la norma es de 30 mg/m <sup>3</sup> N, mientras que en la normativa comparada el menor valor encontrado es en la Confederación Suiza, que señala un valor de 80 mg/m <sup>3</sup> N. Asimismo, en la Comunidad Europea, el valor establecido es de 100 mg/m <sup>3</sup> N, y en Alemania es de 200 mg/m <sup>3</sup> N. Un límite tres veces inferior al establecido en la Comunidad Europea. No parece justificado (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°8).	El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, respecto a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utilizan un combustible gaseoso se propone un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de la norma. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación, para modificar el límite de emisión para estos rangos de potencia o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.
36	4	AES GENER S.A.	Lo mismo ocurre en el caso de las calderas de potencia mayor o igual a 20 MWt, que utilizan combustible gaseoso; el vapor propuesto por el Anteproyecto es de 30 mg/m <sup>3</sup> N, en circunstancias que el menor valor encontrado en la normativa internacional, según consta en la minuta preparada por el Ministerio, es en México, que establece un valor de 47 mg/m <sup>3</sup> N, y los valores encontrados en la Comunidad Europea y en Alemania son de 100 mg/m <sup>3</sup> N y 200 mg/m <sup>3</sup> N, respectivamente	El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, respecto a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utiliza un combustible gaseoso se solicitó un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación, para modificar el límite de emisión para estos rangos de potencia o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.
37	4	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	En lo que respecta al artículo 4 letra a), que se refiere a las calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 75 kWt, y menor que 300 KWt, que utilicen un combustible sólido deberán cumplir con el límite máximo de emisión de MP igual a 50 mg/m <sup>3</sup> N. El factor de emisión EPA, considerando un precipitador electroestático, es de 75 mg/m <sup>3</sup> N. lo anterior es relevante considerando el tamaño de la fuente: se trata de calderas pequeñas, por lo que el valor propuesto resulta desproporcionado, atendido el alto costo que implicaría para tales fuentes ajustarse a ese valor. No existe en el expediente, por otra parte, un análisis de las tecnologías de abatimiento que permitirían lograr el cumplimiento del límite que se	Tal como se muestra en los fundamentos, tabla N°2 de este documento, los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de la zona sur, en el marco de la estrategia de planes. Se observa, que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional (Folio 189-200, expediente público).

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>contempla establecer.</p> <p>En lo que respecta a la Tabla N° 1 del artículo 4 letra b), en lo que respecta a las calderas nuevas con potencia térmica mayor o igual a 300 kWt y menor a 1 MWt, se repite la misma situación. Frente a un límite máximo propuesto para combustible sólido de 50 mg/m<sup>3</sup>N, el factor de emisión EPA, considerando un precipitador electrostático, es de mg/m<sup>3</sup>N, sin que conste justificación ni análisis de tecnologías que se contempla utilizar para lograr tal límite.</p> <p>En cuanto al combustible gaseoso, se indica en el Anteproyecto un valor de 80 mg/m<sup>3</sup>N, mientras que el factor de emisión EPA es de 128 mg/m<sup>3</sup>N. Tratándose de calderas pequeñas, el límite debiera ajustarse a este último, considerando que ni siquiera se ha analizado cuales son las tecnologías que permitirían un límite tan exigente como el propuesto.</p> <p>En el caso de la Tabla N° 2, referida a los límites máximos de emisión aplicables a las calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt y menor a 3 MWt, se aprecia que para el parámetro MP (combustible sólido), se contempla un valor de 50 mg/m<sup>3</sup>N, mientras el factor de emisión EPA, considerando un precipitador electrostático, es de 75 mg/m<sup>3</sup>N.</p> <p>Finalmente, en lo que respecta a la Tabla N° 4, aplicable a calderas nuevas con potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, se establece un límite de 20 mg/m<sup>3</sup>N, para MP (combustible líquido). En el caso del D.S. 13/2011, el valor de 30 mg/m<sup>3</sup>N, por lo que no resulta razonable imponer un estándar más estricto incluso que la norma de emisión para centrales termoeléctricas. Se trata, de hecho, de un valor muy exigente para un combustible líquido, siendo necesario analizar la factibilidad técnica de alcanzar un límite tan riguroso.</p>	



