

002556

**Respuesta a las observaciones del anteproyecto norma de
emisión para termoeléctricas
Proceso de consulta pública desarrollado durante el
15 de diciembre al 7 de abril de 2010**

Septiembre, 2010

Se agradece la colaboración del equipo consultor que estuvo disponible para aclarar y responder consultas y elaborar este documento:

Samuel Jerardino, especialista en mercado eléctrico, KAS Ingeniería.

Pedro Sanhueza, Dr. Ingeniería Ambiental y Modelos de Calidad del Aire, Geoaire E.I.R.L.

Enzo Sauma, Dr. en Economía. Académico Pontificia Universidad Católica.

**Respuesta a las observaciones del anteproyecto norma de emisión para termoeléctricas
Proceso de consulta pública desarrollado durante el 15 de diciembre al 7 de abril de 2010**

Las siguientes empresas, asociaciones, organizaciones, entre otros, realizaron observaciones al anteproyecto:

Diez empresas que conforman el sector a regular:

1. AES Gener¹
2. Southern Cross²
3. Endesa Chile
4. GDF Suez Energy Andino S.A.
5. Colbún
6. Gas Atacama
7. Grupo Empresas Edelnor³
8. Eléctrica Guacolda
9. SCL Energía Activa S.A.
10. Arauco Generación

Tres asociaciones privadas:

1. AGN Chile (Asociación de Distribuidores de Gas Natural A.G.N. Chile)
2. Consejo Minero y Sociedad Nacional de Minería SONAMI
3. SOFOFA (Sociedad de Fomento Fabril)

Nueve organizaciones no gubernamentales y asociaciones sociales:

1. Oceana
2. Terram
3. Chile Sustentable
4. Asociación Interamericana para la Defensa Ambiental (AIDA)
5. Ciudadanos por la Defensa del Agua, del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales
6. Confederación Nacional de Pescadores Artesanales de Chile
7. Defendamos la ciudad
8. MODEMA
9. Sr. Wilfredo Castro representante de organizaciones de apoyo de Tocopilla.

Quince ciudadanos que realizaron observaciones por el portal e-pac: Isabel M. Bobenrieth G., Cristóbal C. Echeverría, Johannes Van Dijk, Jorge Cisternas Z., Alejandra Parra M., Rodrigo G. Caballero, Hernán Nobuyuki Fujii G., Oriana Roa, Tulio Guerrero M., Federico Van Diest H., Gino Pizarro M., Claudia Arias E., Rafael Briones G., Martín Astorga y Viviana Puga S..

Sector público:

Ministerio de Energía.

¹ En el expediente público se adjuntan cartas de las siguientes empresas que pertenecen al holding de AES GENER indicando que se adhieren a las observaciones: Eléctrica Angamos S.A., Eléctrica Campiche S.A., Eléctrica Ventanas S.A., Eléctrica Santiago S.A. y Norgener S.A.

² Southern Cross agrupa a las siguientes empresas: Campanario Generación S.A., Central Tierra Amarilla S.A., Río Corriente S.A., Río Seco S.A., Río Grande S.A..

³ Grupo Empresas Edelnor S.A. agrupa a las siguientes empresas: Central Termoeléctrica Andina S.A., Electroandina S.A., inversiones Hornitos S.A.

Proceso de Sistematización de las consultas

El proceso de consulta comprende en magnitud un sin fin de preguntas, las cuales fueron sistematizadas y posteriormente se formularon preguntas tipos, las cuales consolidan la mayor parte de las preguntas realizadas. A partir de la sistematización, a su vez las observaciones fueron agrupadas según el tópico principal de la norma en:

Tabla 1:

Ítem	Observaciones
I. Fuente a Regular	<ul style="list-style-type: none"> - Aclarar definición de fuente emisora a regular - Distinguir entre nueva y existente con RCA en vez de puesta en servicio - Aclarar porque se excluyen fuentes - Aplicación límite de potencia térmica (50MWt) - Gradualidad (plazos para el cumplimiento de la norma para fuentes emisoras existentes)
II. Contaminantes y límites	<ul style="list-style-type: none"> - Enfoque neutro de la norma - Límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x - Límites de emisión para metales - Corrección de oxígeno (O₂) para turbinas - Valores límite de emisión para existentes al año 2020
III. Cumplimiento y monitoreo	<ul style="list-style-type: none"> - Considerar plan de reducción según la Comunidad Europea - Excluir centrales de respaldo de la regulación - Aseguramiento de calidad del monitoreo continuo - Criterio de cumplimiento para el NO_x (95%) - Monitoreo y reporte de emisiones de CO₂ - Reportar contaminantes en energía útil
IV. Análisis del Impacto y Evaluación Social de la Norma	<ul style="list-style-type: none"> - Efectos de la norma en el sistema eléctrico y en la tarifa - Uso de modelo de calidad del aire CALMET- CALPUFF - Posibilidad para la aplicación de modelo ISC - Uso de modelo del mercado eléctrico de largo plazo OSSE 2000 - Posibilidad de evaluar la norma sin aplicar modelos
V. Otros	<ul style="list-style-type: none"> - Se exige eficiencia del parque actual para reducir CO₂ - Localización en áreas de protección - Diferencia entre cuenca degradada y no degradada - Se incluya límites de emisión para efluentes líquidos

I. Fuentes a Regular

1. Se solicita aclarar definición de fuente

Respuesta: se acoge y se mejorará.

La norma de emisión para termoeléctricas regula unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible). Se entiende por:

Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico, y

Unidad de generación eléctrica: unidad conformada por una caldera o una turbina.

2. Porque se excluyen calderas de co-generación

Respuesta: 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.

3. Porque aplica la norma a fuentes sobre 50MWt de potencia térmica

Respuesta: Del total emitido en la línea de base (2008) sólo un 0,08%, 0,04% y un 0,6% para material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO₂) respectivamente, corresponde a termoeléctricas con potencia menor a 50 MWt. Tomando en cuenta este hecho, y considerando que las unidades inferiores a 50MWt son en su mayoría motores de combustión interna y turbinas, se establece como límite inferior para la implementación de la norma una potencia de 50 MWt.

4. El sector a regular solicita que la RCA constituya el hito para distinguir entre fuente nueva y existente

Respuesta: Se descarta la solicitud de la RCA como hito diferenciador entre fuente nueva y existente⁴, Ver respuesta complementaria en expediente público ROL N° 04/06, memorándum N° 118/2010 del 25 de marzo de 2010 y N° 105/2010 del 20 de abril de 2010 del Sr. José Ignacio Blumel, Jefe de la Dpto. Jurídico al Sr. Marcelo Fernández. Expediente 6. Folios del 2446 al 2453 y del 2535 al 2538. En resumen se descarta la RCA debido a las siguientes razones: un proyecto de termoeléctrica puede contar con una RCA favorable y no ser construida o pueden pasar varios años antes que se construya (ejemplo Central Los Robles, Central Termoeléctrica Energía Minera CTEM), la decisión de iniciar la construcción de cualquier central depende sólo de decisiones privadas, jurídicamente ninguna norma de emisión vigente se ha diseñado considerando la RCA.

Por otra parte, el proyecto a considerado una fecha futura para la verificación del hito diferenciador entre fuente existente y nueva, por lo que la norma también se hace cargo de aquellas centrales que pudieran estar en una etapa avanzada de construcción.

5. El sector a regular solicita que se aclare cuando una fuente existente por sus modificaciones pasa a ser fuente nueva, en particular en el caso de centrales duales o por cambio de combustible de gas a diesel.

Respuesta: Interesa distinguir aquellas modificaciones del proyecto que resulten en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones al aire. Excluyéndose a priori la incorporación de equipos de abatimiento o de control de los contaminantes emitidos. De esta forma, se han identificado las siguientes situaciones: ampliación de la central en la incorporación de una nueva unidad de generación o cambio de combustible, en este último ámbito habrá que diferenciar el caso de las turbinas que usan diesel o gas. Se acoge la observación. Y se aclararán las definiciones.

6. El sector a regular solicita mayor gradualidad para las fuentes existentes, en vez de 3 años se solicita 5 años.

Respuesta: El anteproyecto indica 3 años, considerando además que desde el 1º de enero de 2012 en adelante, aquella unidad que sea puesta en servicio se entenderá como fuente nueva. Se debe considerar que: una central toma cerca de 36 meses en construirse. La instalación del filtro de mangas en bocamina se demoró 12 meses y la conexión 8 días. La instalación del desulfurizador en Ventanas se demoró 18 meses y la conexión 28 días.

⁴ Ver respuesta complementaria en expediente público ROL N° 04/06, memorándum N° 118/2010 del 25 de marzo de 2010 y N° 105/2010 del 20 de abril de 2010 del Sr. José Ignacio Blumel, Jefe de la Dpto. Jurídico al Sr. Marcelo Fernández. Folios

Análisis del plazo para el cumplimiento

- > Diferenciación entre nuevas y existentes
 - Puesta en servicio (Reglamento DS N 327 de 1997)
- > Gradualidad
 - SEIA: 6-12 meses (proyecto de mejoramiento)
 - Desde orden de compra, conexión y puesta en marcha: 18-24 meses
 - Máximo: 3 años
- > Construcción de los Equipos de Control
 - En forma simultánea a la operación de la Central
 - Es factible la instalación de varios equipos de control
 - 12 térmicas a carbón cuentan con equipo de control MP
- > Rol de los CDEC
 - Supervisa en forma eficiente cada programa de mantenimiento
 - Reprograma mantenimientos ante eventos que condicionen la seguridad de abastecimiento
- > Casos:
 - Bocamina : 12 meses, conexión 8 días (FM)
 - Ventanas: 18 meses, conexión 14 días/año (desulfurizador con agua de mar)

Gradualidad: 3 años

Figura 1

II. Contaminantes y límites

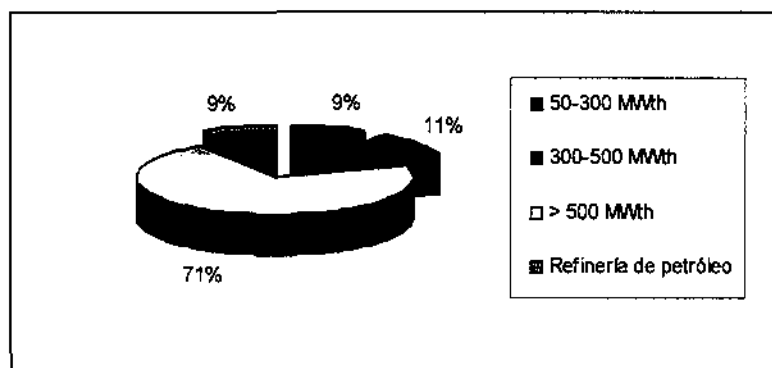
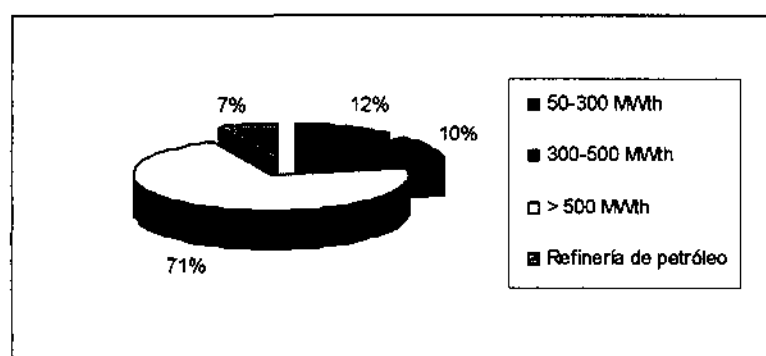
7. Se afirma que la norma de emisión del anteproyecto es más exigente que los valores límites que exige la Directiva Europea

Respuesta:

Uno de los grandes desafíos en gestión y control de la contaminación es adecuar y actualizar los cuerpos normativos vigentes. Es por esta razón, que al analizar la normativa internacional se revisa su tendencia, es decir, hacia dónde va la regulación y con cautela se examina su vigencia, esto debido a que algunas regulaciones pueden haber quedado obsoletas (sin actualizarse) dada la evolución y cambios tecnológicos, mejoras de combustibles, entre otras razones.

En particular, las centrales termoeléctricas de los países europeos adoptan como base para su regulación ambiental la directiva 2001/80/EC del 23 de octubre del 2001 la que limita las emisiones de contaminantes al aire para plantas de combustión con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW térmicos (MWt)⁵. Se debe considerar que actualmente en Europa no se construyen centrales a carbón con calderas subcrítica debido a su baja eficiencia (menor a 33% en promedio), lo cual implica mayor consumo combustible y un mayor nivel de emisiones al aire, particularmente de dióxido de carbono (CO₂). En los últimos años, Europa privilegia las centrales termoeléctricas a carbón mayores a 500 MWt que utilizan calderas ultra-super-crítica o super-crítica, las cuales poseen una eficiencia mayor a 36%. El tamaño de las fuentes emisoras y nivel de emisiones de las plantas de combustión en Europa, se puede observar en las figuras 2 y 3 para los contaminantes gaseosos, donde se constata que sobre el 70% de emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno corresponde a plantas de combustión de un tamaño mayor a 500 MWt.

⁵ En el anteproyecto de norma se consideró este mismo criterio debido a que las centrales termoeléctricas menores a 50 MW térmicos contribuyen con menos de 1% de las emisiones al aire de partículas y gases, además la mayor parte de éstas termoeléctricas son motores a combustión interna.

Figura 2: Tamaño de las fuentes emisoras de SO₂Figura 3: Tamaño de las fuentes emisoras de NO_x

Fuente: Entec UK Limited, Reporte final para la Comunidad Europea "Preparation of the review relating to the Large Combustion Plant Directive"(Julio 2005) , http://ec.europa.eu/environment/air/pdf/final_report_05225.pdf

En contraste, en Chile todas las centrales termoeléctricas a carbón, tanto existentes como nuevas, utilizan calderas subcrítica. En el caso de Chile, sobre el 50% de las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno corresponde a termoeléctricas de un tamaño menor a 500 MW térmicos, por lo cual, las termoeléctricas de un tamaño entre 50 MWt y 500 MWt son tan aportantes como las anteriores en términos de emisiones.

La Directiva establece una fecha específica de corte *1 de julio de 1987* para diferenciar entre plantas nuevas y existentes, donde cualquier planta de combustión que posea el permiso de construcción después de esta fecha se considera como una "planta nueva".

A continuación se muestran los límites de emisión máximos que establece la Directiva comparado con el proyecto Norma de Emisión:

Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Oficializada el 23 de octubre de 2001Valores límite de emisión expresados en mg/Nm³ para SO₂, NO_x y MP

Dióxido de azufre (SO ₂)	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Biomasa				
50 – 100 MW _{th}	200	200		
100 – 300 MW _{th}	200	200	400	200
> 300 MW _{th}	200	200		
Sólidos en general				
50 – 100 MW _{th}	2000	850		
100 – 300 MW _{th}	2000 a 1000 (decrec. lineal)	200		
300 – 500 MW _{th}	1000 a 400 (decrec. lineal)	200		
> 500 MW _{th}	400	200	400	200
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	1700	850	30	10
100 – 300 MW _{th}	1700	400 a 200 (decrec. lineal)		
300 – 500 MW _{th}	1700 a 400 (decrec. lineal)	200		
> 500 MW _{th}	400	200		
Gaseosos en general	35	35	n.a.	n.a.
Gas licuado	5	5	n.a.	n.a.
Gases menos calorífico del horno	800	400	n.a.	n.a.
Gases menos calorífico de los	200	200	n.a.	n.a.

