

000602

A CONTINUACIÓN SE PRESENTAN LAS CARTAS RECIBIDAS EN OFICINA DE PARTE DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE DENTRO DEL PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA.

(Ordenadas de acuerdo al documento de Informe Consolidado de observaciones y respuestas.)

ChA/093/17

Santiago, 6 de septiembre de 2017

Señor
Marcelo Mena Carrasco
Ministro del Medio Ambiente
Presente



Estimado señor Ministro:

En el marco del proceso de consulta pública del Anteproyecto, se adjunta documento con las observaciones al anteproyecto de norma de emisión para calderas a nivel nacional, según Resolución Exenta 459 del 9 de junio 2017, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas.

El presente documento ha sido analizado por un conjunto de empresas asociadas a Chilealimentos, con el apoyo de Alejandro Cofré, consultor ambiental de la empresa de consultoría ambiental INGEA Ingeniería y Gestión Ambiental Limitada.

En espera de una favorable acogida saluda atentamente a usted,

Guillermo González
General Manager
Chilealimentos A.G.

**OBSERVACIONES
A ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION PARA CALDERAS A NIVEL NACIONAL
RESOLUCION EXENTA 459 DE 9 JUNIO 2017
A PRESENTAR POR CHILEALIMENTOS**

Las presentes observaciones han sido analizadas por un conjunto de empresas asociadas a Chilealimentos con el apoyo de Alejandro Cofré, consultor ambiental de la empresa de consultoría ambiental INGEA Ingeniería y Gestión Ambiental Limitada.

A continuación se presentan las principales observaciones al anteproyecto de norma de emisión para calderas a nivel nacional, según Resolución Exenta 459 del 9 de junio 2017.

1. Aún cuando el anteproyecto de Norma de Emisión para calderas a Nivel Nacional indica que las Calderas reguladas en Planes de Prevención y Descontaminación (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.
2. A partir de lo anterior, ocurre que no solamente la norma es más exigente que los actuales Planes de Descontaminación Ambiental vigentes (PDA), sino también significa exigencias adicionales en los PDA vigentes.
3. 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 diesel, 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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.

7. 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.
8. 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
9. 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 mas baja con respecto a abatir MP.
10. 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.
11. 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/m³N de valores promedio típico sin equipos de control versus valor norma ante proyecto

	Norma	Valor típico	Norma	Valor típico	Norma	Valor típico
Combustible	MP	MP	NOx	NOx	SO2	SO2
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.

Del cuadro anterior, se observa que:

- a. Las normas de emisión para calderas que utilicen combustibles líquidos, son cumplibles para el petróleo diesel sin equipo de abatimiento de emisiones. En el caso del petróleo pesado, se requeriría de sistema de abatimiento para MP, NOx y SO2. Las empresas que utilicen combustible pesado debieran cambiar el tipo de combustible. Para petróleo diesel la norma de NOx de 200 mg/m³N, 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/m³N estará en incumplimiento, pero la diferencia con un valor de cumplimiento de 200 mg/m³N no es significativa.
- 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.
- 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.

12. A continuación se describen inversiones de empresas socias de Chilealimentos:

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 diesel. Cabe señalar que antes de la entrada en vigencia del PDA, éstas operaban con petróleo pesado N°6, lo 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 NO_x para la caldera a petróleo pesado aumentando los costos ya evaluados.

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 proyecto 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 NO_x genera incertidumbre y aumenta al menos costos de medición para calderas de carbon ya que los valores están ajustados a la norma.

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.

13. En definitiva, establecer norma de emisión de NO_x 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 NO_x y SO₂ debiesen desarrollarse en el contexto de los PDA pero no a nivel de una norma nacional.
14. 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.

15. 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.

000609

ANT.: Res. Ex. N°459/2017, del Ministerio del Medio Ambiente, de fecha 26 de mayo de 2017, que aprueba Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas, rectificada mediante Res. Ex. 531, de fecha 12 de junio de 2017.

REF.: Presenta observaciones a Anteproyecto indicado en el Ant., en el marco del proceso de consulta pública.



Santiago, 5 de septiembre de 2017

Señor

Jorge Canals

Subsecretario del Medio Ambiente

Presente

De mi consideración:

En relación con el expediente del Ant., mediante la presente formulamos observaciones en el marco del proceso de consulta pública del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas, aprobado mediante Res. Ex. 459 de fecha 26 de mayo de 2017, y cuyo extracto fue publicado en el Diario Oficial en su edición del día 9 de junio de 2017 y en un diario de circulación el día 11 de junio de 2017¹.

Estas observaciones se enmarcan en el accionar del Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía, que tiene por objeto la creación de capacidades y el impulso a estudios y proyectos que contribuyan a un buen diseño de las políticas públicas en estos ámbitos.

¹ Cabe señalar que esta última publicación fue rectificada mediante Res. Ex. 531 de fecha 12 de junio de 2017, cuyo extracto fue publicado con fecha 13 de junio de 2017, contándose el plazo para formular observaciones a contar de esta última publicación

Hemos estudiado los antecedentes contenidos en el expediente del Anteproyecto de Norma de Emisión de Calderas, de lo cual se desprende una serie de conclusiones que creemos relevante que Ud. tenga en consideración.

1. Introducción

En el presente documento se presenta un análisis del Anteproyecto de Norma de Emisión de Calderas (en adelante, "NEC") a la luz de los siguientes documentos, cuyo mérito, contenido, alcance e importancia son esenciales en este proceso:

- Análisis General de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas del Ministerio de Medio Ambiente (AGIES), 2017.
- Estudio "Antecedentes para la Elaboración de la Norma Nacional de Calderas y Procesos de Combustión (Hornos de Vidrio y Cementeras)" de Greenlab UC, 2016, documento que sirvió de base para la elaboración del AGIES, y su respectiva base de datos.