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
38	4	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>EN CUANTO AL COMBUSTIBLE SÓLIDO, EL Anteproyecto propone un valor de 30 mg/m<sup>3</sup>N que representa menos de la mitad del factor de emisión EPA, ascendente a 75 mg/m<sup>3</sup>N, con precipitador electroestático. Al menos, debiera considerarse un valor de 50 mg/m<sup>3</sup>N.</p> <p>En lo que respecta a la Tabla N° 3, aplicable a las calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt, y la Tabla N° 4, el parámetro NO<sub>x</sub>, para uso de combustible gaseoso, se regula con un límite de 30 mg/m<sup>3</sup>N. el factor EPA es de 76 mg/m<sup>3</sup>N, considerando LNB (Low-NO<sub>x</sub> Burners), y de 50 mg/m<sup>3</sup>N (LNB y recirculación de gases). Como se aprecia, aun utilizando tecnologías de abatimiento del parámetro regulado, el límite propuesto en el Anteproyecto aparece largamente superado por el estándar de la EPA. No consta si el valor propuesto considera el uso de un filtro SCR (Selective Catalyst Reduction) o similar. Por su parte, en las Tablas N° 2, 3 y 4, el valor propuesto de NO<sub>x</sub>- considerando uso de combustible sólido- es de 300 mg/m<sup>3</sup>N. se trata de un valor que se podría lograr con el uso de biomasa, pero no con carbón. No consta en el expediente que se haya analizado la factibilidad técnica de lograr estos valores considerando los diversos tipos de combustibles que podrían utilizar las fuentes reguladas, más allá de su agrupación según estado del combustible (gaseoso, líquido, sólido). Tampoco consta si el valor propuesto considera el uso de un filtro SCR (Selective Catalyst Reduction) o similar. Por lo anterior, estimamos que corresponde establecer ajustar el Anteproyecto y definir un límite máximo de 500 mg/m<sup>3</sup>N. Los antecedentes reseñados dan cuenta de la necesidad de revisar los niveles propuestos en el Anteproyecto y contar con la justificación de los valores que se establezcan, en definitiva, los que deben considerar una revisión de los valores de emisión establecidos a nivel comparado. De esta manera, se podrá asegurar el objetivo de proteger la salud de las personas y el medio ambiente.</p>	<p>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
39	4	Autoflame Chile SpA	<p>Artículo 4, tabla 3 y 4</p> <p>Para el NOx el límite se establece en 30 mg/m<sup>3</sup>N. Esto equivale a 15,95 ppm. Según el fabricante de los quemadores Limpsfield, que representamos, este es un valor muy bajo que sólo se logra con quemadores especiales de malla, en calderas con fogones más grandes, sólo para gas natural. No para gas licuado. Tampoco se podría tener un quemador dual, por el tipo de quemador que se requiere. Sería sólo posible con gas natural. Este se logra con quemadores de malla, con más exceso de aire (en torno a 3,5%) y menor rango de modulación 4:1 típicamente. Se requiere más mantención. Necesitan un filtro de aire a la entrada del quemador, para que no se ensucie la malla. Son más propensos a las fallas y a los accidentes.</p> <p>Por ello proponemos para combustibles gaseosos 56,4 mg/m<sup>3</sup>N de NOx. Esto equivale a 30 ppm. Esto se logra con recirculación de gases, en calderas normales y con menos exceso de aire (menos de 3% en todo el rango de modulación) y con un rango de modulación de 6:1. Limpsfield es una empresa inglesa, pero venden quemadores en todo el mundo. Tienen experiencia en USA donde piden bajos valores de NOx. Contaban que, en China, en Shanghái piden valores bajo 16 ppm, pero no han tenido buenas experiencias. En Beijing piden sólo bajo 30 ppm. Adjunto presentación (Anexo 2, carta de observaciones).</p>	<p>El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, respecto de las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utilizan un combustible gaseoso se establece un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación, para modificar el límite de emisión para estos rangos de potencia o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.</p>
40	4	Autoflame Chile SpA	<p>Artículo 4, tabla 3 y 4</p> <p>¿Para qué rango de potencia se establecen estos valores? ¿En todo el rango de modulación?</p>	<p>En respuesta a su observación, se aclara que en el artículo 4° del anteproyecto, se indicó en cada una de las tablas contenidas en el referido precepto, el límite de emisión aplicable para cada contaminante, en función de la potencia térmica de la caldera.</p>
41	5	Alimentos Cisternas Ltda. Cisternas Nutrición Animal	<p>En la empresa existen dos calderas inscritas de 2000 KVH, que funcionan a gas natural, ahora en el anteproyecto se hablan de MWt, según esta medición, ¿en cuántos mega watt, son los 2000 KVH por las dos calderas de la empresa?</p>	<p>El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Es importante aclarar que el artículo 4 y 5 del anteproyecto, tanto para calderas existentes como nuevas, no establece límite de emisión de MP para el combustible gaseoso. Pero, a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utiliza un combustible</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>gaseoso, se solicitó un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma.</p> <p>Por otro lado, la regulación corresponde a una norma de emisión para calderas a nivel nacional y es por ello que se utilizó una unidad de tamaño de calderas como la potencia térmica, medida en kWt o MWt, que fuese aplicable tanto a calderas de agua caliente, vapor u otro tipo.</p> <p>Respecto a las transformaciones, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente indicadas en la Ley N° 20.417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Además, en el artículo 37 del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, D.S N°38 de 2012, se indica que “los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Así, finalmente, en respuesta a su observación respecto al criterio para la transformación de unidades, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que le corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente y que fueron mencionados en los párrafos anteriores.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
42	5	Alimentos Cisternas Ltda. Cisternas Nutrición Animal	¿Qué límites de emisiones se realizarán ahora con este nuevo anteproyecto?	Los límites de emisión que se establecen, se presentaron en los artículos 4, 5 y 7 de la Resolución exenta 459, del 26 de mayo de 2017.
43	5	Eagon Lautaro S.A.	En el caso de calderas sobre 20 MWt (existentes), la inversión en sistemas de abatimiento, para lograr objetivo planteado en anteproyecto, solo se consigue mediante la instalación de dispositivos adicionales a los sistemas de abatimiento actuales (filtros multiciclónicos), como “filtro de mangas” o “precipitadores electrostáticos”. Según cotizaciones efectuadas, esto puede significar una inversión, que alcanza una cuantía de un 70% a 80% del valor de la caldera. Por tanto se propone ampliar el plazo consignado para el cumplimiento desde 3 a 6 años.	La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 20 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre el sector principalmente industrial.
44	5	Productos Fernandez S.A. PF Alimentos	¿Es posible que los certificados de registro o las pruebas reglamentadas en el DS10, pueda contener el cálculo de la potencia térmica de la caldera y este sea validado por el Profesional que realiza dichas pruebas?	En respuesta a su observación se indica que el Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, D.S N°10 de 2013, pertenece al Ministerio de Salud. El objetivo que tiene es establecer las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, para resguardar su funcionamiento seguro y evitar daños a la salud de las personas. En el marco de las observaciones recibidas en esta consulta pública se realizarán gestiones formales para solicitar al Ministerio de Salud, tenga a bien incorporar como antecedente técnico el correspondiente valor de la potencia térmica de la caldera, considerando la definición establecida en esta normativa.
45	5	Michel Moreno Saez	Adjunto propuesta para calcular la potencia térmica de cada caldera, junto con unas recomendaciones. (Se adjunta en Anexo 1 de la Observación respectiva).	Se agradece la información entregada, será revisada y se evaluará mejorar la redacción de la definición actual.
46	5	Carlos Chandia	En nuestra empresa contamos con una caldera desde hace ya varios años, la cual es capaz de generar 1300 kg de vapor por hora, en donde de acuerdo a la conversión a KW, estamos por debajo de 1 MWh. La norma indica que para calderas mayores a 1 MW y menor a 3 MW, existe un plazo de cumplimiento de 5 años, de acuerdo a nuestra realizada, menor a 1 MW, nosotros no entramos en la legislación de la norma?	El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, las calderas existentes de potencia térmica menor a 1MWt no cuentan con regulación. Se evaluará mejorar la redacción o incluir en las excepciones.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
47	5	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	¿Es posible que los certificados de registro o las pruebas reglamentadas en el DS10, pueda contener el cálculo de la potencia térmica de la caldera y este sea validado por el Profesional que realiza dichas pruebas?	En respuesta a su observación se indica que el Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, D.S N°10 de 2013, pertenece al Ministerio de Salud. El objetivo que tiene es establecer las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, para resguardar su funcionamiento seguro y evitar daños a la salud de las personas. En el marco de las observaciones recibidas en esta consulta pública se realizarán gestiones formales para solicitar al Ministerio de Salud, tenga a bien incorporar como antecedente técnico el correspondiente valor de la potencia térmica de la caldera, considerando la definición establecida en esta normativa.
48	5	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	Que pasa en el caso de existir calderas de respaldo, que no se usen en el periodo de un año (sin emergencias en el periodo). ¿Cómo se debe considerar el proceso de mediciones, reportes, etc.? No se menciona esta figura en el reglamento.	El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no consideró las horas de funcionamiento debido al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios. Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.
49	5	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	No se hace referencia en la normativa a la capacidad nominal de producción de vapor de las calderas, si no a la potencia Térmica, obviándose los efectos de trabajar con calderas de vapor saturado, sobrecalentado.	En respuesta a su observación se indica que la regulación corresponde a una norma de emisión para calderas a nivel nacional y es por ello que se utilizó una unidad de tamaño de calderas como la potencia térmica, medida en kWt o MWt, que fuese aplicable tanto a calderas de agua caliente, vapor u otro tipo.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
50	5	Mödinge Hnos. S.A. Cecinas Llanquihue	Nada se menciona en la normativa, en relación a elementos de combustión calderas, que se mantienen sin operar como respaldo, y sin un uso periódico.	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no consideró las horas de funcionamiento debido al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.</p>
51	5	Terciados y Elaboración de Maderas S.A Temsa Los Lagos	La normativa menciona la categorización de calderas según potencia, expresada en MWT pero no todas las calderas están registradas en el Ministerio de Salud en dicha unidad. Muchas de estas están registradas en otras unidades tales como Toneladas de Vapor /Hora o superficie de calefacción. ¿Bajo qué criterio se llevará a cabo la transformación de unidades para aquellas calderas que no están registradas en la unidad que menciona la normativa?	<p>La regulación corresponde a una norma de emisión para calderas a nivel nacional y es por ello que se utilizó una unidad de tamaño de calderas como la potencia térmica, medida en kWt o MWT, que fuese aplicable tanto a calderas de agua caliente, vapor u otro tipo.</p> <p>El Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, D.S N°10 de 2013, fue aprobado por el Ministerio de Salud. El objetivo que tiene es establecer las condiciones y requisitos de seguridad que deben cumplir las calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, para resguardar su funcionamiento seguro y evitar daños a la salud de las personas. En el marco de las observaciones recibidas en esta consulta pública se realizarán gestiones formales para solicitar al Ministerio de Salud, tenga a bien incorporar como antecedente técnico el correspondiente valor de la potencia térmica de la caldera, considerando la definición establecida en esta normativa.</p> <p>Por otro lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>Medio Ambiente indicadas en la Ley 20417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Además, en el artículo 37 del Reglamento de la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, D.S N°38 de 2012, se indica que “los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Así, finalmente, en respuesta a su observación respecto al criterio para la transformación de unidades, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que le corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente y que fueron mencionados en los párrafos anteriores.</p>
52	5	CHILEALIMENTOS AG	<p>En la práctica, la norma de emisión propuesta sería cumplible solamente con gas natural o gas, pero dejaría afuera la opción de combustibles sólidos, e incluso del petróleo diésel, porque según el caso, requeriría incorporar equipos de control de emisiones en MP, NOx y SO2, lo cual inviabiliza la opción de combustibles líquidos y sólidos. Lo anterior encarece en forma significativa el costo de la generación de vapor en este sector.</p>	<p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>La regulación establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de material particulado para calderas,</li> </ul>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de SO<sub>2</sub>, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, debido a que representan el 60 % del total de emisiones existentes de SO<sub>2</sub> y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.</li> </ul> <p>Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.</p> <p>En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión de NO<sub>x</sub> para calderas nuevas desde 1 MWt.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a los valores límites de emisión para calderas nuevas, considerando la tendencia de la regulación internacional, la coherencia con los planes de descontaminación y la mejor tecnología disponible.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
53	5	CHILEALIMENTOS AG	Si bien, para fuentes existentes solamente establece norma de emisión de MP, siendo las fuentes nuevas las que contemplan norma de emisión además de MP, de NOx y SO2, ocurre el incentivo no deseado de evitar una modernización y quedarse con equipos más antiguos y menos eficientes, considerando el mayor costo de renovar una caldera ya que estas no solamente deberán cumplir con norma de emisión de MP, sino también de NOx y SO2.	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente.) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque:                      (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>La regulación establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según, los antecedentes técnicos, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables de este contaminante.</li> <li>- Límite de emisión de SO2, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- Límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.</li> </ul> <p>Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.</p> <p>Finalmente, en respuesta a su observación, en los valores límites para las calderas nuevas se consideró la mejor tecnología disponible y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera. La modernización de una caldera es parte de la decisión del titular, que no solo debiera considerar el costo inicial de la caldera, sino que adoptar medidas de eficiencia energética en el sistema vinculado a la caldera, además de la eficiencia de la caldera, dado que una caldera más eficiente puede reducir el gasto operacional, debido a la combustión más eficiente, con la consecuente reducción de emisiones y precursores.</p>
54	5	CHILEALIMENTOS AG	<p>El siguiente cuadro compara el nivel de la norma versus valores promedio obtenidos de la experiencia para calderas según combustible a utilizar. Tabla compara concentraciones en mg/m<sup>3</sup>N de valores promedio típico sin equipos de control versus valor norma ante proyecto (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°1).</p> <p>Del cuadro anterior, se observa que:</p> <p>a. Las normas de emisión para calderas que utilicen combustibles líquidos, son cumplibles para el petróleo diésel sin equipo de abatimiento de emisiones. En el caso del petróleo pesado, se requeriría de sistema de abatimiento para MP, NOx y SO<sub>2</sub>. Las empresas que utilicen combustible pesado debieran cambiar el tipo de combustible. Para petróleo diésel la norma de NOx de 200 mg/m<sup>3</sup>N, es muy ajustada lo cual significa tener costos innecesarios de monitoreo para eventuales excedencias que en la práctica no constituyen beneficio ambiental alguno. Por ejemplo una medición puede entregar un valor de 210 mg/m<sup>3</sup>N estará en incumplimiento, pero la diferencia con un valor de cumplimiento de 200 mg/m<sup>3</sup>N no es significativa.</p>	<p>En respuesta a su observación se indica que respecto a los límites de emisión establecidos en la tendencia de la regulación nacional e internacional se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tal como se muestra en los fundamentos, tabla N°1, los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de la zona sur, en el marco de la estrategia de planes. Se observa, que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional.</li> <li>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</li> </ul> <p>Finalmente, en respuesta a su observación se indica que se cuenta con 3 estudios que fundamentan la factibilidad técnica</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>b. Las normas de emisión para calderas que utilicen combustibles sólidos, caso de la leña y el carbón, requieren equipo de abatimiento de MP, y no requieren de abatimiento de NOX. Para carbón se necesita equipo de abatimiento de SO2. No se necesita para leña.</p> <p>c. En el caso de gas natural, que es la mejor opción ambiental, la norma de NOX obliga a sistema de abatimiento, lo cual encarece esta opción lo cual genera un incentivo perverso respecto de otras opciones. La norma de NOx genera un efecto contraproducente y la norma de SO2 no aporta ya que se cumple con holgura.</p>	<p>de las opciones y el respectivo Análisis general de impacto económico y social - AGIES, desarrollado con el escenario regulatorio de esta norma.</p> <p>Por otro lado, el diseño de la regulación consideró establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Es importante aclarar que el artículo 4 y 5 del anteproyecto, tanto para calderas existentes como nuevas, no establece límite de emisión de MP para el combustible gaseoso. Pero, a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utiliza un combustible gaseoso, se solicitó un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma. El límite de emisión de SO2, para calderas nuevas, a partir de 1 MWt, que utilicen combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido se estableció un límite de SO2 desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt.</p> <p>Respecto al límite de NOx para calderas nuevas se regula desde los 1 MWt y el límite de emisión de NOx no aplica a las calderas existentes.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación, para revisar o modificar el límite de emisión para los rangos de potencia consultados o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
55	5	CHILEALIMENTOS AG	<p>En resumen, se plantea que la norma de emisión de calderas a nivel nacional sólo debiese considerar MP y por otra parte eliminar las normas asociadas a NOx y SO2. El AGIES debiese evaluar varios escenarios, siendo uno de ellos norma de emisión de sólo MP, de lo contrario no se toma la mejor opción costo beneficio. En efecto, ocurre la contradicción que una norma nacional es más estricta que varios de los PDA vigentes. Además, el AGIES debe considerar en la evaluación el costo en pérdida de competitividad al aumentarse significativamente los costos asociados a las normas de emisión consideradas.</p>	<p>En respuesta a su observación, se puede indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los límites de emisión para las calderas existentes son coherentes con los límites establecidos para los planes de la zona sur del país, en el marco de la estrategia de planes, se sugiere revisar tabla N°2 de este documento. Se observa, que existe mayor exigencia en los límites de emisión en los planes que consideran complejos industriales o megaciudades, debido al mayor requerimiento de reducción de emisiones. Es importante mencionar que estos antecedentes se presentaron en la minuta de normativa nacional.</li> <li>- Respecto a los límites de emisión para calderas nuevas, todos los límites establecidos se encuentran coherentes con la regulación contenida en los planes de descontaminación y a la mejor tecnología disponible al momento de la dictación de esta norma.</li> </ul> <p>Finalmente, cabe tener presente que se cuenta con 3 estudios que fundamentan la factibilidad técnica de las opciones: (1) Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales, elaborado por Ambiosis para CONAMA, Junio 2008; (2) Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial, realizado por Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción, Abril 2012 y (3) Estudio: “Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos de combustión en el sector industrial, comercial y residencial”, de SISTAM, Febrero 2014; y el respectivo Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), desarrollado con el escenario regulatorio de esta norma.</p> <p>Por otro lado, el diseño de la regulación consideró establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Es importante aclarar que el artículo 4 y 5 del anteproyecto, tanto para calderas existentes como nuevas, no establece límite de emisión de MP para el combustible gaseoso. Pero, a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>utiliza un combustible gaseoso, se solicitó un límite de emisión de NOx considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma. El límite de emisión de SO2, para calderas nuevas, a partir de 1 MWt, que utilicen combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido se estableció un límite de SO2 desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt.</p> <p>Respecto al límite de NOx para calderas nuevas se regula desde los 1 MWt y el límite de emisión de NOx no aplica a las calderas existentes.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación, para revisar o modificar el límite de emisión para los rangos de potencia consultados o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.</p>
56	5	CORMA	<p>A) Justificación de la Norma de Caldera</p> <p>Si bien el anteproyecto de la Norma de Caldera menciona en sus fundamentos una serie de textos internacionales que señalan la necesidad de normar las emisiones, para Corma Bío Bío y sus empresas socias no queda clara la justificación de normar dichas emisiones. En el país se presentan dos situaciones ambientales bastante bien definidas y acotadas, las cuales de manera diferente ya poseen regulación en materia de emisiones atmosféricas:</p> <p>a) Zonas de alta contaminación atmosféricas, declaradas latentes o saturadas o bien, en proceso de declaración. Para estas áreas bien delimitadas, generalmente ubicadas en el valle central del país, la autoridad ambiental ha definido mecanismos de prevención y/o descontaminación a través de los planes de descontaminación atmosféricos. Estos planes, establecen límites de emisión para calderas nuevas y existentes, regulando tanto las fuentes de emisión industrial y residencial. En estas zonas, por ya estar reguladas las emisiones, no aplicaría la norma de Caldera.</p> <p>b) Zonas de baja o nula contaminación, en la cual la calidad del aire presenta niveles que de acuerdo a normativas de calidad</p>	<p>La Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>El Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros.</p> <p>Por otro lado, las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente.) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>no afectarían la salud de las personas. En dichas zonas, las fuentes de emisión, en su gran mayoría, ya son reguladas a través de sus Resoluciones de Calificación Ambiental. Por otro lado, muchas de las fuentes ubicadas en las zonas de baja o nula contaminación están además afectas al pago de impuesto verde por sus emisiones, con lo cual poseen un incentivo importante para disminuir sus emisiones.</p> <p>Por lo mismo, salvo por las recomendaciones internacionales señaladas en el anteproyecto, no se justifica establecer límites de emisión a calderas ubicadas en zonas sin contaminación. Si se quiere evitar que dichas áreas limpias alcancen niveles de contaminación, se sugiere una Norma de Caldera sólo para fuentes nuevas.</p>	<p>contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>En el país existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional.</p> <p>Además, la mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>Respecto al impuesto verde, en el país existen más de 10 mil calderas, de las cuales menos del 2% corresponde a calderas afectas a este impuesto verde.</p> <p>Finalmente, contemplando los niveles de emisión de las calderas existentes, que no cuentan con una regulación establecida en un plan de descontaminación y los antecedentes entregados en los puntos anteriores, se consideró regular las calderas existentes a partir de una potencia térmica mayor o igual a 1MWt, en esta norma de alcance nacional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
57	5	CORMA	<p>La Norma de Caldera regula pequeñas, grandes y medianas calderas con distinción según potencia y tipo de combustible. Sin embargo, la Norma no considera la condición de operación de las mismas, es decir, si son calderas que operan todo el año o sólo son de respaldo o auxiliares, en cuyo caso, las horas de operación, y por ende, su aporte en emisiones es acotado. La Norma debe considerar estas situaciones y revisar la aplicabilidad de la norma sobre un mínimo de horas de operación de la fuente.</p>	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no se consideró las horas de funcionamiento, limitándose la regulación al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, en función de la cantidad de horas de funcionamiento de la caldera, para efecto de ser considerada en la regulación.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
58	5	BHP CHILE INC	Se requiere especificar la aplicabilidad de los parámetros SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO y Mercurio para las calderas existentes ya que la normativa indica parámetros distintos para calderas nuevas y existentes (Solo MP para existentes).	<p>Es importante mencionar que las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Considerando los antecedentes anteriores y en respuesta a su observación, se indica que durante el proceso de elaboración del anteproyecto se evaluaron dos escenarios de límites de emisión para las calderas (Folio 286 y siguientes, del expediente público) y en la 8va reunión de Comité operativo, del 9 de marzo de 2017, el comité operativo recomendó la alternativa del escenario 2 y se acordó que sea un escenario más coherente con los límites de emisión establecidos en los planes de descontaminación a nivel país. El escenario 2 ajustado corresponde al presentado y evaluado en el articulado del Anteproyecto.</p> <p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) El principio de gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) La consideración de múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>En relación a lo anterior, cabe tener presente que la regulación propuesta establece lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El límite de emisión de material particulado para calderas, nuevas y existentes, que utilizan combustible en estado sólido o líquido. Según los antecedentes técnicos disponibles, el combustible gaseoso tradicional tiene emisiones despreciables</li> </ul>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>de este contaminante.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El límite de emisión de SO<sub>2</sub>, para todos los combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que utiliza combustible sólido desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, debido a que representan el 60 % del total de emisiones existentes de SO<sub>2</sub> y para caldera nueva a partir de 1 MWt.</li> <li>- El límite de emisión de mercurio para calderas nuevas y existentes, de potencia térmica mayor a 20 MWt, dado que se espera que las emisiones de esta sustancia tóxica se reduzcan en las calderas que utilizan combustibles que contienen mercurio como son: carbón y sus derivados.</li> </ul> <p>Por otro lado, los límites de emisión para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda.</p> <p>En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión de NO<sub>x</sub> para calderas nuevas desde 1 MWt. El límite de emisión de NO<sub>x</sub> no aplica a las calderas existentes.</p>
59	5	Empresas CMPC S.A.	<p>Ubicación en el texto que regula los “factores de conversión”. Los factores de conversión figuran al final del Art. 5°, pero aplican a los Arts. 4° y 5°. Para facilitar la comprensión de la norma, se sugiere un artículo independiente que regule los factores de conversión. Dicho artículo podría ubicarse a continuación del actual Art. 5° o en el Título IV sobre Verificación de Cumplimiento de los Límites de Emisión.</p>	<p>Su observación se evaluará con mayor detalle para mejorar la comprensión del artículo, de tal forma que comprenda los casos regulados en los artículos 4° y 5° del Anteproyecto de la norma de emisión, teniendo en consideración la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
60	5	Empresas CMPC S.A.	<p>Observaciones que se desprenden del análisis de 15 establecimientos forestales de la VIII Región, efectuado por las Bases de Datos.</p> <p>En la Tabla N°6 abajo transcrita, agrupamos la información entregada por las Bases de Datos de SISTAM INGENIERÍA y GREENLAB UC respecto de un estudio que involucra a 15 establecimientos del rubro forestal.</p> <p>De acuerdo a estas Bases de Datos, en lo que respecta a los plazos de cumplimiento de la norma (Art. 9° del Anteproyecto), de los 15 establecimientos analizados (que en total suman 19 Calderas Existentes), los resultados serían los siguientes: 4 calderas deben cumplir con sus límites de emisión dentro de un plazo de cumplimiento de 5 años; 13 calderas deben cumplir con sus límites de emisión dentro de un plazo de cumplimiento de 4 años; y 2 calderas deben cumplir con sus límites de emisión dentro de un plazo de cumplimiento de 3 años.</p> <p>Por su parte, según estos mismos datos, sólo 1 caldera de las 19 analizadas estaría actualmente cumpliendo con la norma de emisión que se propone dictar.</p> <p>Aún más, de acuerdo a los datos analizados, la mayoría de las Calderas exceden sobre 10 veces el límite máximo para Material Particulado propuesto en el Anteproyecto.</p> <p>Considerando que muchos de estos establecimientos son de menor tamaño, y que las inversiones asociadas para reducir estas emisiones son altas, se debe considerar en el análisis la posibilidad de que algunos de estos establecimientos no puedan seguir funcionando, con las consecuencias económicas y sociales que eso implica (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°5).</p>	<p>Al respecto, cabe tener presente que la gradualidad de la norma se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. Para el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
61	5	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>Artículo N°5 se indica que no aplica norma de emisión de SO2 para combustible gaseoso. Posteriormente en el artículo N°6 se establece que se exceptúan de verificar el cumplimiento de SO2 los combustibles líquidos y gaseosos con un contenido de azufre menor o igual a la 50 ppm. Lo anterior corresponde a dos situaciones distintas. En el artículo N°5 la exclusión es absoluta y en el artículo N°6 la exclusión es condicionada. Se debería aclarar.</p> <p>Por otro lado sería conveniente que se defina la forma en la cual se determinará el contenido de azufre de los combustibles. En particular, para aquellos combustibles que no se encuentran en el listado de la Comisión Nacional de Energía.</p>	<p>Efectivamente no existe límite de emisión de SO2 para una caldera existente que utiliza combustible gaseoso o líquido. En relación a la materia consultada, se evaluará la modificación del contenido de la norma, para considerar la hipótesis expuesta mediante la observación planteada.</p>
62	5	IANSAGRO S.A.	<p>Igual que para el caso de impuesto verde, ¿No existirá una ponderación por temporalidad o días efectivos de funcionamiento de calderas al año? (ej. Una caldera que funciona 365 días al año no emite lo mismo que una caldera que opera 150 días al año, teniendo la misma potencia térmica), ¿Se considerará un estándar que tome en cuenta la temporalidad de operación de la fuente? Creemos que debiese calcularse en forma directamente proporcional al % de uso.</p>	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no se consideró las horas de funcionamiento en el Anteproyecto, limitándose al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, teniendo en consideración la hipótesis consultada, la tendencia de la regulación internacional en la materia y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
63	5	IANSAGRO S.A.	<p>En el caso de las mediciones ¿Habrá una ponderación por días de operación efectivos? En el caso de la Planta Azucarera IANSA Linares sus calderas tienen más de 20 MWt cada una (siendo tres calderas en total), o sea según el anteproyecto debe medir cada seis meses. La realidad operativa de los últimos años de esta planta es que funciona en promedio 4 meses al año. Lo anterior imposibilitaría cumplir con la frecuencia de medición exigida en la presente norma.</p>	<p>El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no consideró las horas de funcionamiento debido al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemen combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
64	6	Montserrat Jamett	<p>En el artículo 6° se establecen ciertas excepciones para el cumplimiento de los límites de emisión, considerando principalmente el criterio de estacionalidad de algunos procesos productivos o para aquellas unidades generadores de vapor que son utilizadas como respaldo a la operación normal. Por ejemplo, las calderas existentes y nuevas, que demuestren utilizar de manera permanente un combustible líquido o gaseoso con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm no deberán verificar el cumplimiento del límite máximo de SO<sub>2</sub>.</p> <p>Se solicita homologar estos criterios con los establecidos en el "Anteproyecto del Plan de Descontaminación Ambiental del Concepción Metropolitano", dónde, en el artículo 31 se especifican las calderas que quedan exentas del cumplimiento de los límites de emisión de SO<sub>2</sub>, incluyendo "las calderas que acrediten ante la Superintendencia del Medio Ambiente menos del 30% de las horas de operación"; excepción que no está incluida en la norma de caldera. Esto pues, en el caso de la pesca y de otros procesos productivos, los procesos no son continuos y las calderas no operan nunca más de un 30% anual, lo que también hace que no tengan mayores emisiones. Además, existen calderas auxiliares, que no debieran estar reguladas por la norma de caldera y, a nuestro parecer, no debieran verificar el cumplimiento de la norma, pues sólo son un respaldo en caso de falla de la caldera titular.</p>	<p>El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, no se consideró las horas de funcionamiento de la caldera, enfocando la regulación en el tipo y concentración de emisiones que genera la utilización de combustibles más contaminantes.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemem combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por otro lado, las medidas y excepciones establecidas en el diseño de un plan de descontaminación, tienen por objetivo recuperar la calidad del aire con medidas predominantemente costos-efectivas; distinto es el caso de la norma de emisión, que cumple una finalidad preventiva y propende gradual, pero sostenidamente, a una mejora cuantitativa y cualitativa del aire que respiramos.</p> <p>Por lo tanto, considerando los antecedentes anteriores, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
65	6	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	Se indica en el mismo artículo 6, la obligación de declarar a la SMA la condición de excepción de declaración, no estando claro el procedimiento, en especial si se considera que las actuales declaraciones se están registrando vía V.U. y están asociadas al cumplimiento de la actual normativa del D.S.138.	<p>En relación a la observación planteada, cabe considerar que conforme las disposiciones contenidas en la Ley N° 20.417, Orgánica Constitucional de la Superintendencia del Medio Ambiente, corresponde a éste último organismo impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis de los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Por otro lado, en el artículo 37 del Reglamento para dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, D.S N°38 de 2012, se indica que “los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, la verificación de condición de excepción debe ser declarada a la SMA, en conformidad a los protocolos que establezca, en su calidad de organismo fiscalizador del cumplimiento de la norma de emisión en comento.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
66	6	SOFOFA	<p>Artículo N°6 se exceptúan del cumplimiento del límite de emisión de dióxido de azufre las calderas que utilicen combustible sólido de biomasa no tratada. En esta categoría se encuentra la biomasa (astillas, virutas, aserrín, licor negro y otros). La redacción actual del artículo N°6 es compleja y pueden leerse que las calderas que utilizan un combustible sólido de biomasa no tratada deban “demostrar” cuál es su combustible, aun cuando esa es información pública y que ya forma parte de diversos registros (DS 138, impuesto verde, etc.). Se sugiere mejorar la redacción del punto acotando a demostrar el contenido de azufre en los combustibles líquidos y gaseosos.</p>	<p>Respecto a las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente, contenidas en la Ley N° 20.417, cabe señalar que dicho organismos podrá impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Por otro lado, en el artículo 37 del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, Decreto Supremo N°38 de 2012, se indica que “los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, la verificación de condición de excepción debe ser declarada a la SMA, institución encargada de la fiscalización de la norma de emisión. Finalmente, se acoge su observación, en el sentido de mejorar la redacción del artículo objeto de vuestra observación, velando por una mejor comprensión del texto de la norma en comento.</p>
67	7	Rafael Briones Poblete	<p>Límite de emisión de Hg, mercurio, con método oficial CH-29, ¿incorpora en este punto a las calderas con mezcla y L. negro sobre 20 MWT?</p>	<p>De acuerdo a lo indicado en el artículo 7° del anteproyecto, el límite de mercurio aplica a calderas nuevas y existentes que utilicen carbón, petcoke o mezcla de carbones, dado que estos combustibles contienen este tipo de elemento. Por lo tanto, es respuesta a su observación, aquellas calderas que no utilicen este tipo de combustible no deben verificar el cumplimiento de este límite de emisión.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
68	8	Productos Fernandez S.A. PF Alimentos	¿ Para una caldera que funciona principalmente con Gas Natural (u otro gas) y utilice combustible líquido como respaldo, se deberá demostrar todos los años el cumplimiento de la norma para este combustible de respaldo o basta solo un monitoreo al inicio ?	<p>Respecto a las calderas que utilizan dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto expresa que, se aplicarán los valores asociados al estado del combustible más estricto. Lo anterior significa que, para el efecto de determinar el límite de emisión y la frecuencia de medición aplicables, se consideraran los valores del combustible que por su estado físico, tenga asociado los valores más exigentes. En consecuencia, se deberán aplicar las frecuencias de medición indicadas en el artículo 12 del Anteproyecto, para el estado de combustible más estricto.</p> <p>A mayor abundamiento, a nivel internacional existen diversas maneras de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por todo lo anterior, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización, con el objeto de establecer un criterio que permita determinar el límite de emisión y frecuencia de medición aplicable para el caso de calderas que utilicen dos o más combustibles.</p>
69	8	Rafael Briones Poblete	<p>En el presente artículo 8°, se indica que las Calderas que utilicen Licor Negro o bien combustibles en distintos estados físicos (mezcla), aplicará el valor de emisión y frecuencia más estricta.</p> <p>El artículo no estipula un rango de potencia térmica de la caldera, es por ello que incluye TODAS las calderas que operen con combustible mezcla o quemen licor negro (sin distinción</p>	<p>El artículo 8° especifica qué valor límite de emisión corresponde a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, en el respectivo rango de la caldera. Se acoge la observación respecto a mejorar la redacción del texto y especificar el respectivo rango de tamaño de la caldera.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			de MWT).	
70	8	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	Existen calderas que utilizan dos tipos de combustibles, uno principal utilizado cuando la caldera se encuentra en régimen y uno secundario que se utiliza solo en las partidas, es decir menos de un 1% aproximadamente del tiempo total de operación, considerando 1 año. Dado lo anterior es que solicitamos que los límites sobre los cuales se regulen este tipo de calderas sean aquellos correspondientes al combustible más representativo o utilizado en su operación, y no al más estricto, ya que el porcentaje de utilización del combustible secundario es prácticamente insignificante respecto del principal.	Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado. En este sentido, cabe tener presente que, a nivel internacional, existen diversos métodos para controlar las emisiones de calderas utilizan mezcla de combustibles: (1) Determinando el límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como lo realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) Estableciendo el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que se aplica en México o Estados Unidos; o (3) Realizando la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que se demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación aplicable en Colombia.  Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
71	8	CORMA	<p>Artículo 8° de la Norma de Caldera define que las calderas que utilizan dos combustibles en estado físico diferente deben tener regular sus emisiones según los límites más restrictivos. Sin embargo, no se entiende el objetivo del artículo. Por otro lado, existen calderas duales (que pueden utilizar dos combustibles indistintamente en diferentes estados físicos) y aquellas calderas con combustible principal y auxiliar (que pueden utilizar dos combustibles en diferentes estados físicos en forma simultanea) en estos casos, el uso del combustible auxiliar podría ser permanente o bien sólo esporádico asociado a partidas de las calderas. Por lo mismo, y dado que existen diversas opciones, la manera de abordarlo en la Norma de Caldera también debiera ser diferente.</p> <p>i) Si la caldera puede usar dos combustibles indistintamente, se debe cumplir los límites asociados al combustible que esté en uso, según si es gaseoso, líquido o sólido</p> <p>ii) Si la caldera usa un combustible sólido (caso de la biomasa) y sólo en ocasiones acotadas se utiliza combustible líquido, no se justifica restringir las emisiones al combustible líquido, sólo debiera considerarse los límites de emisión para combustible sólido</p> <p>iii) Si la caldera utiliza permanentemente dos combustibles en estado físico diferente, el límite de emisión podría corresponder a aquel más restrictivo.</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado.</p> <p>En esta materia, a nivel internacional existen diversas maneras de regular los límites de emisión aplicables a calderas que utilizan mezcla de combustibles: (1) Considerando, para determinar el límite de emisión, la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) estableciendo el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) a través de un método de medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>
72	8	Andrés Aguayo	<p>Para las Calderas nuevas y existentes que incorporen un quemador dual y cuenten con la capacidad técnica de quemar Gas y un combustible líquido, ejemplo típico utilizando Gas Natural como combustible principal y Petróleo Diésel como combustible alternativo, indicado en Informe técnico respectivo.</p> <p>¿Estas calderas estarán eximidas de medir Material Particulado? o ¿Deberán medir con el combustible alternativo si aplica?</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado.</p> <p>A nivel internacional existen diversos métodos para determinar los límites de emisión respecto de calderas que funcionan en base a la mezcla de combustibles: (1) Determinando el límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) Estableciendo el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o el más contaminante, del mismo modo que se aplica en México o Estados Unidos; o (3) Realizando la medición directa con cada</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>uno de los combustibles, a menos que demuestre que la caldera operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se sancionará el límite de emisión aplicable a dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización</p>
73	8	Andrés Aguayo	<p>¿Existirá alguna condición bajo la cual la caldera anteriormente expuesta quedará exenta de acreditar muestreo? ¿Cómo podrá evidenciar esta condición (basta con la Declaración DS 138, se deberá contar con un proyecto de instrumentación aprobado por la autoridad, otro)?</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado. Se informa que a nivel internacional existen diversas maneras de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial, (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>
74	8	Empresas CMPC S.A.	<p>Art. 8°. Se sugiere perfeccionar la regla de uso de combustibles en diferentes estados físicos.</p> <p>El Art. 8° actualmente señala: “Para las calderas que utilicen combustibles en diferentes estados físicos, y a efectos del cumplimiento de los límites de emisión, se considerará el valor y la frecuencia de medición correspondiente al valor más estricto del estado del combustible utilizado. En el caso que una caldera utilice como combustible el licor negro, será considerado como combustible sólido.”</p> <p>Las Calderas de Biomasa y Calderas Recuperadoras utilizan</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado. A nivel internacional existen diversos métodos para determinar los límites de emisión respecto de calderas que funcionan en base a la mezcla de combustibles: (1) Determinando el límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) Estableciendo el límite de emisión para el estado de</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>preponderantemente sólido (biomasa, licor negro) y minoritariamente combustible líquido (petróleo). Este último se utiliza en partidas, puestas en marcha y en paradas generales de planta. En estos casos, la proporción de uso de combustibles sólidos vs. líquidos es de 90% vs. 10% aproximadamente. Sin embargo, conforme a la redacción actual de la norma, dichas calderas debieran regirse por los límites de los combustibles líquidos (más estrictos).</p> <p>Nos parece que en el ejemplo presentado el resultado que se obtiene está sesgado y es desproporcionado. En este sentido, proponemos que se establezca una norma que se haga cargo de esas realidades en que un combustible es preponderante respecto de otro en términos del tiempo que se emplea durante la operación de la caldera.</p> <p>Sugerimos que la norma quede como sigue (en negrita la adición propuesta).</p> <p>Art. 8°. Para las calderas que utilicen combustibles en diferentes estados físicos, y a efectos del cumplimiento de los límites de emisión, se considerará el valor y la frecuencia de medición correspondiente al valor más estricto del estado del combustible utilizado.</p> <p>En los casos en que se utiliza más de un combustible pero uno de ellos es preponderante, regirán los límites y frecuencia de medición del combustible preponderante. Se entenderá que un combustible es preponderante cuando representa más del 80% del tiempo total de funcionamiento.</p> <p>En el caso que una caldera utilice como combustible el licor negro, será considerado como combustible sólido.</p> <p>Finalmente, nos parece importante señalar que para efectos del impuesto verde, la autoridad ya cuenta con la información relativa al tiempo de funcionamiento por combustible.</p>	<p>combustible que predomina en la caldera o el más contaminante, del mismo modo que se aplica en México o Estados Unidos; o (3) Realizando la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que la caldera operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se sancionará el límite de emisión aplicable a dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
75	8	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	Hay equipos que emplean un combustible en operación normal y en emergencias o paradas otro combustible de distintas características y por lo mismo con distintas emisiones. En este artículo esta condición no queda cubierta dado que indica que se debe cumplir el valor más estricto para los combustibles empleados. No considera por ejemplo un número de horas al año para emergencias o paradas en la cual se excluya el cumplimiento de la norma de emisión. Por otro lado debería establecerse un límite en tiempo de operación que permita definir cuál es el combustible principal y para este aplicar los límites de emisión.	Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8 del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado. Se informa que a nivel internacional existen diversas maneras de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial, (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia. Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar el contenido del artículo en comento, teniendo en consideración la hipótesis expuesta, la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
76	8	SOFOFA	<p>Artículo 8° establece límites de emisión y frecuencia de medición para aquellas calderas que utilizan combustibles en diferentes estados físicos. Al respecto:</p> <p>i. El anteproyecto en ninguno de sus considerandos ni artículos se hace cargo de explicar el objetivo del artículo 8°, por lo tanto, no es posible entender la finalidad ni justificación del mismo.</p> <p>ii. En el universo de calderas del país, existe una muy amplia gama de posibilidades en que se dé la situación indicada en el artículo 8°, esto es, el uso de combustibles en diferentes estados físicos. Sin embargo, las condiciones y formas en que ello ocurre son muy distintas, y por tanto, la manera de abordarlo en la NEC debe ser diferentes. A modo de ejemplo, existen calderas que utilizan indistintamente dos combustibles en distinto estado físico (calderas duales) por lo tanto, no corresponde que se le fijen límites de emisión asociados al combustible gaseoso en la etapa en que están operando con un combustible líquido. En dichos casos, lo recomendable es verificar el cumplimiento de los límites de emisión que correspondan al combustible en uso.</p> <p>iii. Por otro lado, en aquellas calderas que utilizan un combustible principal y uno secundario o de apoyo en estados físicos distintos, resulta ilógico exigir límites asociados al más restrictivo, cuando su uso es limitado, tanto en horas/año, consumo neto y carga asociada. Por lo tanto, la medida indicada en el artículo 8° no resulta realista ni justificable. Los límites de emisión y la verificación de cumplimiento debieran estar acotados al combustible principal.</p>	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8 del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado.</p> <p>Se informa que a nivel internacional existen diversas maneras de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial, (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
77	9	Simón Rodríguez	<p>La empresa donde actualmente trabajo cuenta con 7 calentadores de fluido térmico, de capacidad entre 4 a 7 MWt cada uno, y 25 calderas de vapor, de capacidad entre 7 a 34 MWt cada uno, con una capacidad total instalada de 462 MWt. El 44 % de estas calderas tiene entre 40 y 50 años de antigüedad (Año fabricación 1960/1970).</p> <p>En la mayoría de los casos, para un mismo equipo, las emisiones de MP y otros contaminantes se reducen con tan solo cambiar el combustible.</p> <p>Los equipos que funcionan a base de combustible (caso más básico el de un vehículo), su eficiencia en la combustión, y consecuentemente en la menor emisión de contaminantes, dependerán también de la tecnología utilizada en su fabricación, esto es una caldera con tecnología de última generación, muy probablemente se encuentre mejor habilitada para tener resultados más eficientes que una de 30, 50 o más años de fabricación usando un mismo combustible.</p> <p>Consideramos que la normativa tiene el correcto enfoque de exigir se contamine menos, sin embargo también estimamos que muchas empresas tengan que lograr reducir sus emisiones, no tan solo con cambio de combustible, sino que muy probablemente teniendo además que renovar significativamente su equipamiento, parcial o totalmente, con tecnología más moderna.</p> <p>Por esta razón planteamos se considere que, para empresas que tengan equipamiento con tecnología no tan reciente y que, además, estas representan hoy un alto porcentaje de su capacidad instalada, los plazos de cumplimiento que se plantean en el anteproyecto sean reevaluados considerando esta condición no menor, debido a que, a nuestro entender, resultará muy difícil respetar los tiempos que plantea el anteproyecto, debido a la alta inversión que seguramente habrá que realizar para dar cumplimiento a los plazos de esta nueva exigencia reglamentaria.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
78	9	CORMA	De acuerdo a la experiencia, situación económica y antecedentes compartidos por las empresas socias, un rango de 3 a 5 años para implementar la norma es muy acotado. Más aun cuando la disminución en las emisiones de las calderas no tiene un carácter de urgencia por estar regulando calderas en zonas de buena calidad del aire.	La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. Por otra parte, cabe considerar la finalidad del instrumento de gestión ambiental aplicable en materia de control de emisiones; tratándose de Planes de Prevención y/o Descontaminación Atmosférica, predomina en la implementación de medidas una finalidad costo-efectiva; respecto de las normas de emisión, las medidas implementadas obedecen a una finalidad de naturaleza preventiva, de tal forma que se justifica la aplicación de límites de emisiones en espacios geográficos en los que aún no se ha deteriorado la calidad del aire que respiramos, con el preciso objeto de evitar llegar a niveles de emisión de contaminantes que puedan representar un riesgo a la salud de la población y el medio ambiente. En el caso de las calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.
79	9	BHP CHILE INC	El plazo para dar cumplimiento con la normativa por cada operación sería el siguiente: Para Minera Escondida Ltda. Quien posee calderas mayores a 7,5 MWt por tanto el límite será 50 mg/m <sup>3</sup> N de MP y se tendría un plazo de 4 años para dar cumplimiento, sin embargo en el caso que las mediciones previas, indiquen resultados que superen la norma, y considerando que toma tiempo presupuestar los montos para los sistemas de abatimiento, se estima que dicho plazo se podría eventualmente extender 3 años más.	La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
80	9	BHP CHILE INC	El plazo para dar cumplimiento con la normativa por cada operación sería el siguiente: Para Minera Cerro Colorado Ltda. Quien posee 2 calderas de 2 MWt cada una, por tanto el límite será 50 mg/m <sup>3</sup> N de MP y se tendría un plazo de 5 años para dar cumplimiento, sin embargo en el caso que las mediciones previas, indiquen resultados que superen la norma, y considerando que toma tiempo presupuestar los montos para los sistemas de abatimiento, se estima que dicho plazo se podría eventualmente extender 2 años más. De acuerdo al análisis preliminar se estima que dicho plazo se podría eventualmente extender 2 años más.	La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.
81	9	BHP CHILE INC	El plazo para dar cumplimiento con la normativa por cada operación sería el siguiente: Para Minera Spence S.A, en el caso que las mediciones previas, indiquen resultados que superen la norma, y considerando que toma tiempo presupuestar los montos para los sistemas de abatimiento, se estima que dicho plazo se podría eventualmente extender 2 años más.	La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
82	9	Empresas CMPC S.A.	<p>Art. 9°. Se sugiere revisar los plazos de cumplimiento en atención a los costos de implementación de cambios. Se sugiere revisar los plazos de cumplimiento establecidos en la Tabla N°8 del Art. 9° del Anteproyecto.</p> <p>Tales plazos de cumplimiento fueron establecidos bajo un determinado análisis de costos. Sin embargo, como indicaremos en la sección siguiente de estas observaciones (N°3, letra "g"), existen fundados antecedentes de que tales costos están subestimados. Una vez revisados y actualizados los costos reales que implicará el cumplimiento de la norma, nos parece que deben revisarse también los plazos de cumplimiento de la misma (determinados en función de dichos costos). En efecto, considerando que el cumplimiento de esta normativa requerirá importantes inversiones y otros costos de capacitación y mantenimiento, un plazo más largo de cumplimiento permitirá que más establecimientos hagan un plan de inversiones gradual que les permita seguir operando, al tiempo que amortizan tales inversiones. Por contrapartida, si la inversión es cuantiosa y el tiempo de cumplimiento es acotado, a muchos establecimientos no les quedará otra solución que dejar de operar.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, facilitando la adaptación a la aplicación de la norma de emisión por parte del regulado, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
83	9	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>OBSERVACIONES RESPECTO DE LA GRADUALIDAD DE LA NORMA: El artículo 9 del Anteproyecto indica, en la Tabla N° 8, los plazos dentro de los cuales las calderas existentes deberán cumplir con los límites de emisión fijados para ellas, en los artículos 5 y 7. Así, para las calderas existentes de potencia mayor o igual a 20 MWt, se establece un plazo de 3 años para llegar al cumplimiento.</p> <p>Al respecto, no se entiende por qué a las calderas de potencia mayor o igual a 20 MWt, se les estableció un plazo menor para el cumplimiento de los límites de emisión. En la práctica, este tipo de calderas requieren de plazos más largos para implementar modificaciones y mejoras, pues forman parte de proyectos de inversión. En este sentido, conforme al informe "Análisis general del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas", de diciembre de 2009, realizado para la elaboración de la Norma de Centrales Termoeléctricas, se indica que, tomando en cuenta los tiempos para la evaluación en el SEIA de un proyecto de mejoramiento (6-12 meses), la decisión de compra (6 meses), la orden de compra, instalación y puesta en marcha (12-24 meses), se tiene un total de 3 años y 6 meses de demora en instalar los equipos de abatimiento y control de las emisiones. Tomando en cuenta lo anterior, el plazo de 3 años resulta insuficiente para cumplir con la norma establecida, por lo que se solicita que este sea modificado a 4 años, como se establece para las calderas existentes de potencia mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, considerando la información proporcionada mediante su observación, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>
84	9	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>El plazo establecido para calderas mayor o igual a 20 MWt resulta muy breve considerando los estudios, ingenierías, fabricación y montaje de los equipos de abatimiento destinados al cumplimiento de los límites de emisión.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
85	9	Promasa	<p>Plazos de Cumplimiento, artículo 9°. En lo referido para calderas establecidas.</p> <p>a. Se solicita reconsiderar aumento de plazo de implementación de manera significativa, en atención a que los flujos de la inversión se presentarían negativos, lo anterior impactaría a la empresa siendo inviable la operación y el crecimiento, lo que puede conllevar pérdidas y disminución de mano de obra o fuente de trabajos.</p> <p>2. No se identifican ni considerar los parámetros y frecuencia de fiscalización.</p> <p>3. Se solicita considerar en la implementación de la fiscalización, respetar los plazos de implementación para dar cumplimiento a la normativa.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional. Por otro lado, se comunica que la frecuencia de las mediciones discretas se encuentra establecida en el artículo 12 del anteproyecto.</p> <p>Respecto a la fiscalización, el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N°38 de 2012, en su artículo 37, indica que "Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución." Conforme lo anterior, corresponderá a la Superintendencia del Medio Ambiente fiscalizar el cumplimiento de la norma de emisión. Al respecto, cabe señalar que los plazos de cumplimiento establecidos en el artículo 9° del Anteproyecto forman parte de la norma de emisión propuesta. En consecuencia, en el ejercicio de sus facultades de fiscalización la Superintendencia deberá respetar los plazos establecidos para el cumplimiento de los límites de emisión aplicables a las calderas existentes.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
86	9	SOFOFA	<p>Artículo 9° se establecen los plazos de cumplimiento de la norma de caldera, los que según la potencia de las calderas varía entre los 5 y 3 años. Para potencia mayor o igual a 20MWt, es decir, calderas grandes, el plazo se acota a 3 años. Sin embargo, implementar sistemas de abatimiento de emisiones en calderas de esa envergadura implica tiempo, costos y modificaciones en los ductos de gases que difícilmente pueden ser abordados en ese periodo. Respecto de los mismo, algunos aspectos a considerar:</p> <p>i. Las calderas existentes fueron diseñadas y construidas considerando los equipos y espacios necesarios. Aquellas calderas que requieren implementar sistemas de abatimiento y/o tratamiento de sus emisiones para el cumplimiento de la NEC no necesariamente cuentan con espacio suficiente para la instalación de nuevas líneas y equipos. Por lo mismo, el diseño es más complejo que la sola instalación de un sistema de abatimiento.</p> <p>ii. Dar cumplimiento a la NEC implica altos costos de adquisición, diseño, construcción y puesta en marcha de los sistemas de abatimiento. Par evitar aumentar aún más los costos asociados a la NEC, es necesario evitar que la instalación de dichos sistemas además implique detener la operación, y con ello generar costos asociados a una menor producción. Una forma de optimizar este punto es realizar los cambios en periodos de paradas generales de planta (PGP) las que se realizan con una frecuencia periódica que va desde los 12 a los 18 meses. Si el plazo de cumplimiento es solo 3 años, no sería factible ajustar la instalación de los equipos de abatimiento y ductos sólo durante las PGP, y con ello, sería necesario interrumpir la operación normal.</p> <p>iii. En los PDA existentes, es decir, en aquellas zonas en que resulta necesario implementar mejoras para disminuir las emisiones, los plazos de cumplimiento son de 3 años. Por lo mismo, para aquellas zonas y contaminantes en que la calidad del aire no es de latencia ni saturación, es lógico que las fuentes emisoras cuenten con plazos más holgados.</p>	<p>La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
87	10	Productos Fernandez S.A. PF Alimentos	Existen varios instrumentos que solicitan monitoreos isocinéticos (PPDA, RCA y ahora esta norma), ¿se pueden homologar las mediciones y realizar una sola por fuente al año, cubriendo los parámetros para todos estos instrumentos?	<p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Luego, con el objetivo de reducir las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma a fin de que las mediciones isocinéticas realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión según corresponda a cada contaminante.</p>
88	10	Rafael Briones Poblete	Se expone que las Calderas cuya potencia nominal sea mayor a 20 MWT, deberán instalar CEMS de MP - NOx - SO2 y otros parámetros de interés. ¿(Flujo - Humedad)?	En respuesta a su observación, se comunica que los otros parámetros de interés dicen relación con variables de control de proceso de combustión que podrían ser solicitados por la Superintendencia del Medio Ambiente.
89	10	Rafael Briones Poblete	Dentro de la exigencia de instalación y reporte de emisiones según analizadores CEMS, ¿se considera el requerimiento de Validación de analizadores CEMS según métodos de referencia, tal como lo exige el DS-13/2011 Termoeléctricas y otros rubros como Celulosa y Fundición?	<p>En respuesta a su observación se indica que el CEMS debe ser validado por un protocolo de la Superintendencia del Medio Ambiente. Según lo indicado por el artículo 37, del Reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, D.S N°38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, "los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución".</p> <p>Conforme la normativa citada, corresponderá a la Superintendencia del Medio Ambiente establecer los</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>mecanismos y protocolos relacionados a las exigencias de instalación y reporte de emisión según analizadores CEMS.</p>
90	10	<p>Montserrat Jamett</p>	<p>En el artículo 10° se expresa que “las calderas nuevas, cuya potencia térmica nominal es mayor o igual a 20MWt, deberán instalar y certificar un sistema de medición continua de emisiones para MP, SO2, NOX y otros parámetros de interés, de acuerdo con el protocolo que defina la Superintendencia del Medio Ambiente”.</p> <p>En ese sentido, la consulta es si en el caso de fuentes con una potencia entre 19,5 y 19,9MWt, la potencia se aproximará a 20MWt o serán consideradas como fuentes menores de 20MWt. Creemos que es importante que esos aspectos sean bien especificados para luego no tener inconvenientes en el cumplimiento de la norma.</p>	<p>En respuesta a su observación, el valor de la potencia térmica corresponde a la indicada por el fabricante; estimada conforme el método de cálculo prescrito en el artículo 3°, letra h); o por el método aplicado por la SMA, según corresponda. Aun así, se aclara que no se aproxima el valor de potencia térmica, y en consecuencia, aplica el artículo 10° del Anteproyecto en el caso que la potencia térmica de la caldera numéricamente sea mayor o igual a 20 MWt.</p>
91	10	<p>Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC</p>	<p>Existen varios instrumentos que solicitan monitoreos isocinéticos (PPDA, RCA y ahora esta norma). ¿Se pueden homologar las mediciones y realizar una sola por fuente al año, cubriendo los parámetros para todos estos instrumentos?</p>	<p>En el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas. (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías, (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada, (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Luego, con el objetivo de reducir las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma a fin de que las mediciones isocinéticas realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión según corresponda a cada contaminante.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
92	10	CORMA	El artículo debiera indicar lo que se entiende por periodos de fallas, emergencias, casos de fuerza mayor, puesta en marcha y parada.	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley N° 20.417, cabe considerar la indicada en el artículo 3°, letra ñ, del referido cuerpo legal, que faculta a la SMA para impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, en el respectivo protocolo se indicarán y definirán los periodos de fallas, emergencias y periodo de puesta en marcha o parada.</p>
93	10	BHP CHILE INC	<p>Los límites establecidos en las tablas entregadas se muestran en mg/m<sup>3</sup>N, se requiere confirmar dicha unidad ya que también se podría interpretar como ug/m<sup>3</sup>N.</p> <p>Se requiere especificar si los valores indicados como límite de emisión en la Resolución Exenta N°459, corresponden a promedio o emisiones puntuales, en el caso que se refiera a promedios favor indicar la temporalidad que se debe considerar.</p>	<p>Es importante mencionar que la unidad mg/Nm<sup>3</sup> corresponden a miligramos por metro cúbico normal. En atención a su observación, se evaluará incorporar esta aclaración en el proyecto definitivo.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
94	10	BHP CHILE INC	<p>Se requiere especificar el punto y metodología de muestreo para la medición de las emisiones.</p> <p>Se requiere especificar metodología para medir eficiencia de calderas.</p> <p>Se requiere especificar si los valores indicados como límite de emisión en la Resolución Exenta N°459, corresponden a promedio o emisiones puntuales, en el caso que se refiera a promedios favor indicar la temporalidad que se debe considerar.</p>	<p>Al respecto, cabe considerar que conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.417, Orgánica Constitucional de la Superintendencia del Medio Ambiente, específicamente en sus artículo 3°, letra ñ), corresponderá a éste último organismo "impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores, las entidades acreditadas conforme a esta ley y, en su caso, los sujetos de fiscalización, deberán aplicar para el examen, control y medición del cumplimiento de las Normas de Calidad Ambiental y de Emisión". Conforme la normativa transcrita, la legislación es clara en cuanto a las funciones y atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente, organismo que establecerá los protocolos, procedimientos y metodologías de análisis relacionadas a la materia consultada a través de vuestra observación.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
95	10	Empresas CMPC S.A.	<p>El Título IV que establece la forma en que se debe verificar el cumplimiento de esta normativa, nada menciona respecto a que una medición efectuada para efectos de otra normativa pueda servir para efectos de la presente reglamentación, siempre que cumpla con la misma metodología y protocolos. Así por ejemplo, está en vigor desde hace un tiempo el Art. 8° de la Ley 20.780 que establece los impuestos verdes. Nos parece importante que se haga una referencia expresa a que las mediciones efectuadas para este impuesto, pueden servir como reporte de verificación de cumplimiento de esta normativa.</p> <p>De la misma forma, cuando un establecimiento cuente con una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) que exija la verificación de cumplimiento de los mismos contaminantes que se regulan en el presente decreto, que se establezca que tales reportes serán también idóneos para verificar el cumplimiento.</p> <p>Por su parte, los equipos que ya cuenten con medición continua (CEMS), se sugiere se haga una referencia expresa en el texto de la norma, señalando que tales mediciones servirán igualmente para la verificación de cumplimiento de la presente normativa, cuando versen sobre los mismos contaminantes.</p>	<p>Al respecto, cabe considerar que en el diseño de la regulación se consideró el siguiente enfoque: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) El principio de gradualidad; (5) La coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) La consideración de múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>En respuesta a la observación planteada, y con el objetivo de reducir las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma a fin de que las mediciones realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión ambiental, tales como impuesto verde y Resoluciones de Calificación Ambiental, sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión -según corresponda a cada contaminante- establecidos en la regulación propuesta.</p>
96	10	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>3.2. Exclusión de las calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 20 MW con una operación menor al 10% de las horas anuales de la medición continua de emisiones</p> <p>El artículo 10 de Anteproyecto contempla exigencia de instalar y certificar un sistema de medición continua de emisiones para MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y otros parámetros de interés, para las calderas nuevas de potencia térmica nominal mayor o igual a 20 MW. Tal exigencia se complementa con el artículo 11 que exige que la verificación del cumplimiento de los límites de emisión aplicables se realice con una medición discreta, a ser realizada cada 6 meses.</p> <p>La disposición sometida a consulta se limita a considerar la potencia térmica nominal y no toma en consideración la efectiva operación de la respectiva fuente, aspecto de</p>	<p>Por otro lado, el diseño de la regulación consideró establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Es importante aclarar que el artículo 4 y 5 del anteproyecto, tanto para calderas existentes como nuevas, no establece límite de emisión de MP para el combustible gaseoso. Pero, a las calderas nuevas de potencia térmica mayor a 3 MWt que utiliza un combustible gaseoso, se solicitó un límite de emisión de NO<sub>x</sub> considerando la mejor tecnología disponible para el momento de la dictación de la norma. El límite de emisión de SO<sub>2</sub>, para calderas nuevas, a partir de 1 MWt, que utilicen combustibles exceptuando a la biomasa no tratada y los combustibles fósiles en estado gaseoso y líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm. En el caso de caldera existente que</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>relevancia para definir la aplicabilidad de los mecanismos de verificación del cumplimiento. La falta de consideración de las horas de operación anual puede devenir en la imposición de exigencias desproporcionadas, como ocurre en este caso, considerando que los costos que consideran la instalación, certificación y operación de sistemas de medición continua de emisiones.</p> <p>A nuestro juicio, resulta relevante, para estos efectos, considerar la situación de aquellas calderas que presentan una baja operación anual, inferior al 10% de las horas anuales, esto es, 876 horas. El objetivo de efectiva verificación del cumplimiento de los límites de emisión de estas calderas puede ser alcanzado de manera más eficiente mediante la realización de una medición discreta en los términos contemplados por el artículo 12, que considera el tipo de combustible y el sector en que opera la respectiva caldera, para definir la frecuencia de certificación. Las horas de efectiva operación de la caldera son una variable completamente verificable por la autoridad mediante la utilización de registros.</p> <p>Cabe considerar que la situación que se propone considerar en el Proyecto Definitivo es similar al tratamiento de las unidades LME (Low Mass Emissions) en el marco de la verificación del cumplimiento del D.S. 13/2011 del MMA. En efecto, en ese ámbito, se considera la situación de las unidades sometidas a una restricción ejecutoria, que limita el número de horas de operación de la unidad por año. En este caso, se propone reconocer la situación de calderas que presenten una operación que no excede del 10% de horas anuales. Por lo anterior, se propone asimilar el caso de las calderas de baja operación con potencia térmica igual o mayor a 20 MWt a la situación de las calderas nuevas y existentes con potencia térmica mayor o igual a 1MWt y menor a 20 MW t, incluyendo el caso de las calderas de baja operación en el artículo 12.</p>	<p>utiliza combustible sólido se estableció un límite de SO2 desde una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, teniendo en consideración la información proporcionada mediante su observación, la tendencia de la regulación internacional en la materia y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
97	10	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>3.3. Se requiere clarificar los requerimientos que formula el artículo 10 para los sistemas de medición continua de las emisiones.</p> <p>Se señala en el artículo 10 del Anteproyecto una exigencia para las calderas nuevas de potencia térmica nominal mayor o igual a 20 MWt, consistente en instalar y certificar un sistema de medición continua de emisiones para MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y otros parámetros de interés. Al respecto, se presentan una serie de dudas que se solicita sean resueltas en el marco del presente proceso.</p> <p>En lo inmediato, cabe preguntarse si se entiende por “sistema de medición continua” un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), o bien, si la norma permite la posibilidad de optar por un sistema de monitoreo alternativo, que igualmente cumpla con la condición de ser continuo. Se encuentran similarmente indefinidos los conceptos de “valor medio mensual” y “valor medio directo”. En circunstancias de que estos conceptos son relevantes para determinar la verificación del cumplimiento de los límites de emisión, se solicita que las definiciones de dichos concepto sean incorporadas dentro de la norma, de modo de certezas sobre el modo en que dichos límites deberán ser cumplidos.</p>	<p>En respuesta a su observación, el límite del contaminante NO<sub>x</sub> para calderas nuevas se regula desde 1 MWt de potencia térmica y el límite de emisión de NO<sub>x</sub> no aplicará a las calderas existentes.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
98	10	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>Otro problema de claridad se constata al contratar la verificación de horas de funcionamiento en este artículo, con su regulación en la norma de emisión de centrales termoeléctricas. Así, este artículo indica en su inciso segundo, que “El cumplimiento del límite de emisión de MP, SO<sub>2</sub> Y NO<sub>x</sub> en la medición continua se verificará para las horas de funcionamiento de un año”, y luego, en el inciso cuarto que “A efectos del cálculo de los valores medios de emisión, nos e tomarán en consideración los valores medidos durante los períodos de fallas, emergencias, casos de fuerza mayor, desastres naturales entre otros así como tampoco durante los periodos de puesta en marcha y parada”.</p> <p>Esta redacción difiere de la incluida en la norma de emisión de centrales termoeléctricas, que indica en el artículo 4, inciso segundo, que los valores límite “se evaluarán sobre la base de promedio horarios que se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o probables fallas”.</p> <p>De lo anterior, se entiende que, en el presente Anteproyecto, el cumplimiento se verificará durante todas las horas de funcionamiento, lo cual incluía toda hora operativa desde que inicia el consumo de combustible (hora encendido) hasta la detención de la unidad. Esto, a diferencia de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, que reconoce los diversos estados de funcionamiento de las unidades de generación eléctrica, y le asigna un porcentaje de horas de funcionamiento a las horas de encendido, apagado o probables fallas. En cuanto a las falla, si bien se reconoce que los valores medidos durante estos periodos nos serán tomados en consideración, no se indica qué es lo que se deberá entender por falla ni cómo esto deberá ser acreditado.</p> <p>Siguiendo esta misma línea, el literal d) del artículo 10 del Anteproyecto establece la siguiente condición: “el 95% de todos los valores medios horarios validados del año no supera el 200% de los valores límite de emisión pertinentes fijados en los artículos 4 y 5”. De ello, se entiende que en la verificación anual de los valores medio horarios, se permite la superación de los límites normados en los artículos 4 y 5, durante un 5%</p>	<p>Se evaluará con mayor detalle su observación, para revisar o modificar el límite de emisión para los rangos de potencia consultados o mejorar los fundamentos que la sustentan, considerando la tendencia de la regulación internacional y nacional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>del tiempo operativo, pero que estos valores no podrían exceder el 200% de los límites señalados en la norma. No quedaría claro si estos valores y porcentajes consideran las horas correspondientes a fallas, para su contabilización.</p> <p>Por tanto, se solicita que se tomen en cuenta la opción de armonizar la regulación de las horas de funcionamiento dentro de este Anteproyecto, con lo regulado en la norma de emisión de centrales termoeléctricas.</p> <p>Por último, el artículo 10 indica en su inciso final que “los datos que se obtengan del monitoreo continuo deberán estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente y del Ministerio del Medio Ambiente”. De ello, no se entiende claramente a qué sistemas se hace referencia, ni a qué tipos de datos deben ingresarse (e. datos brutos). Se solicita, en este sentido, incorporar una modalidad de carga discreta de información, mediante reportes trimestrales, semestrales o anuales a la autoridad.</p> <p>Teniendo en cuenta las faltas de claridad y problemas de interpretación ya señaladas, solicito a Ustedes establecer las directrices dentro de esta norma que determinen los modos de verificar el cumplimiento de los límites de emisión.</p>	
99	10	IANSAGRO S.A.	<p>Considerando que los parámetros normados por la presente norma de emisión son los mismos que los regulados por otras normativas de carácter ambiental (impuesto verde, planes de descontaminación ambiental, etc.), y tomando en cuenta que en reunión de consulta pública del Anteproyecto se mencionó que las mediciones discretas pueden ser válidas para distintas exigencias legales. Creemos necesario que esta norma indique los procedimientos administrativos para hacer estas mediciones válidas ante los distintos cuerpos legales aplicables.</p>	<p>En relación a su observación, cabe tener presente que el diseño de la regulación consideró los siguiente enfoques: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios).</p> <p>Respondiendo a su observación, y teniendo en consideración la reducción de cargas administrativas, se modificará el contenido de la norma a fin de que las mediciones isocinéticas realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión ambiental tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión, según</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>corresponda a cada contaminante, establecidos en la norma de emisión propuesta.</p>
100	10	IANSAGRO S.A.	<p>Para el caso de distintas fuentes que están asociadas a un sólo ducto (chimenea), ¿Se considerará la potencia térmica de cada fuente por separado o la suma de ambas fuentes asociadas por chimenea? Esto es importante tenerlo definido, ya que de aquí parte el establecimiento de los límites de emisión y de la cantidad de mediciones al año por fuente.</p>	<p>Respecto a las calderas que se encuentran asociadas a un mismo ducto, el anteproyecto no consideró establecer las condiciones de cumplimiento.</p> <p>El Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 38 de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, en su artículo 37, indica que toda norma de emisión contendrá, cuando corresponda, "a) La cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, o bien, la carga máxima permitida de efluente descargada al medio ambiente; b) Los objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma; c) El ámbito territorial de su aplicación; d) Los tipos de fuentes reguladas, y e) Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma".</p> <p>Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución."</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				atribuciones que detenta la Superintendencia del Medio Ambiente, correspondiendo a éste último organismo establecer los métodos de medición aplicables a la hipótesis consultada.
101	10	IANSAGRO S.A.	En cuanto a las mediciones de fuentes que compartan chimenea, ¿Cómo se determinará el aporte de cada fuente en la medición para este tipo de fuentes?	<p>Respecto a las calderas que se encuentran asociadas a un mismo ducto, el anteproyecto no consideró establecer las condiciones de cumplimiento.</p> <p>El Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 38 de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, en su artículo 37, indica que toda norma de emisión contendrá, cuando corresponda, "a) La cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, o bien, la carga máxima permitida de efluente descargada al medio ambiente; b) Los objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma; c) El ámbito territorial de su aplicación; d) Los tipos de fuentes reguladas, y e) Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma".</p> <p>Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución."</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que detenta la Superintendencia del Medio Ambiente, correspondiendo a éste último organismo establecer los métodos de medición aplicables a la hipótesis consultada.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
102	10	SOFOFA	<p>Artículo N°10 se indica que “no se tomarán en consideración los valores medidos durante los periodos de fallas, emergencias, casos de fuerza mayor..., así como tampoco durante los periodos de puesta en marcha y parada”. Para una buena aplicación de la NEC y posterior fiscalización de la misma, es necesario que se definan adecuadamente ciertos criterios como.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Qué se entiende por periodos de fallas</li> <li>ii. Qué se entiende por emergencias</li> <li>iii. Cómo se determina el periodo de puesta en marcha y parada</li> </ul> <p>Los criterios de la NEC en estos aspectos debieran ser coincidentes con los criterios de otras normas.</p>	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, y en relación a las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley N° 20.417, cabe tener presente que el referido organismo podrá impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, en el respectivo protocolo se determinarán los criterios para la determinación de periodos de fallas, emergencias y periodo de puesta en marcha o parada.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
103	10	Autoflame Chile SpA	<p>Se recomienda para la medición continua de gases autorizar el sistema PEMS, sistema predictivo de emisiones. Sistema que, a través de variables de medición continua, calcula los valores de emisión.</p> <p>Para combustibles limpios como gas y petróleo diésel, se recomienda por su costo de instalación y validación realizar sólo mediciones discretas de material particulado una vez al año.</p>	<p>Al respecto, cabe considerar que conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.417, Orgánica Constitucional de la Superintendencia del Medio Ambiente, específicamente en su artículo 3°, letra ñ), corresponderá a éste último organismo impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Además, en el artículo 37 del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N°38 de 2012, se indica que “los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Así, finalmente, en respuesta a su observación, corresponderá a la Superintendencia definir los procedimientos, protocolos y métodos de análisis asociados a la materia consultada. Además, se incluirá en el proyecto definitivo una definición respecto al Sistema de medición continua.</p> <p>Respecto a las mediciones discretas para calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 20 MWt se indica que se evaluará la pertinencia de esta observación en el proyecto definitivo.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
104	11	Michel Moreno Saez	Dado el enfoque de la normativa (Efectividad y Eficiencia), analizar la exigencia de un rango de temperatura máxima de salida de gases para los combustibles más utilizados, así como un rango de velocidades de gases en las chimeneas. Se ha detectado empresas donde las chimeneas las fabrican de gran diámetro, decantando los contaminantes y enfriándolos, generando ambientes de trabajo contaminado y alterando mediciones de gases.	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley 20417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, si existen malas prácticas deben ser denunciadas a la SMA o a la respectiva Seremi de Salud en caso que potencialmente afecte la salud del trabajador.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
105	11	CORMA	<p>Artículo 11° establece que la frecuencia de verificación debe ser cada 6 meses. ¿Se refiere a una vez cada 6 meses, o bien, puede ser una medición semestral? Por otro lado, la norma debiera también definir cómo se realiza la verificación en aquellas calderas que utilizan más de un combustible o bien, que utilizan un combustible auxiliar.</p>	<p>Se acoge la observación de la frecuencia de verificación y se modificará la redacción del proyecto definitivo, de modo de indicar que se solicita por ejemplo una medición semestral.</p> <p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor más estricto del combustible utilizado.</p> <p>Se informa que a nivel internacional existen de considerar la mezcla de combustibles: (1) considerando como límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) se establece el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante, del mismo modo que establece México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su observación para mejorar la comprensión del artículo, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
106	11	SOFOFA	<p>Artículo N° 11 se establece la frecuencia de medición para calderas existentes, necesarias para verificar el cumplimiento. Al respecto:</p> <p>i. En el artículo hace referencia a los artículos N°4 y N° 5, siendo que sólo se refiere a mediciones discretas, esto es, debiera acotarse sólo a los límites de emisión fijados en el artículo N°5.</p> <p>ii. El artículo N° 11 indica que la frecuencia de verificación deberá ser cada 6 meses. Se sugiere aclarar si se requiere una medición cada 6 meses cronológicos o si la frecuencia es semestral.</p> <p>iii. Dado que el artículo dice relación con la forma de verificación del cumplimiento, se sugiere aclarar si se considera incumplimiento una medición sobre el nivel establecido en el artículo N° 5, o bien, las calderas tienen la opción de un remuestreo, similar a lo establecido en el DS N°90 que establece límites de emisión de efluentes líquidos a cuerpos de agua superficial. Es necesario, que la norma especifique claramente los criterios de cumplimiento.</p> <p>iv. La NEC debiera definir y aclarar la forma de ejecutar las mediciones cuando una caldera utiliza un combustible principal y otro auxiliar.</p>	<p>Respecto a los puntos (i) y (ii) de la observación planteada, se acogen los aspectos observados de la norma de emisión, en el sentido de modificar el contenido del proyecto definitivo de la norma.</p> <p>En cuanto al punto (iii), el titular de la caldera deberá realizar las mediciones discretas y presentar los resultados a la Superintendencia del Medio Ambiente, según los protocolos que dicho organismo establezca.</p> <p>Por otro lado, el diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente, no se consideró las horas de funcionamiento de la caldera, enfocando la regulación en el tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemén combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, teniendo en consideración la tendencia de la regulación internacional y la factibilidad de fiscalización.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
107	12	CODELCO CHILE División El Teniente	<p>El título IV del anteproyecto, denominado “Verificación de cumplimiento de los límites de emisión”, establece la obligación de efectuar mediciones para los contaminantes que regula la norma de emisión, con la frecuencia indicada en el referido título.</p> <p>Del examen de las disposiciones del título IV, se advierte que la norma de emisión exige mediciones de contaminantes que, en determinadas situaciones, no tienen un límite máximo de emisión.</p> <p>Así ocurre, por ejemplo, con el contaminante monóxido de carbono respecto de calderas nuevas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWT, el cual no cuenta con un límite máximo de emisión conforme a las tablas N° 2, 3 y 4 del artículo 4 del anteproyecto.</p> <p>Lo mismo ocurre -por ejemplo- con los contaminantes óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y mercurio respecto de calderas existentes de potencia térmica mayor o igual a 1 MWT y menor a 20 MWT, los cuales tampoco cuentan con un límite máximo de emisión conforme a lo indicado en el artículo 5 del anteproyecto.</p> <p>Teniendo presente que el objetivo de la norma de emisión es “(...) controlar las emisiones al aire proveniente de las calderas, a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente” (artículo 1° del anteproyecto), esta División estima que las mediciones que exige el Título IV del anteproyecto deberían acotarse únicamente a los contaminantes que cuentan con límites máximos de emisión, en las situaciones indicadas en los artículos 4 y 5 del anteproyecto.</p> <p>De esta manera, la verificación del cumplimiento de los límites de emisión se hace más eficiente y, de paso, la norma adquiere mayor claridad para el fiscalizado respecto a las frecuencias de medición de contaminantes.</p>	<p>Se acoge la observación planteada, en cuanto a una redacción más específica y clara para la verificación del cumplimiento de los límites de emisión</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
108	12	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	Para una caldera que funciona principalmente con Gas Natural (u otro gas) y utilice combustible líquido como respaldo, ¿Se deberá demostrar todos los años el cumplimiento de la norma para este combustible de respaldo o basta solo un monitoreo al inicio?	<p>Respecto a las calderas que utilizan simultáneamente dos o más combustibles, el artículo 8° del anteproyecto consideró que se utilizará el valor límite de emisión más estricto del combustible utilizado, aplicando la frecuencia de medición establecida en el artículo 12. Por su parte, la normativa internacional relacionada al control de emisiones de calderas, ha regulado de diversas formas los casos de mezcla de combustibles: (1) Calculando el límite de emisión en base a la suma del aporte relativo de cada combustible, tal como lo realiza la Comunidad Europea o IFC Grupo del Banco Mundial; (2) estableciendo el límite de emisión para el estado de combustible que predomina en la caldera o es más contaminante; sistema utilizado en México o Estados Unidos; o (3) realizan la medición directa con cada uno de los combustibles, a menos que demuestre que operó con uno de los combustibles más del 95% de las horas, caso en el que sólo se realizará la verificación con dicho combustible, como indica la regulación de Colombia.</p> <p>Por lo tanto, y atendiendo a lo señalado precedentemente, se evaluará con mayor detalle su observación para aclarar la hipótesis consultada y mejorar la comprensión del articulado de la norma, considerando la tendencia de la regulación internacional, la redacción de un lenguaje sencillo y la factibilidad de fiscalización.</p>
109	12	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	En Articulado N° 12, se menciona la frecuencia de análisis de calderas según distintos parámetros (combustible y sector). Para lo anterior se debería considerar el alto costo que esto significa para pequeñas y medianas empresas en especial cuando se considera que las mediciones son asociadas a equipos y existen instalaciones con más de un equipo y con uso alternado de estos, por efectos de producción u otros.	<p>El diseño de la regulación considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. En el caso de calderas existentes se regulará desde un tamaño de caldera mayor o igual a 1 MWt. Por otro lado, efectivamente no consideró las horas de funcionamiento debido al tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</p> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>quemados combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimientos diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, considerando los antecedentes anteriores se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo.</p>
110	12	Empresas CMPC S.A.	<p>Se sugiere clarificar si se debe medir SO<sub>2</sub> en calderas de potencia térmica entre 1 y 20 MWt que usen “otros sólidos” como combustibles.</p> <p>Se sugiere clarificar si se debe medir SO<sub>2</sub> en calderas de potencia térmica entre 1 y 20 MWt que usen “otros sólidos” como combustibles. El encabezado del mencionado artículo hace referencia a este contaminante. Sin embargo la Tabla N°9 que se inserta en el mismo artículo no menciona SO<sub>2</sub> cuando se emplea “otros sólidos” como combustible. Por su parte, tal exclusión no figura mencionada en el Art. 6° que establece las exclusiones de cumplimiento de límite máximo.</p> <p>Esta discrepancia del texto se puede superar incluyendo la exclusión de límite de emisión de SO<sub>2</sub> para calderas de potencia térmica entre 1 y 20 MWt en el Art. 6° del Anteproyecto. Alternativamente, la discrepancia se supera igualmente incluyendo la variable SO<sub>2</sub> en la Tabla N°9 para el combustible “otros sólidos”. Incluso más, en ese caso, pierde sentido la diferencia entre combustible “sólido de origen fósil” y “otros sólidos”; distinción que por lo demás sólo figura en esa tabla y que no ha sido definida en el Anteproyecto.</p>	<p>Se acoge la observación en cuanto a una redacción más específica para la verificación del cumplimiento de los límites de emisión</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
111	12	Catamutun Energía S.A.	<p>Se sugiere agregar en el artículo 12 a continuación del texto “deberán realizar mediciones discretas de MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO”, la expresión: “según corresponda a los contaminantes y rangos de potencia indicados en los artículos 4 y 5” o similar, ya que por ejemplo la tabla N° 6 señala para calderas existentes de potencia térmica mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt, límites de emisión de MP, por lo cual se entiende que una caldera de esas características solo debe medir MP y no el resto de los contaminantes. El artículo 12 y la tabla 9 contradicen esto, ya que sin la alusión respectiva a los artículos 4 y 5, se lee que todas las calderas existentes y nuevas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt y menor a 20 MWt deben medir MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO, independiente de lo exigido en los artículos 4 y 5, es decir, miden todos los contaminantes aunque deban verificar el límite de solo uno de ellos. Favor revisar.</p>	<p>Se acoge la observación planteada, en el sentido de mejorar el contenido del artículo 12° del Anteproyecto, evaluando plasmar una redacción más específica para la verificación del cumplimiento de los límites de emisión</p>
112	14	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>3. OBSERVACIONES RESPECTO DE LA VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO</p> <p>3.1. La corrección por oxígeno de los valores de emisión medidos en chimenea debe ser en base seca</p> <p>El artículo 14 del Anteproyecto indica que los valores de emisión medidos en chimenea deben ser corregidos por oxígeno según el estado del combustible, en la proporción indicada en la Tabla N° 10 (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°10).</p> <p>Al respecto, cabe señalar que la corrección de oxígeno debe ser en base seca, como se establece en la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (D.S. 13/2011, MMA). En efecto, esta norma en su artículo 4° señala que “Los límites de las Tablas N° 1, 2 y 3 se deben corregir por oxígeno (O<sub>2</sub>) en base seca, de acuerdo a lo siguiente: a. Calderas 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos”. Para lograr una coherencia en la normativa nacional que regula las calderas, es necesario incorporar la indicación de que la corrección por oxígeno debe ser en base seca.</p>	<p>Al respecto, se acoge la observación planteada, para efecto de ser incorporada al texto del proyecto definitivo de la norma de emisión propuesta.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
113	14	SOFOFA	<p>Artículo N° 14 es necesario permitir algunas excepciones en la corrección de oxígeno, como por ejemplo, calderas o plantas térmicas que utilizan sus gases de combustión para el secado o aprovechamiento térmico, y que requieren la adición de oxígeno. En dichos casos, los titulares debieran poder presentar a la SMA con una anticipación suficiente a la entrada en vigencia del límite de emisión en cuestión, una declaración indicando la condición de excepción que aplica y la identificación de la caldera.</p>	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente.) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley 20417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, en el respectivo protocolo indicará los criterios aplicables para la medición y la respectiva corrección de oxígeno.</p>
114	15	Rafael Briones Poblete	<p>Acotación al Artículo 15°. Las mediciones de MP y Gases, deberán ser realizadas por Laboratorios autorizados por la SMA, como ENTIDAD TÉCNICA DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL ETFA para Aire, Fuentes Fijas. Las Mediciones de MP y Gases, para ser representativas y ser reportadas como oficial, deberán ser efectuadas a PLENA CARGA, según la definición de Plena Carga expuesta en la resolución N° 812 / 95 artículo 7° "Procedimiento de Compensación de Emisiones" y además de complementada en la resolución N° 51916 / 2006 artículo 19 párrafo B, entrega de resultados de "Emisión Anual Declarada" ambas de la SEREMI de Salud RM. Expuesta también en la resolución 914 / 2016, de la SMA,</p>	<p>Se agradece la información entregada y se recuerda que respecto a las atribuciones legales de la Superintendencia del Medio Ambiente, consagradas en la Ley N° 20.417, se encuentran las siguientes:</p> <p>"- Artículo 3.- La Superintendencia tendrá las siguientes funciones y atribuciones: ñ) Impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores, las entidades acreditadas conforme a esta ley y, en su caso, los sujetos de fiscalización, deberán aplicar para el examen, control y medición del cumplimiento de las Normas de Calidad Ambiental y de Emisión.</p> <p>- Artículo 25.- Las acciones de fiscalización, que sean</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>"Instrucciones generales para ETFA Aire Fuentes Fijas", punto 5.2 "Condiciones de Operación".</p>	<p>ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes, deberán ajustarse a las instrucciones técnicas de carácter general impartidas por ésta relativas a los protocolos, procedimientos y métodos de análisis en ellas definidos."</p> <p>Por otro lado, el D.S. N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece el Reglamento de la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, específicamente en su artículo 37, señala que toda norma de emisión contendrá, cuando corresponda: "a) La cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, o bien, la carga máxima permitida de efluente descargada al medio ambiente; b) Los objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la aplicación de la norma; c) El ámbito territorial de su aplicación; d) Los tipos de fuentes reguladas, y e) Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma.</p> <p>Los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución."</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, como órgano responsable de definir los protocolos aplicables.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
115	15	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	En Art. Nº 15, se menciona que los procedimientos, métodos de medición y análisis serán de criterio de la SMA, lo que resulta muy amplio y ambiguo y debe ser resorte de este reglamento, a lo menos en lo general (metodologías y estándares de cumplimiento).	<p>El Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que Aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, dispone en su artículo 37, inciso segundo, que los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente, y que, para tales efectos, y en concordancia a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Una vez emitido el referido informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, que fueron mencionados en los párrafos anteriores.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
116	15	SOFOFA	<p>Artículo N° 15 se indica que la SMA deberá definir los Protocolos para medición y análisis, y se sugiere que dichos Protocolos sean compatibles con otros Protocolos como por ejemplo Impuesto Verde, de manera de poder aprovechar las mediciones en planta y con ellos disminuir costos y tiempo de muestreo.</p>	<p>El Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, específicamente en su artículo 37, indica que los "protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante el cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución."</p> <p>Conforme lo anterior, la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, correspondiendo a éste último organismo la determinación de los protocolos aplicables al caso consultado.</p> <p>Respecto a la observación planteada, y teniendo en consideración la reducción de las cargas administrativas, se modificará la redacción de la norma de emisión de calderas, en el sentido de que las mediciones isocinéticas realizadas en el marco de otros instrumentos de gestión tales como impuesto verde y RCA sean reconocidas para el cumplimiento de los límites de emisión según corresponda a cada contaminante.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
117	16	Productos Fernandez S.A. PF Alimentos	Consideramos que existen pocos laboratorios como ETFAs. Esta nueva norma aumentará la demanda por monitoreos, lo que podría aumentar aún más estos costos (que ya son elevados). ¿Está cuantificado ese impacto en este mercado? ¿Se disminuirán las barreras de entradas para nuevas ETFAs, para aumentar la oferta?	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley 20417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>De acuerdo a información entregada por la SMA, en Oficio N°2145 de 2017, la institución cuenta con 26 entidades técnicas para los alcances requeridos por la norma. 11 para muestreo y análisis de MP, 2 para análisis de MP, 5 para medición de NOx, 5 para medición de SO2 y 3 para muestreo de Hg.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, respecto a las barreras de entradas para nuevas ETFAs deberán ser informadas o comunicadas a la institución mencionada en el párrafo anterior.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
118	16	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	Consideramos que existen pocos laboratorios como ETFAs. Esta nueva norma aumentará la demanda por monitoreos, lo que podría aumentar aún más estos costos (que ya son elevados). ¿Está cuantificado ese impacto en este mercado? ¿Se disminuirán las barreras de entradas para nuevas ETFAs, para aumentar la oferta?	<p>Las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otra lado, entre las atribuciones de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) indicadas en la Ley 20417, se cuenta impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores y las acciones de fiscalización, ejecutadas directamente por la Superintendencia, por las entidades técnicas acreditadas o por los organismos sectoriales competentes.</p> <p>De acuerdo a información entregada por la SMA, en Oficio N°2145 de 2017, la institución cuenta con 26 entidades técnicas para los alcances requeridos por la norma. 11 para muestreo y análisis de MP, 2 para análisis de MP, 5 para medición de NOx, 5 para medición de SO2 y 3 para muestreo de Hg.</p> <p>Así, en respuesta a su observación, se indica que la legislación chilena es clara respecto a las funciones y atribuciones que corresponden a la Superintendencia del Medio Ambiente, por lo tanto, respecto a las barreras de entradas para nuevas ETFAs deberán ser informadas o comunicadas a la institución mencionada en el párrafo anterior.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
119	17	Rafael Briones Poblete	<p>De los Criterios tomados en cuenta para la elaboración del presente ante Proyecto, consideran las Calderas y los Procesos de Combustión, en donde se estipula que para las calderas que operen con combustible Gaseoso, estas quedaran exentas de acreditar muestreo de Material Particulado CH-5, debido a que las emisiones son consideradas ""despreciables"". Cabe señalar que para que las emisiones de MP sean despreciables, la caldera debe contar con un programa de mantención y regulación del accesorio principal que es el Quemador.</p> <p>Una caldera sin regulación acorde, que utilice GLP - GN, quizás, en el corto tiempo, no cuente con humo visible en su escape de gases, sin embargo, tendrá una combustión deficiente y haciendo que la emisión de monóxido de carbono (CO) sea alta y por ende sea precursor del MP.</p> <p>¿Se considerará establecer un programa de mantención y regulación de accesorios, más estricto que las pruebas establecidas en el DS 10/2013 de Calderas?</p>	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenciones periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenciones al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente.</p>
120	17	Rafael Briones Poblete	<p>Informe de mantención periódica de Calderas. Artículo expone que las calderas deberán realizar una vez por año la mantención del sistema.</p> <p>Recomendación, para los informes de mantención, indicar EFICIENCIA DE LA CALDERA, punto que se obvia en los Informes Técnicos Generales e Individuales de Calderas, según DS 10/2012 Reglamento de Calderas.</p> <p>Punto relevante para realizar mediciones discretas de MP y de Gases, por lo cual la generación de Vapor y/o consumo energético de calderas involucra en el cálculo, % de Eficiencia * Masa de Combustible * PCI del combustible utilizado.</p> <p>Además de ser un punto requerido en esta misma normativa en el artículo 6° párrafo B, ""excepciones de cumplimiento de límites de emisión"".</p>	<p>Se evaluará con mayor detalle su observación, de manera de incluir la definición de eficiencia de la caldera, para mejorar la comprensión del artículo en un lenguaje sencillo.</p>
121	17	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	<p>En Art. Nº 17, se hace mención a programa de mantención Anual, no indicándose el estándar para este cumplimiento y dejando a la discrecionalidad del fiscalizador tal evaluación, a su vez no se contempla mecanismo para la declaración de la misma y otros propios para la declaración de la información.</p>	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenciones periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				requerimiento de realizar mantenencias al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente.
122	17	CORMA	El Artículo dice relación con las mantenencias de las calderas. Es necesario que la Norma defina qué se entiende por mantenencias y cómo éstas se compatibilizan con las mantenencias y pruebas ya requeridas y exigidas en el DS N°10. Por último, algunas calderas realizan mantenencias anuales, sin embargo, de acuerdo a la realidad de otros países, la tendencia es a realizar mantenencias cada 18 meses o más, por lo tanto, se sugiere que no se regule en materia de mantenencias.	En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenencias periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenencias al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente.
123	17	BHP CHILE INC	La empresa que deberá realizar esta actividad ¿debe ser ETFA?	En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones, que considera la realización de mantenencias periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt, de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenencias al sistema de la caldera y cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente. Asimismo, se evaluará la incorporación de una definición expresa del concepto "sistema de caldera" para facilitar la comprensión y aplicación de la norma de emisión. No se considera que las mantenencias sean realizadas por ETFA, sin perjuicio de lo anterior, conforme al artículo 37, del Decreto Supremo N° 38 de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, la Superintendencia del Medio Ambiente podrá establecer los protocolos, procedimientos y métodos de análisis aplicables a la practicas operaciones relacionadas a la mantención periódica de las calderas.