Óxidos de nitrógeno (NO _x)	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Biomasa				
50 – 100 MW _{th}	600	400		
100 – 300 MW _{th}	600	300		
> 300 MW _{th}	600	200		
> 500 MW _{th}	500	200	500	200
Sólidos en general				
50 – 100 MW _{th}	600	400		
100 – 300 MW _{th}	600	200 ²⁾		
300 – 500 MW _{th}	600	200		
> 500 MW _{th}	500	200	500	200
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	450	400		
100 – 300 MW _{th}	450	200	200	120
300 – 500 MW _{th}	450	200		
> 500 MW _{th}	400	200		
Gas natural				
50 – 300 MW _{th}	300	150	50	50
300 – 500 MW _{th}	300	150		
> 500 MW _{th}	200	100		
Gaseosos en general				
50 – 300 MW _{th}	300	200	50	50
300 – 500 MW _{th}	300	200		
> 500 MW _{th}	200	200		

Valores límite de emisión para turbinas a gas en la Unión

NO _x Límite de emisión (mg/Nm ³)	Unión Europea	Chile
Gas Natural	50	50
Líquido	120	120

Material particulado	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Sólidos				
50 – 100 MW _{th}	100	50		
100 – 500 MW _{th}	100	30		
> 500 MW _{th}	50	30	50	30
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	50	50		
> 100 MW _{th}	50	30	50	30
Gas natural				
50 – 300 MW _{th}	5	5	n.a.	n.a.
> 300 MW _{th}	5	5		

8. *Se afirma que los valores de la norma de emisión son más exigente que los valores límites que se exige a nivel internacional*

Respuesta: La afirmación anterior no corresponde a la tendencia de la regulación internacional, como se observa en la siguiente figura.

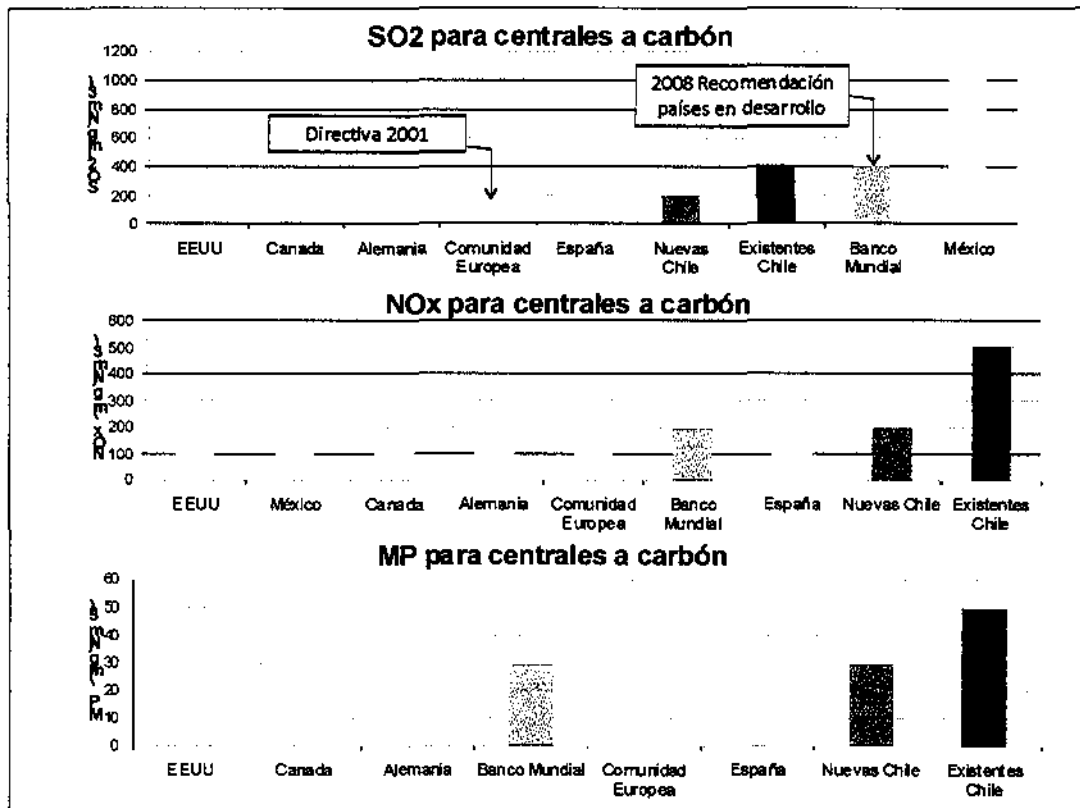


Figura 4: Comparación entre valores límites de emisión entre regulaciones internacionales

9. *Se pide que el valor de MP sea 100 mg/m³N para las termoelectricas existentes que usan combustible sólido, en vez de 50 mg/m³N como indica el anteproyecto*

Respuesta: El resultado de la evaluación social del valor 100 mg/m³N da como resultado que no es costo-efectivo y reporta el beneficio social neto más bajo comparado con el valor de 50 mg/m³N o 30 mg/m³N.

Además la tecnología para reducir MP está disponible en el mercado desde la década de los '70, ver figura abajo, con eficiencias de remoción en el orden de 99,99%.

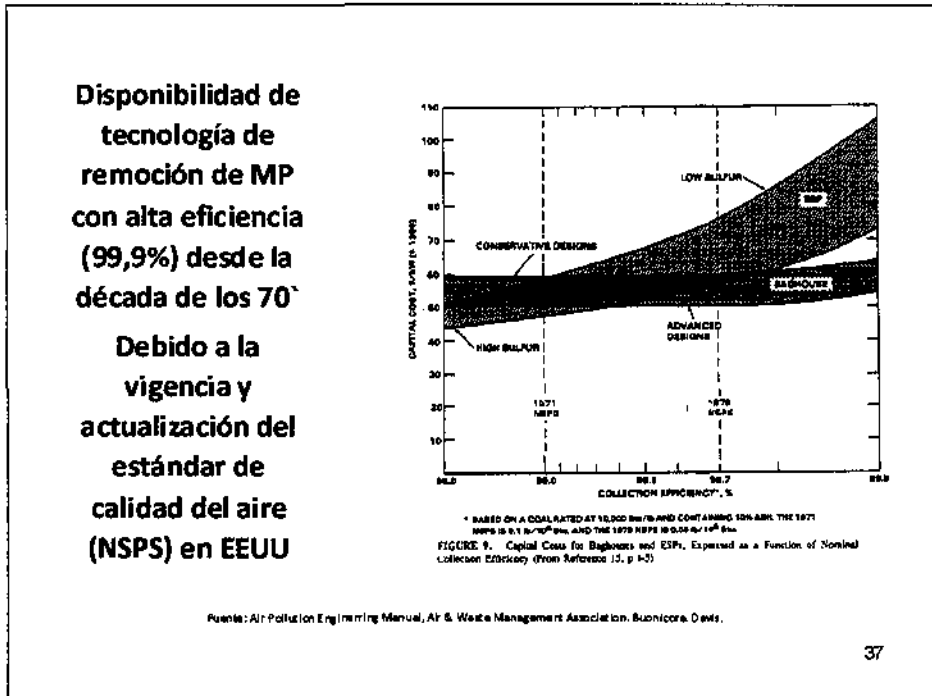


Figura 5

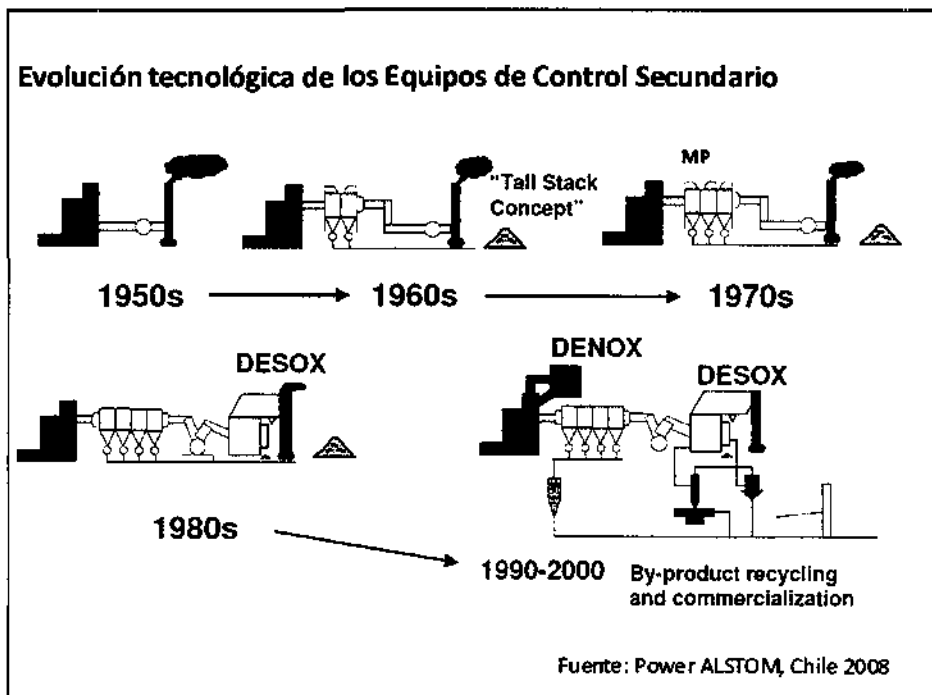


Figura 6

10. *El sector a regular solicita que las fuentes existentes no tengan que alcanzar los valores límites de emisión de las fuentes nuevas al año 2020*

Respuesta: Se analizará y se tomará en cuenta aspectos tales como: (i) la tecnología de control permite llegar a valores como los planteados para las fuentes nuevas, (ii) dificultades para la que las existentes se ajusten al mismo performance que se exige para las nuevas (plazo, cambios en el layout, intervenciones, entre otros). Observando las recomendaciones internacionales, es posible reconocer que es legítimo implementar una norma estableciendo límites diferenciados para fuentes emisoras existentes y nuevas. Asunto que se analizará para el proyecto definitivo.

11. *El sector a regular solicita que se utilice un enfoque neutro para la norma de emisión*

Respuesta: El enfoque neutro fue parte del análisis realizado por los especialistas consultores que apoyaron la elaboración de la norma. A pesar que reporta ventajas pues se independiza del combustible y tipo de tecnología utilizada, solo Canadá y el Plan de la Región Metropolitana para el sector industrial, poseen un enfoque neutro en su regulación; mientras que la tendencia y recomendaciones de otras normativas para estas fuentes (EEUU, Comunidad Europea, México, Japón, Banco Mundial, etc.) se usa el enfoque por combustible, optándose por este último.

12. *El sector a regular solicita que el valor límite de emisión para NOx sea de 500 mg/Nm3 en vez de 400 mg/Nm3 para no tener que instalar un desnitrificador para asegurar este valor en chimenea, sino solo utilizar quemadores Low-NOx*

Respuesta: Se estima que es factible técnicamente y costo efectivo de acuerdo al estudio de evaluación social de la norma cumplir con el valor de 400 mg/ Nm3.

13. *El sector a regular solicita que la corrección de oxígeno para turbinas sea de un 15%*

Respuesta: Se ha analizado técnicamente esta solicitud y se ha incorporado en el proyecto definitivo de la norma.

14. *El sector a regular solicita que se postergue la regulación de mercurio (Hg), se argumenta que se desconoce la línea de base de metales pesados.*

Respuesta: El Mercurio se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel), siendo más significativo su contenido en el carbón. El contenido promedio de mercurio en el carbón varía entre 0,02 y 1,00 ppm, con un promedio de 0,50 ppm⁶. En el diesel el contenido de mercurio es de 10 ppb. En el proceso de combustión se libera mercurio elemental (Hg⁰) y oxidado (Hg^{II}) en forma de gas, y mercurio en forma de partícula (Hg^P) (Hg. G. Streets et al. Atmospheric Environment 39, 2005, pag. 7789 – 7806). Los porcentajes de mercurio en sus diferentes estados varían dependiendo de las características del carbón. En promedio, la combustión del carbón generará un 50% de Hg⁰, un 40% de Hg^I, y sólo un 10% de Hg^P. Esto es relevante pues para el control de las emisiones de mercurio, se deben considerar métodos que remuevan partículas y gases.

El mercurio es un elemento tóxico, en particular cuando se metaboliza para formar mercurio de metilo. Puede ser mortal por inhalación y perjudicial por absorción cutánea. Alrededor del 80% del vapor de mercurio inhalado pasa a la sangre a través de los pulmones. Puede tener efectos perjudiciales en los sistemas: nervioso, digestivo, respiratorio e inmunitario y en los riñones, además de provocar daños pulmonares. Los efectos adversos de la exposición al mercurio para la salud pueden ser los siguientes: temblores, trastornos de la visión y la audición, parálisis, insomnio, inestabilidad emocional, deficiencia

⁶ Díaz-Somoano et al. (2005), "Using Wet-FGD systems for Mercury removal" en J. Environ. Monit. 2005, 7, 906-909.

del crecimiento durante el desarrollo fetal y problemas de concentración y retraso en el desarrollo durante la infancia. Estudios recientes indican que el mercurio tal vez carezca de umbral por debajo del cual no se producen algunos efectos adversos⁷. El Hg es emitido como un elemento traza que debe ser controlado debido a sus efectos acumulativos.

De acuerdo al anteproyecto, no se están considerando exigencias de equipos de control para reducir metales, las reducciones se logran a través de la reducción de MP y SO₂. Las cuales deben realizarse a límites de emisión efectivos también para la remoción de estos metales.

Por otra parte, Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, a través del Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de la CONAMA. En el plan se especifica el contar con una norma de Hg para las termoeléctricas.

Se argumenta que no hay línea de base de Hg, sin embargo, el último reporte del RETC 2007, indica que la principal fuente emisora industrial de Hg corresponde al sector de termoeléctricas que utiliza carbón.

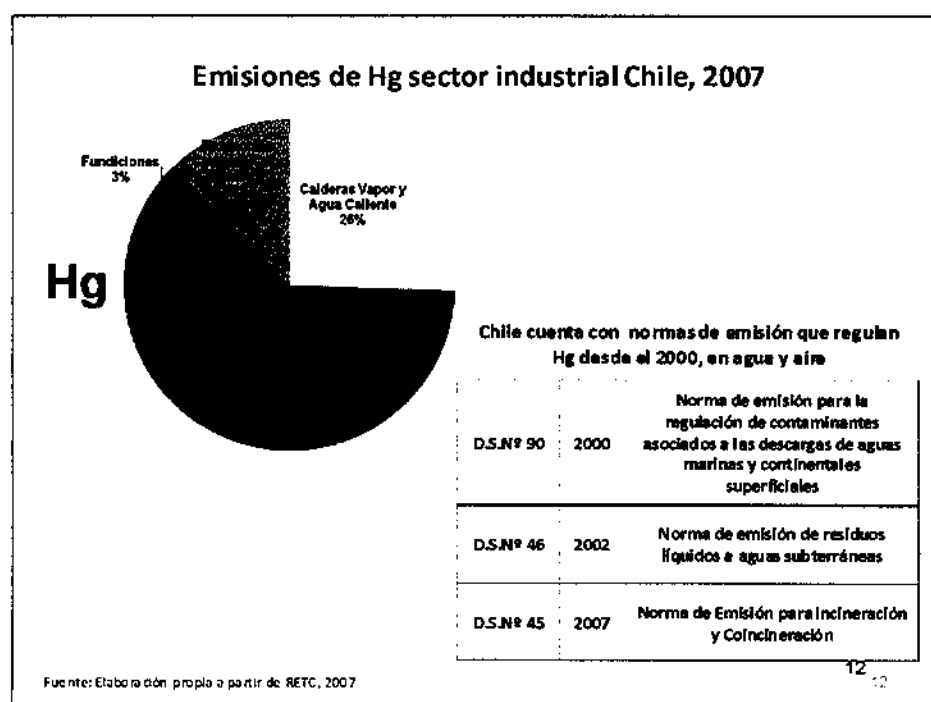


Figura 7

⁷ OMS, El Mercurio en el Sector Salud, http://www.who.int/water_sanitation_health/medicalwaste/mercurio_es.pdf

15. *El sector a regular indica que no hay referencias sobre el contaminante mercurio (Hg) y que no se ha documentado sobre experiencias que establecen su impacto ambiental. Solicita por tal razón que no se regule.*

Respuesta: Cabe señalar que existen sobre 15 referencias que establecen los impactos ambientales de las emisiones de mercurio al aire, que a continuación se detallan:

- Pacyna J. et al., NILU & NILU Polska & IVL Swedish Environmental Research Institute , Socio-economic costs of continuing the status-quo of mercury pollution, 14 August 2008, ISBN 978-92-893-1746-7
- Spadaro & Rabl, Global Health Impacts and Costs Due to Mercury Emissions, Risk Analysis,, 2008, vol 28, N°3, 603- 613
- Srivastava R. et al., Preliminary Estimate of Performance and Cost of Mercury Control Technology Applications on Electric Utility Boilers, Journal Air & Waste Manage. Assoc., October 2001, vol. 51, 1460-1470
- Sundseth et al., Economic benefits from decreased mercury emissions: Projections for 2020, Journal of Cleaner Production, 2010, vol. 18, 386-394
- Díaz-Somoano et al., Using Wet-FGD systems for mercury removal, J. Environmental Monit., 2005, 7, 906-909
- Lee et al., Speciation and mass distribution of mercury in a bituminous coal-fired power plant, Atmospheric Environment, 2006, vol. 40, 2215-2224
- Zhang L., Mercury emissions from six coal-fired Power plants in China. Fuel processing technology 2008, vol. 89, 1033-1040
- Wang Y. et al, Comparison of mercury removal characteristic between fabric filter and electrostatic precipitators of coal-fired power plants, Journal of Fuel Chemistry and Technology, February 2008, Volume 36, Issue 1, 23-29
- US EPA , Regulatory Impact Analysis of the Clean Air Mercury Rule Final Report, EPA-452/R-05-003, 2005
- NESCAUM, Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal Regulations, Praveen Amar. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics August 3-5, 2004
- UNEP, Pirrone and Mason, Mercury fate and transport in the global atmosphere: measurements, models, an policy implications, Interim Report, 14 July 2008
- UNEP, The Global Atmospheric Mercury Assessment : Sources, Emission and Transport, Geneva, Switzerland, December 2008
- CONAMA, Plan Nacional de Gestión de los Riesgos del Mercurio.,2009.
- OMS, El Mercurio en el Sector Salud, 2005
- PNUMA, Evaluación Mundial sobre el Mercurio, Junio 2005 (publicada en Español)
- The Babcock & Wilcox Company, Barberton, Fabric Filter Size Impacts on Mercury Control using Activated Carbon Injection , R.E. Snyder, P.E. and D.M. Novogoratz,, Ohio, U.S.A.