2. Análisis del Anteproyecto

2.1. 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:

- 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 SO₂ y un 55% de las emisiones totales de NO_x, 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 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 de su entorno.

Por otro lado, tras una revisión de los registros del Reglamento de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), es posible concluir que el número total de fuentes que estaría afectada 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 se 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.

- 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 potencial afectación de la salud, no sean objeto de control prioritario. En efecto, tal como se desprende del 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:

- 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:

"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.
- 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, Nº 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.
- 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 una necesaria consecuencia de la

aplicación de recomendaciones internacionales. No obstante, las citas 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 abordan en los documentos referidos y que no fueron tomados en cuenta en la NEC.

El documento de la OMS señala textualmente:

- i. *Las normas nacionales varían en función del enfoque adoptado con el fin de equilibrar los riesgos para 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.*

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 para 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.

- ii. *El proceso de fijación de normas debe orientarse más bien a alcanzar las concentraciones más bajas posibles teniendo en 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.*

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.

- 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 las emisiones y la disminución de las concentraciones de MP. (destacado agregado)*

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.

Respecto al documento citado del Banco Mundial (IFC), en él se expone lo siguiente:

- 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. Si corresponde utilizar niveles o indicadores menos 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 se 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 aquéllos 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 para 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.

ii. *Comprender la probabilidad de ocurrencia y la gravedad de los riesgos de medio ambiente, salud y seguridad, tomando como base:*

- *La naturaleza de las actividades que conforman el proyecto, si las mismas van a generar cantidades significativas de emisiones o efluentes o si éstas implican el uso de materiales o procesos peligrosos;*
- *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 y dando prioridad a la prevención de efectos irreversibles y/o impactos significativos.*

Las mismas Guías Generales sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad del IFC (Guías del IFC) citadas en los considerandos de la 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.

Tabla 1. Límite de Emisión por Contaminante ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$) 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_2
	MP	SO_2	NO_x	MP	SO_2	NO_x	
Parámetro	MP	SO_2	NO_x	MP	SO_2	NO_x	-
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/m³N) Guías IFC versus NEC

Combustible	MP		SO ₂		NO _x	
	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	710	300

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

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

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.

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 SO₂; y,
- desde un décimo a la mitad para NO_x.

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_x en el caso de calderas a gas mayores o iguales a 20 MWt.

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.

A todo lo anterior, se suman las siguientes circunstancias relevantes:

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 propios del Centro SOFOFA de Medio Ambiente y Energía, de una mayor responsabilidad de la quema de leña para uso residencial, lo cual, de abordarse de manera prioritaria, permitiría un enfoque de mucho mayor costo-efectividad.
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.
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.

2.2. Observaciones en relación con el AGIES

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.

- 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:

- 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.
- 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.
- 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 $50 \text{ mg/m}^3\text{N}$, el diseño del equipo de abatimiento considerará una concentración ‘objetivo’ menor a $50 \text{ mg/m}^3\text{N}$, para asegurar de esa forma el cumplimiento de la norma.
- iv. Asimismo, la NEC tampoco considera el efecto denominado de ‘aumentos 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 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.

- 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:
- 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.
 - 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 un 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.
 - 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 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 de aproximadamente 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 no se refleja en el AGIES.

- 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 diferenciales de emisiones en aquellas fuentes que ya tienen sistemas de abatimiento (costos crecientes al tratar emisiones con concentraciones decrecientes)
 - 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.
 - 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.
- 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 significará la implementación de la NEC, tal como se precisará a continuación:**

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)², en el que se evalúan los siguientes costos, que no se consideran en la metodología aplicada en el AGIES:

- 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.
- ii. Costos sociales, debido a que parte de los costos de abatimiento son traspasados a los consumidores, mediante un aumento de los precios de bienes y servicios.
- 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).
- iv. Efectos en el empleo, principalmente por una reducción de los puestos de trabajo debido al ajuste de costos.
- v. Análisis de costos con mayor profundidad para las pequeñas y medianas empresas.
- 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.

c. **En cuanto a la estimación de los beneficios de la NEC.**

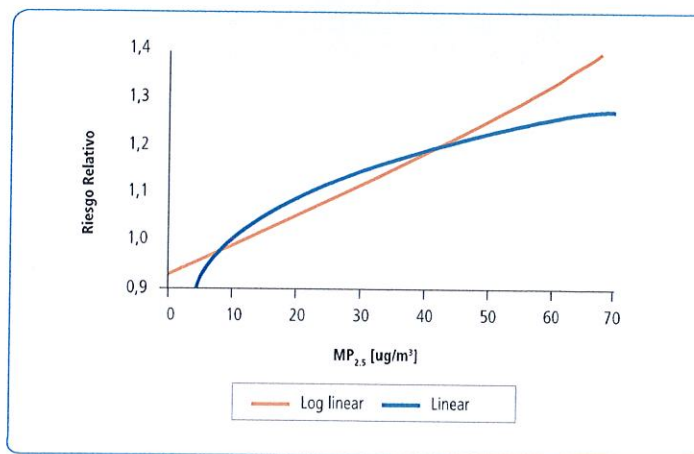
La metodología de “beneficios marginales” empleada (sobre la base del informe de Greenlab) no resulta aplicable a la NEC porque -como se aprecia del Art. 2 del Anteproyecto- la NEC pretende regular zonas cuyo medio ambiente se encuentra libre de contaminación. Al respecto: la “Guía Metodológica para la elaboración de un AGIES para instrumentos de gestión de calidad de aire” (MMA, 2013), basa su análisis de beneficios en el cambio de la “incidencia” como consecuencia del

² Regulatory Impact Analysis: National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters. EPA, 2011.