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
124	17	Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	<p>El artículo 17 indica que se deberá realizar, a lo menos, una vez al año, una mantención al sistema de calderas.</p> <p>El artículo 17 del Anteproyecto, situado dentro del Título VI Sobre las prácticas operacionales para el control de emisiones, señala para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1MWt, que utilicen combustible sólido y pertenezcan al sector industrial, comercio o institucional, la obligación de “realizar a lo menos una vez al año calendario, una mantención del sistema de caldera”.</p> <p>De la redacción, no queda claro cuáles son los sistemas a los que corresponde realizar mantención, pudiendo entenderse, por ejemplo, que solo se refiere a la mantención del sistema de control de emisiones. Por otra parte, podría entenderse que se refiere a una mantención mayor del sistema de la caldera, que requiera la parada de la planta. O, también, podrían incluirse las mantenciones rutinarias de limpieza y cambios de piezas que no requieran la detención de la planta.</p> <p>Por otra parte, según el tipo de caldera de que se trate, la recomendación del fabricante puede ser realizar mantenciones con espacios de tiempo mayores a 12 meses. En estos casos, podría resultar inconveniente que primase el criterio de la norma de emisión, por sobre la indicación técnica del fabricante de la caldera.</p> <p>En razón de lo dicho, solicito a usted tener en cuenta los aspectos señalados del Anteproyecto, para que se establezcan directrices dentro de la norma que clarifiquen los modos de verificar el cumplimiento de los límites de emisión.</p>	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción del texto de la norma propuesta, respecto al articulado relativo a las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenciones periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenciones al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente. Asimismo, se evaluará la incorporación de una definición expresa del concepto "sistema de caldera" para facilitar la comprensión y aplicación de la norma de emisión.</p>
125	17	IANSAGRO S.A.	<p>En cuanto a los informes de mantención periódica exigido a calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt que utilicen combustible sólido, debiese estar especificado en la norma en qué consiste dicha mantención y/o definir un formato para ser usado por las unidades internas de cada instalación. Se entiende además que son mantenciones que podrán ser hechas por las unidades internas de cada empresa y NO servicios externos, ¿Esto efectivamente es así?</p>	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenciones periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenciones al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente. Adicionalmente, se evaluará integrar una definición expresa del concepto "sistema de caldera", para facilitar la comprensión de la norma de emisión. Respecto a las mantenciones de las calderas,</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				conforme lo dispuesto en el artículo 3°, letra ñ), de la ley N° 20.417, la Superintendencia del Medio Ambiente podrá establecer los protocolos, procedimientos y métodos aplicables a dicho proceso.
126	17	SOFOFA	<p>Artículo N° 17 se establece que para combustibles sólidos, las calderas deberán realizar mantenciones al menos una vez al año. Al respecto:</p> <p>i. Es necesario definir qué se entiende por mantenciones.</p> <p>ii. Existen las mantenciones menores cuyo objetivo es evitar la disminución del rendimiento energético y el aumento de las emisiones.</p> <p>iii. Por otro lado, el DS N°10 indica que las pruebas mayores de las calderas tengan una periodicidad máxima de 3 años (o cuando se hacen intervenciones de reparación, reforzamiento o transformación).</p> <p>iv. Es necesario definir qué se entiende por “sistemas de calderas” de manera de acotar adecuadamente los equipos y partes de las calderas a los cuales se les exigirá una mantención periódica.</p>	<p>En respuesta a su observación, se mejorará la redacción respecto al artículo de las prácticas operacionales para el control de emisiones que considera la realización de mantenciones periódicas para las calderas de potencia térmica mayor o igual a 1 MWt de modo que se comprenda el requerimiento de realizar mantenciones al sistema de la caldera cuyo objetivo es evitar el aumento de las emisiones producto de una combustión ineficiente. En este sentido, se evaluará la incorporación de una definición expresa del concepto "sistema de caldera", con el objeto de facilitar la comprensión de la norma en comento.</p>
127	19	Rafael Briones Poblete	<p>Metodología de medición para Monóxido de Carbono CH-3A, oficial por SMA, para fuentes con combustión.</p>	<p>El Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, específicamente en su artículo 37, indica que los protocolos, procedimientos, métodos de medición y análisis para determinar el cumplimiento de la norma de emisión serán establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para tales efectos y en conformidad a lo dispuesto en el artículo 48 bis de la ley N° 19.300, la Superintendencia deberá remitir al Ministerio, en un plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que establezca la norma respectiva, la propuesta de resolución mediante la cual establezca dichos protocolos, procedimientos y métodos. Emitido el informe del Ministerio, la Superintendencia, dentro del plazo de 30 días hábiles, deberá dictar la mencionada resolución.”</p> <p>Luego, en respuesta a su observación, la metodología de medición debe ser definida por la SMA de acuerdo a sus funciones y atribuciones.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
128	AGIES	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	En nuestro caso específico, solo se consideró una caldera para el análisis del impacto económico y social, la que además corresponde a nuestra caldera auxiliar. Faltó considerar la caldera principal y una caldera que se encuentra en estado de construcción y muy pronta a pasar al estado de operación, por lo tanto la inversión para la empresa es considerablemente más alta que la que se indica en el documento Excel anexo (estudio de antecedentes para la elaboración de la norma nacional de calderas y procesos de combustión).	<p>La base de datos con que se trabaja fue elaborada según la mejor información disponible y basándose en información histórica regional para las estimaciones de crecimiento del parque. Los datos base que se utilizaron corresponden a ATS Energía (2015) y SISTAM (2013), debido a que son los más recientes que tienen información procesada completa sobre las calderas, a saber, potencia, concentración, emisiones, ID de fuente, etc. Aun así, debido a que existe información incompleta o incorrecta, mediante la consultoría de GreenLabUC (2016) se uniformizó, sistematizó y completó información faltante, además de proyectar el parque de calderas en el futuro. En el estudio de GreenLabUC (2016), se detallan los procesos de mejora de información hechos que constituye hoy en día la mejor información disponible para evaluar. Por otro lado, la base de datos de las declaraciones a través del formulario F138 contiene solamente datos de emisiones, y no se cuenta con datos de potencia, concentraciones, etc.</p> <p>En respuesta a su observación, respecto a los costos de inversión para dar cumplimiento a la norma, se indica que la gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
129	AGIES	CHILEALIMENTO S AG	Las normas de emisión en SO2 y NOx significan un alto costo y un beneficio social menor, sin embargo, las conclusiones del AGIES, Análisis General de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la norma de Emisión para calderas, de mayo de 2017, justifican esta medida.	<p>En respuesta a su observación, se indica en primer lugar que la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>El Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, establecido en la Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros instrumentos de gestión ambiental.</p> <p>A mayor abundamiento, conforme lo prescrito en el Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que Aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad y de Emisión, específicamente en su artículo 4°, las normas de emisión son aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental. En este sentido, las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de prevenir la contaminación o sus efectos, siempre teniendo como foco la utilización de las mejores técnicas disponibles, como un criterio para aplicar en la determinación de valores o parámetros exigibles en la norma. Respecto al límite de emisión para NOx, éste sólo aplica a calderas nuevas. Por su parte, el límite de emisión para SO2 aplica a calderas nuevas, pero también a calderas existentes que usen solamente combustible sólido con una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>Del parque de calderas existentes, conforme lo indicado en la figura N° 8 del documento de AGIES, se muestra que solamente 7 fuentes excederían los límites de emisión consagrados en la norma. Luego, enfocándonos en el análisis de costos de las fuentes existentes, a que se refiere la tabla 17 del documento de AGIES, del total de 45 MM USD de costo de abatimiento para fuentes existentes, el 85% corresponde a abatimiento de SO<sub>2</sub>, donde las fuentes que no pertenecen a empresas de menor tamaño (EMT) componen casi la totalidad de los costos. El resto de los costos de abatimiento, estimados en 15 MM USD, corresponde a abatimiento de fuentes nuevas proyectadas.</p> <p>Respecto de los beneficios, el SO<sub>2</sub> y el NO<sub>x</sub> actúan como precursores de la generación de MP<sub>2,5</sub>, por lo cual su reducción aporta a la disminución de efectos perjudiciales a la salud de la población por MP 2,5, que incide en la generación de enfermedades respiratorias, de esta forma, el control de emisiones de los contaminantes referidos en vuestra observación beneficia directamente a sectores vulnerables de la población, tales como niños y adultos mayores. Finalmente, como lo concluye el análisis costo beneficio, la valoración de los beneficios y costos del Anteproyecto de Norma indica que la implementación de la norma es altamente rentable desde la perspectiva social.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
130	AGIES	CHILEALIMENTO S AG	<p>En los costos del AGIES, sólo se evalúan los “costos de implementar medidas de abatimiento para MP, NOx y SO2, costos de monitoreo y costos de fiscalización”, sin embargo no se considera el costo mayor, el cual corresponde a la pérdida de competitividad de varios sectores productivos, generando un desincentivo a nuevos proyectos y ampliaciones debido a un costo significativamente mayor al considerar no solamente abatimiento en MP, sino también en NOx y SO2.</p>	<p>El AGIES corresponde a un análisis general de impacto relativo a una normativa ambiental que establece límites de emisión para ciertos contaminantes. Así, según lo establecido en la figura N° 5 del documento de AGIES, se evalúa el costo de implementar la reducción de emisiones asociada a la norma, así como el beneficio social de dicha reducción de emisiones (efectos en la salud de la población expuesta a MP 10 y MP 2,5, considerando que el NOx y el SO2 son precursores del MP2,5). Además, se menciona que el AGIES presenta limitaciones, ya que una variedad de co-beneficios por la reducción de MP no son valorizados debido a falta de metodología o información, como son: la reducción de sustancias tóxicas a través del control de las emisiones de material particulado, las reducción en la atmósfera de sulfatos y nitratos, debido a la reducción de las emisiones de los precursores dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, la reducción en la atmósfera de ozono troposférico al reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, la reducción de las partículas de carbono negro, contaminante climático de vida corta, a través del control de las emisiones de material particulado y al aumentar la eficiencia de la combustión de biomasa y combustibles fósiles.</p> <p>Respecto a su observación, es importante aclarar que no se consideran los efectos en la competitividad, debido a que el análisis es de carácter general y solamente se evalúan los impactos directos (costos y beneficios) de la norma. Por lo tanto, no se consideran efectos de segundo orden, que requerirían análisis mucho más específicos y complejos considerando que la norma impacta a diversos sectores a nivel nacional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
131	AGIES	CHILEALIMENTOS AG	A nivel grueso, se puede señalar que el costo de una norma de MP, versus una norma de MP, NOx y SO2 es del orden de 2 veces al tener que incorporar un segundo equipo de abatimiento.	En el Análisis General de Impacto Económico y Social, el costo de abatimiento depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual indica el equipo de abatimiento a instalar, según un criterio de costo-eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma). Luego, el costo no necesariamente será el doble, ya que dependerá de las condiciones específicas de cada fuente y de los contaminantes que se requiera abatir. Además, se indica nuevamente que el límite de emisión para NOx sólo aplica a calderas nuevas, mientras que el límite de emisión para SO2 aplica a calderas nuevas y solamente a las calderas existentes que usen combustible sólido y que tengan una potencia mayor o igual a 20 MWt. Por lo tanto, los casos que requieren la instalación de un segundo equipo de abatimiento, considerando que el espectro de calderas existentes en Chile se estima por sobre las 10.000 unidades, no permiten afirmar en términos generales que una norma de emisión por MP, NOx y SO2, representen un costo equivalente al doble de una norma de emisión por solo MP.
132	AGIES	CHILEALIMENTOS AG	El AGIES solamente realiza en análisis costo beneficio de incluir todas las normas (MP, NOx, SO2, Hg) y sus respectivos costos de reducción, pero no realiza un análisis de distintos escenarios. A nivel grueso, es fácil demostrar que establecer solamente una norma de emisión de MP tendrá una mejor evaluación costo beneficio versus incluir todas las normas. En efecto, asumiendo que los valores del AGIES están correctos, es decir, 342 millones de beneficio versus 97 millones en costos, sin embargo, de acuerdo a lo señalado en el punto 7, los costos están inobjetablemente sub-evaluados, los beneficios en salud se deben al MP10 y al MP 2,5, y no debido al NOx o al SO2, ver tabla 14 de AGIES. El aporte en beneficio en salud de reducir emisiones de NOx y SO2, se debe a que corresponden a precursores de MP10 y MP2,5. En el AGIES no se indica qué supuesto se consideró, pero en el anteproyecto de PDA de la RM, tabla 6.11 la relación de equivalencia emisión MP 2,5 / MP10 versus NOx es 1 a 28 y de respecto de SO2 es de 1 a 22. Por lo tanto la efectividad en reducir la calidad del aire en estos contaminantes es significativamente	Es importante mencionar que las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de prevenir la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto). Considerando los antecedentes anteriores y en respuesta a su observación, se indica que durante el proceso de elaboración del anteproyecto se evaluaron dos escenarios de límites de emisión para las calderas (Folio 286 y siguientes, del expediente público) y en la 8va reunión de Comité operativo, del 9 de marzo de 2017, se recomendó la alternativa del escenario N° 2 y se acordó que sea un escenario más