16. *El sector a regular solicita que se postergue la regulación de vanadio (V) níquel (Ni).*

Respuesta: El Níquel, al igual que el Mercurio, se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel y petcoke). Diversos análisis a carbones han estimado un contenido de Ni entre 0,02 y 1,00 ppm, con un promedio de 15 ppm. El carbón bituminoso contiene en promedio 30 ppm de vanadio, mientras que el carbón subbituminoso contiene en promedio 125 ppm de vanadio. Se evaluarán los antecedentes respecto a estos metales a fin de determinar su incorporación como contaminantes a normar y/o a reportar.

17. *Las ONG solicitan incluir otros metales como: Berilio, Arsénico, Cadmio, entre otros; y monitorear mercurio en forma continua*

Respuesta:

Si bien es cierto existen otros metales con comprobados efectos nocivos para la salud de la población, se ha analizado que al regular mercurio (Hg), estos otros metales también serían en parte capturados por la tecnología de control de material particulado y SO₂.

Se ha optado que se reporte sobre los contenidos de vanadio y níquel en el combustible (carbón, petcoke o mezclas) con el fin que en una segunda revisión de la norma se evalúe y analice la pertinencia social de incluir la exigencia para estos otros metales.

En conclusión, se espera que al remover Hg se capte un porcentaje esperado de aproximadamente un 70% de otros metales y lo que es posible a través de contar eficiencias altas en la remoción de MP y SO₂.

Respecto al monitoreo continuo se empezara exigiendo el monitoreo continuo de gases y partículas, con el fin de implementar además los protocolos correspondientes. En el caso del monitoreo de Hg, esto será factible en el mediano plazo cuando este disponible la tecnología.

III. Cumplimiento y monitoreo

18. *El sector a regular solicita que las fuentes existentes puedan optar a un Plan de reducción de emisiones tal como plantea la Directiva de la Comunidad Europea para plantas de combustión de fuentes existentes*

Respuesta: Se analizará. Sin embargo, se debe considerar que para dar cumplimiento a la norma de emisión, existen diversas alternativas que van desde el control de operación, mantención, selección y uso de combustibles con menor contenido de cenizas y azufre; y hasta la introducción de tecnología primaria y secundaria. Es decir, la reducción se debe lograr de una vez para cumplir con la exigencia. En cambio, el calendario de reducción de emisiones propuesto en la Directiva de la CE atiende a metas de reducción global para todo el sector para un país en particular. Si bien es un instrumento relevante de analizar, no se considero en la evaluación sobre su factibilidad de aplicación en el contexto nacional (si se analizó la tendencia de la regulación).

19. *El sector a regular solicita que se deje fuera de la regulación a las centrales que denomina como de respaldo.*

Respuesta: De acuerdo a las fechas de puesta en servicio de las centrales térmicas del SIC y SING, se construyeron las siguientes figuras las cuales muestran la antigüedad del parque existente. A pesar de la antigüedad de varias de las plantas generadoras en ambos sistemas eléctricos, no existe en la actualidad normativa alguna, desde el punto de vista eléctrico, ambiental o de regulación del mercado eléctrico, que exija el reponteciamiento o renovación de las centrales que componen el parque generador. Por este motivo, la decisión de invertir en mejorar cualquier equipo, calidad o eficiencia de las instalaciones de las centrales generadoras, pasa sólo por una evaluación económica privada, o una recomendación propia de las entidades asociadas a la empresa en cuestión.

Por otra parte, el mecanismo de pago por capacidad que rige en el mercado eléctrico chileno, el llamado pago por potencia firme (o pago por suficiencia), no considera la antigüedad de las máquinas para la asignación de dichos ingresos. Asimismo, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio no establece requisitos de vida útil o antigüedad para las centrales que inyectan a los sistemas interconectados. Cabe señalar que la autoridad regulatoria del mercado eléctrico chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE), no utiliza funciones que maximicen la eficiencia de las centrales existentes, en la modelación de los costos esperados de los sistemas eléctricos con los cuales fija la tarifa de precio

de nudo a cliente regulado. Sin embargo, si definen una vida útil de 24 años para el análisis de las centrales nuevas recomendadas en cada sistema. Por lo tanto, la elección de tecnologías, el repotenciamiento o mejoras en las instalaciones de generación son parte de las estrategias de explotación e inversión propios de las empresas propietarias de las centrales generadoras.

De las figuras siguientes se tiene que del total del parque térmico existente en el SIC, el 16%, es decir, 722 MW de la capacidad térmica instalada tiene igual o más de 24 años de servicio, por su parte en el SING, el 10%, es decir 345 MW, tiene igual o más de 24 años de servicio. Por ejemplo, en el SIC las centrales Laguna Verde (55 MW), Ventanas (338 MW) y Bocamina (125 MW) tienen más de 24 años de vida útil; en el SING las centrales U10 y U11 (75 MW) y la U12 (78 MW) tienen una antigüedad similar, todas ellas centrales térmicas a carbón. Por otra parte, del total de la capacidad térmica instalada en el SIC, el 35% (1554 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, entre las cuales se encuentran la central térmica a carbón Guacolda (304 MW), y los ciclos combinados Nueva Renca (379 MW) y San Isidro (370 MW); en el SING, el 60% (2189 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, por ejemplo, las centrales térmicas a carbón NTO 1 (132 MW) y CTM 1 (150 MW). Por último, en el SIC el 49% (2183 MW) de las centrales térmicas tiene menos de 10 años de servicio y en el SING dicha antigüedad representa el 30% del parque térmico.

Dado lo descrito anteriormente ¿cuáles serían las centrales de respaldo?, conceptualmente se entendería como aquellas unidades que entran a operar en condiciones de escasez hídrica en el SIC. En el caso de las unidades más antiguas en el sistema y que pasarían a denominarse "de respaldo" corresponden a unidades ineficientes y que toman un mayor tiempo en la etapa de start-up (encendido).

Se constata que no existe una definición en la Ley eléctrica de unidad de respaldo. Si se distingue a nivel técnico unidades de punta o en base.

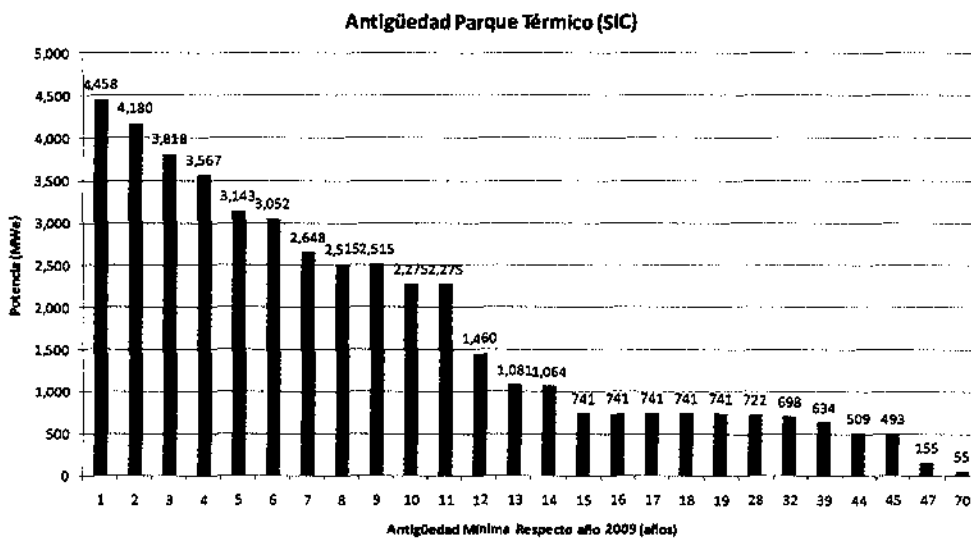


Figura 8: Antigüedad del parque térmico del SIC

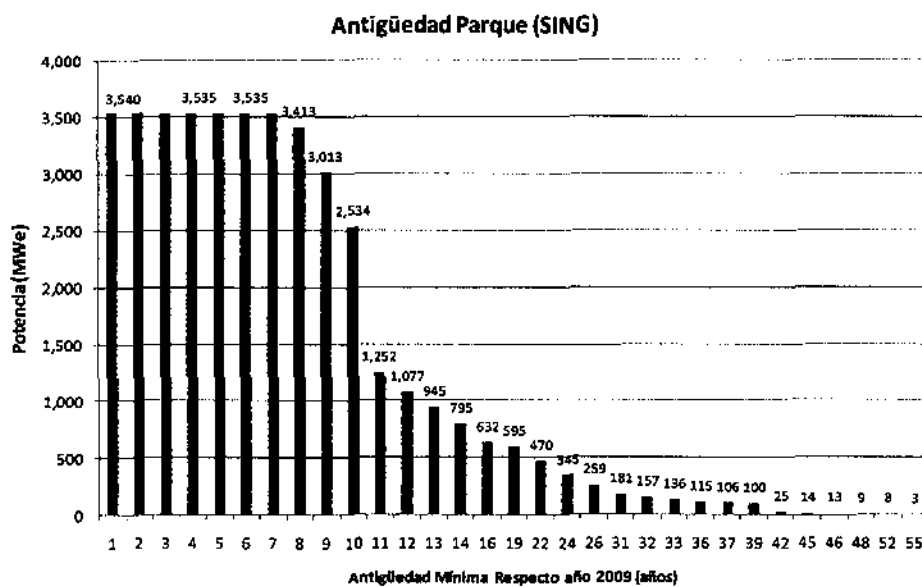


Figura 9: Antigüedad del parque térmico existente del SING

20. El sector a regular solicita monitorear y reportar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Respuesta: Se incorporará esta recomendación en el proyecto definitivo, la cual facilitará compromisos de Chile con el Registro de Emisiones de Transferencia de Contaminantes (RETC) y con el Programa de Cambio Climático.

21. El sector a regular solicita que el porcentaje de cumplimiento del monitoreo de las emisiones de NO_x sea menor al 95% debido al comportamiento de las emisiones de NO_x durante la operación de las fuentes existentes

Respuesta: Se ha analizado técnicamente esta solicitud y se ha incorporado en el proyecto definitivo.

22. El sector a regular solicita monitorear y reportar las emisiones por unidad de energía útil

Respuesta: Se ha analizado técnicamente esta solicitud y se ha incorporado en el proyecto final como una forma adicional que debe reportar el titular. No obstante, los requisitos del monitoreo así como de su reporte, son materia de competencia de la Superintendencia del Medio Ambiente.

23. Se pide aclarar sobre el aseguramiento de calidad del monitoreo continuo

Respuesta: Velará sobre este requerimiento la Superintendencia del Medio Ambiente, en conformidad a sus atribuciones y funciones establecidas en la Ley N° 20.417.

IV. Análisis del Impacto y Evaluación Social de la Norma**24. El sector a regular afirma que la norma de emisión tendrá un efecto desfavorable pues traspasará sus costos a la tarifa de los clientes regulados**

Respuesta: En primer lugar es preciso aclarar que existen contratos a precios libres, suscritos directamente entre los generadores y los grandes clientes, y contratos adjudicados a generadores a través de licitaciones de suministro llevados a cabo por las empresas distribuidoras para el abastecimiento de los clientes regulados abastecidos por estas últimas. El procedimiento legal de determinación de los precios regulados, de fijación semestral, dispuso originalmente que los precios a fijar no podían presentar una diferencia de más de 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior⁸. Estos precios se denominan precios de nudo, existiendo un precio de nudo de la energía y un precio de nudo de la potencia de punta. Este esquema de precios regulados en el segmento de clientes pequeños operó durante más de veinte años, siendo substituido en el año 2005 mediante la reforma legal introducida por la Ley N° 20.018 de mayo de ese año. Esta norma legal dispone que los precios aplicables a los clientes regulados, casi en su totalidad abastecidos por empresas distribuidoras, sean los que resulten de licitaciones abiertas y competitivas convocadas por dichas empresas, y adjudicadas por precio. Por lo anterior, la tarifa regulada está condicionada a los nuevos procesos de licitación de suministro, los cuales se deberían iniciar desde el año 2018 en adelante. Es decir, la aplicación de la norma no tendría efecto hasta ese año en adelante, esto debido a que las tarifas eléctricas reguladas en los próximos 10 a 15 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006 al 2009.

Los principales resultados de las licitaciones de distribuidoras de los procesos llevados a cabo desde el año 2006, indican que los precios promedio de licitación han aumentado desde el primer proceso de licitación, además del hecho que parte de los precios de la segunda etapa, e íntegramente en la tercera, los precios se encuentran indexados exclusivamente al índice de precio de Estados Unidos (CPI), por lo que los pagos por suministro no evidenciarán las alzas o caídas de los precios internacionales de los combustibles.

Los volúmenes adjudicados en las licitaciones se presentan por etapa en el cuadro siguiente. El total adjudicado es de 27,376 [GWh/año], de los cuales Endesa suministrará aproximadamente un 45.4%, Colbún un 24.8%, Gener S.A. un 19.5%, y el resto se divide entre las empresas Campanario, Guacolda y Monte Redondo. Los bloques no licitados en el penúltimo proceso (900 GWh) corresponden a CGE, y fueron adjudicados en el último proceso de presentación de ofertas durante el segundo semestre del presente año.

⁸ Este porcentaje fue posteriormente reducido a un 5% según las disposiciones de la Ley N°19.940 de 2004. Una modificación adicional, realizada en la Ley N° 20.013 de 2005, introdujo un factor de aceleración de dicho porcentaje, en la medida que la desviación de precios entre el precio de nudo teórico y el precio medio libre fuere muy grande. Así, en el caso que dicha diferencia alcance el +- 80 o más %, la banda de precios en la que debe encontrarse el precio de nudo aumenta a +- 30%.

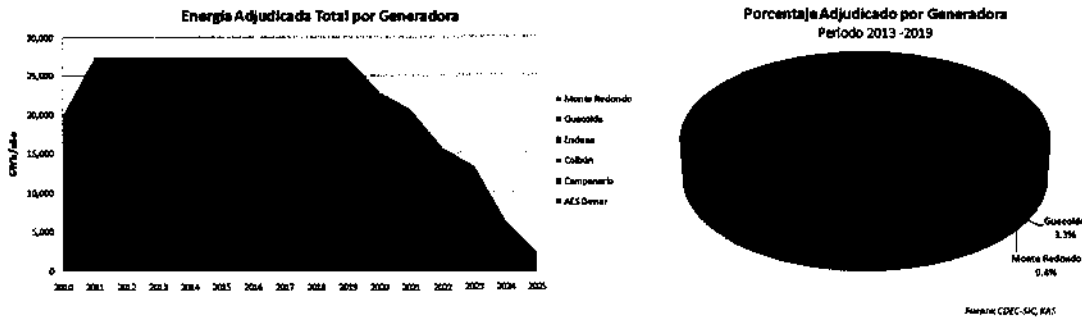


Figura 10 : Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.