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’ se aproxima a una línea recta.

Como ejemplo, dicha Guía presenta un gráfico ‘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.

Figura 11-5: Linearización de cambio de incidencia



Fuente: Greenlab (2012a).

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° d 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 ‘linearizado’ (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 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 SO₂), y una linealización de la curva dosis-respuesta sólo sobre dicho umbral.

2.3. 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 sectores. A saber:

- 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).
- b. La EPA promulgó dos regulaciones para calderas existentes y nuevas (*Boiler National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants, NESHAP*). Una regulación se aplica a fuentes mayores (*major sources*³), la otra se orienta a fuentes de área (*area sources*⁴), esta última excluye: calderas a gas, calderas duales, calderas que queman residuos sólidos, calderas residenciales y calderas recuperadoras (*Heat Recovery Steam Generators*), entre otras

³ Corresponden a aquellas que generan una cantidad igual o mayor a: 10 t/año de cualquiera de los contaminantes listados en la norma o de 25 t/año de una mezcla de los contaminantes listados en la norma.

⁴ Corresponden a todas las fuentes que generan una cantidad de emisiones menor a los límites considerados para Fuentes Mayores. En general considera fuentes de menores dimensiones o que tienen un nivel de operación menor.

fuentes. En general, las fuentes excluidas de esta norma son controladas por regulaciones específicas, a saber:

- a. Calderas y fuentes de proceso reguladas por la sección 129 del Clean Air Act (ACC).
- b. Calderas de recuperación y hornos regulados por 40 CFR parte 63, subparte MM.

Los ejemplos anteriores sumados a la gran cantidad de tipos de calderas, combustibles, tamaños, procesos 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.

2.4. 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:

- 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.

- En efecto, los límites de la NEC son más exigentes que:
 - El límite para MP para calderas nuevas a gas y combustibles líquidos de potencia > 20MW (20 mg/m³N NEC vs 30 mg/m³N PDA de Coyhaique),
 - El límite de SO₂ para calderas nuevas a gas (50-100 mg/m³N NEC vs 200-400 mg/m³N PDAs de Osorno, Chillán-Chillán Viejo, Talca-Maule y Temuco-Padre Las Casas), y
 - El límite de SO₂ para calderas existentes de potencia > 20 MW (400 mg/m³N NEC vs 600 mg/m³N PDAs de Osorno, Chillán-Chillán Viejo, Talca-Maule y Temuco-Padre Las Casas hasta 2021).”
- 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 límites de emisión más laxos, lo que resulta contradictorio desde el punto de vista de la política regulatoria.
- 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 aquéllos 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.

Por lo mismo, la NEC, a cargo de regular las emisiones en zonas “no contaminadas”, debiera 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.

2.5.Observaciones particulares al Anteproyecto

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.

No obstante ello, del análisis detallado del Punto II del Anteproyecto de Norma de Emisión, nos permitimos además identificar los siguientes hechos, observaciones y comentarios:

- a) En el 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 innecesarios o insuficientes.
- b) En el 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 aire caliente para el secado de granos, astillas, semillas u otras materias primas de proceso.
- 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.

- d) En el 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.
- e) En el 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 puede 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.
- f) El Artículo 8° establece límites de emisión y frecuencia de medición para aquellas calderas que utilizan combustibles en diferentes estados físicos. Al respecto:
- 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.
 - 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 lo tanto, la manera de abordarlo en la NEC deben 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.

- 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.
- g) En el 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 implican tiempo, costos y modificaciones en los ductos de gases que difícilmente pueden ser abordados en ese periodo. Respecto de lo mismo, algunos aspectos a considerar:
- 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.
 - ii. Dar cumplimiento a la NEC implica altos costos de adquisición, diseño, construcción y puesta en marcha de los sistemas de abatimiento. Para evitar aumentar aún más los costos asociados a al 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 períodos 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 sólo 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.

- 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.
- h) En el 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:
- i. Qué se entiende por periodos de fallas
 - ii. Qué se entiende por emergencias
 - iii. Cómo se determina el periodo de puesta en marcha y parada
- Los criterios de la NEC en estos aspectos debieran ser coincidentes con los criterios de otras normas.
- i) En el artículo N°11 se establece la frecuencia de medición para calderas existentes, necesarias para verificar el cumplimiento. Al respecto:
- i. 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.
 - 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.
 - 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 superficiales. Es necesario, que la norma especifique claramente los criterios de cumplimiento.

- iv. La NEC debiera definir y aclarar la forma de ejecutar las mediciones cuando una caldera utiliza un combustible principal y otro auxiliar.

- j) En el 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.

- k) En el 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 ello disminuir costos y tiempos de muestreo.

- l) En el artículo N°17 se establece que para combustibles sólidos, las calderas deberán realizar mantenciones al menos una vez al año. Al respecto:
 - i. Es necesario definir qué se entiende por mantenciones
 - ii. Existen las mantenciones menores cuyo objetivo es evitar la disminución del rendimiento energético y el aumento de las emisiones.
 - 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)
 - iv. Es necesario definir qué se entiende por "sistema de calderas" de manera de acotar adecuadamente los equipos y partes de las calderas a los cuales se les exigirá una mantención periódica.

- v. La tendencia mundial en calderas, recomendadas por proveedores y fabricantes, es realizar mantenencias programadas periódicas con una frecuencia mayor a los 12 meses, tendiendo en otros países a una periodicidad de 18 a 24 meses.

Se sugiere que por lo mismo se modifique el artículo N°17 definiendo el concepto de mantenencias y aumentando la frecuencia exigida.