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>más baja con respecto a abatir MP.</p>	<p>coherente con los límites de emisión establecidos en los planes de descontaminación a nivel país. El escenario N° 2 ajustado corresponde al presentado y evaluado en el articulado del Anteproyecto.</p> <p>El análisis que se elabora en el AGIES corresponde, según el artículo 5° del D.S N° 38 de 2012 ya referido, a una evaluación considerando la situación actual y la situación con anteproyecto de norma. La situación con anteproyecto de norma corresponde al escenario de límites de emisión para calderas, mencionado en la sección 1.1 del documento de AGIES. Por otro lado, los beneficios cuantificados y valorados en salud se deben efectivamente a la reducción de MP10 y MP2,5. Sin embargo, tanto el NOx como el SO2 son precursores del MP2,5 (ver sección 2.4 del documento de AGIES). Por lo tanto, el resultado final de la cuantificación de efectos se muestra según MP10 y MP2,5, pero en concreto, la evaluación sí considera que la reducción de NOx y SO2 aporta a los beneficios.</p> <p>Recordar que los límites de emisión de NOx se consideran solamente para calderas nuevas y el límite de emisión de SO2 para calderas nuevas y calderas existentes de una potencia térmica mayor a 20 MWt (que utiliza combustible sólido excepto biomasa). Si bien no se evaluó un escenario solamente con reducción de MP, dado que no constituyó un escenario de anteproyecto de norma, se puede inferir que la relación beneficio costo podría ser mayor, debido a que los costos de abatimiento de MP son menores.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
133	AGIES	CHILEALIMENTO S AG	El AGIES debió realizar un análisis de varios escenarios y no solamente el presentado. El principal beneficio en calidad del aire se debe a la norma de MP, lo cual “esconde” medidas ineficientes que serían las normas de NOx y SO2, ya que el aumento del costo genera un beneficio bajo, aspecto que no puede visualizarse con exactitud al realizarse la evaluación en forma conjunta y no por separado.	<p>En respuesta a su observación, se indica en primer lugar que la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>El Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, establecido en la Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros.</p> <p>En específico sobre las normas de emisión, el Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que Aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad y de Emisión, en su artículo 4°, define a éstas últimas como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental. En este sentido, el artículo 33, literal a), del referido Decreto, prescribe que las normas de emisión tendrán por objetivo la prevención de la contaminación o de sus efectos, teniendo como foco la aplicación de las mejores técnicas disponibles para determinar los estándares o parámetros exigibles en la norma.</p> <p>Considerando los antecedentes anteriores y en respuesta a su observación, se indica que durante el proceso de elaboración del anteproyecto se evaluaron dos escenarios de límites de emisión para las calderas (Folio 286 y siguientes, del expediente público) y en la 8va reunión de Comité operativo, del 9 de marzo de 2017, el comité operativo recomendó la</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>alternativa del escenario N° 2 y se acordó que sea un escenario más coherente con los límites de emisión establecidos en los planes de descontaminación a nivel país. De esta forma, el escenario N° 2 ajustado corresponde al presentado y evaluado en el articulado del Anteproyecto.</p> <p>Finalmente, respecto al análisis que se elabora en el AGIES, según el artículo 5 del D.S N° 38 de 2012, Ministerio del Medio Ambiente, corresponde a una evaluación considerando la situación actual y la situación con anteproyecto de norma. La situación con anteproyecto de norma corresponde al escenario de límites de emisión para calderas, mencionado en la sección 1.1 del documento de AGIES. Por lo tanto, no se evaluó el escenario solamente con reducción de MP, debido a que no constituyó el anteproyecto de norma. De todas maneras, para su referencia de otros escenarios, recomendamos revisar el estudio de GreenLabUC (2016), que estimó costos para escenarios normativos de mayor exigencia que el anteproyecto de norma, donde en valor presente el costo, según escenario, está entre 176 y 205 millones de USD-2016, es decir del orden de tres veces mayor al del anteproyecto de norma. Finalmente, cabe considerar que el control de emisiones para NOx solo aplicará para las calderas nuevas y los límites de emisión para SO2 aplicarán para las calderas nuevas y las existentes que usen combustible sólido y que superen los 20 MWt. De esta forma, las medidas requeridas para el control de SO2 y NOx solo aplicarían a parte del sector regulado, considerando que el universo de calderas existentes en Chile se estima por sobre las 10.000 unidades.</p>
134	AGIES	CHILEALIMENTO S AG	<p>A continuación se describen inversiones de empresas socias de Chilealimentos:</p> <p>Patagoniafresh en su planta de San Fernando que aplica el PDA Región del Libertador Bernardo O'Higgins, invirtió de manera indirecta cerca de 700.000 US\$ en sistema de abatimiento de MP para caldera de biomasa la cual posee una capacidad de 7 toneladas de vapor por hora. Paralelamente, la empresa posee calderas que en la actualidad operan con petróleo diésel. Cabe señalar que antes de la entrada en vigencia del PDA, éstas operaban con petróleo pesado N°6, lo</p>	<p>Respecto a su observación, se aclara que la norma de emisión de NOx sólo aplica a calderas nuevas, no existentes. La norma de emisión de SO2 aplica solamente a calderas nuevas de potencia térmica mayor que 1 MWt y calderas existentes que usen combustible sólido con una potencia térmica mayor o igual a 20 MWt. Además, el Anteproyecto de Norma establece excepciones para su aplicación, particularmente para los límites de emisión de "aquellos contaminantes de calderas que no estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación". Esto implica que se deberá evaluar el</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>cual ha conllevado alzas sustantivas en el costo de producción y con ello perdida en la competitividad de la planta. En Molina, Región del Maule con PDA en discusión, la empresa posee cuatro calderas que operan con petróleo pesado N°6 y otras dos que comienza su operación el año 2018. Para estas últimas, se han considerado sistemas de abatimiento para MP y SO2 con inversiones que oscilan en torno a US\$ 2.000.000. La introducción de la norma nacional significa considerar también abatimiento de NOx para la caldera a petróleo pesado aumentando los costos ya evaluados.</p> <p>Sugal cuenta con una planta en Tilcoco que aplica el PDA Región del Libertador Bernardo O'Higgins, incorpora filtros de mangas para abatir MP en caldera a carbón. Con norma de este ante proyecto hubiese significado incorporar abatimiento de SO2 aumentando el costo de esta solución. También en Talca donde aplica el PDA respectivo, cuenta con calderas a carbón invirtiendo en abatimiento de MP también se proyectó inversión de abatimiento de SO2. El total de inversión en abatimiento de emisiones de MP de las calderas a carbón ha sido de US\$ 3,8 millones de US\$, para 2 calderas en Talca y 3 en Tilcoco. También ya se ha evaluado la inversión en SO2 de estas calderas por 2,7 millones de US\$. El agregar norma de NOx genera incertidumbre y aumenta al menos costos de medición para calderas de carbon ya que los valores están ajustados a la norma.</p> <p>En definitiva una norma nacional más estricta que las normas de los PDA vigentes o en desarrollo aumentan costos en forma significativa y genera incertidumbres respecto de decisiones avanzadas, lo cual se espera pueda ser considerado en esta presentación.</p>	<p>cumplimiento de la norma para todos los contaminantes en las comunas sin planes de descontaminación y/o prevención (PPDA) y para los contaminantes que no fueron regulados por PPDA en las comunas correspondientes, según el rango de potencia térmica.</p> <p>Respecto de los casos particulares mencionados y en respuesta a sus observaciones, las calderas de Patagoniafresh son existentes, por lo que no están sujetas a normas de NOx, las calderas de SUGAL que usan combustible sólido según lo informado tienen una potencia térmica menor a 20 MWt, así que no estarían afectas a los cumplimientos de los límites de emisión para SO2 y NOx.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
135	AGIES	CORMA	<p>B) Costos asociados a la implementación de una Norma de Caldera.</p> <p>El anteproyecto de Norma de Caldera contempló un análisis del impacto social y económico de la misma, arrojando que sus beneficios sociales justificarían el costo que la industria y el Estado deben asumir para cumplirla. Sin embargo, es necesario destacar lo siguiente:</p> <p>a) Los costos asociados a equipos de abatimiento, mantención, operación e implementación de la norma son más bajo de lo informado por nuestros asociados, esto es, el costo de la norma estaría subestimado. De acuerdo al análisis de nuestros asociados, los costos de abatimiento y mantención serían del orden de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de abatimiento para Calderas Recuperadoras varían entre los MMUSD 6.5 y MMUSD 11.5</li> <li>• Costo de un precipitador electrostático varían entre los MMUSD 0.8 y MMUSD 5.0</li> <li>• Costos de mantención anual van en un rango de USD 10.000 y los USD 150.000</li> </ul> <p>b) Si bien la Norma de Caldera considera costos de abatimiento para las fuentes afectas, el análisis no considera la relación entre los costos de la norma y los márgenes o ingresos netos de las industrias del sector forestal. Una revisión interna permitió determinar que para algunas empresas, sólo el costo de compra e instalación de los sistemas de abatimiento supera en más de 3 veces los márgenes anuales de las empresas, con lo cual la solvencia y continuidad de las empresas queda en riesgo. El impacto económico de una norma no sólo debe considerar el costo de implementación de la misma, sino que la realidad económica del sector que regula, y en este caso, hay industrias que incluso podrían tener que cerrar sus instalaciones</p>	<p>Respecto de los costos mencionados, es importante indicar que no se adjuntaron antecedentes técnicos que fundamenten las observaciones planteadas, de manera que se requiere de más información para poder realmente contrastar o comparar con los costos utilizados en el AGIES. A saber, se considera que el costo de abatimiento depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual indica el equipo de abatimiento a instalar según un criterio de costo eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma). Por lo tanto, no se considera solamente la tecnología más cara, como el precipitador electrostático, sino que el más costo eficiente para el nivel de reducción requerido. Respecto del análisis de los costos versus los márgenes de la industria, no se considera debido a que el análisis es de carácter general y solamente se evalúan los impactos directos (costos y beneficios) de la norma.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
136	AGIES	CORMA	<p>c) Base de datos que utilizada para el AGIES</p> <p>De acuerdo a una revisión de las fuentes del sector forestal incluidas en la Base de Datos que se utilizó para elaborar el AGIES, varias fuentes del sector forestal no estarían incluidas y con errores en los tipos de combustibles utilizados, calderas que están incluidas en la base de datos que ya fueron dadas de baja, etc.</p> <p>Por otro lado, las concentraciones asignadas a las fuentes difieren de los datos declarados a través del RETC. Aparentemente la base de datos asumió ciertas concentraciones según tipo y tamaño de las calderas, lo que arroja valores muy distintos a los reales.</p> <p>A continuación se indican algunos errores identificados en la base de datos, lo que permite cuestionar seriamente el resultado final del análisis de costos de la Norma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La base de datos no incluye calderas de la industria forestal de la región. Solo a modo de ejemplo se incluye el análisis realizado por 3 empresas socias (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°2).</li> </ul>	<p>Es importante mencionar que no se adjuntó base de datos técnica de las fuentes que faltan o que consideran datos diferentes a los reales. En respuesta a su observación, los datos que se utilizaron corresponden a ATS Energía (2015) y SISTAM (2013) debido a que son los más recientes que tienen información procesada completa sobre las calderas, a saber, potencia, concentración, emisiones, ID de fuente, etc. Aun así, debido a que existe información incompleta o incorrecta, la consultoría de GreenLabUC (2016) uniformó, sistematizó y completó información faltante, además de proyectar el parque de calderas en el futuro. Para mayor referencia, se sugiere revisar GreenLabUC (2016), ya que se detallan los procesos de mejora de información que generan hoy en día un mejor nivel de información disponible para evaluar. Por otro lado, la base de datos de las declaraciones a través del formulario F138 contiene solamente datos de emisiones, y no se cuenta con datos de potencia, concentraciones, etc.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará la posibilidad técnica de incluir o modificar la base de datos de AGIES para la evaluación del proyecto definitivo, considerando los antecedentes presentados y los campos requeridos por la base de datos de GreenLabUC (2016).</p>
137	AGIES	CORMA	<p>d) Costos de adecuación</p> <p>En el AGIES de la norma sólo se incluyeron costos de equipos y abatimiento, costos de mantención y de fiscalización. Sin embargo, las instalaciones existentes deben ajustar y adecuar sus instalaciones para permitir que equipos de gran tamaño, como los equipos de abatimiento, puedan instalarse. Ello implica altos costos de diseño, ingeniería y de construcción que no fueron debidamente incluidos en el análisis económico de la norma.</p>	<p>Es importante mencionar que no se adjuntaron antecedentes técnicos que fundamenten la observación y respecto a su observación de los costos de adecuación, se aclara que no se consideran debido a que el análisis es de carácter general y la información base no permite diferenciar dicho componente en los costos para cada una de las fuentes individualmente considerada.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
138	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>OBSERVACIONES AL EXPEDIENTE PÚBLICO: A continuación se listan las observaciones al Expediente Público de la elaboración del Anteproyecto, publicado íntegramente en el sitio Web del Ministerio del Medio Ambiente: Observaciones a la Base de Datos de SISTAM INGENIERÍA (2013).</p> <p>La Base de Datos SISTAM INGENIERÍA se elaboró utilizando como criterios de tamaño de las calderas los siguientes: (i) menor a 5 MWt, (ii) mayor o igual a 5 MWt, (iii) menor a 50 MWt y (iv) mayor o igual a 50 MWt.</p> <p>Los rangos antes mencionados no guardan relación con los rangos establecidos en el Anteproyecto.</p> <p>Adicionalmente, en este análisis, se incluyeron las calderas de calefacción, que el presente Anteproyecto excluye de aplicación. De esta forma, estas desviaciones en la Base de Datos impactan en la estimación de emisiones y en el efecto que esta norma tendrá en las emisiones totales en Chile (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°3).</p> <p>Se sugiere revisar la información contenida en ambas Bases de Datos a fin de definir de manera más precisa el parque nacional de calderas existentes a las cuales les aplicaría esta norma de emisión.</p>	<p>La base de datos uniformada y revisada con la que se trabajó en el AGIES corresponde a GreenLabUC (2016), la cual se basa en parte en SISTAM (2013). Si bien SISTAM (2013) considera rangos de potencia, éstos se construyen utilizando el dato específico de potencia de la fuente, que es lo mismo que se utiliza en GreenLabUC (2016) para generar los rangos que se requieran para el análisis. Esto no afecta en ningún caso los resultados.</p> <p>En relación con las calderas de calefacción, el anteproyecto establece que se excluyen las destinadas a calefacción de una casa habitación en forma individual, por lo tanto, el resto de calderas consideradas de calefacción queda incluido en esta norma de emisión y fueron evaluadas en el respectivo AGIES.</p> <p>Respecto de la información presentada, la fuente que presenta mayor discrepancia corresponde a la caldera de la Planta Bucalemu, identificada con el ID Fuente de la base de datos N° 10226. El restante de calderas tiene la misma potencia reportada en la tabla, ya que en el caso particular de la Planta Remanufactura Coronel el valor asignado es mayor a cero, sólo que no se muestran los decimales en el excel referenciado. De todas maneras, es importante mencionar que no se recibieron los datos técnicos específicos de las fuentes que faltan o que consideran datos diferentes a los reales, considerando los campos de la base de datos de GreenLabUC (2016), por lo tanto, se evaluará si pueden ser incorporados en la actualización del AGIES del proyecto definitivo.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
139	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>c) Discrepancias entre información propia y la información de las Bases de Datos en relación a los tipos de combustibles y concentraciones de contaminantes.</p> <p>Se advierten igualmente importantes discrepancia entre los tipos de combustible que la Base de Datos de SISTAM INGENIERÍA señala para las calderas de las fábricas de celulosa de nuestra compañía (plantas Laja, Santa Fe y Pacífico). Asimismo, se listan fuentes que están fuera de servicio y se desconoce la fuente de dicha información. Tales errores se repiten en la base de datos de GreenLab UC. Los errores en los tipos de combustibles se propagan, lógicamente, a las estimaciones de concentraciones de contaminantes que se tuvieron en consideración en la elaboración del Anteproyecto.</p> <p>A continuación, ahondaremos en este tema con mayor detalle respecto de cada una de las plantas:</p> <p>(i) Para el caso de Planta Laja, la Base de Datos SISTAM INGENIERÍA señala de forma incorrecta que hay tres Calderas Recuperadoras, en circunstancias que hay sólo dos. En efecto, la caldera marca BABCOX&amp;WILCOX se dejó fuera de servicio en el RETC el año 2014, por lo que se debe eliminar de la Base de Datos SISTAM Ingeniería.</p> <p>La caldera marca Andritz Oy es una Caldera Recuperadora nueva declarada activa en el RETC el año 2012, cuyo combustible principal es Licor Negro.</p> <p>La Caldera marca KVAERNER PULPING fue dejada fuera de servicio el año 2013. Dicha caldera fue reconvertida a Biomasa e ingresada en el RETC el año 2013 con el nombre de KVAERNER PULPING METSO POWER; falta incorporar el Combustible principal "Biomasa" y eliminar el Licor Negro como combustible de la base de datos.</p> <p>Por su parte, la Base de Datos de GREENLAB UC señala que hay tres Calderas Industriales, de las cuales una de ellas es BABCOX&amp;WILCOX y el combustible utilizado es Biomasa. Como se señaló más arriba, este equipo se encuentra fuera de servicio desde el 2014. Sin embargo, la base de datos actualizada al año 2016 la sigue incorporando erróneamente. Así también, se detectó que la Caldera Marca KVAERNER PULPING - METSO POWER señala que utiliza el combustible</p>	<p>En respuesta a su observación, se informa que la base de datos tiene un campo llamado "Filtrado". De ese campo, para el análisis se eliminan los que tienen un número "1". Esto mismo se aplica para el campo "SISTAM 13". En relación a su observación, la información proporcionada carece del respaldo técnico necesario para ser integrada al Análisis de Impacto Económico y Social de la norma.</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>Licor Negro, cuando en la realidad utiliza Biomasa como combustible principal, cambio de combustible declarado en el RETC el año 2013, por lo que también debe hacerse la corrección en la base de datos de GreenLab UC.</p> <p>Según esta misma Base de Datos, la Caldera Andritz Oy tiene una potencia térmica de 0,0 MWt y se encuentra en el rango “menor a 75 kWt”, en circunstancias de que está en el rango de Potencia Térmica “mayor o igual a 20 MWt”. En consecuencia, el número base de fuentes existentes mayores a 20 MWt no considera esta caldera, debiendo hacerlo.</p> <p>(ii) En lo que respecta a Planta Santa Fe, la Base de Datos SISTAM INGENIERÍA no reconoce para la Caldera Recuperadora 1 (marca CBC Industrias Pesadas S.A.) y Caldera Recuperadora 2 (marca Andritz), el uso de GLP e indica erradamente que consume Petróleo N°6. Cabe aclarar que ambas calderas utilizan GLP, Petróleo Diésel y Licor Negro.</p> <p>Las Calderas a Biomasa 1 (marca Tampella Power Inc.) y la Caldera a Biomasa 2 (marca METSO), sólo utilizan “Biomasa” como combustible principal y no otros combustibles.</p> <p>Adicionalmente, Planta Santa Fe no cuenta con Caldera Termoeléctrica, por lo que se debe modificar dicha información de la Base de Datos, ya que considera como tal a la Caldera Recuperadora 2.</p> <p>En lo que respecta a la Base de Datos GREENLAB UC, corrige los combustibles para las Calderas Recuperadoras 1 y 2 y para las Calderas a Biomasa 1 y 2. Sin embargo, duplica la información y les asigna ID de fuentes para cada una de ellas. Por lo anterior, la Base de Datos tiene información duplicada, lo que altera la estadística de fuentes existentes mayores a 20 MWt.</p> <p>(iii) En cuanto a Planta Pacífico, la Caldera Recuperadora (marca AHLSTROM de Finlandia), no utiliza el combustible Propano sino sólo utiliza el Licor Negro y Petróleo N°6. En este sentido, se debe corregir de la Base de Datos SISTAM INGENIERÍA.</p> <p>Por su parte, no es efectivo que exista una caldera de generación eléctrica marca CBC INDUSTRIAS PESADAS S.A.</p> <p>En cuanto a la Base de datos GREENLAB UC, ésta corrige los</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>combustibles para la caldera recuperadora y la caldera de biomasa, dejando como combustible principal el Licor Negro y la biomasa, respectivamente. Además, elimina la Caldera de generación eléctrica marca CBC INDUSTRIAS PESADAS S.A. A consecuencia de los errores apuntados, las Bases de Datos arrojan valores errados de emisiones y concentraciones para cada uno de los combustibles. Lo anterior queda a la vista, al comparar por ejemplo, con los Valores informados a la SMA (mediciones isocinéticas 2015-2016, en el caso de planta Laja, Santa Fe y Pacífico) y también en el RETC (Aserraderos, año 2016), tal como se muestra en las Tablas N° 2, 3, 4 y 5 para las plantas de celulosa Laja, Santa Fe y Pacífico (pertenecientes a CMPC Pulp S.A.), y los Aserraderos Mulchén, Nacimiento y Constitución (pertenecientes a CMPC Maderas S.A.). Se advierte que existen importantes discrepancias entre la información de potencia (según SISTAM INGENIERÍA) y tasa de consumo (GREENLAB UC) y la información propia que posee CMPC respecto de sus aserraderos y plantas de remanufactura.</p> <p>Tabla N°2: Valores de Concentraciones (mg/m3N) de MP y SO2 según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC para Planta Laja.</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
140	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>Observaciones a la metodología de estimación de caudal de la Base de Datos de SISTAM INGENIERÍA.</p> <p>De la revisión del Anexo 5 del Informe Final de SISTAM: “Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos industriales con combustión en el sector industrial, comercial y residencial”, podemos observar lo siguiente:</p> <p>La metodología de estimación de caudal y concentración se realizó a partir de datos másicos teóricos del combustible, exceso de aire y aire estequiométrico. Por su parte, los datos reales obtenidos del Formulario N°138 fueron los siguientes: consumo de combustible, nivel de actividad y emisión y el resto de los cálculos, fueron estimados.</p> <p>Como se observa en Tabla N° 6, GREENLAB UC no modificó las concentraciones de MP y SO2 para la muestra analizada, por lo que existe el riesgo de que se hayan mantenido errores provenientes de la Base de Datos de SISTAM INGENIERÍA, tal como se indicó más arriba respecto de las calderas de CMPC Pulp S.A. y CMPC Maderas S.A.</p> <p>Por lo anterior, se sugiere evaluar los valores de concentración de Material Particulado propuestos en la Base de Datos SISTAM INGENIERÍA y GREENLAB UC, ya que es poco probable que 15 de las 19 calderas analizadas, emitan la misma concentración de MP (500,15 mg/m3N), considerando que son equipos de diferentes tecnologías y años de fabricación.</p>	<p>Es importante mencionar que no se adjuntó base de datos técnica de las fuentes que faltan o que consideran datos diferentes a los reales. Por lo tanto, respecto a lo referido en los puntos i), ii) y iii) de vuestra observación, se agradece la información presentada y se evaluará su integración a la actualización del AGIES del proyecto definitivo.</p>
141	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>Observaciones al AGIES en cuanto a la estimación de contaminantes.</p> <p>Con respecto al Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), éste fue elaborado por el Departamento de Economía Ambiental del Ministerio del Medio Ambiente, a partir de la línea base de emisiones y emisiones proyectadas, para dos escenarios normativos.</p> <p>El número de calderas que compone el parque nacional, así como sus características, se estimó a partir de 2 bases de datos: ATS ENERGÍA (2015) y SISTAM INGENIERÍA (2013), consolidando una base de datos única, la que finalmente, GREENLAB UC filtró, reestimó y completó, generando así la Base de Datos consolidada de las fuentes que componen el</p>	<p>El estudio GreenLabUC (2016) proporcionó una base de datos para evaluar los diferentes escenarios regulatorios. A la fecha de la elaboración del estudio se propusieron dos escenarios regulatorios, que fueron evaluados en el mencionado estudio y que se presentaron en las reuniones de Comité operativo y Comité operativo ampliado, para apoyar la toma de decisión respecto al escenario definitivo del anteproyecto. Finalmente, la información anterior fue utilizada para generar el escenario regulatorio mejorado y que corresponde al propuesto en el Anteproyecto, Resolución N°459 de 2017 y el Análisis de Impacto económico y social (Agies) respectivo. Por lo tanto, se aclara que el análisis que se elaboró en GreenLabUC (2016) corresponde a los escenarios normativos previos, que fueron</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>parque nacional de calderas.</p> <p>A partir de dicha base de datos, GREENLAB UC concluyó que la cantidad de calderas existentes en el país sin PPDA son 1310 fuentes (387 PyME y 923 No PyME), que incluyen calderas del sector residencial, industrial y comercial/público. De estas calderas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 250 serían mayores o igual a 20 MWt; 205 estarían entre el rango de 3 a 20 MWt; y 127 tendrían una potencia térmica entre 1 y 3 MWt.</li> </ul> <p>De acuerdo a GREENLAB UC, dependiendo del escenario (más o menos exigente en emisión de MP), entre 274 y 281 fuentes existentes incumplirían los límites de emisión de MP y 186 fuentes existentes incumplirían los límites de emisión de SO2 (esto es sin considerar los PPDA).</p> <p>En su página 25, el AGIES señala que 271 calderas requieren abatimiento de MP y 7 calderas requerirán abatimiento de SO2. Dicho valor es considerablemente inferior a lo indicado por GREENLAB UC.</p> <p>En efecto, GREENLAB UC indica que del total de 271 fuentes de propiedad de empresas de menor tamaño, el 12 % no cumplirían en el contaminante Material Particulado. Es decir, 33 calderas de menor tamaño a nivel nacional. Sin embargo, el dato anterior (que sólo 33 calderas requerían sistemas de abatimiento), no es consistente con las conclusiones que se desprenden de la Tabla N°6 transcrita más arriba. Porque de acuerdo con dicha Tabla, sólo en la Región del Bío Bío, existen al menos 18 calderas que deben hacer inversiones para dar cumplimiento al límite para Material Particulado que establece el Anteproyecto.</p>	<p>mejorados, versión que fue publicada conjuntamente con el anteproyecto (Folios 492 al 520), razón por la cual los resultados no son comparables. Los resultados considerados en el Agies corresponden al escenario establecido para el Anteproyecto publicado.</p>
142	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>Observaciones al AGIES en cuanto a la estimación de costos de la Norma de Emisión.</p> <p>(i) El análisis de costos para los escenarios normativos incluyó costos de abatimiento y monitoreo (discreto y continuo) incurridos por el regulado, y costos de fiscalización en que incurre el Estado.</p> <p>El AGIES señala que los costos se estiman en base a tecnologías de abatimiento posibles para cada fuente y se escogió la tecnología para el equipo de control que tenga el</p>	<p>El desglose de los costos de inversión, operación y mantenimiento no se muestra debido a que para el modelo de optimización y obtención del costo se suman dichos costos, donde O&amp;M es dependiente del costo de inversión, de tal forma de obtener el total agregado y minimizar dicha variable, según contaminante. De todas maneras, se referencian las ecuaciones y valores por defecto que se utilizaron de la US EPA (2016) para los equipos de control considerados por contaminante. Además, en el informe de GreenLabUC (2016),</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>menor costo, que logre la reducción requerida por el Anteproyecto. También consideró los costos de operación y mantenimiento de los equipos de control. El análisis de costos realizados y la metodología de estimaciones asociadas, no desglosan adecuadamente los cálculos de costos de inversión en equipos de control, costos de operación y mantenimiento de ellos, lo que impide apreciar si están correctos o no.</p> <p>En este sentido, no es suficiente hacer referencias a los sistemas de abatimiento de la EPA y sus costos. Por el contrario, es necesario conocer detalles como si en el cálculo se estimaron los costos de instalación.</p> <p>Lo anterior es relevante ya que los costos son muy distintos cuando se piensa en una caldera nueva que incluye un equipo de mitigación versus una caldera ya instalada en un layout en la cual la instalación puede ser muy significativa en costos, debido, entre otras razones, a la falta de espacio.</p> <p>Asimismo, la metodología aplicada no permite apreciar con claridad el detalle de los costos de inversión en equipos de abatimiento. El Anexo III (costos de medidas de abatimiento) tabula costos de reducción de MP referido a USD/ton de USD años 1990 y 1995, pero no está claro el costo de inversión en filtro de Mangas o Precipitador Electrostático.</p> <p>Considerando que el Ministerio del Medio Ambiente tiene acceso a información de costos que incurren las empresas informada en la Ventanilla Única a través de la Declaración Jurada Anual, nos parece que dicha información (que es detallada y está actualizada), debiera emplearse para efectos de la estimación de los costos reales que una norma de esta naturaleza implicará para los regulados.</p>	<p>tabla 7-5, se realiza un análisis de los costos de reducción promedio por tonelada (USD/ton) considerando todas las fuentes evaluadas, donde se observa que los costos están dentro de los rangos reportados por la EPA y utilizados en los AGIES de PPDA anteriores (208 (USD/ton) para MP2,5, 3683 (USD/ton) para NOx y 1507 (USD/ton) para SO2). Los costos estimados se encuentran en los rangos reportados por AMEC (2012).</p> <p>En la estimación no se consideran costos de adecuación debido a que el análisis es de carácter general y la información base no permite diferenciar dicha componente en los costos para cada una de las fuentes.</p> <p>El documento de AGIES, en su tabla 17, incorpora un análisis de costos, en su valor presente, observados en el modelo, según contaminante y condición de EMT.</p> <p>Respecto de los reportes en gasto de protección ambiental, la información es innominada y no permite asociar variables relevantes para estimar un costo de abatimiento, como potencia, por ejemplo. Por lo tanto, no es aplicable a todo el rango de fuentes evaluadas toda vez que se trata de un análisis general, y se utilizan los costos por defecto de la US EPA en el modelo aplicado.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
143	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>(ii) Por otra parte, asumiendo como correcto que 274 fuentes existentes incumplirían los límites de emisión de Material Particulado y, por consiguiente, deben invertir en equipos de control para abatir dicho parámetro, la adquisición del mismo número de precipitadores electrostáticos de 1 campo tendría un costo de US\$ 45 millones en inversión inicial. El cálculo anterior es un cálculo conservador asumiendo que todas esas calderas tienen flujos inferiores a 80.000 m<sup>3</sup>N/hr.</p> <p>(iii) Alternativamente, para la adquisición de 274 filtros mangas, el gasto estimado supera los US\$ 28 millones en inversión inicial, a lo que hay que sumarle la mantención anual (US\$ 25.000 por equipo) y una vida útil del equipo de abatimiento de 5 años como máximo.</p> <p>Para ilustrar lo anterior, se adjunta una cotización de un precipitador electrostático belga recibido para una planta de nuestra empresa el año 2015.</p>	<p>En respuesta a su observación, se agradece la información presentada respecto al precipitador electrostático y se indica que el cálculo que se describe es probablemente una sobre simplificación del problema que implica una sobrestimación de los costos, dado que las 271 fuentes tienen características diferentes por las cuales requieren un dimensionamiento diferente del equipo de abatimiento.</p>
144	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>(iv) Siguiendo con el análisis, y asumiendo que es correcto que 186 fuentes existentes incumplirían los límites de emisión de SO<sub>2</sub>, hay que considerar los costos de capital por invertir en equipos de control para abatir dicho parámetro (costo de MMUS\$ 0,4 aprox.), capacitación del personal que operará dichos equipos, costos de mantención de los equipos y, costos de tratamiento del efluente en caso de usar scrubber húmedos.</p> <p>(v) De acuerdo GREENLAB UC, la proyección de crecimiento de las calderas (sin considerar la Región Metropolitana) corresponde a 3,3%. Se estima del orden de 6676 calderas nuevas al año 2026, de las cuales, 347 calderas serán entre 3 y 20 MWt y, 30 calderas serán mayores a 20 MWt.</p> <p>(vi) El AGIES también indica que para el total de fuentes nuevas mayores a 20 MWt, el costo total de capital de implementar el monitoreo continuo (CEMS) para los contaminantes NO<sub>x</sub>/SO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> es de USD 93.159 con costo anual de operación y mantención de USD 38.491 y, el costo total de capital para monitoreo continuo de MP es de USD 115.663 con costo anual de operación y mantención de USD 45.803 (USD 2016). Sin embargo, no queda claro cuántas fuentes fueron</p>	<p>En respuesta a sus observaciones, y en específico sobre los puntos consultados, se informa lo siguiente:</p> <p>iv) Sólo 7 fuentes existentes requerirían abatimiento de SO<sub>2</sub> (ver figura N° 8 del documento de AGIES).</p> <p>vi) En GreenLabUC (2016), tabla 7-13 se identifica por año la cantidad de fuentes para las cuales se estima el costo de monitoreo continuo, la cual alcanza, al 2027 las 57 fuentes.</p> <p>vii) El gasto estimado en costos de monitoreo en el AGIES asciende a 37 MMUSD en valor presente.</p> <p>viii) En GreenLabUC (2016), tabla 7-14 se identifica por año la cantidad de fuentes para las cuales se estima el costo de monitoreo discreto, la cual alcanza, al 2027 310 fuentes.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>consideradas en este análisis de costos de implementación de CMES, pues el informe final de GREENLAB UC indica que 57 fuentes tendrán CEMS el año 2027 (en el capítulo de análisis de costos) y que 30 calderas serán mayores a 20 MWt al año 2026 (en el capítulo de proyección de línea base). Por lo tanto, parece necesario clarificar si el análisis se hizo para 30 ó 57 calderas mayores o iguales a 20 MWt.</p> <p>(vii) Asumiendo como correcta la proyección de crecimiento, y que se instalarán 30 calderas nuevas mayores a 20 MWt entre el 2017 y 2027, éstas deberán contar con sistemas de monitoreo continuo (CEMS) acreditados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) para MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y otros gases.</p> <p>Sólo por adquirir 30 CEMS para cada uno de los parámetros regulados (MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>) y 30 opacímetros, el gasto estimado supera los US\$ 30 millones de inversión. A lo anterior debe sumarse el costo de validación anual de cada CEMS que es del orden de US\$ 30.000 anual por parámetro, asumiendo que no hay pérdida de validación.</p> <p>(viii) Para el cálculo de costos de mediciones discretas, no se aprecia en el AGIES si se consideró medición anual o semestral, tampoco si se consideró el muestreo de 2 (MP, NO<sub>x</sub>) ó 4 (MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CO) parámetros, dependiendo del rango de potencia de las calderas existentes, ni el número de calderas existentes <math>\geq 1</math> MWt que deben cumplir con dichas mediciones.</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
145	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>Estimamos necesario revisar el informe de GREENLAB UC pues hay contradicciones al comparar las fuentes existentes y el análisis de la proyección de crecimiento para el periodo 2016-2027. No parece lógico que el año 2017 sólo 19 fuentes realicen mediciones discretas y el año 2027 sólo 310 fuentes realicen mediciones discretas. Esto significaría que las 582 fuentes existentes <math>\geq</math> 1 MWT no debieran incurrir en costos de mediciones discretas desde la entrada en vigencia de la norma, lo que no es efectivo.</p> <p>(ix) El AGIES muestra en su parte final que, para la implementación del anteproyecto de Norma, el costo de abatimiento del total de las fuentes existentes para todos los parámetros regulados, es de MM USD 60 (en valor presente) y el costo de monitoreo es de MM USD 37 (en valor presente), lo que evidentemente, indican valores subestimados al comparar con los valores detallados en los párrafos precedentes.</p> <p>En suma, nos parece importante precisar estos aspectos en el AGIES de este Anteproyecto en base a la correcta estadística de parque existente (año 2016), proyección futura de emisiones (2016 al 2027) de calderas afectas a la futura norma de emisión, y a una adecuada estimación de costos de implementación.</p>	<p>En respuesta a su observación se indica que se revisará el número de fuentes sujetas a monitoreo discreto consideradas en el AGIES para reestimar el costo.</p> <p>Los costos fueron estimados siguiendo las guías de (US-EPA, 2016) en su guía CoST, realizando una comparación de los resultados con los rangos bajos y altos en el estudio realizado para la comunidad europea y reportados en (AMEC, 2012).</p>
146	AGIES	Empresas CMPC S.A.	<p>Observaciones al AGIES en cuanto a la estimación de beneficios de la Norma de Emisión.</p> <p>En cuanto al análisis del beneficio valorizado (MM USD 342 en valor presente), no queda claro que el costo asociado a los enfermos (admisiones hospitalarias por neumonía, bronquitis, etc.; visitas salas de emergencia asociadas a asma y días laborales) y mortalidad (asma crónica, cardiovascular, cardiopulmonar de largo plazo, etc.) se deba exclusivamente a la emisión de las calderas que serán reguladas por esta normativa. Más aún cuando ha sido el mismo Estado quien reconoce que una de las principales fuentes de Material Particulado fino es la combustión de leña de los hogares y no necesariamente, las fuentes que este anteproyecto de Norma regulará.</p> <p>Por ejemplo, el PPDA de Los Angeles indica que de acuerdo al</p>	<p>En respuesta a su observación, se indica que el cambio en las concentraciones ambientales de MP10 y MP2,5 se relaciona con la reducción del número de efectos en la salud de la población expuesta. La relación entre la reducción de emisiones de las fuentes reguladas con la reducción en concentraciones ambientales de MP2,5 se establece mediante un Factor de Emisión Concentración (FEC). Luego, el FEC utilizado corresponde al factor estimado para ciudades de Chile por Cifuentes (2010), el cual se extrapoló por provincia a nivel nacional. Debido a que la escala geográfica del FEC es provincial, las emisiones, inicialmente estimadas por fuente y agregadas por comuna, se agregan a nivel provincial también. Respecto a la reducción en concentración para MP10, considerando que sólo se cuenta con un FEC para la fracción fina del MP, se asume proporcional a la reducción en</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>inventario de emisiones anuales de MP 2.5 (año base 2012) la distribución de las responsabilidades en las emisiones son 96% combustión de leña residencial y 3,6 % corresponde a industrias.</p> <p>Considerando que el sistema de calefacción residencial del sur de Chile es similar al del resto de las ciudades donde aplicará la norma de calderas, nos parece que esta estadística debiera tenerse en cuenta en el AGIES de este Anteproyecto.</p> <p>A mayor abundamiento, no se encontró dentro de los antecedentes del AGIES la línea base de admisiones hospitalarias, visitas salas de emergencias, etc., en las comunas del país donde se aplicará esta regulación (comunas sin PPDA y para los contaminantes no regulados por PPDA en las comunas correspondientes) para comparar con los beneficios post implementación de la norma en cuestión.</p> <p>Es así como el Anexo 5.3 sólo indica valores unitarios de beneficios en Salud (Fuente: MMA 2011), sin distinguir por comunas con o sin PPDA, ni por tipos de fuentes que pudiesen generar efectos en la salud de la población.</p> <p>Por consiguiente, el AGIES no muestra si el análisis del beneficio valorizado logró excluir los efectos de las fuentes ubicadas en comunas que tienen PPDA, ni los efectos de las calderas de uso domiciliario destinadas a calefacción de una casa individual, ni los efectos de calderas afectas a otras normas de emisión (DS 13/2011, DS 29/2013), entre otras, sobre la salud de la población, asociadas a MP 2.5 y PM10.</p> <p>En suma, nos parece importante precisar estos aspectos en el AGIES de este Anteproyecto en base a una correcta valorización de beneficios.</p>	<p>concentración de MP2,5. Se recomienda leer la sección 2.4 del documento de AGIES.</p> <p>Respecto de la "línea base de admisiones hospitalarias", las tasas de incidencia base se detallan en el estudio "Actualización de tasas de incidencia base, valores unitarios por eventos de morbilidad y análisis de funciones dosis-respuesta para contaminación atmosférica" (Greenlab, 2015) disponible en el portal web <a href="http://www.sinia.cl">www.sinia.cl</a>.</p> <p>Los valores unitarios referidos en el anexo 5.3 del Informe de Análisis DE Impacto Económico y Social (Agies) representan, tal como lo explica la sección 2.5 de metodología de beneficios, la valoración unitaria (UF/caso) para asignar al cambio en los efectos debido a la norma. Asimismo, la modificación en los efectos se estima en base al cambio esperado en las concentraciones ambientales considerando las fuentes evaluadas.</p> <p>Los resultados de los beneficios valorizados se presentan de manera global para todo el país. Sin embargo, en el <b>ANEXO A</b> se muestra el resultado desagregado por provincia.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
147	AGIES	IANSAGRO S.A.	<p>Punto 1.6 se indica un costo valorizado por la reducción de la concentración al nivel de la norma de USD 60 millones en valor presente. Si esto considera el sector industrial a nivel nacional, creemos que este valor está subestimado, ya que de acuerdo a las inversiones ya realizadas en Plantas IANSA Los Ángeles y Ñuble, la inversión realizada para el abatimiento sólo de material particulado en un establecimiento industrial ha alcanzado USD 2.300.000. Lo anterior considerando las tres plantas azucareras de IANSA implicaría un costo de USD 6.900.000, más del 10% del valor asumido por ustedes a nivel nacional. Dada esta cifra, creemos que esta cifra debe ser nuevamente evaluada.</p>	<p>Es importante mencionar que no se adjuntaron antecedentes técnicos que fundamentan los valores entregados en la observación planteada. Respecto de los costos mencionados, se requiere de mayor información para contrastar o comparar con los costos utilizados en la elaboración del AGIES. En este sentido, cabe señalar que para la elaboración del Agies, el costo de abatimiento depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual influye en la determinación del equipo de abatimiento que se deba instalar, en base a un criterio de costo eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma). Por lo tanto, se considera la tecnología más costo eficiente para el nivel de reducción requerido.</p> <p>De todas maneras, el carácter del análisis es general, haciendo poco factible la evaluación de fuentes de manera individual, y debido a que las fuentes a nivel nacional presentan características diferentes se utiliza el modelo de costos de la EPA, que arroja resultados en el rango de AMEC (2012).</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
148	AGIES	SOFOFA	<p>b. Además, y sin perjuicio de lo que al respecto se desarrollará más adelante, en el Anteproyecto se ha optado por asumir que cualquier disminución en las emisiones conllevaría necesariamente un beneficio en la salud de las personas. Este supuesto –que no se desarrolla ni fundamenta mayormente- puede introducir sesgos relevantes en el diseño regulatorio, en el sentido de priorizar una regulación de muy bajo costo-efectividad, en circunstancias que otras fuentes, que explican la mayor parte de la potencia afectación de la salud, no sean objeto de control prioritario. En efecto, tal como se desprende de contenido del Anteproyecto, las emisiones a ser reguladas por la NEC ocurren en zonas que no han sido declaradas ni latentes ni saturadas por algún contaminante atmosférico (o en un “medio ambiente libre de contaminación”, según lo establece el literal m) del artículo 2° de la Ley 19.300), lo que entre otras consecuencias, implica, como se indicó, que una potencial reducción de dichas emisiones que es lo que busca la NEC) tendrá beneficios poco significativos (incluso, no cuantificables). Para fundamentar este punto hemos acompañado a la presente los siguientes antecedentes técnicos:</p> <p>i. El capítulo “13” del libro “Ingeniería Ambiental”, segunda edición, de J. Glynn Henry y Gary W. Heinke, “Contaminación del Aire”, Secciones 13.1, “La contaminación del aire en perspectiva” y 13.2, “Efectos de la contaminación del aire”, señala, en lo principal, lo siguiente:</p> <p>“Se han elaborado curvas similares (dosis-respuesta) a las que se muestran en las figuras 13-2 y 13-3 para muchos otros contaminantes. Con base en ellas podemos establecer estándares ambientales o niveles de calidad del aire a los cuales los efectos de los contaminantes no son detectables”. Es decir, la literatura técnica reconoce que existen concentraciones en el aire de contaminantes atmosféricos bajo las cuales no existen efectos detectables, y son precisamente en esos rangos de concentraciones sobre los cuales la NEC calcula beneficios ambientales, los cuales serían, según esta evidencia, o bien no cuantificables o significativamente menores a los considerados en la NEC.</p>	<p>En las calderas del país, existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión de alcance nacional. La mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>Por otro lado, la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>El Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros.</p> <p>Es importante mencionar, que la norma de emisión para calderas ha sido considerada desde fines de los años 90, donde se priorizó la regulación de grandes fuentes industriales, como termoeléctricas, fundiciones de cobre, calderas y procesos de combustión, priorización que se mantiene vigente hasta el día de hoy.</p> <p>Además, las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>ii. El artículo científico titulado “Methods for Detecting and Estimating Population Threshold Concentrations for Air Pollution-Related Mortality with Exposure Measurement Error”, publicado en la revista de corriente principal “Risk Analysis” Vol. 19, N° 3, 1999, de los autores Sabit Cakmak, quien ha realizado estudios para el caso de Chile, Richard T. Burnett y Daniel Krewski, todos de Health Canada, Ontario, Canadá, concluye que “Suponer un modelo lineal dado que el modelo con umbral era la forma correcta usualmente resulta en una sobre-estimación del número de muertes prematuras evitadas, excepto cuando la concentración del umbral es baja y para errores de medición altos”. Esta conclusión confirma que la metodología para el cálculo de beneficios mediante la linearización de las curvas dosis-respuesta (que se ha utilizado en este caso) es inadecuada.</p>	<p>del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Finalmente, en respuesta a su observación se indica que el cambio en concentraciones ambientales de MP10 y MP2,5 se relaciona con un cambio cuantitativo en sus efectos, de tal forma que si las concentraciones disminuyen los efectos se reducen. Los beneficios cuantificados y valorizados de la norma ascienden a 342 MMUSD.</p> <p>i. Las figuras referidas del libro Ingeniera Ambiental 13-2 y 13-3 tienen que ver con el SO2 y Flúor respectivamente, en consecuencia, Las conclusiones sobre estos contaminantes no aplican al MP2,5.</p> <p>En el caso del material particulado, la gran mayoría de los estudios (epidemiológicos de corte) se han realizado en lugares de concentraciones relativamente bajas si las comparamos con las observadas en Chile, de entre 5 y 30 ug/m3 y han demostrado efectos nocivos en esos rangos. Incluso, estudios recientes encuentran daño a partir de los 0.99 ug/m3 (Para mayor información, se sugiere consultar el siguiente texto: An Integrated Risk Function for Estimating the Global Burden of Disease Attributable to Ambient Fine Particulate Matter Exposure, Burnett et al 2014).</p> <p>Podemos concluir que los efectos nocivos del MP2,5 están siempre presentes, incluso en zonas que no se encuentren latentes o saturadas.</p> <p>ii. Las funciones dosis-respuesta utilizadas para mortalidad provienen de Pope et al. (2002). En este caso la función aplicada es de tipo log lineal. Creemos que la observación se refiere, más que a la linearización de la función, al uso de una función lineal en el sentido de considerar un daño marginal constante, sin considerar los niveles de concentración de la zona. Es este último aspecto el que se discute en la literatura</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>actualmente, dado que los estudios epidemiológicos han sido desarrollados para ser utilizados en rangos de 5 a 30 ug/m3. El problema de la función utilizada por el MMA de Pope et al. (2002) surge para concentraciones altas, mayores a las existentes en el estudio. Si bien se recoge el punto de la no conveniencia de utilizar funciones de daño constantes, este problema no es tal para concentraciones bajas, si no que para concentraciones demasiado altas.</p> <p>En todo caso, el Ministerio del Medio Ambiente está trabajando para incorporar la nueva literatura de funciones dosis respuestas discontinuas, de acuerdo a las concentraciones observadas en el país.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
149	AGIES	SOFOFA	<p>En la presente sección entregamos antecedentes que permiten fundar que el Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) en el que se basa el Anteproyecto presenta limitaciones de importancia que ponen en duda las conclusiones en él contenidas.</p> <p>a. El AGIES se basa en antecedentes que proporcionan información incompleta, imprecisa y que presenta errores metodológicos relevantes. Tal como se desprende del expediente de la NEC, los costos de esta regulación se estimaron sobre la base del informe “Antecedentes para la Elaboración de la Norma Nacional de Calderas y Procesos de Combustión (Hornos de Vidrio y Cementeras), Informe Final v.4” de GreenLab, que presenta una cantidad considerable de imprecisiones, que, de no ser corregidas, pueden redundar en la imposición de costos deficientemente justificados o improcedentes, producto de la implementación de la NEC en la forma en que ha sido planteada. A continuación se presentan algunos de los errores metodológicos del aludido informe:</p> <p>i. Considera costos de equipos de control de emisiones para EE.UU., no para Chile, siendo los últimos significativamente mayores a los primeros, debido a costos de traslado, montaje, etc.</p> <p>ii. Los costos estimados por Greenlab para las fuentes existentes en Chile son significativamente menores que los costos por defecto propuestos por la EPA incluso para fuentes ubicadas en EE.UU.</p> <p>iii. El Anteproyecto no considera los efectos de “holgura” que requieren los equipos de control; es decir, la diferencia entre el valor normado y la concentración “objetivo” que establece el titular de una fuente emisora para efectos de diseño de un sistema de abatimiento. Por ejemplo, si la norma establece un límite de 50 mg/m<sup>3</sup>N, para asegurar de esa forma el cumplimiento de la norma.</p> <p>iv. Asimismo, la NEC tampoco considera el efecto denominado de “aumento discretos”; esto es, la limitación del mercado en cuanto a la disponibilidad de sistemas de control de emisiones, los cuales son diseñados para ciertos tamaños y/o</p>	<p>Tanto el AGIES del Anteproyecto como la actualización de costos y beneficios para el proyecto definitivo corresponden solamente a uno de los múltiples antecedentes para la toma de decisión de la autoridad y sirven para nutrir los procesos de Participación Ciudadana, el Consejo Consultivo y el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático. Por lo tanto, el AGIES no debe ser considerado como el único o definitivo antecedente para la elaboración de la norma de emisión. Otros antecedentes corresponden, por ejemplo, a la información geográfica y demográfica, datos históricos, situación política y la percepción pública respecto a la contaminación.</p> <p>a) La base de datos con que se trabaja fue elaborada según la mejor información disponible y basándose en información histórica nacional para las estimaciones de crecimiento del parque. Los datos base que se utilizaron corresponden a ATS Energía (2015) y SISTAM (2013), debido a que son los más recientes que tienen información procesada completa sobre las calderas, a saber, potencia, concentración, emisiones, ID de fuente, etc. Aun así, debido a que existe información incompleta o incorrecta, mediante la consultoría de GreenLabUC (2016) se uniformó, sistematizó y completó la información disponible, además de proyectar el parque de calderas en el futuro. Para mayor referencia, se sugiere revisar el estudio elaborado por GreenLabUC (2016), ya que se detallan los procesos de mejora de información practicados, y por cuanto además, constituye hoy en día la mejor información disponible. Por otro lado, la base de datos de las declaraciones a través del formulario F138 contiene solamente datos de emisiones, y no se cuenta con datos de potencia, concentraciones, etc.</p> <p>i. Se revisará la estimación practicada, de tal forma de evaluar la incorporación de los costos de traslado como una componente del costo estimado en caso de encontrar literatura específica que respalde supuestos para una evaluación de un rango amplio como la realizada para la elaboración de la norma de emisión .</p> <p>ii. En el análisis se considera que el costo de abatimiento</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>capacidades, por lo que difícilmente existirá un sistema de abatimiento que cumpla exactamente con la concentración objetivo de diseño solicitada al proveedor, por lo que se deberá adquirir alguno con una mayor capacidad, con el consiguiente incremento en el costo. Una dimensión asociada a este concepto también corresponde a los plazos de implementación, que deberían ser revisados al igual que los valores propuestos.</p>	<p>depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual indica el equipo de abatimiento a instalar según un criterio de costo eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma).</p> <p>iii. Como se mencionó en la sección 2.3 del documento de AGIES, el equipo de control es elegido en base al mínimo costo que logre la reducción requerida por la Norma. Por lo tanto, se asigna una eficiencia de abatimiento de la tecnología de abatimiento “k”, asignada a la fuente “i” para el contaminante “j” que es mayor o igual a la eficiencia de reducción requerida por la norma, de tal forma que se otorga flexibilidad para la elección del equipo de control.</p> <p>En relación a lo anterior, cabe tener presente que los sistemas de control son diseñados de manera específica para cada fuente (i.e. para ciertos tamaños y capacidades, entre otros), factor que no es fácilmente comprendido en un análisis de costo-beneficio aplicado a una normativa de alcance nacional; en este sentido, el AGIES constituye un método de análisis de impactos de carácter general.</p> <p>iv. La gradualidad de la norma, se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará con mayor detalle su observación, para incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
150	AGIES	SOFOFA	<p>v. La metodología de estimación de costos de Greenlab no considera que los equipos de abatimiento deben instalarse para alcanzar una concentración máxima de salida, independiente de las horas de operación anual que tengan. Al respecto, es importante hacer notar dos puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La NEC no hace distinción ni se hace cargo de aquellas fuentes que no operan en forma continua. Es decir, una caldera, aunque funcione sólo algunos meses u horas al año, deberá implementar un sistema de control de emisiones que resultará en un alto costo en relación a su operación. Esto es particularmente injustificado cuando se tiene en cuenta que los mayores problemas de contaminación atmosférica observados en el país se tienen en la zona centro-sur producto de las emisiones asociadas a uso domiciliario por quema residencial de leña, redundándose nuevamente en un enfoque normativo que se prioriza injustificadamente.</li> <li>• La metodología utilizada por Greenlab, al no considerar las horas de operación de las fuentes, ya que basó los costos en las toneladas de emisiones reducidas, sin mínimo, generó distorsiones muy significativas en los costos de abatimiento para las fuentes que operan pocas horas al año. Este error genera resultados que develan la muy relevante subestimación de costos en que incurre el respaldo a la NEC tales como atribuir costo, como valor presente en 12 años, de sólo USD 1,3 (aproximadamente \$1000 (mil pesos) para cumplir la norma de una fuente de 3,1 MW de potencia. A este respecto, nos remitimos al Anexo 1 que se acompaña a la presente, que contiene un listado de algunas fuentes para las cuales el costo asociado al cumplimiento de la norma es menor al mínimo costo de instalación de un equipo de abatimiento. Con todo, como Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía, venimos en reiterar nuestro ofrecimiento de desarrollar un trabajo colaborativo para efectos de implementar adecuadas metodologías para el desarrollo del AGIES.</li> <li>• A modo de caso de estudio, es posible señalar el ejemplo de la empresa “Cervecería y Maltería La Calera S.A.”, que posee una caldera en el rango de potencia entre 3 y 20 MW, la que</li> </ul>	<p>v. El supuesto de evaluación de costos del AGIES efectivamente supone una concentración máxima de salida a cumplir, debido a que corresponde al límite de emisión evaluado. Las horas de operación no constituyen un criterio evaluable respecto de la eficiencia de abatimiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El diseño de la regulación, considera establecer límites de emisión de acuerdo al tamaño de la potencia térmica y al combustible utilizado por la caldera. Efectivamente no consideró las horas de funcionamiento, considerando para la regulación aplicable a las calderas el tipo y concentración de emisiones que genera la combustión de combustibles más sucios.</li> </ul> <p>Respecto a la regulación internacional, las calderas que funcionan menos de 100 horas en el caso de Suiza y 500 horas en la Comunidad Europea y el IFC Grupo del Banco Mundial, son eximidas del cumplimiento de los límites de emisión. Pero, igualmente la Comunidad Europea aplica un valor límite de emisión de partículas más laxo en el caso de instalaciones que quemen combustibles sólidos. En el caso de Estados Unidos, establecen requerimiento diferenciados a subcategoría de calderas de temporada, definidas como calderas de petróleo y biomasa que se apagan por al menos 7 meses consecutivos cada período de 12 meses debido a las condiciones estacionales.</p> <p>Por lo tanto, se evaluará con mayor detalle su solicitud respecto a calderas que son utilizadas como respaldo, para efecto de ser incorporadas al contenido de la norma de emisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Respecto de los costos mencionados, se requiere de más información para poder realmente contrastar o comparar con los costos utilizados en el AGIES. Al respecto, en el modelo de estimación de costos se considera que el costo de abatimiento depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual indica el equipo de abatimiento a instalar según un criterio de costo-eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma). Por lo tanto, se considera la tecnología más costo eficiente para el nivel de reducción requerido.</li> </ul>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>según el estudio de GreenLab su costo de cumplimiento de la NEC sería de USD 12.266 como valor presente neto en 12 años. Ahora bien, esta fuente requeriría de un equipo de control de emisiones para dar cumplimiento a la norma, cuyo costo sería aproximadamente de USD 444.300 como valor presente neto según valores de la EPA, muy superior al considerado por GreenLab. Como esta, existen cerca de 500 otras fuentes de pequeñas y medianas industrias para las cuales el costo de cumplimiento de esta norma sería muy significativo y que nos e refleja en el AGIES.</p> <p>vi. No considera que algunas fuentes ya cuentan con sistemas de abatimiento, y por lo tanto, no considera que los costos para reducir emisiones en ausencia de equipos de control son considerablemente menores que los costos para reducir emisiones en ausencia de equipos de control son considerablemente enormes que los costos para reducir diferenciales de emisiones en aquellas fuentes que ya tienen sistemas de abatimiento (costos crecientes al tratar emisiones con concentraciones decrecientes).</p> <p>vii. El catastro de fuentes usado para el AGIES es inadecuado, tanto porque omite una cantidad significativa de unidades de emisión, como porque adiciona otras injustificadamente.</p> <p>viii. Los costos totales presentados por GreenLab no coinciden con los finalmente considerados en el Anteproyecto, y en el expediente no es posible determinar cuáles fueron los ajustes realizados.</p>	<p>vi. En el AGIES se considera que el costo de abatimiento depende de la eficiencia de reducción requerida por contaminante, lo cual indica el equipo de abatimiento a instalar según un criterio de costo eficiencia (mínimo costo que logre la reducción requerida por la norma). Por otro lado, debido a que el análisis es general y se evalúa el límite de emisión establecido en la norma, el supuesto base corresponde a la implementación de un sistema de abatimiento.</p> <p>vii. La base de datos con que se trabaja fue elaborada según la mejor información disponible y basándose en información histórica regional para las estimaciones de crecimiento del parque. Los datos base que se utilizaron corresponden a ATS Energía (2015) y SISTAM (2013), debido a que son los más recientes que tienen información procesada completa sobre las calderas, a saber, potencia, concentración, emisiones, ID de fuente, etc. Aun así, debido a que existe información incompleta o incorrecta, mediante la consultoría de GreenLabUC (2016) se uniformó, sistematizó y completó información faltante, además de proyectar el parque de calderas en el futuro. Para mayor referencia, se sugiere revisar GreenLabUC (2016), ya que se detallan los procesos de mejora de información hechos que constituye hoy en día la mejor información disponible para evaluar. Se agradece la identificación genérica de brechas de información, pero es importante mencionar que la agrupación no adjuntó base de datos detallada de manera que se pueda complementar técnicamente la base de datos utilizada para el AGIES.</p> <p>viii. En relación a éste punto de la observación presentada, Los costos mencionados no coinciden porque el informe elaborado por GreenlabUC evaluó otros escenarios normativos (ver sección 6.2 de GreenLabUC 2016). La metodología de estimación de costos utilizada en el AGIES se desarrolla en la sección 2.6 del documento de AGIES.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
151	AGIES	SOFOFA	<p>b. El AGIES no ha considerado ciertos estándares fundamentales que debiese cumplir toda nueva regulación, circunstancia que redundaría en una subestimación de los costos que significaría la implementación de la NEC, tal como se precisará a continuación:</p> <p>Sin entrar en mayores detalles, cabe remitirse al derecho comparado, en particular en el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés) de los estándares para contaminantes atmosféricos para Calderas y Procesos, llevado a cabo por la Agencia de Protección del Ambiente de Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés), en el que se evalúan los siguientes costos, que no se consideran en la metodología aplicada al AGIES.</p> <p>i. Ajustes de mercado por cambios en la oferta y demanda de bienes y servicios producidos, incluyendo los cambios en precios, producción, importaciones, exportaciones y consumo.</p> <p>ii. Costos sociales, debido a que parte de los costos de abatimiento son trasladados a los consumidores, mediante un aumento de los precios de bienes y servicios.</p> <p>iii. Costos de ingeniería, los que incluyen todos los servicios que será necesario contratar con el fin de cumplir el marco regulatorio, no sólo para la adquisición e instalación de equipamiento, sino que también para las adaptaciones que se requieran realizar en las instalaciones y los procesos productivos (cambio de equipos, sustitución de combustibles, ampliación de instalaciones, u otros).</p> <p>iv. Efectos en el empleo, principalmente por una reducción de los puestos de trabajo debido al ajuste de costos.</p> <p>v. Análisis de costos con mayor profundidad para pequeñas y medianas empresas.</p> <p>vi. Análisis de costos sectoriales, que aborde los costos de cada sector en relación a la adopción de las mejores tecnologías disponibles para alcanzar los límites de emisión propuestos.</p>	<p>El análisis de los costos en el AGIES involucra una evaluación de carácter general y solamente se evalúan los impactos directos (costos y beneficios) de la norma. Por lo tanto, los costos mencionados en los puntos i), ii) y iv) de vuestra observación no se incluyen en el análisis realizado. Respecto del punto iii), se revisará el AGIES para evaluar la integración del costo de ingeniería como una proporción del costo del sistema de abatimiento. Se aclara que el observante no adjuntó antecedentes técnicos suficientes y específicos que respalden los supuestos para una evaluación de un rango amplio como la sugerida en su observación.</p> <p>En relación al punto vi), los resultados (tabla N°18, del documento de AGIES, Folio 492 y siguiente del expediente público) muestran el efecto distributivo según categoría CIU. Tratándose del punto v), cabe tener presente que el parque de calderas existentes, conforme lo indicado en la figura N° 8 del documento de AGIES, se muestra que solamente 7 fuentes excederían los límites de emisión consagrados en la norma. Luego, enfocándonos en el análisis de costos de las fuentes existentes, a que se refiere la tabla 17 del documento de AGIES, del total de 45 MM USD de costo de abatimiento para fuentes existentes, el 85% corresponde a abatimiento de SO<sub>2</sub>, donde las fuentes que no pertenecen a empresas de menor tamaño (EMT) componen casi la totalidad de los costos. El resto de los costos de abatimiento, estimados en 15 MM USD, corresponde a abatimiento de fuentes nuevas proyectadas.</p> <p>De todas maneras, la mejor tecnología disponible para cada sector implica una evaluación detallada que dependerá más que del sector, de las características específicas de las fuentes, por lo que no es atingente en este tipo de análisis. Por otro lado, tal como se ha indicado anteriormente, en el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt, se evaluará incorporar una mayor gradualidad, de manera de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
152	AGIES	SOFOFA	<p>c. En cuanto a la estimación de los beneficios de la NEC. La metodología de “beneficios marginales” empleada (sobre la base del informe de Greenlab) no resulta aplicable a la NEC porque –como se aprecia del Art. 2 del Anteproyecto- la NEC pretende regular zonas cuyo medio ambiente se encuentra libre de contaminación. Al respecto: la “Guía Metodológica para la elaboración de un AGIES para instrumentos de gestión de calidad del aire” (MMA, 2013), basa su análisis de beneficios en el cambio de la “incidencia” como consecuencia del incremento en la concentración de un contaminante en el aire. Este concepto se basa en la relación “concentración-respuesta”, es decir, el efecto que produce sobre la salud de las personas una variación en la concentración de un contaminante en el aire. Por simplicidad, la función matemática que representa dicha relación “concentración-respuesta” para el parámetro MP2,5, que se transcribe a continuación. Por lo tanto, dicha “aproximación” es válida sólo para un rango de concentraciones, alejándose de los valores reales en los extremos. Es decir, en aquellos casos en que la concentración en el ambiente del MP2,5 es muy baja o muy alta, se aleja del modelo de aproximación, y la incidencia difiere de la aproximada.</p> <p>Para el caso en cuestión este tema es de crucial importancia, pues la NEC tiene por objetivo principal regular las emisiones de calderas que se ubican en zonas que no cuentan con planes de descontaminación, es decir, en áreas cuyo medio ambiente se encuentra libre de contaminación (según literal m) del artículo 2° de la Ley 19.300) (por cuanto no han sido declaradas saturadas o latentes y no cuentan con planes de prevención o descontaminación), con concentraciones atmosféricas que cumplen la normativa de calidad y/o bajas o muy bajas. Como puede observarse en la figura, el riesgo se elimina para bajas concentraciones, por lo que asumir el valor “linealizado” (aproximado) conlleva errores metodológicos relevantes, tal como se explicó anteriormente sobre la base de las conclusiones de Cakmak et al. (1999), y a lo indicado en la publicación “Ingeniería Ambiental” (Glynn y Heinke, 1999). De considerarse lo indicado en esos documentos, se requeriría</p>	<p>Se recuerda que las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Respecto a sus observaciones se indica lo siguiente:</p> <p>i. Las figuras referidas del libro Ingeniera Ambiental 13-2 y 13-3 tienen que ver con el SO2 y Flúor respectivamente. Las conclusiones sobre estos contaminantes no aplican sobre el MP2,5.</p> <p>En el caso del material particulado, la gran mayoría de los estudios (epidemiológicos de corte) se han realizado en lugares de concentraciones relativamente bajas si las comparamos con las observadas en Chile, de entre 5 y 30 ug/m3 y han demostrado efectos nocivos en esos rangos. Incluso, estudios recientes encuentran daño a partir de los 0.99 ug/m3 (Para mayor información se sugiere consultar el siguiente texto: An Integrated Risk Function for Estimating the Global Burden of Disease Attributable to Ambient Fine Particulate Matter Exposure, Burnett et al 2014).</p> <p>Podemos concluir que los efectos nocivos del MP2,5 están siempre presentes, incluso en zonas que no se encuentren latentes o saturadas.</p> <p>ii. Las funciones dosis-respuesta utilizadas para mortalidad provienen de Pope et al. (2002). En este caso la función aplicada es de tipo log lineal. Creemos que la observación se refiere, más que a la linearización de la función, al uso de una función lineal en el sentido de considerar un daño marginal constante, sin considerar los niveles de concentración de la zona. Es este último aspecto el que se discute en la literatura científica actualmente, dado que los estudios epidemiológicos</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			determinar un umbral por sobre el cual es posible establecer efectos sobre la salud de la población (en Chile esos umbrales se denominan normas de calidad ambiental, y existen tanto para los parámetros MP 10 como SO <sub>2</sub> ), y una linealización de la curva dosis-respuesta sólo sobre dicho umbral.	han sido desarrollados para ser utilizados en rangos de 5 a 30 ug/m <sup>3</sup> . El problema de la función utilizada por el MMA de Pope et al. (2002) surge para concentraciones altas, mayores a las existentes en el estudio. Si bien se recoge el punto de la no conveniencia de utilizar funciones de daño constantes, este problema no es tal para concentraciones bajas si no que para concentraciones demasiado altas. En todo caso, el Ministerio del Medio Ambiente está trabajando para incorporar la nueva literatura de funciones dosis respuestas discontinuas, de acuerdo a las concentraciones observadas en el país.
153	general	Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	La norma es sólo de calderas y no contempla otros procesos de combustión aun cuando se indica en título y en consideraciones generales. Favor aclarar que pasará con otros procesos de combustión distintos a caldera.	La norma de emisión aplicará solamente a calderas, los procesos podrán ser considerados en otra regulación.
154	general	Mödingen Hnos. S.A. Cecinas Llanquihue	La normativa se remite exclusivamente a caldera, sin considerar otros procesos de combustión, situación no clara desde el título de la Normativa	La norma de emisión aplicará solamente a calderas, los procesos podrán ser considerados en otra regulación.
155	general	BHP CHILE INC	Resolución Exenta N°459 se indica material particulado como "MP" se solicita especificar si ello se refiere a MP10 o MP2,5. De acuerdo a lo declarado el 2016 en VU, las estimaciones que arroja el sistema están en toneladas/año y los límites de la norma están en mg/m <sup>3</sup> N, ¿es posible que puedan darnos una equivalencia? Lo anterior con la finalidad de realizar un análisis comparativo entre las emisiones declaradas y los límites indicados en la resolución.	En respuesta a su observación, se informa que el material particulado (MP) es el contaminante que más incide en la generación de eventos de mortalidad y morbilidad en la población. Este contaminante se clasifica según su diámetro, característica de la cual depende la intensidad de sus impactos en la salud. Existen dos métricas comúnmente utilizadas para clasificar el material particulado: partículas menores a 10 micrones conocidas como MP10 y partículas menores a 2,5 micrones, conocidas como MP2,5. De esta forma, en el MP10 se pueden distinguir dos fracciones, la fracción gruesa, es decir, entre 2,5 y 10 micrones y la fracción fina, menor a 2,5 micrones. Por las chimeneas de las calderas se emiten distintos contaminantes entre los cuales se encuentra el MP. La cuantificación de emisiones de MP y otros contaminantes se puede realizar por distintas metodologías: 1) el muestreo y medición de las emisiones; y 2) la estimación mediante factores de emisión. El Muestreo y Medición corresponden a una cuantificación directa de las concentraciones de salida emitidas en una