En la siguiente gráfica se muestran los precios con los cuales cada generadora fue adjudicada para cada distribuidora respectivamente.

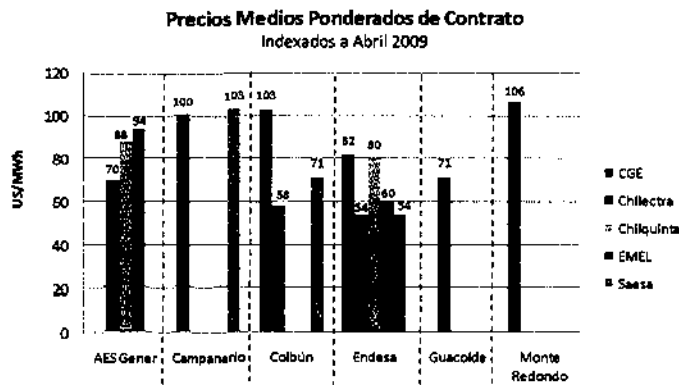


Figura 11: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora

Los resultados de las licitaciones de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, las cuales abastecen a los clientes regulados de cada sistema eléctrico, fijaron los precios de carbón por 10 o 15 años dependiendo del contrato suscrito con los generadores. Las variaciones que puedan sufrir dichos precios dependen de indexadores de precios de carbón, gas natural, petróleo diesel y el Consumer Price Index (CPI) de los Estados Unidos.

Aumentos en los costos de producción del sistema en el mediano plazo que no dependen de los indexadores comentados, no afectarán las tarifas de clientes regulados. En este sentido, aumentos en los costos de producción de las centrales térmicas debido a la instalación de equipos de control de emisiones, no afectarán los precios de los clientes regulados, hasta que comiencen los nuevos procesos de licitaciones aproximadamente desde el año 2018.

Cabe destacar que los procesos de licitaciones llevados a cabo, internalizan el concepto de costo de control de abatimiento, esto debido a su cuantificación en los costos de inversión de las centrales térmicas de desarrollo utilizadas en los planes de obra de la CNE desde la fijación de precios de nudo de Octubre del año 2004.

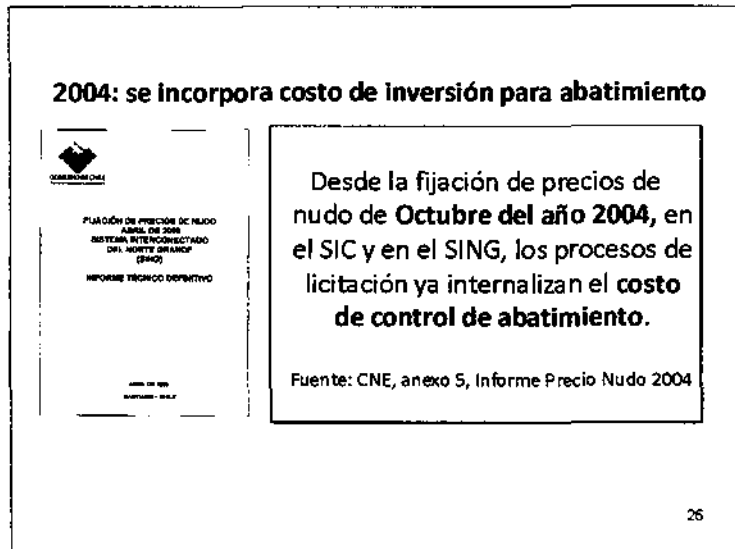


Figura 12

Lo anterior teniendo en cuenta que, de acuerdo lo establece el artículo 135° del DFL N°4/2006, en cada licitación, el valor máximo de las ofertas de licitación, también llamado precio techo de licitación para abastecer consumos regulados, será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) aumentado en un 20%. Por su parte, el procedimiento de determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM) depende en su formulación⁹ del precio medio de mercado, determinado con los precios medios de los contratos libres informados por las empresas generadoras y del precio medio básico, el cual corresponde al precio de nudo calculado por la CNE, ajustado si corresponde a la banda de precios de mercado de la fijación semestral correspondiente. En el siguiente gráfico se expone el comportamiento histórico de los precios de nudo de energía desde la fijación de Abril 1999 hasta la fijación de Abril 2009.

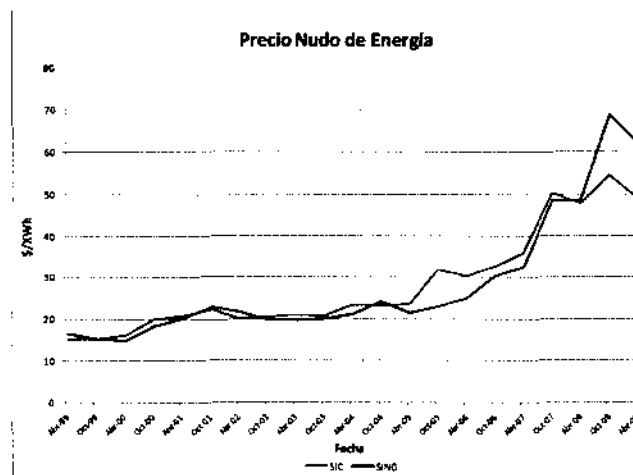


Figura 13: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009

La Comisión Nacional de Energía establece la tarifa a los clientes residenciales a través de la función de costo y proyección de la demanda. Como se indicó desde el año 2004, el Informe de precio nudo considera el costo de inversión de los equipos de abatimiento, en el costo de inversión

⁹ Para mayor detalle de la formulación del precio máximo de licitación (precio techo) véase el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre 2009 (SIC y SING) de la CNE (www.cne.cl).

de las nuevas termoeléctricas, por lo cual, ya está incluido este costo en la tarifa que estamos pagando desde el 2004 los clientes residenciales. Por ello, las centrales existentes están ya percibiendo este beneficio desde el 2004 pese a no haber realizado estas inversiones, lo anterior en el supuesto que los contratos con clientes libres se han adaptado a esta nueva realidad del mercado que debieron internalizar el año 2004.

Si consideramos que la norma entra en vigencia el año 2012 existiría un intervalo de 8 años para que los generadores en su función de comercializadores adaptaran los contratos con clientes libres, ya que los contratos con clientes regulados son a precio de nudo y este ya desde el año 2004 reconoce la existencia de equipos de abatimiento.

Por lo mencionado anteriormente, la única forma que los generadores no pueden recuperar estas nuevas inversiones, sería asociado a contratos con clientes libres que tengan vigente a más de 8 años a partir del 2004. Este análisis no considera la aplicación de la banda de precios de clientes libres en la tarifa regulada, ni los contratos licitados recientemente, probablemente a partir del año 2004 el efecto de la banda de clientes libres en los precios regulados es muy bajo y los contratos licitados, deberían incluir en el precio de licitación la inversión en equipos de abatimiento, ello dado que el precio techo de las mencionadas licitaciones, incorpora en su determinación el financiamiento de este tipo de inversiones, según informe técnico definitivo de la CNE a partir del año 2004, es decir, desde el año 2004 el mercado ha internalizado este tipo de inversiones, directa o indirectamente en la tarifa de electricidad.

Además, si se considera la forma de tarifificar no solamente las centrales termoeléctricas, que deberán en un futuro invertir en este tipo de equipamiento se han visto beneficiadas de la incorporación de equipos de abatimiento por parte de la CNE, debido al necesario aumento del CMg de largo plazo para poder financiar estas inversiones, sino que las centrales hidroeléctricas existentes se han beneficiado de este aumento del CMg de largo plazo, lo que ha permitido aumentar su margen de operación, suponiendo que no han cambiado sus costos, mejorando la rentabilidad esperada, lo que indicaría que habrían mejorado su rentabilidad esperada, determinada al momento de decidir la inversión.

Por último, como ya se ha señalado anteriormente y tal como queda establecido en el Análisis General de Impacto Social y Económico de la norma, el escenario regulatorio establecido presenta una relación costo- beneficio positiva, siendo los beneficios superiores a los costos.

25. Se afirma que la norma de emisión tendría un efecto adverso sobre la seguridad de los sistemas eléctricos (SIC, SING)

Respuesta: La aplicación de la norma de emisión no implica riesgo en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados. Debido a que la instalación de los equipos de abatimiento se debe realizar de forma tal que exista una coordinación con los programas de mantenimiento de las centrales termoeléctricas. En este sentido, es rol de cada Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC SING), supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirán instalar los equipos de control dentro del periodo exigido en la norma. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema, cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

Cabe destacar además que para reflejar el comportamiento del sistema eléctrico se usó el modelo Ose2000, el cual simula el despacho económico a largo plazo del SIC y del SING. Es el mismo modelo que usa la CNE y que permite por tanto internalizar aspectos de mercado y seguridad.

Se seleccionó este modelo, entre otras bondades, debido a que es el mismo modelo que usa la CNE para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, el cual simula el despacho hidrotérmico esperado del sistema eléctrico, donde la principal función objetivo es la operación a mínimo costo considerando el costo de las centrales térmicas y la gestión óptima de los recursos embalsados en el caso del SIC. En resumen, el modelo representa para ambos sistemas, la oferta actual y futura de generación, la proyección de demanda eléctrica desagregada, el sistema de transmisión, la gestión óptima de embalses (en el SIC) y la proyección de precios de combustibles. Para la simulación se usó la base de datos de fijación de Precios de Nudo de abril 2009 CNE para el SIC y SING.

26. Se solicita justificar el modelo de calidad del aire utilizado CALMET/CALPUFF

Respuesta: Para simular la relación emisión-calidad para las emisiones del año base (2008: 8760 horas) y cada escenario al año 2020 (con y sin norma de emisión), se seleccionó el modelo CALMET- CALPUFF. El modelo CALMET- CALPUFF, versión 5.8 es recomendado y aprobado por la oficina ambiental de EEUU, US-EPA, el 9 de Noviembre de 2005, en el Código Federal de Regulaciones (CFR) N° 40, Parte 51, denominado en inglés: Revision to the Guideline on Air Quality Models: Adoption of a Preferred General Purpose (Flat and Complex Terrain) Dispersion Model and Other Revisions. Final Rule.

Como entrada al modelo se utilizó la topografía, el uso de suelo, la meteorología tanto de superficie como de altura y las emisiones de cada fuente emisora. Destaca el uso de la información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, entregada por el propio sector de termoeléctricas a través de la encuesta. Entre las bondades del modelo destacan:

- Simula formación de aerosoles secundarios producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.
- Transporte larga distancia (> 100km)
- Terreno complejo
- Interface Tierra-Agua: localización costera termoeléctricas carbón
- Modelo campos de viento 3-D
- Dominio de modelación 759 X 4305 km
- 343 puntos receptores
- Grilla 5 x 5 km
- 5 capas verticales
- 32 estaciones meteorológicas de superficie. 4 estaciones de altura
- Tipo de suelo- topografía

De la aplicación del modelo se obtienen dos tipos de resultados: (i) concentraciones ambientales de MP10, SO₂, NO_x, MP2.5 (en unidades de µg/m³); y (ii) depositación de MP, SO₂ y Hg (en unidades de mg/m²-d).

27. Es posible utilizar el modelo de calidad del aire ISC (como fue estudio "Análisis Técnico y Económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas". Realizado por la empresa AES Gener y Guacolda por la consultora MG Medioambiente/Gestión realizado por el Doctor Luis Cifuentes et al).

Respuesta: Es importante contar con un modelo de calidad del aire, pues a través de sus resultados se determinan las diferencias de concentración debido al efecto de cada escenario de regulación.

El estudio de Cifuentes para Guacolda y AES GENER utilizó el modelo ISC, este modelo fue desechado como modelo regulatorio por la US-EPA el año 2005. En Chile, ya no se usa este modelo desde el año

2007, en el Sistema de evaluación de Impacto ambiental (SEIA), siendo reemplazado por dos modelos: (1) el modelo Aermod, el cual es aplicable en caso de localizadas con terrenos planos sin interferencias topográficas; y (2) por el modelo CALMET-CALPUFF, para terrenos con topografía compleja.

El modelo ISC tiene varias desventajas, la mayor de estas es que el modelo no considera la formación de contaminantes secundarios y no aplica en terreno con topografía compleja, en el caso de las variables de meteorología, son manejadas en forma muy básica, por ejemplo: asume sólo una dirección del viento, la cual se mantiene constante a la altura de la chimenea; en caso de la topografía no introduce fenómenos de mezcla que se dan particularmente en zonas costeras (intercambios de masas de aire mar-tierra). Recordemos que la mayoría de las térmicas a carbón se localizan en la costa, muy cercanas a centros industriales y/o urbanos, donde es reconocido y estudiado el efecto denominado de fumigación costera que se genera por efecto del penacho emitido por megafuentes.

El modelo AERMOD reemplaza oficialmente al modelo ISC, pues resuelve en parte las desventajas de ISC.

AERMOD incorpora un procesador de terreno, denominado AERMAP y un procesador meteorológico, denominado AERMET el cual se basa en información de solo una estación de superficie y una de altura. Ambos modelos (ISC Y AERMOD) están diseñados para escala local, es decir, estiman concentraciones de contaminantes hasta 50 km. A pesar de la propia recomendación del modelo ISC, el estudio de Guacolda y AES Gener asumió un área de influencia para cada termoeléctrica de 100km.

Sobre 50 kilómetros la US-EPA recomienda usar el modelo CALMET/CALPUFF, pues este reproduce los campos meteorológicos en tres dimensiones y permite modelar la interfaces de terreno y superficie de tierra y agua, aspectos que AERMOD y obviamente ISC no pueden estimar.

En conclusión: el modelo ISC fue reemplazado por el AERMOD, y por otra parte, las escalas de modelación son distintas.

Por otra parte, el modelo ISC sólo estima contaminantes primarios, es decir, que son emitidos directamente de la chimenea y no simula la formación de contaminantes secundarios, es decir, no evalúa el aporte de las emisiones de gases de SO₂ y NO_x de las termoeléctricas, que una vez en la atmósfera participan en la formación de sulfatos y nitratos (MP_{2.5}).

28. Se solicita justificar el uso del modelo OSSE2000 y si se podría usar otros modelos para proyectar a largo plazo el efecto de la norma de emisión para termoeléctricas

Respuesta:

Se utilizan en Chile para la planificación de los sistemas hidrotérmicos principalmente los modelos Ose2000, PLP y SDDP. En principio cualquiera de ellos podría ser utilizado en esta evaluación, debido a que su principio de optimización es el mismo, las diferencias son principalmente de modelación de datos y representación de convenios de riego.

1. El PLP es utilizado por algunas empresas integrantes del CDEC-SIC, en la programación de corto y mediano plazo, en general no es utilizado en evaluaciones de largo plazo, por ende se desconoce su real desempeño en evaluaciones de más de 5 años.

Sin perjuicio de lo anterior, este modelo no realiza una adecuada representación de la regulación de los embalses menores del SIC, lo que es relevante, en términos de determinar la participación en punta de dichos embalses, generando una importante distorsión de la operación en las horas de punta principalmente, lo que limita su aplicación en estudios de mediano y largo plazo.

En principio el PLP podría tener problemas de convergencia, debido a la aplicación de penalizaciones reducidas, lo que implicaría la existencia de escenarios con soluciones no factibles.

2. El Ose2000 es utilizado por la CNE y por un importante número de empresas de generación y transmisión del SIC y SING, también es usado por casi toda las empresas asesoras del sector eléctrico generación-transmisión en Chile, tanto en estudios de mediano como de largo plazo. Su principal utilización es en la planificación económica de la operación de sistemas eléctricos de potencia, en donde entre otras cosas se determinan proyección de costos marginales del precio e la energía, flujos de caja de generadoras, consumo de combustible, emisiones de CO₂, etc.

El Ose2000 realiza una adecuada colocación de la energía en las horas de punta, producto de una modelación de la regulación de los embalses menores.

Existen un número importantes de estudios, a partir del año 2000 a la fecha que avalan el correcto desempeño del modelo Ose2000, tanto en el SIC como en el SING, realizados por diversas empresas de generación-transmisión, así como consultoras que asesoran al sector eléctrico, como por la propia CNE, esta última no solo realiza la fijación de precios de nudo del SIC y SING, sino que diversos estudios, entre ellos los de seguridad de abastecimiento.