3. Análisis de Costos de Implementación de Normativa de Emisión para Calderas

De un análisis en base a publicaciones de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (EPA)⁵ de acuerdo a la información preliminar que ha sido posible levantar, podemos concluir que para el control de emisiones de los parámetros MP y SO₂, incluso asumiendo los valores más conservadores de aquéllos propuestos por la EPA, considerando un horizonte temporal de 12 años de la NEC (es decir, el período 2017-2028) y una tasa de descuento del 6%, el costo de implementación de la norma, como Valor Presente Neto (VPN), es varias veces superior a los **USD 60 millones** considerados por el AGIES; ello sin siquiera considerar costos de monitoreo ni de fiscalización, y sólo considerando costos de capital, operación y mantenimiento de acuerdo al mínimo del rango otorgado por la EPA para los equipos de abatimiento.

A este respecto, reiteramos nuestra disposición para aportar mayores antecedentes técnicos y económicos, a objeto de contar con un análisis de costos y beneficios más preciso y fundamentado y, en definitiva, permitir que la autoridad disponga de información que estimamos relevante y esencial para adoptar la decisión de regulación más adecuada y beneficiosa posible para el país.

⁵Información obtenida de "Air Pollution Control Technology Fact Sheet EPA-452/F-03-005", disponible en https://www3.epa.gov/ttn/catc1/cica/atech_e.html#111

4. Conclusiones

En síntesis, los costos de este Anteproyecto de NEC no se encuentran adecuadamente valorizados en los antecedentes que dieron sustento al respectivo AGIES y a la propuesta de norma. Con ello, los significativos costos que la implementación de la NEC significará para muchas instalaciones fueron subestimados, y su impacto no cuantificado. Asimismo, la normativa propuesta no generará beneficios evidentes sobre la salud de la población al utilizar inadecuadamente la metodología para cálculo de beneficios.

A modo de resumen, se concluye lo siguiente:

- Debido a errores en bases de datos y metodologías, el AGIES de la Norma subestima los costos de abatimiento, de instalación y de operación.
- Para fundamentar la NEC, se utilizan recomendaciones de organismos internacionales; sin embargo, no consideran las recomendaciones de dichos organismos en materia de límites de emisión y se han omitido o sacado de contexto varias de las recomendaciones que han establecido dichos organismos
- Tampoco son consideradas las recomendaciones internacionales que dicen relación con atender las condiciones y realidades locales; esto es, determinar el impacto económico de la NEC en empresas según su rubro, tamaño y actividad.
- La NEC, aun cuando regula las fuentes ubicadas fuera de zonas latentes o saturadas, establece límites de emisión más exigentes que los PDAs, diseñados para descontaminar dichas zonas.

Es necesario revisar la metodología para cuantificar los beneficios reales de la NEC, especialmente debido a la aplicación de la misma en zonas no contaminadas.

En conformidad a lo expresado, en el marco del proceso de consulta ciudadana del Anteproyecto de NEC y su AGIES, solicito a usted considerar las observaciones contenidas en el presente documento.

000633

Finalmente, en el marco del accionar del Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía, reiteramos la disposición a contribuir con antecedentes, estudios y proyectos que contribuyan al buen diseño de políticas públicas, pudiendo este, ser un caso de colaboración.

Sin otro particular, y agradeciendo de antemano la acogida, saluda atentamente a usted,

Jorge Cáceres Tonacca

Director Centro SOFOFA Medio Ambiente y Energía

Sociedad de Fomento Fabril - SOFOFA

Anexo 1: Listado de fuentes con costo de cumplimiento menor al mínimo costo de instalación de equipos de abatimiento

Tabla A1. Menores Costos de Abatimiento de MP

Nº	Id_fuente	RUT	Razón Social	Actividad (hr)	Rango de Potencia	Caudal Estimado (m ³ /hr)	VPC El MP (USD2016)
1	11448	96929960	ORIZON S.A	1	3 - 20 MWt	12.117	1
2	8627	93711000	CIA PESQUERA CAMANCHACA S.A	1	3 - 20 MWt	13.554	1
3	8628	93711000	CIA PESQUERA CAMANCHACA S.A	1	3 - 20 MWt	13.554	1
4	10479	69200900	I. MUNICIPALIDAD DE PAILLACO	22	3 - 20 MWt	5.358	13
5	11361	76829430	CERVECERIA Y MALTERIA LA CALERA SA	108	1-3 MWt	1.826	16
6	8478	96790240	MINERA LOS PELAMBRES	33	3 - 20 MWt	4.892	17
7	8080	82262600	COOP AGRICOLA PISQUERA ELQUI LTDA	294	1-3 MWt	1.342	31
8	7509	61606700	SERVICIO DE SALUD ACONCAGUA	80	3 - 20 MWt	4.043	35
9	10624	96893820	CORPESCA S.A	68	3 - 20 MWt	7.278	53
10	7856	96783150	SAINT ANDREWS SMOKY DELICACIES S.A.	150	3 - 20 MWt	3.458	56
11	7478	76360720	LACTEOS FRUTILLAR SA	80	3 - 20 MWt	6.911	60
12	8781	96929060	AISLAPOL S.A	236	1-3 MWt	3.331	70
13	8809	96532330	CMPC CELULOSA S.A	182	>20 MWt	15.650	105
14	7743	92545000	SERVICIOS Y REFINERIAS DEL NORTE S.A	732	1-3 MWt	1.782	117
15	9554	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	1134	1-3 MWt	1.322	134
16	9555	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	819	1-3 MWt	1.856	136
17	7516	77416830	CASAGRANDE	9	>20 MWt	38.238	145
18	11304	77482620	FRUTICOLA RAMIRANA LIMITADA	48	3 - 20 MWt	6.577	145
19	9694	85805200	FORESTAL ARAUCO S.A.	24	3 - 20 MWt	25.193	153
20	9946	96584160	FORESTAL NELTUME CARRANCO S.A.	36	3 - 20 MWt	12.027	182
21	9316	96772810	IANSAGRO S.A	288	3 - 20 MWt	6.259	194
22	11253	78568770	EMPRESA DE PRODUCCION SILVICULTURAL	3336	1-3 MWt	1.726	236
23	7503	96653590	BLUMAR S.A.	45	>20 MWt	51.058	248
24	8884	96677260	SALMOFOOD S.A.	1037	1-3 MWt	3.215	254
25	8838	96569690	TRESMONTES S.A.	323	3 - 20 MWt	7.302	254
26	8096	96912440	PATAGONIAFRESH S.A.	2486	1-3 MWt	1.295	258
27	9748	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	1773	1-3 MWt	1.649	262
28	8017	76388210	PESBASA S.A.	1550	1-3 MWt	1.985	276
29	8097	96912440	PATAGONIAFRESH S.A.	2486	1-3 MWt	1.295	288
30	9747	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	1890	1-3 MWt	1.799	305