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>chimenea, a través de un equipo instalado in situ, en forma permanente o discrecional. Por un lado se cuenta con la medición con Métodos de Referencia: Recolección de una muestra, a través de un equipo de muestreo (tren de muestreo), para posterior análisis en laboratorio (MP) o medición in situ (gases) por un periodo acotado, entrega la concentración de salida y el flujo representativo del momento de la medición.</p> <p>Por otro lado, cabe considerar el método de Medición Continua: Corresponde al muestreo y/o medición en tiempo real de las emisiones, a través por ejemplo de un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS).</p> <p>La estimación corresponde a una Cuantificación indirecta de las emisiones, a través de factores de emisión, asociados al proceso productivo específico y el nivel de actividad anual de la fuente emisora (horas de operación, consumo combustible, etc.).</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
156	general	IANSAGRO S.A.	La norma de emisión de calderas debiese contemplar, mencionar o hacer nexos con otras instituciones para buscar formas de obtener apoyo económico mediante subsidios o fondos concursables, para aquellas empresas que requieran realizar grandes inversiones económicas para poder alcanzar los límites en los plazos exigidos por la presente normativa.	<p>Al respecto, cabe considerara que la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>Así, el Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros. La norma de emisión para calderas se encuentra priorizada desde fines de los años 90, donde además se priorizó las termoeléctricas y fundiciones que ya se encuentran reguladas.</p> <p>Respecto a las normas de emisión, y conforme lo dispuesto en el artículo 33, literal a) ,del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, éstas constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de prevenir la contaminación o de sus efectos, y de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 4° del mismo cuerpo legal, las normas de emisión se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental.</p> <p>Luego en respuesta a su observación, y teniendo presente la normativa referida anteriormente, vuestra solicitud excede al ámbito de regulación que corresponde a la normas de emisión. Sin perjuicio de lo anterior, cabe tener presente que existen otras instituciones como el Consejo Nacional de Producción Limpia (CPL) (organismo público-privado dependiente del</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>Ministerio de Economía - CORFO), que mediante los "Acuerdos de Producción Limpia" (APL) podría articular al mundo público y privado desde la voluntad, la confianza y la cooperación, promoviendo la modernización y la competitividad de los sectores productivos mediante el fomento de la Producción Limpia.</p> <p>El APL es un convenio de carácter voluntario celebrado entre una asociación empresarial representativa de un sector productivo y los organismos públicos competentes en materias ambientales, sanitarias, de higiene y seguridad laboral, eficiencia energética e hídrica y de fomento productivo, cuyo objetivo es aplicar la Producción Limpia a través de metas y acciones específicas en un plazo determinado para el logro de lo acordado.</p> <p>El objetivo de los APL es mejorar las condiciones productivas y ambientales en términos de higiene y seguridad laboral, eficiencia energética e hídrica, reducción de emisiones, valorización de residuos, buenas prácticas, fomento productivo y otras temáticas abordadas por el acuerdo, buscando generar sinergias y economías de escala así como el cumplimiento de las normas ambientales que propenden al aumento de la productividad y la competitividad de las empresas.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
157	general	IANSAGRO S.A.	<p>La norma de emisión de calderas debiese contemplar apoyo técnico especializado a las empresas que requieran abatir contaminantes, de forma de ayudar a conseguir resultados óptimos en cuanto a reducción de contaminantes e inversión. En otras palabras, es necesario contar con un listado de empresas de ingeniería validadas por la autoridad ambiental para apoyar en soluciones de ingeniería conceptual y básica.</p>	<p>Al respecto, cabe considerar que la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>Así, el Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros. La norma de emisión para calderas se encuentra priorizada desde fines de los años 90, donde además se priorizó las termoeléctricas y fundiciones que ya se encuentran reguladas.</p> <p>Respecto a las normas de emisión, y conforme lo dispuesto en el artículo 33, literal a) ,del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, éstas constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de prevenir la contaminación o de sus efectos, y de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 4° del mismo cuerpo legal, las normas de emisión se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental.</p> <p>Luego en respuesta a su observación, y teniendo presente la normativa referida anteriormente, vuestra solicitud excede al ámbito de regulación que corresponde a la normas de emisión. Sin perjuicio de lo anterior, cabe tener presente que existen otras instituciones como el Consejo Nacional de Producción Limpia (CPL) (organismo público-privado dependiente del</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>Ministerio de Economía - CORFO), que mediante los "Acuerdos de Producción Limpia" (APL) podría articular al mundo público y privado desde la voluntad, la confianza y la cooperación, promoviendo la modernización y la competitividad de los sectores productivos mediante el fomento de la Producción Limpia.</p> <p>El APL es un convenio de carácter voluntario celebrado entre una asociación empresarial representativa de un sector productivo y los organismos públicos competentes en materias ambientales, sanitarias, de higiene y seguridad laboral, eficiencia energética e hídrica y de fomento productivo, cuyo objetivo es aplicar la Producción Limpia a través de metas y acciones específicas en un plazo determinado para el logro de lo acordado.</p> <p>El objetivo de los APL es mejorar las condiciones productivas y ambientales en términos de higiene y seguridad laboral, eficiencia energética e hídrica, reducción de emisiones, valorización de residuos, buenas prácticas, fomento productivo y otras temáticas abordadas por el acuerdo, buscando generar sinergias y economías de escala así como el cumplimiento de las normas ambientales que propenden al aumento de la productividad y la competitividad de las empresas.</p>
158	general	SOFOFA	<p>Análisis del Anteproyecto: Observaciones en relación con el "Diagnóstico" presentado en el Anteproyecto. De la revisión detallada del diagnóstico presentado en el Anteproyecto es posible identificar, los siguientes hechos:</p> <p>a. El Anteproyecto señala que el 13% de las fuentes aporta el 60% de las emisiones totales de MP; un 58% de las emisiones totales de SO<sub>2</sub> y un 55% de las emisiones totales de NO<sub>x</sub>, y que esas fuentes no cuentan con exigencias de un límite de emisión. Esta aseveración no es del todo correcta, por cuanto una parte importante de esas emisiones se encuentran reguladas por RCAs, circunstancia que no ha sido advertida ni considerada, ni ponderada en el expediente. En definitiva, se trata de un primer supuesto base que, a nuestro juicio, es errado, y que debe ser abordado adecuadamente. Se debe tener presente que, el hecho que dichas fuentes cuenten con RCA, implica que han sido objeto de procesos de evaluación</p>	<p>En el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, las resoluciones de calificación ambiental (RCA) son otorgadas a los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases. Para el caso de calderas, éstas pueden ser comprendidas en el contexto de la evaluación de proyectos, tales como centrales generadoras de energía mayor a 3 MW o en alguno de los proyectos de dimensiones industriales, mencionadas en el artículo 10, de la Ley N° 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Es uno de los principales instrumentos preventivos de gestión ambiental, que se ha consolidado en nuestro país tras casi 20 años de funcionamiento, con más de 14.500 resoluciones de calificación ambiental favorable, que ha ido evolucionando debido a la nueva institucionalidad ambiental, los mayores niveles de participación ciudadana, un aumento de la sensibilidad ambiental, cambios socioculturales y económicos</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>ambiental en los cuales se han analizado y establecido condiciones específicas a sus emisiones y, en casos, a sus efectos sobre la calidad del aire, resultando dicho instrumento más idóneo y efectivo, pues ha considerado las circunstancias específicas de la fuente y su entorno.</p> <p>Por otro lado, tras una revisión de los registros del Reglamento de Emisiones y Transferencias Contaminantes (RETC), es posible concluir que el número total de fuentes que estaría afecta a la NEC es el 39% y no el 13% indicado. En otras palabras, en el Anteproyecto no se están considerando los registros oficiales en la materia (que indican que la cantidad de fuentes a regular sería el triple que la que señala) y, por ende, respecto de esta situación no se ha realizado el análisis de su incidencia en las emisiones totales ni se ha considerado el tamaño de las mismas. En consecuencia, los análisis de costos y beneficios no han considerado esta circunstancia del todo relevante.</p>	<p>del país, nuevas tecnologías y una mayor experiencia nacional e internacional en materia de evaluación ambiental de proyectos. el SEIA comprende el establecimiento de criterios e implementación respecto de los contenidos de una DIA o EIA, los pronunciamientos sectoriales asociados, la normativa ambiental aplicable, la identificación y valoración de los impactos ambientales, entre otros.</p> <p>Por otra parte, durante el proceso de elaboración de la norma de emisión de calderas, se recopilaron antecedentes respecto a calderas comprendidas en proyectos que cuentan con una RCA favorable en comunas que no tienen plan de descontaminación, entre el periodo 2012 al 2016, obteniendo como resultado que a las calderas no se fijaron límites de emisión para ningún contaminante.</p> <p>Debido a lo anteriormente expuesto, se evaluará ampliar el rango de búsqueda y variables, de modo de complementar o mejorar los antecedentes en el respectivo expediente.</p> <p>Finalmente en relación con los límites de emisión fijados en resoluciones de calificación ambiental, las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán cumplir con los límites establecidos en la norma, salvo que los límites máximos fijados en las respectivas resoluciones de calificación ambiental sean más exigentes, en cuyo caso se deberá aplicar y dar cumplimiento a estos últimos, tal como ocurre con otras fuentes reguladas como las relacionadas a termoeléctricas.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
159	general	SOFOFA	<p>c. En algunas citas a recomendaciones internacionales particularmente de la Organización Mundial de la Salud, de la OCDE y del Banco Mundial, expuestas en el texto del Anteproyecto se han omitido pasajes sumamente relevantes, haciendo referencias inexactas, parciales y/o sacadas de contexto. En efecto, de la forma en que se han citado dichas fuentes se da a entender que la iniciativa de llevar a cabo una NEC sería necesaria consecuencia de la aplicación de recomendaciones internacionales. No obstante, las citadas referidas no responden a los términos generales que se plantean en dichos documentos, generando de esta manera un contexto sesgado de un supuesto sustento internacional a esta norma. A continuación se exponen ejemplos de aspectos que se abordarán en los documentos referidos y que no fueron tomados en cuenta en la NEC.</p> <p>El documento de la OMS señala textualmente:</p> <p>i. Las normas nacionales en función del enfoque adoptado con el fin de equilibrar los riesgos para la salud, la viabilidad tecnológica, los aspectos económicos y otros factores políticos y sociales de diversa índole, que a su vez dependerán, entre otras cosas, del nivel de desarrollo y la capacidad nacional en relación con la gestión de la calidad del aire. En los valores guía recomendados por la OMS se tiene en cuenta esta heterogeneidad y se reconoce, en particular, que cuando los gobiernos fijan objetivos para sus políticas deben estudiar con cuidado las condiciones locales propias antes de adoptar las guías directamente como normas con validez jurídica.</p> <p>Al respecto, el expediente de la NEC carece de antecedentes necesarios sobre, por ejemplo, viabilidad tecnológica, aspectos económicos, políticos y sociales que pudieran “equilibrar”, usando el término de la OMS, los límites propuestos por la norma el caso chileno. Por el contrario, los antecedentes disponibles dan cuenta de la búsqueda de los estándares más exigentes del mundo para ser aplicados directamente en Chile, sin analizar adecuadamente los aspectos de contexto recomendados por la propia OMS.</p> <p>ii. El proceso de fijación de normas debe orientarse más bien a alcanzar las concentraciones más bajas posibles teniendo en</p>	<p>Efectivamente y sin intención de manipular el contexto, en la versión final del anteproyecto fue modificada la palabra "examinar" por "adoptar", de manera que se hicieran más comprensible al lenguaje sencillo.</p> <p>Por otro lado, el expediente cuenta con tres estudios donde se especifican las tecnologías de control de emisiones, que corresponden a los 3 estudios técnicos del anteproyecto: (1) Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales, elaborado por Ambiosis para CONAMA, Junio 2008; (2) Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial, realizado por Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción, Abril 2012 y (3) Estudio: “Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos de combustión en el sector industrial, comercial y residencial”, de SISTAM, Febrero 2014 y el respectivo Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES), desarrollado con el escenario regulatorio de esta norma. Además, los valores de límites de emisión han sido actualizados según la tendencia de la regulación internacional y mejor tecnología disponible.</p> <p>Respecto a los objetivos para sus políticas, en el caso de Chile, el Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, aprobado mediante Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros.</p> <p>Respecto a los valores establecidos, los límites de emisión para calderas existentes tienen mayor coherencia con los límites de emisión para calderas establecidos en planes de descontaminación de la zona sur del país. Se exceptúan de la regulación las calderas existentes menores a 1 MWt, que podrían ser reguladas a través de norma de emisión contenidas en planes de prevención o descontaminación en las</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>cuenta las limitaciones, la capacidad y las prioridades en materia de salud pública en el ámbito local. La evaluación cuantitativa del riesgo ofrece un procedimiento para comparar situaciones hipotéticas alternativas de control y estimar el riesgo residual asociado con un valor guía.</p> <p>Los comentarios realizados al punto anterior también son aplicables a este caso, pues el expediente de la NEC carece totalmente de un análisis de las limitaciones, capacidad y prioridades en materia de salud pública de Chile.</p> <p>iii. Se alienta a los países a examinar la adopción de una serie de normas cada vez más estrictas y a hacer un seguimiento de los progresos mediante la vigilancia de la reducción de emisiones y la disminución de las concentraciones de MP. (destacado agregado).</p> <p>Esta última cita se utilizó en la Sección 1.1 del “Anteproyecto de NEC, Recomendaciones a nivel internacional respecto a la presente regulación”, pero se eliminó el texto destacado en negrita (“a examinar”), cambiando significativamente el sentido de la cita al transformar una recomendación de evaluación en una recomendación de adopción.</p>	<p>zonas declaradas latentes o saturadas, según corresponda. En los límites para las calderas nuevas se consideró las mejores tecnologías disponibles y se regula calderas desde los 75 kWt de potencia térmica de la caldera y considera límite de emisión de NOx para calderas nuevas desde 1 MWt.</p> <p>Aun así, se revisará la gradualidad de la norma, que se entiende como el tiempo que se otorga al regulado para que logre adaptarse a la regulación. En el caso de calderas existentes de potencia mayor a 1 MWt y calderas nuevas, se considerará su observación para incorporar una mayor gradualidad en la aplicación de la norma de emisión de calderas, con el objeto de minimizar el impacto sobre los sectores industrial, comercial e institucional.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
160	general	SOFOFA	<p>Respecto al documento citado del Banco Mundial (IFC), en él se expone lo siguiente:</p> <p>i. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas debe basarse en la opinión profesional de personas idóneas y con experiencia. En los casos en que el país receptor tenga reglamentaciones diferentes a los niveles e indicadores presentados en las guías, los proyectos deben alcanzar los que sean más rigurosos en vista de las circunstancias específicas del proyecto, debe incluirse como parte de la evaluación ambiental del emplazamiento en cuestión una justificación completa y detallada de cualquier alternativa propuesta, en la que ha de demostrar que la selección del nivel de desempeño alternativo que protege la salud humana y el medio ambiente. Sobre este punto es interesante destacar que cuando se refiere a los niveles regulados, se refiere a aquellos que se presentan a continuación en la Tabla 1, los que son aproximadamente diez veces mayores a los propuestos por la NEC, y aún en ese caso se permite el establecimiento de normas de emisión con valores superiores a ellos, si las condiciones de localización lo permiten, o si se demuestra que protegen adecuadamente la salud humana y el medio ambiente. Por lo tanto, no es efectivo que dar cumplimiento a la recomendación del IFC de “evitar, reducir al mínimo y controlar los efectos adversos de las emisiones al aire sobre la salud de las personas, la seguridad y el medio ambiente” se deban establecer límites con el nivel de exigencia que plantea la NEC.</p> <p>ii. Comprender la probabilidad de ocurrencia y la gravedad de los riesgos de medio ambiente, salud y seguridad, tomando como base:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La naturaleza de las actividades que conforman el proyecto, si las mismas van a generar cantidades significativas de emisiones o efluentes o si estas implican el uso de materiales o procesos peligrosos.</li> <li>• Dar prioridad a estrategias de manejo de riesgos, con el objetivo de lograr una reducción generalizada de riesgos para la salud de las personas y para el medio ambiente dando prioridad a la prevención de efectos irreversibles y/o impactos</li> </ul>	<p>Respecto a los párrafos presentados, se debe aclarar que efectivamente se presentan en el contexto de todas las Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad, para diferentes instalaciones. En la "Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad, GUÍAS GENERALES: INTRODUCCIÓN" se indica que "Las emisiones provenientes de fuentes fijas deben ser evitadas y controladas de acuerdo con lo dispuesto en las prácticas internacionales recomendadas para la industria vigentes en el sector industrial de que se trate, dependientes de las condiciones ambientales, mediante la aplicación combinada de modificaciones de procesos y controles sobre las emisiones". Además, presenta una serie de recomendaciones relativas a la altura de las chimeneas de emisión y a emisiones de pequeñas instalaciones de combustión, basadas en la tendencia de la regulación internacional y la tecnología existente al momento de la dictación de la guía, correspondiente a 30 de abril de 2007. A la fecha, todas las regulaciones en las que se basa la guía han sido actualizadas, por lo tanto, si bien constituyen una base para la normativa propuesta, se consideraron para la determinación de los valores límites de emisión, las prácticas internacionales vigentes para la industria.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>significativos.</p> <p>Las mismas Guías Generales sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad del IFC (Guías del IFC) citadas en los considerandos de las NEC recomiendan límites de emisión para pequeñas instalaciones de combustión (3 a 50 MWt) los que se presentan en la Tabla 1. En ésta se incluyen los límites aplicables corregidos según lo dispuesto en el literal d) del Art. 3 del Anteproyecto (esto es, en base a las “condiciones normales”, según este términos ahí se define), en comparación con los límites de la NEC. (Cuadro se encuentra en Anexo de observaciones N°11).</p> <p>Como se puede apreciar los límites de emisión establecidos por la NEC son significativamente más bajos que los recomendados por el IFC, los que incluso pueden superarse en caso que se realice una evaluación ambiental que asegure la protección de la salud de la población.</p> <p>En términos cuantitativos, puede concluirse que los límites de la NEC equivalen a: Menos de dos tercios del valor recomendado por el IFC para MP; un quinto para SO<sub>2</sub>; y desde un décimo a la mitad para NO<sub>x</sub></p> <p>Es decir, en prácticamente todos los casos, los valores del Anteproyecto de NEC están significativamente por debajo de los valores recomendados por el IFC, llegando incluso a un 9% para el NO<sub>x</sub> en el caso de calderas a gas mayores o iguales a 20 MWt.</p>	