Recientemente el Ose2000 fue utilizado en un estudio que consistió en realizar una operación conjunta de los sistemas eléctricos de: Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile, que incorporó por primera vez una modelación detallada de los sistemas de transmisión troncales de cada país, además de casi la totalidad de los embalse de regulación de los países mencionados. Este estudio fue licitado internacionalmente por el PNUD y su principal objetivo era determinar los beneficios privados y sociales de cada país y su conjunto, como el impacto en la expansión de la transmisión troncal de cada país, este estudio fue adjudicado a un consorcio formado por las empresas Estudios Energéticos de Colombia, Kas Ingeniería de Chile y Cosanac de Perú.

3. El SDDP, es de aplicación restringida en Chile, no contiene, a diferencia del PLP y Ose2000, una adecuada modelación de los convenios de riego de las cuencas del Laja y Maule. Esto último hace que el modelo produzca resultados un poico alejados de la operación esperada del SIC.

El SDDP puede realizar una adecuada colocación de la energía en las horas de punta, producto de posibilidad de realizar la modelación de la regulación de los embalses menores. Sin embargo, en las modelaciones conocidas en Chile, ello no ocurre, principalmente debido a que las bases de datos del SDDP se construyeron a partir de las bases de datos del PLP, como el PLP no contempla la modelación de embalses menores, los datos de ellos no se encuentran en las mencionadas bases de datos.

Si bien el SDDP cuenta con un respaldo de muchos estudios realizados en otros países, en las aplicaciones conocidas en Chile, se ha detectado comportamientos no completamente explicados por sus usuarios. Sin embargo, ello pareciera ser más bien responsabilidad de los usuarios que del propio modelo SDDP, los que realizan modelaciones simplificada de los sistemas a modelar.

4. Cabe destacar que en el mencionado estudio adjudicado por el PNUD a Kas, se comparo la operación de los modelos Ose2000 y SDDP en diversos escenarios de interconexión entre países, exceptuando el SIC, comprobándose que en la mayoría de los casos los modelos

tenían comportamientos similares e incluso en algunos casos iguales, como fue en la simulación de la operación del sistema SING, lo que refuerza la tesis que los resultados no explicados del SDDP son más bien producto de la modelación que de la implementación de los algoritmos. Sin embargo, no se comparó la operación entre SDDP y Ose2000 para el SIC, que es precisamente en donde el SDDP no considera una modelación adecuada de los convenios de riego de este sistema.

5. Otros modelos como el GOL y el OMSIC, están caducos y sus resultados difieren de la operación actual del sistema. Además necesitan alimentarse de información obtenida de modelos como el Ose2000, PLP o SDDP. Estos modelos solamente los utilizan asesores u empresas en Chile, que no justifican la inversión en Ose2000 o no pueden hacer el gasto, sus estudios son bastantes limitados y en general distantes del comportamiento esperado para el SIC en los próximos años.

29. Se plantea si es posible NO usar un modelo eléctrico y sólo considerar proyecciones de demanda y con esto evaluar la norma, se podría establecer un buen comportamiento del sector de térmicas en el largo plazo dado que el sistema funciona a costo marginal, tal como se uso en el estudio "Análisis Técnico y Económico de la aplicación de una norma de emisión para termoeléctricas". Realizado por la empresa AES Gener y Guacolda por la consultora MG Medioambiente/Gestión realizado por el Doctor Luis Cifuentes et al.

30. Para la evaluación del efecto de la norma de emisión para termoeléctricas sobre el parque existente y proyectado, ¿es posible no usar un modelo para simular el comportamiento de los sistemas SIC y SING? ¿es posible considerar sólo una proyección de demanda?

Respuesta a preguntas 22 y 23: No es posible hacer una proyección en el SIC sin modelos, ya que la operación de los embalses debe ser tal, que optimice la utilización del agua de estos en un escenario estocástico (es decir, sometido a aleatoriedad), ello debe hacerse obligadamente con un modelo de operación económico de sistemas eléctricos de potencia hidrotérmico.

Un Análisis simplificado, puede introducir sesgos importantes en proyectos de la envergadura de las normas que regirán las emisiones de las termoeléctricas de nuestro país o la planificación de las inversiones contenidas en los planes de obras de la CNE.

Por otra parte en el SING se pueden hacer cosas más simples, pero a riesgo de cometer errores, los cuales serían fuertemente criticados especialmente por no hacer uso de un modelo, considerando que están disponibles en el mercado y son ampliamente utilizados.

La pregunta sería: por qué no utilizar modelos de operación económica, si son ampliamente utilizados en la planificación de la operación de los diferentes sistemas eléctricos no solo en Chile, sino que en todo el mundo. ¿Son válidas las aproximaciones de la operación de los sistemas realizadas sin estos modelos y solamente a partir de la evolución de la demanda?, ¿cuál sería su validez de aplicación? Si se comparara estos resultados aproximados con la operación derivada de los modelos, es esta aceptable para esta aplicación utilizar este tipo de simplificaciones. Si la comparación se realizara, ¿por qué no se utilizó los resultados de los modelos directamente?, ¿ello a qué se debería?

V. Otros**31. Localización en áreas de protección**

Respuesta: La norma de emisión aplica en todo el territorio nacional. Se analizará para el proyecto definitivo establecer gradualidades de plazo para el cumplimiento en atención a la ubicación de las fuentes emisoras en zonas saturadas y/o latentes.

32. No se ha considerado un análisis entre cuenca degradada y no degradada

Respuesta: La norma de emisión fue evaluada en todo el territorio nacional (continental), sin distinguir entre zona degradada y no degradada, evaluando los siguientes efectos adversos e impactos:

- Reducción de las concentraciones de MP, NO_x, SO₂ y Hg
- Reducción de aerosoles secundarios como sulfatos y nitratos
- Deposición de MP sobre distintas coberturas de vegetación y especies
- Deposición de SO₂ sobre distintas coberturas de vegetación y especies
- Deposición de Hg sobre cuerpos de agua dulce
- Entre otros

Lo anterior conlleva a asegurar el principio preventivo que aplica en zonas que no están degradadas y a reducir o controlar la contaminación en zonas degradadas.

33. Las ONG solicitan incluir exigencias a la eficiencia de las centrales para disminuir las emisiones de CO₂, como se ha comprometido el gobierno de Chile al ratificar el Protocolo de Kyoto

Respuesta: Ver respuesta N° 13.

34. Las ONG solicitan que la norma de emisión para termoeléctricas incluya valores límites de emisión a los efluentes líquidos.

Respuesta: Se remitió formalmente esta observación al área de hídrica de CONAMA, para su ponderación en los procesos de consulta pública de las normas de emisión relativas al recurso agua.

MFG/CGCF/PUM/IHC

Minuta: Directiva Europea 2001/80/EC del 23 de octubre de 2001

Preparada por: Carmen Gloria Contreras F. - Priscilla Ulloa M. 14 de octubre de 2010

Tabla 1: Comparación Directiva Europea 2001/80/EC y la norma de emisión para termoeléctrica en Chile

Preguntas claves	Directiva Europea 2001/80/EC	Anteproyecto de norma de emisión Chile
¿Qué tamaño de unidad regula?	Aplica a plantas de combustión con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt, independiente del combustible utilizado: sólido, líquido o gaseoso.	Se consideró este mismo criterio y constató que unidades menores a 50 MWt contribuyen con menos de 1% de las emisiones al aire de partículas y gases, además la mayor parte corresponde a motores de combustión interna
Fecha para distinguir entre fuente nueva y existente	Para diferenciar entre plantas nuevas y existentes establece el 1º de julio de 1987 , donde cualquier planta de combustión que posea el permiso de construcción después de esta fecha se considera como una "planta nueva".	Se considera el 1º de enero de 2012 . Con el fin que los proyectos en construcción indicados en el Plan de Obras del SIC y SING de Septiembre 2009, queden como fuentes existentes . Y como fuente nueva a aquella que es puesta en servicio posteriormente.
Emisiones de SO₂ y NO_x ¿Cuáles son las fuentes más significativas en términos de emisión?	En Europa sobre el 70% de las emisiones de SO ₂ y NO _x corresponde a plantas de combustión de tamaño mayor que 500 MWt. Por esta razón, aplican valores más tolerantes a las fuentes menor que 500MWt.	En el caso de Chile, cerca del 50% de las emisiones de SO ₂ y NO _x corresponde a termoeléctricas de tamaño menor a 500 MWt.
Tipo de tecnologías de centrales termoeléctricas	En los últimos años, en Europa se privilegia termoeléctricas mayores a 500 MWt que utilizan calderas ultra-super-critical o super-critical. Con eficiencia entre 38-44%. Actualmente, en Europa no se construyen centrales con calderas subcritical debido a su baja eficiencia (menor a 33% en promedio), lo cual implica mayor consumo combustible, mayor nivel de emisiones al aire, particularmente de CO ₂ . Además la tecnología de nuevas plantas es lecho fluidizado y con control secundario de emisiones para MP, SO ₂ , NO _x y Hg.	En contraste, en Chile todas las centrales termoeléctricas tanto nuevas como existentes son tecnología carbón pulverizado subcritical (eficiencia 33%). El parque existente no incorpora tecnología de control, excepto: Bocamina MP (2006), Ventanas: desulfurizador (2009) y MP (2000), Guacolda (sólo la unidad 4) desulfurizador (2009).
¿Por qué hay diferencias algunos valores de límites de emisión?	La Directiva Europea reúne a 27 países, entre ellos hay diferencias en términos de: calidad y disponibilidad de combustible (países con minas de carbón: España, Alemania, Polonia, República Checa, otros). Existen diferencias tecnológicas sustanciales entre los países del Este (que se han incorporado en los últimos años) a la CE respecto a economías ya consolidadas. Existen países con desarrollo tecnológico avanzado: SIEMENS, ALSTOM, otros.	Chile: Nuestra organización del territorio es unitaria. Importamos tecnología probada. Se usa carbón de calidad con porcentaje de S menor a 1%, y diesel 50 ppm. No hay dudas sobre las tecnologías para cumplir con los límites de emisión del proyecto. El problema se focaliza en unidades que son menores a 500 MWt.

Límites de emisión plantas de combustión de la Unión Europea
Anexo 3 al 7, Directiva Europea 2001/80/EC

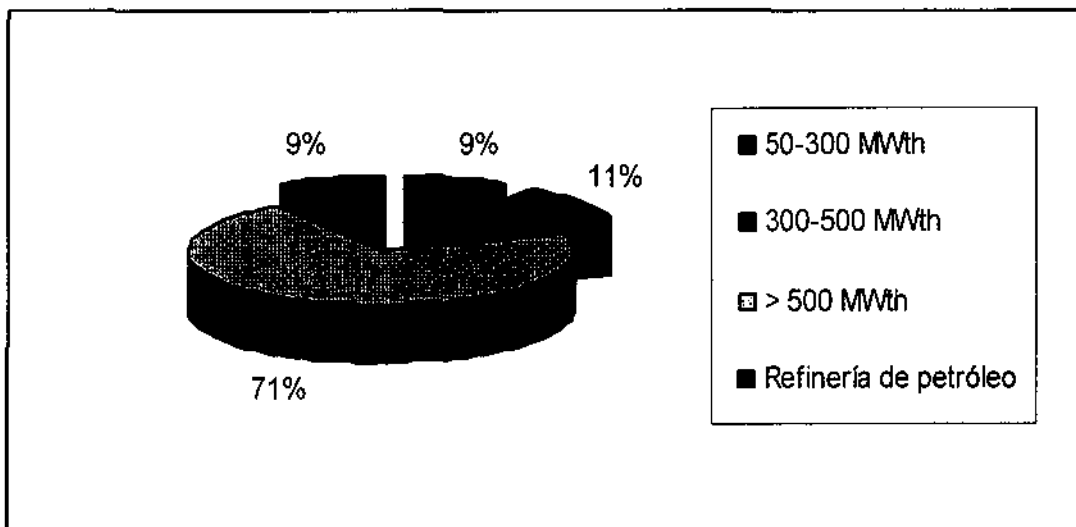
- a. **Emisiones de dióxido de azufre (SO₂):** La Tabla 2 presenta los límites máximos de emisiones de dióxido de azufre para plantas de combustión de la Unión Europea. El contenido de oxígeno de los límites de los combustibles sólidos es 6% y 3% para los combustibles gaseosos y líquidos.

Tabla 2: Límites de emisiones de SO₂

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m ³]
Biomasa	
50 – 100 MW _{th}	200
100 – 300 MW _{th}	200
> 300 MW _{th}	200
Sólidos en general	
50 – 100 MW _{th}	850
100 – 300 MW _{th}	200
> 300 MW _{th}	200
Líquidos en general	
50 – 100 MW _{th}	850
100 – 300 MW _{th}	400 a 200 (decrec. lineal ¹⁾)
> 300 MW _{th}	200
Gaseosos en general	35
Gas licuado	5

¹⁾ salvo en las regiones más afueras donde se aplica un decrecimiento lineal desde 850 a 200 mg/m³

Gráfico 1: Tamaño de las fuentes emisoras de SO₂



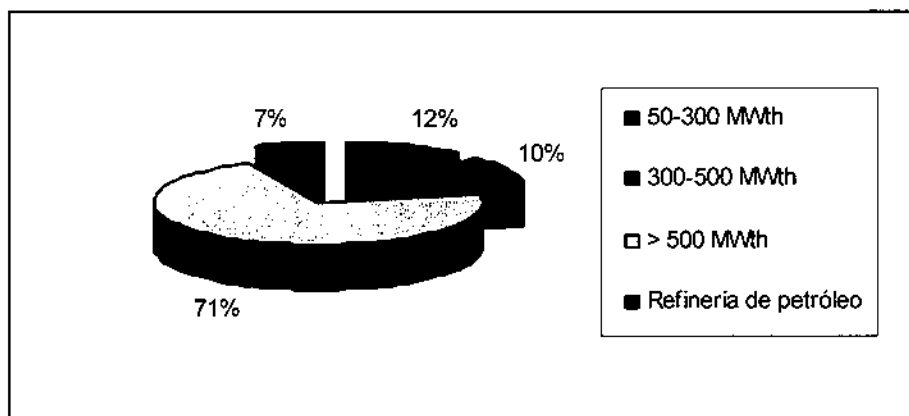
b. Emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x):Tabla N°2: Límites de emisiones de NO_x

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m ³]
Biomasa	
50 – 100 MW _{th}	400
100 – 300 MW _{th}	300
> 300 MW _{th}	200
Sólidos en general	
50 – 100 MW _{th}	400
100 – 300 MW _{th}	200 ²⁾
> 300 MW _{th}	200
Líquidos en general	
50 – 100 MW _{th}	400
100 – 300 MW _{th}	200 ²⁾
> 300 MW _{th}	200
Gas natural	
50 – 300 MW _{th}	150
> 300 MW _{th}	200
Gaseosos en general	
50 – 300 MW _{th}	200
> 300 MW _{th}	200

²⁾ salvo en las regiones más afueras donde se aplica 300 mg/m³

Tabla N°3: Límites de emisiones de NO_x para turbinas de gas:

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m ³]
Gas Natural	50
Líquido	120
Gaseoso	120

Gráfico N°2: Tamaño de las fuentes emisoras de NO_x

c. Emisiones de material particulado (MP):

Tabla N°4: Límites de emisiones de PM

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m ³]
Sólidos	
50 – 100 MW _{th}	50
> 100 MW _{th}	30
Líquidos en general	
50 – 100 MW _{th}	50
> 100 MW _{th}	30
Gas natural	
50 – 300 MW _{th}	150
> 300 MW _{th}	200

Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Oficializada el 23 de octubre de 2001

Valores límite de emisión expresados en mg/Nm³ para SO₂, NO_x y MP

Dióxido de azufre (SO ₂)	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Biomasa				
50 – 100 MW _{th}	200	200		
100 – 300 MW _{th}	200	200	400	200
> 300 MW _{th}	200	200		
Sólidos en general				
50 – 100 MW _{th}	2000	850		
100 – 300 MW _{th}	2000 a 1000 (decrec. lineal)	200		
300 – 500 MW _{th}	1000 a 400 (decrec. lineal)	200	400	200
> 500 MW _{th}	400	200		
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	1700	850	30	10
100 – 300 MW _{th}	1700	400 a 200 (decrec. lineal)		
300 – 500 MW _{th}	1700 a 400 (decrec. lineal)	200		
> 500 MW _{th}	400	200		
Gaseosos en general	35	35	n.a.	n.a.
Gas licuado	5	5	n.a.	n.a.
Gases menos calorífico del horno de	800	400	n.a.	n.a.
Gases menos calorífico de los altos	200	200	n.a.	n.a.