000634

Tabla A2. Menores Costos de Abatimiento de SO₂

Nº	Id. fuente	RUT	Razón Social	Actividad (hr)	Rango de Potencia	Caudal Estimado (m ³ /hr)	VPC E1 SO ₂ (USD2016)
1	11448	96929960	ORIZON S A	1	3 - 20 MWt	12.117	98
2	8627	93711000	CIA PESQUERA CAMANCHACA S A	1	3 - 20 MWt	13.554	109
3	8628	93711000	CIA PESQUERA CAMANCHACA S A	1	3 - 20 MWt	13.554	109
4	10479	69200900	I. MUNICIPALIDAD DE PAILLACO	22	3 - 20 MWt	5.358	949
5	11304	77482620	FRUTICOLA RAMIRANA LIMITADA	48	3 - 20 MWt	6.577	1.145
6	11361	76829430	CERVECERIA Y MALTERIA LA CALERA SA	108	1-3 MWt	1.826	1.185
7	8478	96790240	MINERA LOS PELAMBRES	33	3 - 20 MWt	4.892	1.300
8	8080	82262600	COOP AGRICOLA PISQUERA ELQUI LTDA	294	1-3 MWt	1.342	2.314
9	7509	61606700	SERVICIO DE SALUD ACONCAGUA	80	3 - 20 MWt	4.043	2.604
10	10624	96893820	CORPESCA S A	68	3 - 20 MWt	7.278	3.986
11	7856	96783150	SAINT ANDREWS SMOKY DELICACIES S.A.	150	3 - 20 MWt	3.458	4.175
12	7478	76360720	LACTEOS FRUTILLAR SA	80	3 - 20 MWt	6.911	4.451
13	7516	77416830	Casagrande	9	>20 MWt	38.238	4.471
14	11305	77482620	FRUTICOLA RAMIRANA LIMITADA	792	1-3 MWt	2.187	5.222
15	8781	96929060	AI LAPOL S A	236	1-3 MWt	3.331	5.261
16	9946	96584160	FORESTAL NELTUME CARRANCO S.A.	36	3 - 20 MWt	12.027	5.625
17	7743	92545000	SERVICIOS Y REFINERIAS DEL NORTE S A	732	1-3 MWt	1.782	8.730
18	9554	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	1134	1-3 MWt	1.322	10.342
19	8809	96532330	CMPC CELULOSA S A	182	>20 MWt	15.650	10.462
20	9555	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	819	1-3 MWt	1.856	10.488
21	7970	77805520	AGROCOMERCIAL AS LTDA	190	3 - 20 MWt	5.199	11.820
22	7971	77805520	AGROCOMERCIAL AS LTDA	190	3 - 20 MWt	5.199	11.820
23	11119	77805540	ALIMENTOS AGROSUPER LIMITADA	1349	1-3 MWt	1.313	11.854
24	9316	96772810	IANSAGRO S A	288	3 - 20 MWt	6.259	14.517
25	7503	96653590	BLUMAR S.A.	45	>20 MWt	51.058	18.503
26	8838	96569690	TRESMONTES S.A.	323	3 - 20 MWt	7.302	18.994
27	8096	96912440	PATAGONIAFRESH S.A.	2486	1-3 MWt	1.295	19.254
28	9748	81161500	BOZZOLO HERMANOS Y CIA LIMITADA	1773	1-3 MWt	1.649	20.173
29	8017	76388210	PESBASA S.A.	1550	1-3 MWt	1.985	20.587
30	8097	96912440	PATAGONIAFRESH S.A.	2486	1-3 MWt	1.295	21.538



000636

APT/17.043



MEMORÁNDUM N°

79

RANCAGUA, 14 SEP 2017

- A : SR. ANDRES PICA TÉLLEZ, JEFE DIVISIÓN DE CALIDAD DEL AIRE, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE
- DE : SRA GIOVANNA AMAYA PEÑA, SEREMI MEDIO AMBIENTE REGIÓN DEL LIBERTADOR GENERAL BERNARDO O'HIGGINS
- MATERIA : REMITE CARTA OBSERVACIONES A ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN DE CALDERAS CODELCO DIVISIÓN EL TENIENTE

Junto con saludar, mediante el presente remito a usted carta presentada por el Sr. Diego Ruidiaz Gómez Consejero Jurídico Divisional a nombre de CODELCO División El Teniente, que contiene observaciones a Anteproyecto de norma de emisión de calderas, con fecha 7 de septiembre de 2017.