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
161	general	SOFOFA	<p>La OCDE, por su parte, recomienda los mismos valores de emisión que el IFC, por lo que las conclusiones anteriores también son extensivas a la cita del texto de la OCDE, el cual, cuando se refiere a “la imposición de valores límite de emisiones y efluentes basados en mediciones técnicas a las grandes plantas industriales”, se refiere a límites similares a los que se indican para el IFC en las Tablas 1 y 2, muy diferentes a aquéllos considerados en la NEC. Es decir, la recomendación de la OCDE es establecer límites equivalentes a los de la Tabla 1, muy superiores a los que propone la NEC, por lo que nuevamente esta referencia internacional está erróneamente utilizada o sacada fuera de contexto.</p> <p>A todo lo anterior, se suman las siguientes circunstancias relevantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para las zonas en que la regulación asociada a la NEC pretende actuar, se omite un análisis de calidad del aire, en términos de caracterización físico-química, que muy probablemente puede ser indicativo, como se ha refrendado con antecedentes de la quema de leña para uso residencial, lo cual, de abordarse de manera prioritaria, permitiría un enfoque de mucho mayor costo-efectividad.</li> <li>2. Según se desprende del diseño de la NEC, en zonas declaradas latentes o saturadas, que aún no cuenten con planes de prevención o descontaminación vigentes, aplicarían por defecto los valores propuestos por la NEC, dándose la situación de entrada en vigencia de valores para ciertos contaminantes, que pueden ser aún más exigentes que los derivados del análisis desarrollado para el diseño de tales planes.</li> <li>3. Se presentan casos de fuentes potencialmente afectas a la NEC a las que ya les resulta aplicable el denominado “impuesto verde” regulado en el artículo 8 de la Ley 20.780, y no se justifica esta superposición de regulaciones existiendo, por ende, una doble carga técnica y económica para los regulados.</li> </ol>	<p>En la guía mencionada se indica que "Las emisiones provenientes de fuentes fijas deben ser evitadas y controladas de acuerdo con lo dispuesto en las prácticas internacionales recomendadas para la industria vigentes en el sector industrial de que se trate, dependientes de las condiciones ambientales, mediante la aplicación combinada de modificaciones de procesos y controles sobre las emisiones". Además, presenta una serie de recomendaciones relativas a la altura de las chimeneas de emisión y a emisiones de pequeñas instalaciones de combustión, basadas en tendencia de la regulación internacional y la tecnología existente al momento de la dictación de la guía, correspondiente a 30 de abril de 2007. A la fecha, todas las regulaciones en las que se basa la guía han sido actualizadas, por lo tanto, si bien significan una base, se consideró en los valores límites de emisión las prácticas internacionales vigentes para la industria.</p> <p>Respecto a las observaciones presentadas, se informa que la Constitución Política de la República de Chile, en su artículo 19, asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Asimismo, consagra el deber del Estado de velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. Además, indica que la Ley podrá establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.</p> <p>El Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros.</p> <p>Por otro lado, las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente.) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
				<p>contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>En el país existen diversos instrumentos para la gestión ambiental, como son los instrumentos correctivos establecidos a través de planes de descontaminación o prevención, los instrumentos económicos que producen modificaciones en el comportamiento ambiental de los agentes como son el impuesto verde y los instrumentos preventivos como esta norma de emisión a nivel nacional.</p> <p>Además, la mayor efectividad de las herramientas de gestión ambiental se logra cuando son aplicadas a priori, no sólo en términos ambientales sino también económicos y sociales, logrando una mayor eficiencia en el uso de materias primas y energía, y una reducción en la generación de emisiones y el costo asociado a su tratamiento.</p> <p>Respecto al impuesto verde, en el país existen más de 10 mil calderas, de las cuales menos del 2% corresponde a calderas afectas a este impuesto verde.</p> <p>Finalmente, considerando los niveles de emisión de las calderas existentes, que no cuentan con una regulación establecida en un plan de descontaminación y los antecedentes entregados en los puntos anteriores, se consideró regular las calderas existentes a partir de una potencia térmica mayor o igual a 1MWt, a través de la norma de emisión de calderas.</p>
162	general	SOFOFA	<p>Forma Inadecuada de agrupar las Fuentes de Emisión. Experiencia comparada: Por otra parte, hemos identificado que en la NEC se han agrupado las fuentes, para su regulación, de acuerdo a su potencia térmica y al combustible que utilizan. Por lo mismo, se agrupan fuentes cuyas características difieren y que no son consideradas en forma adecuada, como por ejemplo, ocurre en normas internacionales o en otros países; por ejemplo, las fuentes son reguladas según el tipo de procesos industriales y por</p>	<p>Efectivamente, en la regulación internacional, existen regulaciones separadas para cierto tipo de fuentes o procesos, que fueron investigadas a posteriori y que finalmente establecieron los mismos o similares límites de emisión para aquellas fuentes de emisión que se excluyeron inicialmente, indicando además practicas adicionales a otras fuentes de emisión diferentes a las calderas.</p> <p>Tal como se indicó anteriormente, el Ministerio del Medio Ambiente cuenta con el Primer Programa de Regulación</p>