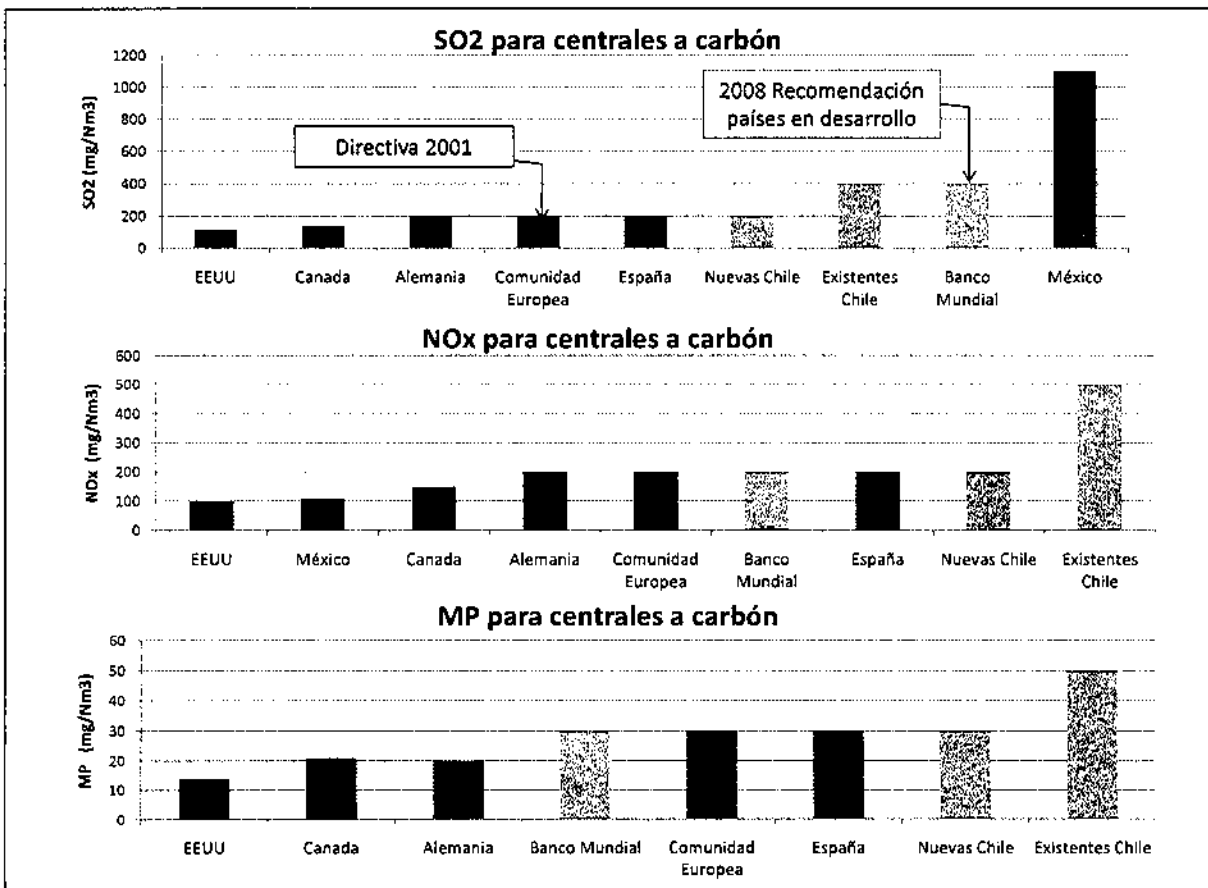
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Biomasa				
50 – 100 MW _{th}	600	400		
100 – 300 MW _{th}	600	300		
> 300 MW _{th}	600	200		
> 500 MW _{th}	500	200	500	200
Sólidos en general				
50 – 100 MW _{th}	600	400		
100 – 300 MW _{th}	600	200 ²⁾		
300 – 500 MW _{th}	600	200		
> 500 MW _{th}	500	200	500	200
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	450	400		
100 – 300 MW _{th}	450	200	200	120
300 – 500 MW _{th}	450	200		
> 500 MW _{th}	400	200		
Gas natural				
50 – 300 MW _{th}	300	150	50	50
300 – 500 MW _{th}	300	150		
> 500 MW _{th}	200	100		
Gaseosos en general				
50 – 300 MW _{th}	300	200	50	50
300 – 500 MW _{th}	300	200		
> 500 MW _{th}	200	200		

Valores límite de emisión para turbinas a gas en la Unión Europea

NO _x Límite de emisión (mg/Nm ³)	Unión Europea	Chile
Gas Natural	50	50
Líquido	120	120

Material particulado	Unión Europea		Chile	
	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
Tipo de combustible				
Sólidos				
50 – 100 MW _{th}	100	50		
100 – 500 MW _{th}	100	30		
> 500 MW _{th}	50	30	50	30
Líquidos en general				
50 – 100 MW _{th}	50	50		
> 100 MW _{th}	50	30	50	30
Gas natural				
50 – 300 MW _{th}	5	5	n.a.	n.a.
> 300 MW _{th}	5	5		

Comparación con normativa internacional



Análisis Unidades Diesel <=50 MWe. Norma de emisión termoeléctrica

Priscilla Ulloa Menares /Carmen Gloria Contreras Fierro. 13 de octubre de 2010

Objetivo: Excluir en la norma de emisión a las turbinas que usan diesel de tamaño menor o igual 50 MWe (aproximado a 150 MWt).

Descripción de las fuentes emisoras:

El factor de planta (disponibilidad) de estas unidades está entre 25 y 30%. Sobre la eficiencia se puede decir que está en el orden de un 40%. En general son de encendido y sincronización rápida con el sistema interconectado (10 minutos aproximadamente). Si bien se ha constatado que no existe conceptualmente las centrales de respaldo, solo las que funcionan en base y en punta, estas unidades por usar diesel (y por su tamaño comparada con un ciclo combinado) tienen un costo marginal alto quedando rezagadas en último lugar en la generación. Operan en situaciones de emergencia (sequía) o situaciones críticas (desabastecimiento), los CDEC respectivos son quienes indican dicha situación.

Emisiones

En términos de emisiones todas las unidades existentes cumplen la norma de SO₂ (ver Tabla 1), debido al contenido de azufre de 50 ppm (0,005% de S que equivale a 0,01% de SO₂). Lo mismo en el caso de MP (ver Tabla 1), debido al bajo contenido de cenizas 0,01%. De acuerdo a lo anterior, no se requiere equipo de control para MP y SO₂, solo optimizar medidas de control de operación y mantenimiento (O/M). La Tabla 2 muestra los resultados estimados para SO₂ y MP.

En el caso de las emisiones de NO_x, tienen una alta variabilidad pues uno de los principales mecanismos de formación es la temperatura de combustión (la formación de NO_x tiene una función exponencial explicada por la temperatura). Las turbinas pueden reducir las emisiones de NO_x incorporando equipo de control primario (inyección de agua, inyección de O₂, Low NO_x), las eficiencias que se logran con control primario esta en el orden de un 50% (como mínimo esperado). La Tabla 3 muestra los resultados estimados para NO_x y aquellas fuentes que declararon incorporar o no equipo de control. Nótese que hay tres fuentes que no cumplirían.

Tabla 1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes y nuevas (mg/Nm³) que usan combustible líquido:

Combustible	Material Particulado (MP)		Dióxido de azufre (SO ₂)		Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	
	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Líquido	30	30	30	10	200	120

Tabla 2: Estimación de Emisiones de SO₂ y MP

Supuestos:

1. Utilizando diesel con 40-50 ppm de S y 0.01% ceniza en el Diesel
2. Los valores estimados de SO₂ están en el mismo orden, debido a que el flujo de gas de salida y la cantidad de combustible consumido también está en el mismo rango para estas unidades menor o igual a 50MWe, y el contenido de S es proporcional a la cantidad de combustible (en una relación 1:2).
3. Se usa base de datos 2008, centrales que declaran usar diesel y fuel oil. Se asume que todas usan diesel.

ENDESA	Diego de Almagro	Unidad 2	TG2	21	7.221	6,7	8,4
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 3	TG3	22	7.477	6,7	8,4
ENDESA	HUASCO GAS		Huasco TG IFO	22	s/i	s/i	s/i
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 4	TG4	22	7.477	6,7	8,4
ENDESA	HUASCO GAS		Huasco TG IFO	22	s/i	s/i	s/i
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 5	TG5	22	7.477	6,7	8,4
ENDESA	HUASCO GAS		Huasco TG IFO	22	s/i	s/i	s/i
ENDESA	Diego de Almagro	Unidad 1	TG1	24	8.003	6,7	8,4
ENDESA	TARAPACÁ	Unidad 2	TGTAR	24	9.025	6,7	8,4
Arauco Generacion. S.A.	Horcones	Unidad 1	Horcones diesel	24	8.776	6,7	8,4
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 1	TG1	25	9.830	6,7	8,4
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 2	TG2	25	9.923	6,7	8,4
Energía Verde S.A.	San Francisco	Unidad		25	7.863	6,7	8,4
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 10	U10	38	11.288	7,2	9,0
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 11	U11	38	11.288	7,2	9,0
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 3	TG3 D	38	11.775	6,7	8,4

Continuación Tabla 2: Estimación de Emisiones de SO₂ y MP

Empresa	Localidad	Unidad	Nombre de la Unidad	Capacidad (MW)	Emisión de SO ₂ (ton/año)	Emisión de MP (ton/año)	Factor de Emisión (kg/MWh)
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Unidad 1	Turbina Coronel	47	12.565	6,7	8,4
COLBUN	Antihue	Unidad 1	Antihue 1	50	11.603	6,7	8,4
COLBUN	Antihue	Unidad 2	Antihue 2	50	11.603	6,7	8,4
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Unidad 1	Renca Unidad 1	50	13.750	6,7	8,4
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Unidad 2	Renca Unidad 2	50	13.750	6,7	8,4
CAMPANARIO GENERACION S.A.	Campanario	Unidad 1	CAMPD1	54	14.166	6,7	8,4
CAMPANARIO GENERACION S.A.	Campanario	Unidad 2	CAMPD2	54	13.411	6,7	8,4
CAMPANARIO GENERACION S.A.	Campanario	Unidad 3	CAMPD3	55	13.406	6,7	8,4
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Colmito	Unidad 1	Colmito 1	58	15.689	6,7	8,4
COLBUN	Nehuenco	Unidad 3	Nehuenco 9b / DIE Base	92	30.112	6,7	8,4
ENDESA	TALTAL	Unidad 1	TG 1	122	30.861	6,7	8,4
ENDESA	TALTAL	Unidad 2	TG 2	123	31.344	6,7	8,4
COLBUN	Candelaria	Unidad 1	Candelaria 1_Diesel	125	40.309	6,7	8,4
AES Gener S.A.	Los Vientos	Unidad 1	Los Vientos TG	126	33.642	2,1	2,7
COLBUN	Candelaria	Unidad 2	Candelaria 2_Diesel	129	41.371	6,7	8,4

Tabla 3: Estimación de Emisiones de NOx

Supuesto: Se considera que todas poseen tecnología de control primario (Low Nox, inyección de agua o inyección de O2)

El calculo de la estimación de NOX se obtiene de la emisión declarada por el titular de cada fuente emisora, por el porcentaje de remoción de la tecnología de control (en el orden de ≈50%).

AES GENER	Laguna verde TG	unidad 1	Laguna verde TG	71	Fuera de rango
ENDESA	Diego de Almagro	Unidad 2	TG2	73	143
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 3	TG3	75	119
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 4	TG4	75	119
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 5	TG5	75	119
Gas Sur S.A.	Newen	Unidad 1 y 2		77	91
ENDESA	Diego de Almagro	Unidad 1	TG1	80	143
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 3	Huasco TG IFO	87	109
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 4	Huasco TG IFO	87	109
ENDESA	HUASCO GAS	Unidad 5	Huasco TG IFO	87	109
ENDESA	TARAPACÁ	Unidad 2	TGTAR	91	119
ENOR CHILE	Esperanza	unidad 1	Esperanza 01	91	119
Energía Verde S.A.	San Francisco	Unidad		93	271
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 1	TG1	99	143
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 2	TG2	100	143
Arauco Generacion. S.A.	Horcones	Unidad 1	Horcones diesel	104	101
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	Unidad 1		112	489
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	Unidad 2		118	Fuera de rango
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 3	TG3 D	118	119
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 4	TG4	124	254
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	Unidad 5	TG5	124	254
CAMPANARIO GENERACION S.A.	Campanario	Unidad 4	CAMP4	124	43
Soc. Austral de Generacion y Energia Chile S.A.	Coronel	Unidad 1	Turbina Coronel	126	143
COLBUN (1)	Antilhue	Unidad 1	Antilhue 1	137	67
COLBUN(1)	Antilhue	Unidad 2	Antilhue 2	137	69
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Unidad 1	Renca Unidad 1	138	114
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Unidad 2	Renca Unidad 2	138	116

(1) LN-inyección de agua



GOBIERNO DE
CHILE

Norma de emisión para termoelectricas

Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Urbano y Territorial

Subsecretaría de Gestión de la Calidad del Ambiente

Norma de Emisión para Termoeléctricas

Objetivos de protección:

- Salud pública
- Protección de los ecosistemas

Criterios para el diseño de 3 escenarios:

Tendencia de la regulación internacional

Guía Thermal Power Plant IFC World Bank 1998 y 2008

Buenas prácticas de operación, retrofit y tecnología primaria

Disponibilidad y calidad de combustible en Chile:

- carbón
- diesel

Mejor tecnología de control disponible para MP, SO₂ y NO_x

Co-beneficios:

- Reducir MP → reducir metales (Hg, Ni, V)
- Reducir SO₂ → reducir MP secundario SO₄ / Hg, Ni, V
- Reducir NO_x → reducir MP secundario – NO₃

Evaluación de cada escenario:

- 1) Potencial de reducción de emisión MP, SO₂, NO_x y metales
- 2) Costo efectividad
- 3) Cuantificación y valoración monetaria (\$) de efectos adversos en salud (morbilidad y mortalidad)
- 4) Cuantificación de efectos adversos no valorados monetariamente, sobre el ecosistema:
 - Depositación de partículas (primarias + secundarias) sobre coberturas vegetales
 - Depositación de metal pesado (Hg) sobre cuerpos de agua

Resumen Anteproyecto norma de emisión para termoeléctricas

Resolución 7550/ 7 de diciembre de 2009

1. Aplica a todo el territorio del país
2. Tecnologías: calderas y turbinas (excluye: motores y calderas de co-generación)
3. Tamaño: mayor a 50 MWt
4. Distingue por combustible: líquido, gaseoso, sólido
5. Contaminantes criterio: MP, SO₂, NO_x
6. Metales pesados: Hg, V, Ni
7. Unidad: mg/m³-N corregido % de O₂
8. Hito para diferenciar entre existente y nueva: puesta en servicio
9. Fecha diferenciadora entre nueva y existente: 1º de enero de 2012
10. Gradualidad para las existentes 3 años
11. Monitoreo continuo de emisiones MP-gases y monitoreo discreto para metales
12. Entrada en vigencia: publicación Diario Oficial
13. Fiscalizador: MINSAL-SAG

3 3

(1) Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	--	--	50
Otros gases	--	100	50