Sin otro particular

Saluda atentamente a usted,

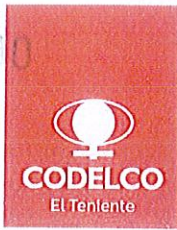


GIOVANNA AMAYA PEÑA
SEREMI del Medio Ambiente
Región del Libertador General Bernardo O'Higgins

CAF/cul

CC.:

- Archivo SEREMI Medio Ambiente Región del Libertador General Bernardo O'Higgins
- Archivo Asuntos Atmosféricos SEREMI del Medio Ambiente.



000637

Corporación Nacional del Cobre de Chile
División El Teniente
Consejería Jurídica Divisional
Millán 1020
Rancagua
VI Región, Chile

Fono: 72-2292369
www.codelco.com



Rancagua, 6 de septiembre de 2017
CJDT-0346-04

Señora
Giovanna Amaya Peña
Secretaría Regional Ministerial de Medio Ambiente
Región del Libertador General Bernardo O'Higgins
Presente

Ref.: **Observaciones a anteproyecto de norma de emisión de calderas.**

De mi consideración:

Actuando en representación de la Corporación Nacional del Cobre de Chile, División El Teniente, empresa minera, industrial y comercial del Estado, RUT N° 61.704.000-k, con domicilio en Avenida Millán 1020, Rancagua, y conforme a lo dispuesto en el artículo 20 del Decreto N° 38/2012 del Ministerio de Medio Ambiente, que aprueba reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, vengo a formular observaciones al anteproyecto de norma de emisión de calderas aprobado por el Ministerio de Medio Ambiente mediante Resolución Exenta N° 0459, de 26 de mayo de 2017, cuyo extracto se publicó en la edición del Diario Oficial del día 9 de junio de 2017.

Las observaciones que se formulan para ser analizadas son las siguientes:

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

Para efectos de acreditar mi personería para actuar en representación de la División El Teniente de Codelco-Chile, adjunto a la presente copia de escritura pública de fecha 28 de noviembre de 2014, otorgada en la Notaría de Santiago de don Osvaldo Pereira González.

Atentamente,




Diego Ruidiaz Gómez
Consejero Jurídico Divisional

MCM/mvg
 cc.: Arch.



OSVALDO PEREIRA GONZALEZ
Notario Público Santiago
Teatinos N° 449, piso 6
Fono: 9254514
e-mail: notariapereira@tie.cl



000639

Handwritten initials 'EP' and a signature.