N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>sectores. A saber:</p> <p>a. En la directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación), los valores límite de emisión no se aplican a calderas de recuperación en instalaciones destinadas a la producción de pulpa (Artículo 30 valores límite de emisión, apartado 8).</p> <p>b. La EPA promulgó regulaciones para calderas existentes y nuevas (Boile National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants, NESHAP). Una regulación se aplica a fuentes mayores (major sources ), la otra se orienta a fuentes de área (area sources ), esta última excluye: calderas a gas, calderas duales, calderas que queman residuos sólidos, calderas residenciales y calderas recuperadoras (Heat Recovery Steam Generators), entre otras fuentes. En general, las fuentes excluidas de esta norma son controladas por regulaciones específicas, a saber:</p> <p>a. Calderas y fuentes de procesos reguladas por la sección 129 del Clean Air Act (ACC).</p> <p>b. Calderas de recuperación y hornos regulados por 40 CFR parte 63, subparte MM.</p> <p>Los ejemplos anteriores sumados a la gran cantidad de tipos de calderas, combustibles, tamaños, proceso y fuentes existentes en el país, permiten concluir que una norma de emisión general, que regule todo tipo de calderas, no constituye un instrumento adecuado para controlar emisiones. La experiencia comparada sugiere continuar con la elaboración de normas de emisión por sector (termoeléctricas, fundiciones, instalaciones para incineración y co-incineración, plantas de celulosa kraft, etc), como se ha realizado en Chile hasta la fecha.</p>	<p>Ambiental 2016-2017, Resolución Exenta N° 177, de 10 de marzo de 2016, que establece la priorización de políticas, planes y programas en materia de aire y cambio climático, que contempla la norma de emisión para calderas y los planes de descontaminación, entre otros instrumentos. La priorización se basa en estudios elaborados para CONAMA por AMBAR (2001), donde se indicó la regulación a grandes fuentes industriales, a saber: termoeléctricas, fundiciones de cobre, calderas y procesos de combustión y que se mantiene vigente hasta el día de hoy. A la fecha se cuenta con la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, establecida en el D.S. N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente; la Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento, contenida en el D.S. N° 29 de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente; y la Norma de Emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico, contenida en el D.S. N° 28 de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente. Por lo tanto, procede la regulación de todas las calderas, que en el caso de calderas existentes se regula a partir de una potencia térmica mayor o igual a 1 MWt, sin perjuicio de las excepciones contenidas en la misma norma de emisión.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
163	general	SOFOFA	<p>En relación con los límites propuestos y la débil justificación desde el punto de vista de la política regulatoria: Al revisar los límites de emisión de los Planes de Descontaminación (PDAs) vigentes, los límites que propone el Anteproyecto parecen demasiado exigentes e, incluso en algunos casos, más exigentes que los establecidos en algunos PDAs. Esto resulta difícil de comprender por cuanto, conceptualmente, esta norma debiera regular áreas que no han sido declaradas saturadas o latentes y que no cuentan con planes de prevención o descontaminación. A continuación daremos algunos ejemplos que permiten concluir que los límites de emisión establecidos en la NEC propuesta no son adecuadamente justificados, y los efectos que se generan de esta situación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La NEC, cuyo objetivo es regular fuentes presentes en áreas que no han sido declaradas saturadas o latentes y que no cuentan con planes de prevención o descontaminación, posee límites iguales o más exigentes que los PDAs revisados, cuyo objetivo es regular precisamente zonas latentes o saturadas.</li> <li>• En efecto, los límites de la NEC son más exigentes que: <ul style="list-style-type: none"> <li>o El límite para MP para calderas nuevas a gas y combustibles líquidos de potencia &gt; 20MW (20mg/m<sup>3</sup>N NEC vs 30 mg/m<sup>3</sup>N PDA de Coyhaique),</li> <li>o El límite de SO<sub>2</sub> para calderas nuevas a gas (50-100 mg/m<sup>3</sup>N NEC vs 200-400 mg/m<sup>3</sup>N PDAs de Osorno, Chillán- Chillán Viejo, Talca- Maule y Temuco- Padre Las Casas), y</li> <li>o El límite de SO<sub>2</sub> para calderas existentes de potencia &gt; 20 MW (400 mg/m<sup>3</sup>N NEC vs 600 mg/m<sup>3</sup>N PDAs de Osorno, Chillán- Chillán Viejo, Talca- Maule y Temuco-Padre Las Casas hasta 2021)".</li> </ul> </li> <li>• Lo anterior no sólo constituye una contradicción evidente, sino también un incentivo a que ciertas calderas, especialmente aquellas más pequeñas que están sujetas a menores exigencias –que no requieran compensaciones u otras obligaciones- se instalen en zonas latentes o saturadas o en zonas ya sujetas a planes (es decir, “zonas contaminadas”), por tener límite de emisión más laxos, lo que resulta contradictorio desde el punto de vista de la política</li> </ul>	<p>Se recuerda que las normas de emisión constituyen un instrumento de gestión ambiental que podrá utilizarse con el objetivo de la prevención de la contaminación o de sus efectos (Artículo 33, literal (a) del Decreto Supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente) y se definen como aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental (Artículo 4 del mismo decreto).</p> <p>Por otro lado, es importante aclarar que el artículo 4 y 5 del anteproyecto no establecen límite de emisión de MP para el combustible gaseoso.</p> <p>Respecto al límite de emisión de MP para calderas nuevas que utilizan combustible líquido se indica que el valor es coherente con el establecido tanto en las regulaciones de los PDA de la zona sur del país, como en los PDA aplicables a zonas industriales o megaciudades.</p> <p>Respecto al límite de emisión de SO<sub>2</sub>, se mantiene la coherencia indicada anteriormente y se estableció una coordinación con la gradualidad otorgada en los PDA con la gradualidad otorgada con el límite de emisión de SO<sub>2</sub>.</p> <p>De todas maneras se evaluarán y revisarán los antecedentes entregados, a fin de obtener una norma de emisión para calderas coherente con la regulación nacional existente.</p>