Al 2020
alcanzar valores
para las nuevas

(2) Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

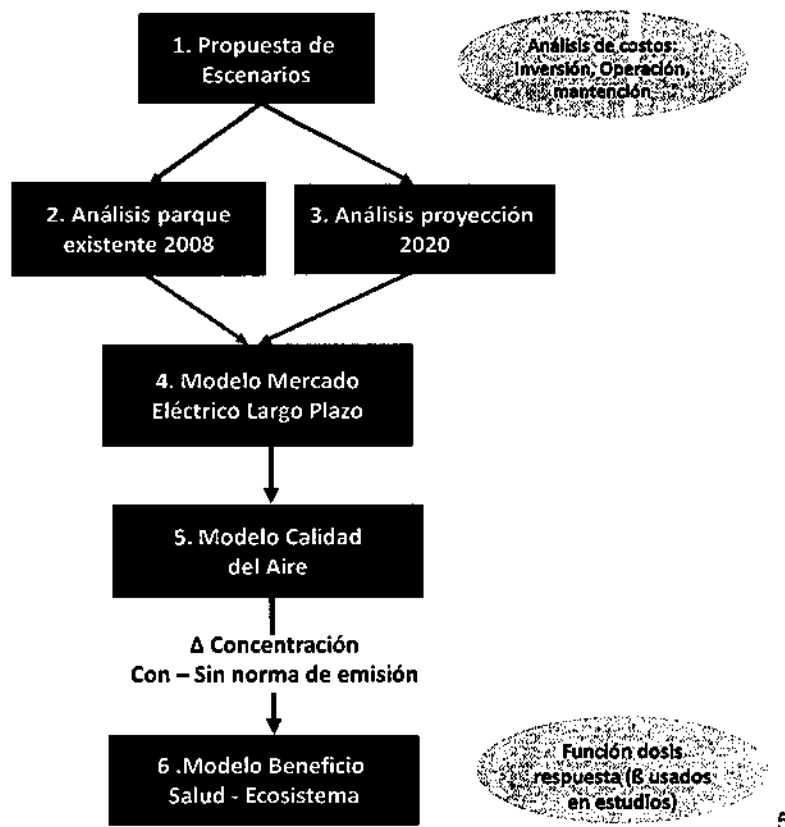
Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	--	--	50
Otros gases	--	100	50

(3) Límites para existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoke (mg/Nm³):

Combustible	Hg	Ni	V
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

4

Metodología:

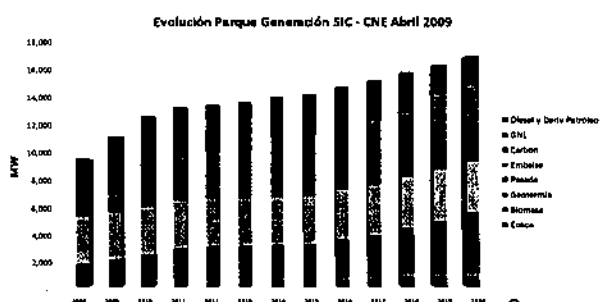


Modelación de efectos en Sistemas Eléctricos Ose2000 Despacho Económico de Largo Plazo (modelo usado por CNE)

Bases de Modelación

- Plan de Obras CNE abril 2009 del SIC y del SING
- Previsión de demanda eléctrica desagregada
- Oferta actual y futura de generación
- Proyección de demanda por barra
- Sistemas de transmisión
- Gestión óptima de embalses
- Precios de combustibles y proyección

Bases de datos utilizada:
Fijación de Precios de Nudo de abril 2009 CNE para el SIC y SING



Modelo de Calidad del Aire CALMET - CALPUFF

Recomendado y aprobado por US EPA (CFR 2005)

- Transporte larga distancia (> 100km)³
- Terreno complejo (interface tierra-agua, localización costera termoeléctricas carbón)
- Modelo campos de viento 3-D
- Simula contaminantes primarios y secundarios (SO₄, NO₃) precursores de MP2.5

Aplicación del Modelo

- Año Base 2008 (8760 horas por año) y 2020
- Dominio de modelación 759 X 4305 kilómetros, 343 puntos receptores
- Grilla 5 x 5 km
- 5 capas verticales (10m, 30m, ..., 3000m)
- 32 estaciones meteorológicas de superficie. 4 estaciones de altura
- Tipo de suelo- topografía



Población Chile	
Año 2020	18.549.095



Modelo Beneficio Salud - Ecosistema

Contaminantes Secundarios
SO₄, NO₃ (MP2.5)

Contaminantes primarios
PM, Hg, NO_x, V, CO₂, Ni, SO₂

Emisión de contaminantes de Termoeléctricas

Beneficios cuantificados y valorados \$:

- Reducción concentración (mg/m³)
- Contaminantes primarios: MP10, SO₂, NO_x
- Contaminantes secundarios: MP2.5



Beneficios cuantificados NO valorados:

Reducción deposición de MP primario y secundario (g/m²-año)



Reducción SO₂ secundario

Reducción deposición de Hg (g/m²-año)



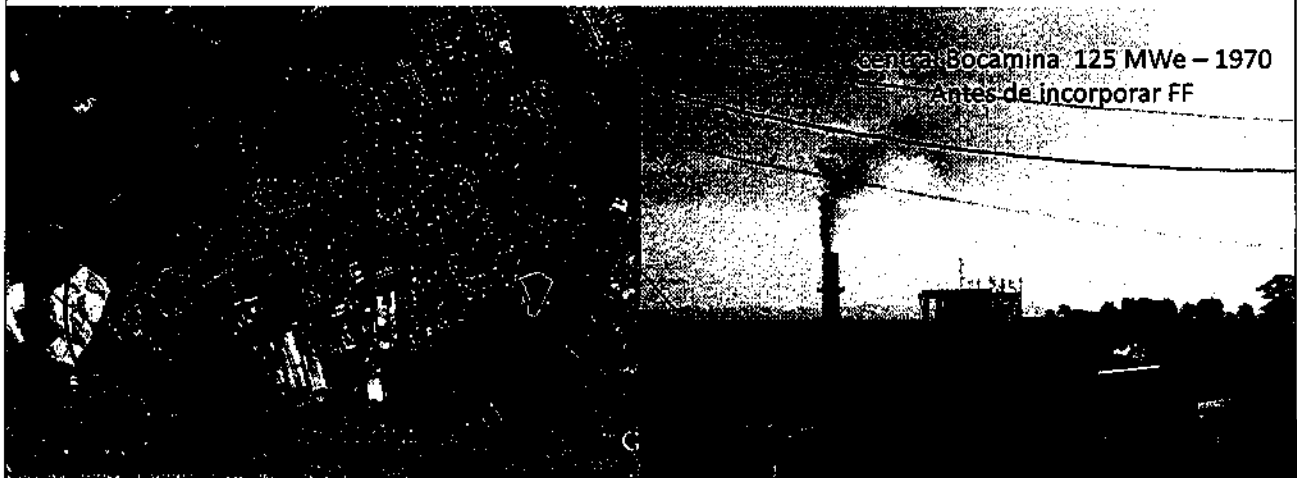
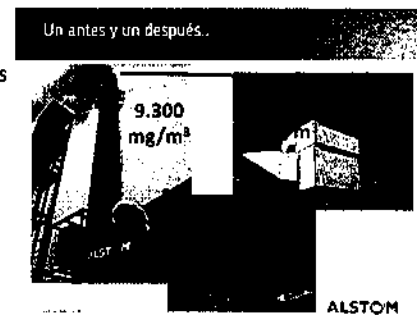
- Recursos Naturales:**
- Deposición sobre coberturas vegetacionales: praderas, cultivos y bosques
- Deposición sobre cuerpos de agua

Efectos evaluados	MP10	MP2.5 (SO ₄ +NO ₃)	SO ₂	NO ₂	Hg	V	Ni
• Mortalidad cardiorespiratoria	✓	✓	✓				
• Admisión hospitalaria por causas cardiovasculares y respiratorias	✓	✓	✓	✓			
• Ausentismo laboral	✓	✓					
• Ausentismo escolar	✓	✓					
• Bronquitis crónicas		✓					
• Efectos tóxicos de metales pesados					✓	✓	✓
• Depositación Vegetacional Norma calidad secundaria SO ₂	✓	✓	✓				
• Depositación Vegetacional Norma depositación MP	✓	✓	✓				
Efecto NO evaluado							
• Formación de O ₃				✓			

9

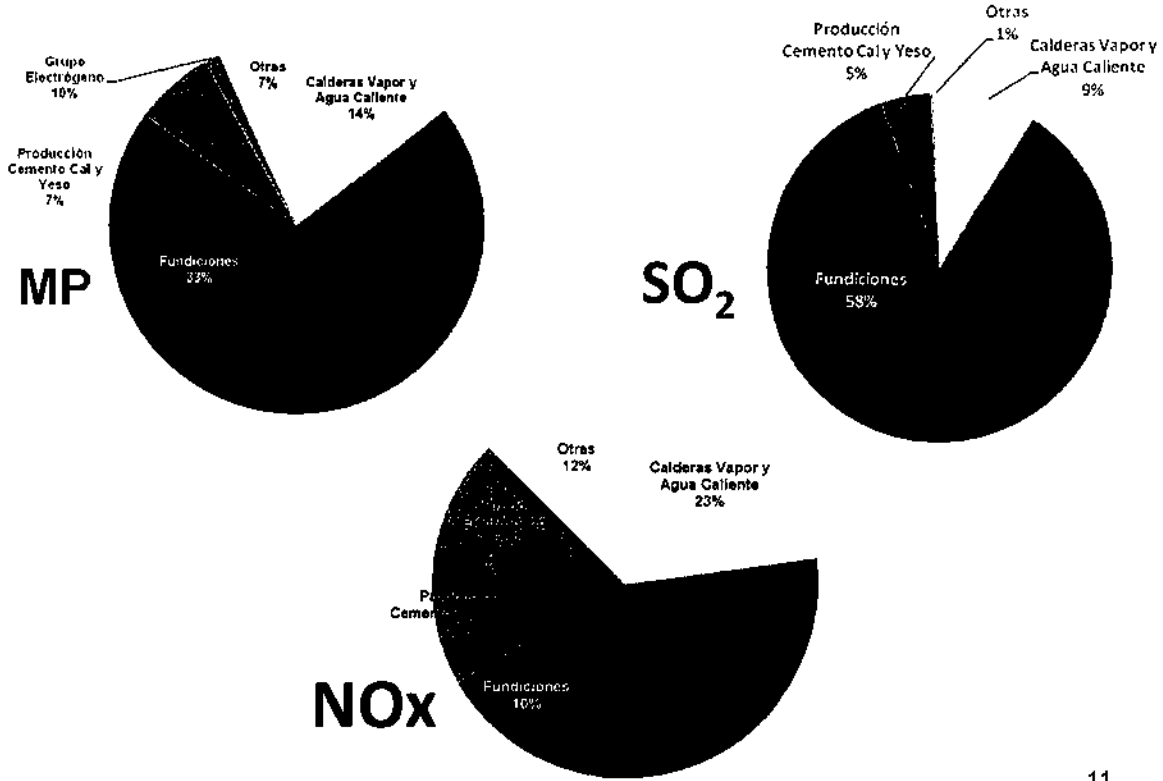
Característica del Parque Termoeléctrico (2008)

- Tecnología a carbón convencional CP - subcritical (η : 33%)
- Localizadas en la costa (efecto fumigación costera), en entornos urbanos
- CNE fija vida útil de 24 años / EIA declaran 30 años
- No se constata repotenciamiento / retrofit
- Áreas degradadas de MP
- Turbinas a gas pasaron a diesel
- Ninguna incluye control desulfurizador, desnitrificador.
- 12 de 13 térmicas a carbón declaran control de MP



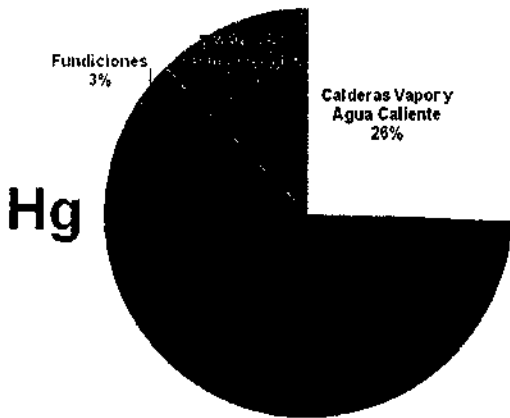
10

Emisiones de MP, SO₂ y NO_x sector industrial Chile, 2007



Fuente: Elaboración propia a partir de RETC, 2007

Emisiones de Hg sector industrial Chile, 2007



Chile cuenta con normas de emisión que regulan Hg desde el 2000, en agua y aire

D.S.Nº 90	2000	Norma de emisión para la regulación de contaminantes asociados a las descargas de aguas marinas y continentales superficiales
D.S.Nº 46	2002	Norma de emisión de residuos líquidos a aguas subterráneas
D.S.Nº 45	2007	Norma de Emisión para Incineración y Coincineración

Fuente: Elaboración propia a partir de RETC, 2007

Disponibilidad y calidad del carbón en Chile

Importación de carbón se compone aproximadamente de:

80% bituminoso - 20% sub-bituminoso

Bituminoso mayor valor energético, menos contenido de azufre respecto al sub-bituminoso

RCA: informan mezclas 60/40 bituminoso/sub-bituminoso

Carbón por origen 2007

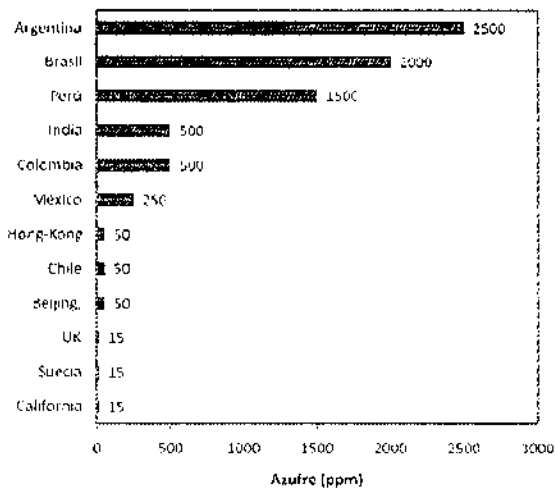
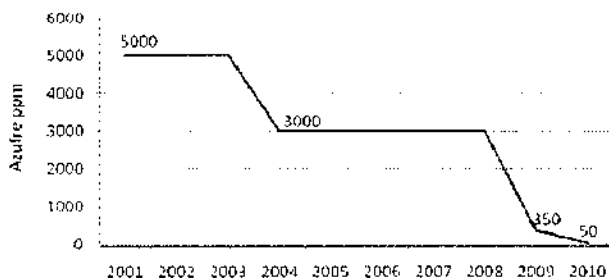


Fuente: (1) International Financial Corporation IFC - Banco Mundial, Seminario Termoelectricas Chile, Oct. 2009
 (2) Cámara de Comercio de Santiago, Estadísticas de Importación de Carbón 2007

Diesel en Chile: 50 ppm de Azufre

ENAP: Inversión de US\$600 millones en Hidrocracking en las 2 refinerías Aconcagua y Bío Bío, y desulfurización

Evolución contenido Azufre (ppm) en Chile



Tecnologías de control y eficiencia de remoción

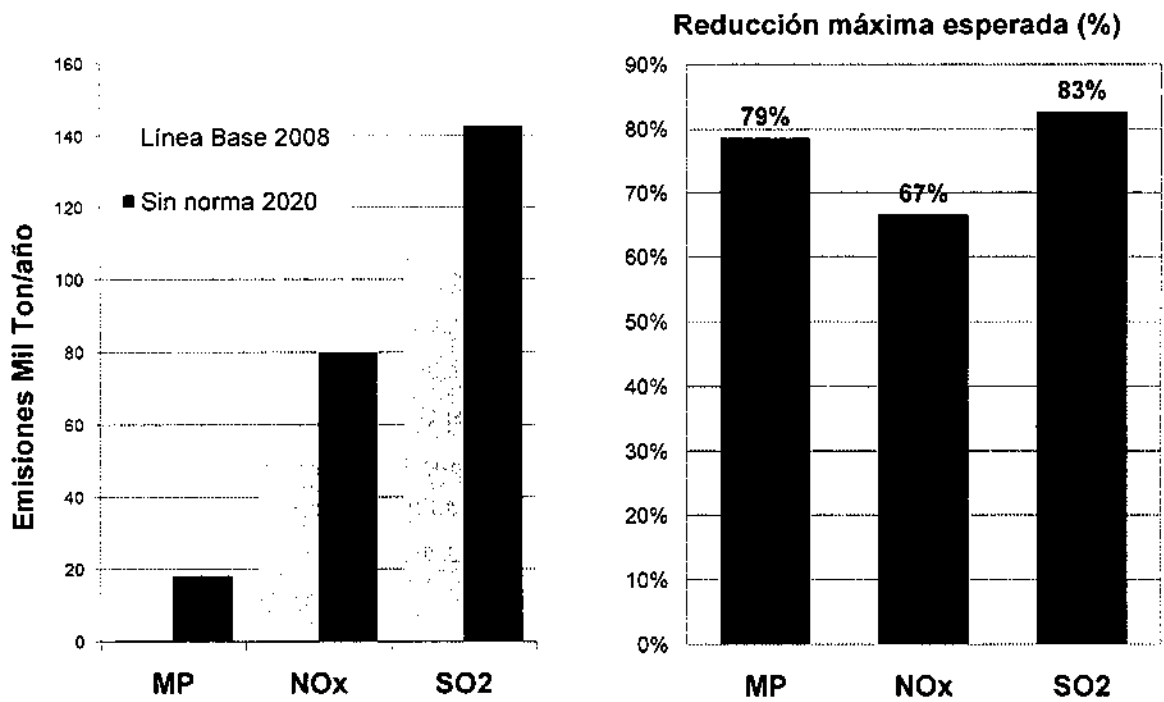
Contaminante	Tecnología de Control	Eficiencia de remoción (%)
MP	ESP	99%
	FF	99,9%
SO _x	DGC+Quemador LE	97%
	DGC	92%
NO _x	Quemador LE	55%
	SNCR	50%
	SCR	95%
Hg	ESP+FF	70%
	DGC+ESP+FF	85%
Ni	ESP+FF	79%
	DGC+ESP+FF	97%
V	ESP+FF	85%
	DGC+ESP+FF+SCR	90%