REPERTORIO N° 17.115-14

2

3

DELEGACION DE PODER Y REVOCACIÓN

4

CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE DE CHILE, CODELCO CHILE

5

A

6

DIEGO EDUARDO RUIDIAZ GOMEZ Y OTROS

7

8

EN SANTIAGO DE CHILE a veintiocho de noviembre dos mil catorce

9

ante mí, OSVALDO PEREIRA GONZALEZ, Notario Público de Santiago,

10

con oficio en calle Teatinos número cuatrocientos cuarenta y nueve, sexto

11

piso, comparece don Nelson Pizarro Contador, chileno, casado, ingeniero

12

civil en minas, cédula nacional de identidad número cuatro millones

13

setecientos treinta y cuatro mil seiscientos sesenta y nueve guión K,

14

Presidente Ejecutivo de la **Corporación Nacional del Cobre de Chile,**

15

Codelco-Chile, Empresa del Estado, minera, industrial y comercial, creada

16

por el Decreto Ley mil trescientos cincuenta de mil novecientos setenta y seis

17

y en su representación, Rol único Tributario número sesenta y un millones

18

setecientos cuatro mil guión K, ambos domiciliados en esta ciudad, calle

19

Huérfanos número mil doscientos setenta, mayor de edad, quién me acreditó

20

su identidad con la cédula antes referida, y expone: PRIMERO: que en su

21

calidad de Presidente Ejecutivo de la Corporación Nacional del Cobre de

22

Chile, Codelco Chile, según se acreditará, y haciendo uso de los derechos

23

que le otorgan los artículos diez del decreto Ley mil trescientos cincuenta de

24

mil novecientos setenta y seis y sus modificaciones posteriores y sus

25

estatutos y de las facultades conferidas por el Directorio en su Sesión

26

Extraordinaria de fecha treinta y uno de julio de mil catorce, reservándose el

27

derecho de ejercer personalmente todas y cada una de las facultades que se

28

consignan más adelante, y sin perjuicio de los poderes conferidos o que se

29

confieren en iguales materias, viene a delegar, a contar de la emisión de

30

este instrumento, poder judicial y administrativo amplio a don DIEGO

Archivo Judicial Santiago



1 EDUARDO RUIDIAZ GOMEZ, cédula nacional de identidad número seis
2 millones quinientos sesenta y ocho mil treinta y cuatro guión tres, Consejero
3 Jurídico de la División El Teniente y a los señores Patricio Alfonso Leiva
4 Salinas, cédula nacional de identidad número ocho millones setecientos
5 cincuenta y tres mil novecientos ochenta y uno guión cuatro, Pedro Eduardo
6 Avila Castro, cédula nacional de identidad número diez millones seiscientos
7 treinta y nueve mil ochocientos diecisiete guión ocho, Gabriel Matías Tello
8 Cardone, cédula nacional de identidad número quince millones ciento seis mil
9 cuatrocientos siete guión ocho, y Maximiliano Andrés Caroca Manríquez,
10 cédula nacional de identidad número quince millones ochocientos tres mil
11 ochocientos tres guión K, abogados de la División El Teniente, para que: a:
12 actuando indistintamente cualquiera de ellos puedan: representar a la
13 Corporación Nacional del Cobre de Chile, Codelco Chile, y a la División El
14 Teniente en todos los juicios de cualquier clase y naturaleza que sean, que se
15 deduzcan en contra de Codelco Chile o que se inicien por parte de cualquiera
16 de las anteriores, con la sola limitación de no poder contestar nuevas
17 demandas sin previa notificación del compareciente o del Gerente General de
18 la División El Teniente, o quien legalmente lo subrogue. Los mandatarios
19 tendrán las facultades indicadas en el inciso primero del artículo séptimo del
20 Código de Procedimiento Civil y especialmente las de demandar, iniciar
21 cualquiera otra especie de gestiones judiciales, así sea de jurisdicción
22 voluntaria o contenciosa, reconvenir, contestar reconveniciones, desistirse de
23 la acción deducida, aceptar la demanda contraria, renunciar a los recursos o a
24 los términos legales, transigir, comprometer, designar árbitros y otorgar a los
25 árbitros facultades de arbitadores, aprobar convenios, percibir y absolver
26 posiciones sobre hechos personales, incluso propios del compareciente en la
27 representación que inviste, sea en materia civil, laboral, ante el Tribunal de
28 Libre Competencia, tribunales de aduanas, tributarios y cualquier otro tribunal,
29 ordinario, especial o arbitral. La facultad de absolver al Presidente Ejecutivo
30 de Codelco Chile, incluso tratándose de hechos personales, siempre que el



OSVALDO PEREIRA GONZALEZ
 Notario Público Santiago
 Tealinos N° 449, piso 6
 Fono: 9254514
 e-mail: notariapereira@tie.cl



000641

Archivo Judicial Santiago

1 procedimiento judicial respectivo diga relación, en forma directa o indirecta
 2 con las actividades, responsabilidades y obligaciones de la División El
 3 Teniente o de la Corporación Nacional de Cobre de Chile, Codelco Chile.
 4 Asimismo los Delegatarios tendrán la representación de Codelco Chile, y de la
 5 División El Teniente y del Presidente Ejecutivo ante toda clase de tribunales,
 6 sean éstos ordinarios, civiles o criminales, del trabajo, de familia, ambientales,
 7 de policía local, administrativos, especiales, arbitrales, aduaneros o de
 8 cualquiera otra clase, Fiscalías del Ministerio Público, Defensorías Penales
 9 Públicas y Licitadas, Tribunales de Garantía de Juicio Oral en lo Penal, así
 10 intervenga Codelco Chile o la División El Teniente como demandante,
 11 peticionaria, denunciante, querellante, demandada, opositora, o a cualquier
 12 otro título o en cualquier otra forma, pudiendo hacerse parte en
 13 representación de Codelco-Chile o la División El Teniente en juicios de
 14 cualquier naturaleza y en gestiones no contenciosas, o juicios civiles,
 15 laborales y criminales, con la especial limitación de no poder contestar nuevas
 16 demandas ni ser emplazados en gestión judicial alguna por su mandante sin
 17 previa notificación personal del Gerente General de la División El Teniente,
 18 y/o sin previa notificación del compareciente o de quien legalmente lo
 19 subrogue. Se deja constancia que para los efectos del artículo cuatrocientos
 20 cincuenta y cuatro del Código del Trabajo, los mandatarios representarán al
 21 empleador en los términos del artículo cuarto de mismo Código y asimismo se
 22 declara que están facultados para ejercer funciones de Administración por
 23 cuenta de Codelco Chile y de la División El Teniente, en los términos que se
 24 señala en esta misma disposición. Los mandatarios también podrán
 25 representar a Codelco Chile, a la División El Teniente, o al Presidente
 26 Ejecutivo, en todos los juicios, trámites, diligencias o actuaciones, ante
 27 cualquier tribunal del orden judicial, de compromiso o administrativo, y en
 28 juicios de cualquier naturaleza, sea que en ellos Codelco Chile o la División
 29 El Teniente, intervengan como demandante o demandado, tercerista,
 30 coayudante o excluyente, o a cualquier otro título, o en cualquier otra forma,



000642

1 hasta la completa y total ejecución de la sentencia, pudiendo nombrar
2 abogados patrocinantes con todas las facultades que por este instrumento se
3 les confiere; conferir u otorgar poder, delegar el poder y reasumirlo cuantas
4 veces lo estimen conveniente. b. Presentar ante los tribunales, fiscalías y
5 defensorías mencionadas precedentemente; y ante autoridades del orden civil
6 o militar, instituciones sean fiscales, municipales, de administración
7 autónoma, centralizada, descentralizada o desconcentrada; particulares o de
8 cualquier especie, toda clase de demandas, requerimientos, escritos o
9 solicitudes; y para darles el curso que requiera su total tramitación. c.
10 Presentar pedimentos, manifestar, mensurar y realizar todos los trámites
11 necesarios para constituir a cualquier título concesiones y demás derechos
12 mineros, interponer demandas de oposición a la solicitud de mensura, de
13 oposición a la mensura o de nulidad en su caso, como así también contestar
14 demandas y asumir la representación de la mandante en las oposiciones,
15 demandas, acciones o recursos que se le dirijan. d. Solicitar permisos de
16 exploración de aguas subterráneas; constituir derechos de aprovechamiento
17 de aguas, deducir y contestar oposiciones y llevar adelante el procedimiento
18 hasta su cumplido término, deducir recursos y transigir. e. Celebrar contratos
19 de mutuo o cualquier otro respecto del personal de la **División El Teniente** a
20 quien se le concedan préstamos habitacionales o de otra naturaleza, convenir
21 cláusulas respectivas, fijar las condiciones, plazos, intereses, garantías o
22 cualquier otra estipulación que sea del caso de establecer en dichos
23 contratos; recibir, constituir, aceptar, cancelar, alzar, posponer y sustituir
24 hipotecas, prendas y otras cauciones reales o personales de cualquier
25 naturaleza, relacionadas con los contratos de mutuo y préstamos
26 habitacionales referidos precedentemente; y representar a la **División El**
27 **Teniente** ante los Bancos e Instituciones Financieras en todo lo relacionado
28 con los contratos de mutuo y préstamos habitacionales ya referidos. f. En el
29 orden administrativo, actuando indistintamente cualquiera de ellos, podrán
30 representar a Codelco Chile y la **División El Teniente** ante las autoridades