N°	Artículo	Observante	Observación	Respuesta
			<p>regulatoria.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Adicionalmente, las exigencias excesivas de esta norma eliminan el incentivo ambiental a fuentes que se ubican en zonas con planes de prevención o de descontaminación atmosférica a salir de ellas. Esto ocurre porque los límites para fuentes existentes en los planes resultan ser más laxos que aquellos para fuentes nuevas de la NEC, incentivando la permanencia de las fuentes en zonas con planes, contrario a la lógica regulatoria que deben buscar estos instrumentos de gestión ambiental.</li> </ul> <p>Por lo mismo, la NEC, a cargo de regular las emisiones en zonas “no contaminadas”, debería considerar límites de emisión menos restrictivos que los planes y, eventualmente, focalizar su accionar sólo en aquellas fuentes nuevas, de manera de asegurar que las zonas cuyo medio ambiente se encuentre libre de contaminación se mantengan preventivamente en dicha categoría aun cuando nuevos procesos productivos se desarrollen en ellas. Ello realmente sería consistente con un enfoque preventivo.</p>	
164	general	SOFOFA	<p>De todo lo anteriormente señalado, se estima que la NEC carece de los fundamentos metodológicos mínimos para sustentarse y, además, no se justifica su aplicación como política pública.</p>	<p>En respuesta a su observación, se indica que en el diseño de la regulación se consideraron los siguientes enfoques: (1) Asegurar efectividad y eficiencia en la reducción de las emisiones, reducciones verificables y fiscalizables, junto a la reducción de cargas administrativas; (2) Considerar la tendencia de la regulación nacional e internacional, incluyendo las mejores técnicas y tecnologías; (3) Utilizar un lenguaje y terminología simplificada; (4) Gradualidad; (5) Coherencia con otros instrumentos ambientales; y (6) Considerar múltiples beneficios (co-beneficios), los cuales se pueden revisar en el respectivo expediente público de la norma.</p>

**VIII. Anexo de observaciones**

Anexo 1

	Norma	Valor típico	Norma	Valor típico	Norma	Valor típico
<b>Combustible</b>	<b>MP</b>	<b>MP</b>	<b>NOx</b>	<b>NOx</b>	<b>SO2</b>	<b>SO2</b>
Carbón	50 a 30 500	Necesita sistema abatimiento	300 250	Cumple ajustado	400 1800 (*)	Necesita sistema abatimiento
Leña	50 a 30 240	Necesita sistema abatimiento	300 155	Cumple	400 10	Cumple con holgura
Diesel	30 a 20 20	Muy ajustado	200 200	Muy ajustado	400 60	Cumple con holgura
Petróleo	6 30 a 20 95	Necesita sistema abatimiento	200 480	Necesita sistema abatimiento	400 700	Necesita sistema abatimiento
GN GNL	No hay	13	100 a 30	120 normal 60 Low NOx.	100 a 50 3	Cumple con holgura. No tiene sentido fijar norma

(\*) Depende de contenido de azufre en carbón.

Anexo 2

- La base de datos no incluye calderas de la industria forestal de la región. Solo a modo de ejemplo se incluye el análisis realizado por 3 empresas socias:

Empresa	Alguno de los errores detectados en Base de Datos AGIES
Empresas CMPC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duplica información de algunas calderas</li> <li>• Modifica el tipo de combustible utilizado</li> <li>• Modifica la potencia de la algunas calderas</li> </ul>
Celulosa Arauco y Constitución S.A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Considera grupos electrógenos como calderas</li> <li>• Incluye calderas dadas de baja</li> <li>• No incluye varias calderas de poder de gran tamaño (&gt;20 MWt)</li> </ul>
Eagon Lautaro S.A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No incluye una de sus calderas</li> </ul>

- La base de datos asigna concentraciones a las calderas según ciertos criterios, sin embargo, y tal como se muestra en la tabla adjunta, asignar valores fijos, por ejemplo, de concentración de MP. Estos errores en las concentraciones asignadas generan errores en el cálculo de los costos de abatimiento de las fuentes.

Combustible	
Biomasa, calderas de potencia >20 MWt	Asigna una concentración de MP igual a 400,2 mg/m <sup>3</sup> para todas las calderas cuya concentración original era desconocida. Es imposible que todas las calderas tengan la misma concentración, y esa información es pública en RETC.
Viruta, calderas de potencia >20 MWt	Asigna una concentración de MP igual a 1056,5 mg/m <sup>3</sup> para todas las calderas cuya concentración original era desconocida. Es imposible que todas las calderas tengan la misma concentración, y esa información es pública en RETC.

- La base de datos asume concentraciones muy bajas en relación a las concentraciones medidas e informadas anualmente al RETC.

Algunos asociados realizaron una comparación entre las concentraciones asignadas a sus calderas y las concentraciones medidas e informadas en el RETC, evidenciándose diferencias que evidentemente tienen un efecto e impacto en el análisis de los costos de la norma:

Caldera	Valor de concentración asignado en base de datos AGIES	Valores reales mediciones informadas al RETC.
Concertación de MP en caldera de potencia > 20 MWt	29,3 mg/m <sup>3</sup>	62,4 mg/m <sup>3</sup>
Concertación de MP en caldera de potencia > 20 MWt	0,3 mg/m <sup>3</sup>	18 mg/m <sup>3</sup>
Concertación de SO <sub>2</sub> en caldera de potencia > 20 MWt	5,2 mg/m <sup>3</sup>	39 mg/m <sup>3</sup>

Anexo 3

**b) Discrepancias entre la información propia y la información de que señalan las Bases de Datos de SISTAM INGENIERÍA (2013) GREENLAB UC (2016).**

Se advierte que existen importantes discrepancias entre la información de potencia (según SISTAM INGENIERÍA) y tasa de consumo (GREENLAB UC) y la información propia que posee CMPC respecto de sus aserraderos y plantas de remanufactura. Lo anterior se transcribe en la siguiente TABLA N°1.

**Tabla N°1: Datos de Potencia Térmica según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC**

	Datos de la fuente (SISTAM)	SISTAM	GreenLab UC	Potencia térmica (fuente CMPC)
		Potencia	Tasa de consumo	
Planta <u>Bucalemu</u>	Marca SIME, Fuente CA003419M01-6	19,8 MWt	19,8 <u>MWht/h</u>	0,1 MWt
Planta <u>Remanufactura Los Ángeles</u>	Marca SIME, Fuente CA003355M01-6	0,1043 MWt	0,0 <u>MWht/h</u>	0,1 MWt
Planta <u>Remanufactura Coronel</u>	Marca SIME, Fuente CA003438M01-2	7,63x10 <sup>-6</sup> MWt	0,0 <u>MWht/h</u>	< 0,1 MWt
Planta <u>Nacimiento</u>	Marca SIME, Fuente CA003391M01-2	0,1155 MWt	0,1 <u>MWht/h</u>	0,1 MWt
Planta <u>Mulchen</u>	Marca NOVA FLORIDA, Fuente CA006074M01-k	0,1223 MWt	0,0 <u>MWht/h</u>	0,1 MWt

Anexo 4

**Tabla N°2: Valores de Concentraciones (mg/m3N) de MP y SO2 según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC para Planta Laja.**

Planta Laja		
	Caldera Biomasa <u>Acuotubular</u>	Caldera Recuperadora
Valor Informado 2015 MP	18 (biomasa)	15 (licor negro)
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , MP	0,279 (petróleo N°6)	2,32 (petróleo N°6)
	0,287 (licor negro)	2,39 (licor negro)
	0,0207 (propano)	0,15 (propano)
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , MP	0,3 (licor negro)	2,4 (licor negro)
Valor informado 2015, SO2	347 (biomasa)	2 (biomasa)
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , SO2	293,78 (petróleo N°6)	1.4868,90 (petróleo N°6)
	283,00 (licor negro)	1.468,13 (licor negro)
	0,0020 (propano)	0,010 (propano)
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , SO2	283,2 (licor negro)	0,0 (licor negro)

**Tabla N°3: Valores de Concentraciones (mg/m3N) de MP y SO2 según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC para Planta Santa Fe.**

Planta Santa Fe				
	Caldera Recuperadora 1 (licor negro)	Caldera Recuperadora 2 (licor negro)	Caldera Biomasa 1 (biomasa)	Caldera Biomasa (biomasa)
Valor Informado 2015 MP	22,3	28,3	8,2	5,4
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , MP	2,39	2,39	10	10
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , MP	2,4	2,4	10	10
Valor informado 2015, SO2	2,67	0,4	3,35	5,1
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , SO2	1.416,13	1.416,13	5,2	5,2
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , SO2	670	2,4	5,2	5,2



**Tabla N°4: Valores de Concentraciones (mg/m3N) de MP y SO2 según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC para Planta Pacifico.**

Planta Pacifico				
	Caldera Biomasa (biomasa)	Caldera Recuperadora (licor negro)	Caldera auxiliar (petróleo 6)	Caldera auxiliar (petróleo 6)
Valor Informado 2016 MP	14,8	44		
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , MP	6,54	39,9		
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , MP	6,5	39,9		39,9
Valor informado 2016, SO2	39	1,2		
Valor propuesto <u>SISTAM</u> , SO2	27.500	670		
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , SO2	5,2	670	670	670

**Tabla N°5: Valores de Concentraciones (mg/m3N) de MP y SO2 según SISTAM, GreenLab UC y Fuente CMPC para Planta Mulchén, Planta Nacimiento y Planta Constitución.**

	Planta <u>Mulchén</u>		Planta <u>Nacimiento</u>	Planta <u>Constitución</u>
	Caldera Biomasa 1	Caldera Biomasa 2	Caldera biomasa	Caldera biomasa
Valor Informado RETC 2016 MP	146	164	241	339,9
Valor propuesto <u>SISTAM INGENIERIA</u> , MP	246	227	226	500,15
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , MP	246	227	413	500,2
Valor propuesto <u>SISTAM INGENIERIA</u> , SO2	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Valor propuesto <u>GreenLab UC</u> , SO2	5,2	5,2	5,2	5,2

**NOTA:** no hay datos declarados en el RETC para el SO2.

Anexo 5

Tabla N°6: Extracto de Base de Datos SISTAM INGENIERÍA y GreenLab UC, considerando empresas de menor tamaño

ESTABLECIMIENTO	COMUNA	RUBRO	MODELO	CAUDAL (m³N/h)	POTENCIA (Mwt)	HORAS FUENTE (h/año)	MP				SO <sub>x</sub>			
							SISTAM Concen (mg/m³)	GreenLab Concen (mg/m³N)	SISTAM Emisión (ton/año)	GreenLab Emisión (ton/año)	SISTAM Concen (mg/m³N)	GreenLab Concen (mg/m³N)	SISTAM Emisión (ton/año)	GreenLab Emisión (ton/año)
Industrias de Maderas S.A	Cabrero	Caldera Industrial	Igneotubular	6.735,08	3,81	7.848	500,15	500,15	26,43	16,63	5,21	5,2	0,28	0,17
Masonite Chile S.A.	Cabrero	Caldera Industrial	Caldera con ciclón	119.191	22,76	7.386	52,7	52,7	46,38	23,2	12,8	5,2	11,8	2,29
Kimwood S.A	Cabrero	Caldera de Calefacción	HBFS 6.5	41.374,89	12,57	7.752	35,45	35,44	11,37	11,37	0,5	0,5	0,16	0,16
Woody Chile S.A	Los Ángeles	Caldera Industrial	Mixta	11.651,06	6,58	5.040	500,15	500,15	29,37	29,37	5,21	5,2	0,31	0,3
Agroforestal Nahuelbuta Ltda.	Los Ángeles	Caldera Industrial	Impiante	3.194,72	1,81	4.416	500,15	500,15	7,06	7,05	5,21	5,2	0,07	0,07
Agrícola y Forestal El Bolzón Ltda.	Los Ángeles	Caldera de Calefacción	Compo CB12 NA°47	7.397,84	4,18	936	500,15	500,15	3,46	3,46	0	0,014	0	0
Promasa S.A Planta Puertas	Los Ángeles	Caldera Industrial	PT-1000	1.914,73	1,22	6.289	500,15	500,15	6,02	128,18	Sin dato	1,38	0,02	0,36
Promasa S.A Planta Remanufactura	Los Ángeles	Caldera Industrial	No se distingue	32.856,61	18,57	7.800	500,15	500,15	128,18	128,18	1,39	1,38	0,36	0,36
Promasa S.A Planta Remanufactura	Los Ángeles	Caldera Industrial	No se distingue	21.593,68	12,20	144	500,15	500,15	1,56	1,55	1,38	1,38	0	0,0043
Maderas San Cristóbal Ltda.	Los Ángeles	Caldera Industrial	No se distingue	2.367,31	1,34	5.760	500,15	500,15	6,82	6,82	0,59	0,59	0,01	0,0081
Aserraderos JCE S.A	Los Ángeles	Caldera Industrial	CEA 20.000	28.214	24,29	7.307	993	405,39	204,60	170,6	Sin dato	5,2	4,76	2,19
Timberni Ltda.	Los Ángeles	Caldera de Calefacción	Igneotubular	19.573,65	3,20	7.325	70,86	70,68	10,16	10,16	0,84	0,84	0,12	0,12
Embalajes Standard Ltda.	Los Ángeles	Caldera Industrial	Dos domos	3.126,84	1,77	6.668	500,15	500,15	10,43	10,43	5,21	5,2	0,11	0,11
Laminadora Los Ángeles S.A	Los Ángeles	Caldera Industrial	Sin información	9.374,11	5,30	6.023	500,15	500,15	28,24	28,24	Sin datos	5,2	Sin datos	0,29
Laminadora Los Ángeles S.A	Los Ángeles	Caldera Industrial	Tipo escocesa	8.429,58	4,76	6.066	500,15	500,15	25,57	25,57	5,21	5,2	0,27	0,27
Industrializadora de Maderas Borver Ltda.	Negrete	Caldera Industrial	No se distingue	7.488,43	4,23	6.648	500,15	500,15	24,90	28,9	0	0,0	0	0
Sociedad Maderera Diamon Ltda.	Mulchén	Caldera Industrial	Bano Italia	5.858,50	3,31	7.728	500,15	500,15	22,64	22,64	1,21	1,2	0,05	0,05
Forestal Celco S.A Planta Canteras	Quilleco	Caldera Industrial	DANK-TC	27.298,10	13,92	4.728	500,15	500,15	64,55	64,55	5,19	5,19	0,67	0,67
Forestal Celco S.A Planta Canteras	Quilleco	Caldera Industrial	WAGNER	25.192,63	14,24	24	500,15	500,15	0,3	0,3	0	5,2	0	0,03

Anexo 6

Tabla N° 1: Límite máximo de emisión de MP y CO Calderas nuevas de potencia técnica mayor o igual a 300 kWt y menor a 1 MWt			
Estado del Combustible	Monóxido de carbono (CO) mg/m <sup>3</sup> N		
	Anteproyecto	Alemania	Confederación Suiza
Sólido	125	300	500

Anexo 7

Tabla N° 2: Límite máximo de emisión de MP, SO <sub>2</sub> Y NO <sub>x</sub> Calderas nuevas de potencia técnica mayor o igual a 1 MWt y menor a 3 MWt				
Estado del Combustible	Material Particulado (MP) mg/m <sup>3</sup> N			
	Anteproyecto	Confederación Suiza	Comunidad Europea	Alemania
Líquido	30	50	50	50

Anexo 8

Tabla N° 3: Límite máximo de emisión de MP, SO <sub>2</sub> Y NO <sub>x</sub> Calderas nuevas de potencia técnica mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 kWt				
Estado del Combustible	Oxido de Nitrógeno (NOX) mg/m <sup>3</sup> N			
	Anteproyecto	Confederación Suiza	Comunidad Europea	Alemania
Gaseoso	30	80	100	200

Anexo 9

Tabla N° 4: Límite máximo de emisión de MP, SO<sub>2</sub> Y NO<sub>x</sub> Calderas nuevas de potencia técnica mayor o igual a 20 MWt

Estado del Combustible	Oxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ) mg/m <sup>3</sup> N			
	Anteproyecto	México	Comunidad Europea	Alemania
Gaseoso	30	47	100	200

Anexo 10

Tabla N° 10: Corrección de oxígeno

Estado combustible	Corrección de oxígeno
Sólido	6%
Líquidos o gaseoso	3%

Anexo 11

Tabla 1. Límite de misión por Contaminante (mg/m<sup>3</sup>N) de las Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad del IFC, en base a las condiciones estándar en origen (0°C) y su equivalente a 25° C, según Art. 3 de la NEC.

Combustible	Valores originales IFC a 0°C			Equivalentes en condiciones estándar NEC, a 25° C			Exceso de O <sub>2</sub>
	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	
Gas	-	-	320	-	-	350	3%
Líquido	50-150*	2.000	460	55-164*	2.183	502	3%
Sólido	50-150*	2.000	650	55-164*	2.183	710	6%

(\*) Cuando la Evaluación de Impacto Ambiental lo justifique.

A continuación se comparan los límites propuestos en las Guías del IFC, con los límites establecidos en la NEC para calderas nuevas con potencias mayores a los 3MW, en concentraciones comparables (condiciones estándar a 25°C).

Tabla 1. Comparación de límites de Emisión por Contaminante (mg/m<sup>3</sup>N) Guías IFC versus NEC

Combustible	MP		SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>	
	IFC	NEC	IFC	NEC	IFC	NEC
Gas	-	-	-	100-50*	350	100-30*
Líquido	55-164*	30	2.183	400	502	200
Sólido	55-164*	50	2.183	400	<b>710</b>	300

(\*) Para calderas nuevas o mayores o iguales a 20 MW

(\*\*) Cuando la Evaluación de Impacto Ambiental lo justifique

## IX. Anexos de respuesta

### Anexo A

Provincia	VP Beneficio (USD)
Aisen	244.926
Antofagasta	1.470.635
Arauco	31.490.550
Arica	2.239.008
Biobio	44.977.648
Cachapoal	851.592
Capitan Prat	1.854
Cauquenes	513.231
Cautin	41.440.582
Chiloe	9.433.736
Choapa	45.672
Colchagua	2.276.863
Copiapo	4.983
Curico	4.797.758
El Loa	1.135.413
Elqui	1.569.497
General Carrera	10.351
Huasco	3.717
Iquique	7.445.519
Limari	137.615
Linares	35.506.258
Llanquihue	40.633.500
Los Andes	989.871
Magallanes	681.162
Malleco	15.710.131
Marga Marga	130.906
Nuble	30.149.510
Osorno	136.016
Quillota	1.435.207
Ranco	14.491.702
San Antonio	128.184
San Felipe de Aconcagua	1.728.580
Talca	9.912.126
Tamarugal	15.330
Tierra del Fuego	309.271
Tocopilla	2.475.702
Valdivia	19.853.201
Valparaiso	17.896.035
<b>Total</b>	<b>342.273.841</b>

**ANEXO B**

Índice de observante, ordenado alfabéticamente, que indica el número de respuesta de la tabla N°3 (ordenado de acuerdo a observación realizada).

<b>Observante</b>	<b>N° de respuesta en tabla N°3</b>
AES GENER S.A.	7, 32, 33, 34, 35, 36
Alimentos Cisternas Ltda. Cisternas Nutrición Animal	41, 42
Andrés Aguayo	72, 73
Asociación Nacional de Industriales de Cecinas ANIC	108, 91, 118, 47, 153, 48, 49, 27, 16, 65, 109, 115, 121
Autoflame Chile SpA	13, 22, 39, 40, 103
BHP CHILE INC	79, 80, 81, 155, 93, 58, 94, 123
Carlos Chandia	46
Catamutun Energía S.A.	111
CHILEALIMENTOS AG	28, 29, 52, 53, 30, 129, 130, 131, 132, 133, 54, 134, 31, 17, 55
CODELCO CHILE División El Teniente	107
Colbún S.A.	10
Compañía Siderúrgica Huachipato CAP Acero	8, 37, 38, 112, 96, 97, 98, 124, 83, 9, 19, 61, 75, 84
CORMA	56, 135, 136, 137, 5, 57, 71, 78, 92, 105, 122
Eagon Lautaro S.A.	43
ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	3, 4, 70, 128
Empresas CMPC S.A.	6, 18, 95, 59, 74, 110, 82, 138, 139, 60, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146
IANSAGRO S.A.	147, 99, 156, 157, 100, 101, 62, 63, 11, 125
Michel Moreno Saez	45, 14, 104, 23
Mödinge Hnos. S.A. Cecinas Llanquihue	154, 50
Montserrat Jamett	2, 15, 26, 64, 90
Productos Fernandez S.A. PF Alimentos	68, 87, 117, 44
Promasa	85
Rafael Briones Poblete	1, 119, 24, 25, 69, 67, 88, 89, 114, 127, 120
Simón Rodríguez	77
SOFOFA	158, 148, 159, 160, 161, 149, 150, 151, 152, 162, 163, 164, 12, 20, 21, 66, 76, 86, 102, 106, 113, 116, 126
Terciados y Elaboración de Maderas S.A Temsa Los Lagos	51