OSVALDO PEREIRA GONZALEZ
 Notario Público Santiago
 Tealinos N° 449, piso 6
 Fono: 9254514
 e-mail: notariapereira@tie.cl



Archivo Judicial Santiago

1 administrativas, organismos fiscales, semifiscales, de administración
 2 autónoma del Estado, Municipios, y en general ante todos los servicios
 3 públicos, los ministerios, subsecretarías y secretarías regionales ministeriales
 4 y sus respectivos servicios, direcciones y departamentos, sean nacionales,
 5 regionales, provinciales o comunales, en el ejercicio de cualquier derecho,
 6 diligencia, trámite o actuación que ante ellos corresponda por el cumplimiento
 7 de las obligaciones que deban cumplirse o tramitarse ante dichas entidades o
 8 que a ellas correspondan; para efectuar toda clase de tramitaciones,
 9 presentar solicitudes, obtener resoluciones o dictámenes, o para representar
 10 a Codelco Chile y a la **División El Teniente** en organismos privados ante los
 11 cuales haya que hacer valer derechos u obligaciones. **SEGUNDO -Reserva y**
 12 **Ejercicio de Facultades-**: El Presidente Ejecutivo se reserva el derecho de
 13 ejercer por si mismo todas y cada una de las facultades conferidas por el
 14 presente instrumento y para otorgar otros poderes y delegaciones sobre la
 15 misma materia, sin que ello signifique revocación del mandato que se
 16 constituye por este acto. Las facultades que por este instrumento se otorgan,
 17 deberán encuadrarse en el ejercicio de las disposiciones del Decreto Ley
 18 número mil trescientos cincuenta del año mil novecientos setenta y seis y sus
 19 modificaciones, a los Estatutos, políticas, instrucciones, manuales de
 20 funciones, manual de alcance de facultades vigente a la fecha del acto -MAF-
 21 , y demás disposiciones imperantes en la Corporación Nacional del Cobre de
 22 Chile sin que sea necesario acreditar esta circunstancia ante terceros.
 23 **TERCERO: -Revocación y Ratificación-** Que haciendo uso de las mismas
 24 atribuciones aludidas en la cláusula primera, el compareciente revoca, a
 25 contar de esta fecha, los poderes conferidos a: **Diego Ruidiaz Gómez y**
 26 **Otros**, por escritura pública del veinticinco de junio de dos mil doce de la
 27 Notaría de Santiago de don Osvaldo Pereira González, Repertorio Número
 28 dieciséis mil trescientos cincuenta y dos guión doce. Sin perjuicio de la
 29 revocación anterior, el compareciente viene en ratificar todo lo obrado, en el
 30 ejercicio de sus funciones y dentro de sus facultades, por los apoderados



1 designados en la escritura recién señalada, entre el primero de septiembre de
 2 dos mil catorce y la fecha del presente instrumento. **CUARTO -Portador-**: Se
 3 faculta al portador de copia autorizada de la presente escritura para requerir
 4 las inscripciones, subinscripciones y anotaciones que fueren procedentes en
 5 los registros que correspondan. La personería de don Nelson Pizarro
 6 Contador como Presidente Ejecutivo de la Corporación Nacional del Cobre de
 7 Chile, consta en el acuerdo número treinta y uno dos mil catorce del Directorio
 8 de Codelco Chile, adoptado en la sesión extraordinaria de fecha treinta y uno
 9 de julio de dos mil catorce, reducido en escritura pública el veinte de agosto
 10 del mismo año, Repertorio número trece mil doscientos dieciséis guión
 11 catorce, de la notaría de don Osvaldo Pereira González, la que no se inserta
 12 por ser conocida del notario que autoriza. Para constancia y previa lectura
 13 firma el compareciente. Anotada en el Repertorio con el número diecisiete
 14 mil ciento quince guión catorce. Di copias. Doy fe.

Archivo Judicial Santiago

15
 16
 17
 18 
 19
 20 Nelson Pizarro Contador

21 pp. Corporación Nacional del Cobre de Chile, Codelco Chile

**CONFORME CON LA COPIA
 LEGALIZADA TENIDA A LA VISTA.**
 12.5 MAY 2017

JAIMÉ BEAVALLES VALENZUELA
 NOTARIO PÚBLICO
 2.ª NOTARÍA
 BANCAGUA

LA PRESENTE COPIA DE ESCRITURA PÚBLICA
 ES TESTIMONIO FIEL DE SU ORIGINAL QUE SE
 ENCUENTRA INSERTO EN EL PROTOCOLO QUE
 HE TENIDO A LA VISTA.
 SANTIAGO,
 19 MAY 2017

JUAN ANDRÉS MIRANDA OSSES
 ARCHIVERO JUDICIAL
 SANTIAGO

JUAN ANDRÉS MIRANDA OSSES
 ARCHIVERO JUDICIAL
 SANTIAGO

Orden Trabajo
 Nº 17037-2
 Archivos
 83.333

CERTIFICO QUE AL MARGEN DE LA MATRIZ DE
 LA PRESENTE ESCRITURA PÚBLICA, NO HAY
 NOTA ALGUNA.
 SANTIAGO
 19 MAY 2017

APROBADO
 Por Ppinto UAF fecha 10:30 , 18/05/2017