Co-beneficio por reducción de MP - SOX

(*) Quemadores Low NOX corresponde a tecnología básica

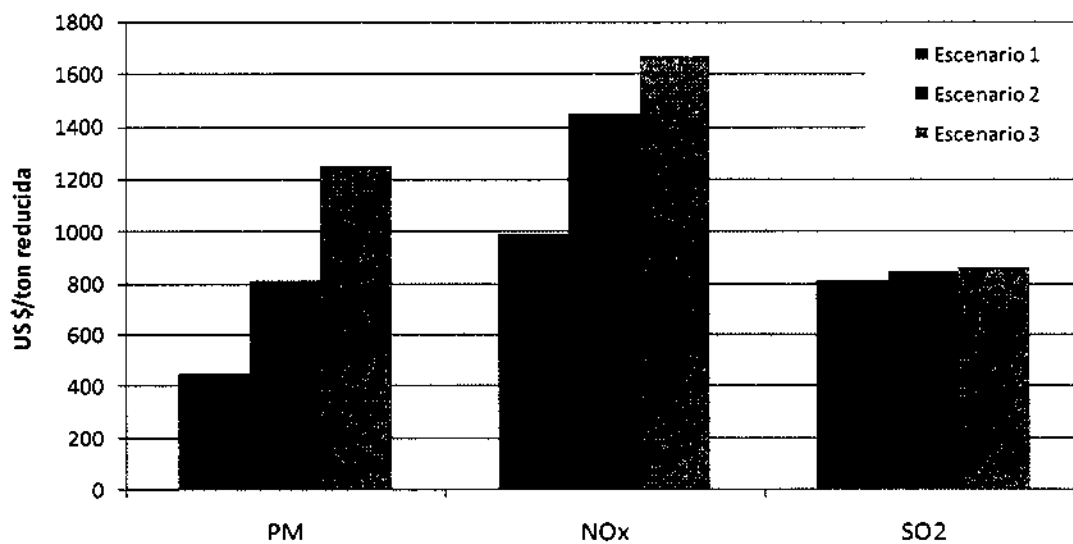
Resultados de Evaluación

Potencial esperado de reducción de emisiones 2020



17

Costo por tonelada reducida año 2020



Costo - Efectividad

- Las funciones de costos son distintas dependiendo de la tecnología de control
- Parque actual (2008), ninguna central incluye equipos de control para SO2.
- De 13 termoeléctricas a carbón, 12 incluyen control de MP.

18

Número esperados de casos evitados 2020

Mortalidad evitada/año

MP 202-282

Morbilidad admisiones hospitalarias evitadas/año

MP 742 -1046
 MP2.5 8055 - 11290
 NOx 275 -442
 SO2 388 - 505

El efecto más significativo es en morbilidad (reducción de muertes cardiovasculares y respiratorias), asociadas a una disminución en las concentraciones de MP2.5, el cual considera los sulfatos y nitratos que se generan a partir del SO₂ y NO₂.

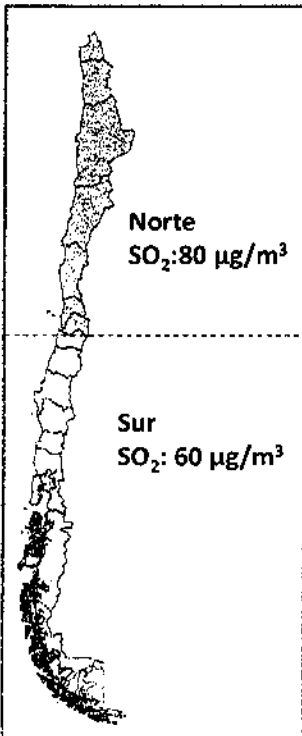
Beneficios Millones US\$/año 2020

Mill US\$ 234 - 657

Nota: Los valores se consideran entre escenario 2 y 3 evaluado y que se indican finalmente en el anteproyecto

Beneficios de la norma de emisión sobre Recursos Naturales

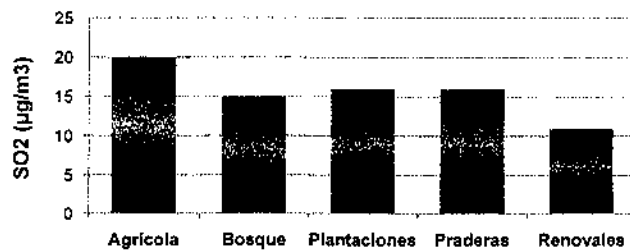
Chile cuenta con la Norma de calidad secundaria para SO₂ (DS N°22/2009 Minseges)



Reducción máxima esperada de SO₂ al 2020:

Norte	7 µg/m ³	9% respecto al valor norma
Sur	8 µg/m ³	13% respecto al valor norma

Reducción máxima esperada de SO₂ por tipo de cobertura vegetal



Beneficios de la norma de emisión sobre Recursos Naturales

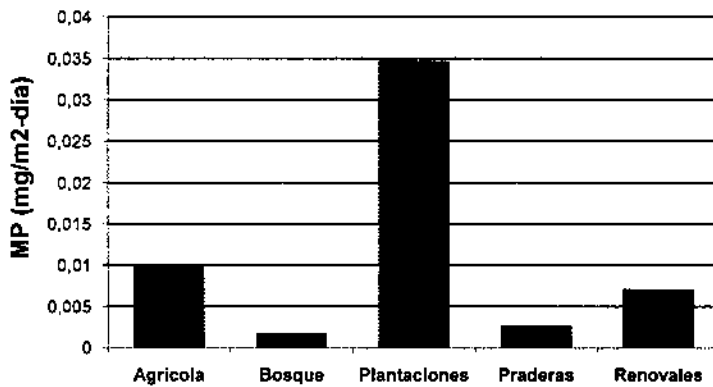
Chile cuenta con la norma de calidad secundaria DS N° 4/1992 del MINAGRI, establece valores máximos de material particulado sedimentable, aplicable a la Cuenca del Huasco:

MP : 150 mg/m²-día media mensual

MP : 100 mg/m²-día media anual

Se estimó para todo el país usando cartografía de uso de suelo.

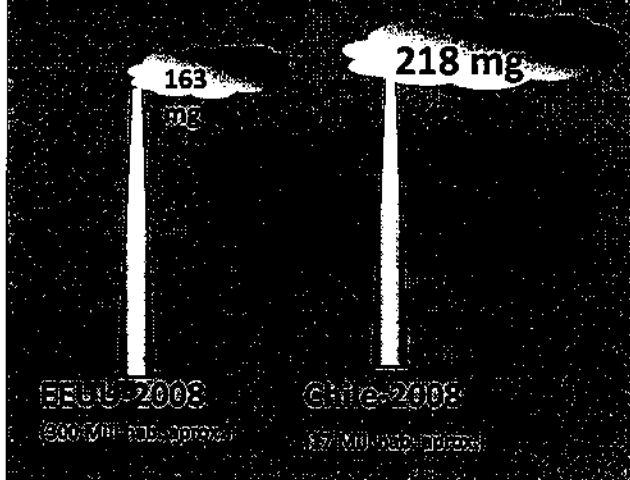
Depositación evitada de MP por tipo de cobertura vegetal al 2020



Se espera una reducción de MP sedimentable de un 5% anual y de un 3% mensual.

21

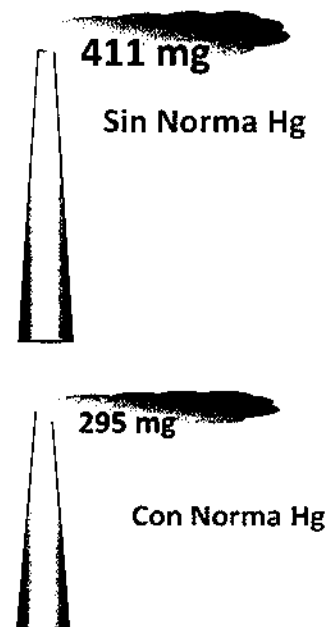
Comparación de emisiones per cápita de Hg de termoeléctricas a carbón, entre EEUU y Chile, 2008



En EEUU el consumo energético es 4 veces más que el de Chile, hay un mayor número de personas y un mayor número de térmicas a carbón (+50% de la matriz).

Chile: se esperaría que las emisiones del parque fueran menor, se evidencia la ineficiencia de las térmicas a carbón (sub-crítica η 33-35%), generando un mayor consumo de carbón y de emisiones de metales pesados

Emisiones per cápita de Hg con y sin norma de emisión. Chile al 2020



22

22

Resultado de Costos Marginales Esperados al 2020

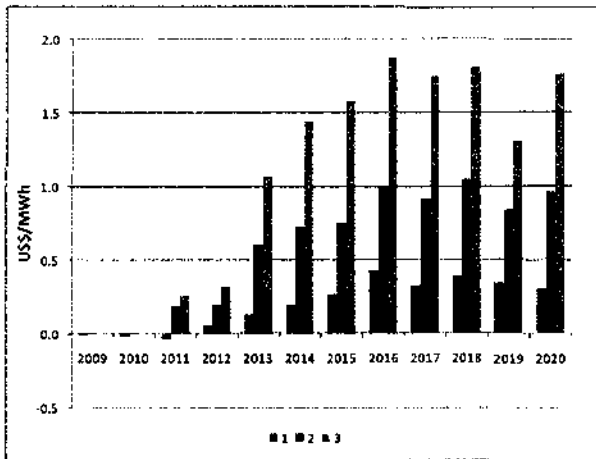
El principal indicador económico del mercado eléctrico es el costo marginal del sistema, esto debido a que representa el precio de compra/venta de energía del mercado spot

SIC:

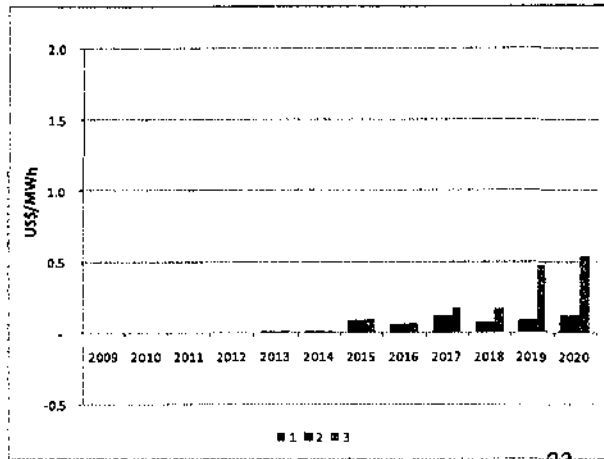
Con respecto a los escenarios analizados la diferencia del CMg es del orden de los 0,3 US\$/MWh a 1,7 US\$/MWh.

SING:

El CMg no alcanza a sobrepasar los 0,6US\$/MWh, el efecto es menor que en el SIC



SIC



SING

23

El aumento del costo de operación del SIC y SING es menor al 2%

Escenario	Costo de Operación (MMUS\$)			% Aumento Costo c/respecto Escenario Base		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
SIN NORMA	10,253	8,687	18,940			
1	10,279	8,713	18,992	0.3%	0.3%	0.3%
2	10,353	8,737	19,091	1.0%	0.6%	0.8%
Anteproyecto	10,452	8,823	19,275	1.9%	1.6%	1.8%

Los costo de operación incluyen costos combustibles y no combustibles

24

Efecto en la tarifa:

a. Tarifa regulada

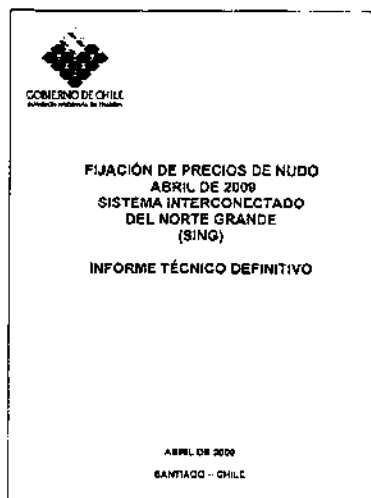
- Condicionada a los nuevos procesos de licitación de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, los cuales se iniciarían desde el año 2018.
- Las tarifas reguladas en los próximos 10 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006 a 2009.
- Dichos precios están indexados a precios de combustibles (gas natural, diesel y carbón) e índices de precios de Estados Unidos (CPI)

b. Tarifa cliente libre

- Es un contrato entre privados.

25

2004: se incorpora costo de inversión para abatimiento



Desde la fijación de precios de nudo de **Octubre del año 2004**, en el SIC y en el SING, los procesos de licitación ya internalizan el **costo de control de abatimiento**.

Fuente: CNE, anexo 5, Informe Precio Nudo 2004

26

Análisis General del Impacto Económico y Social (efectos valorados en salud)

Resultados en Valor Presente a enero 2010, Millones de US\$:
VAN de 2 mil millones de dólares

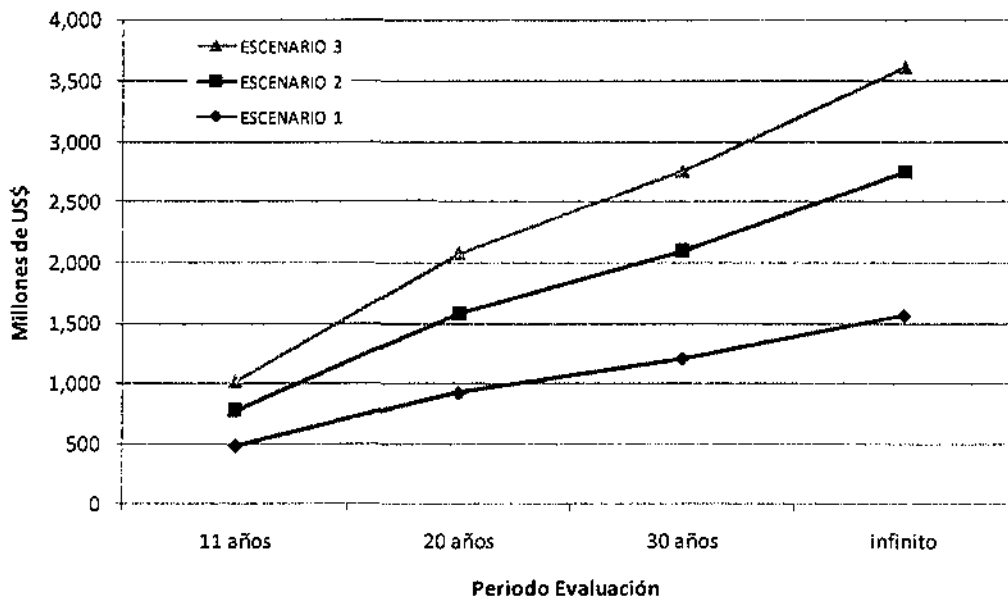
Costo y Beneficio	Anteproyecto
Beneficio Salud	3.816
Costo Inversión y Fijos	1.035
Costo Sistema Eléctrico	707
Costo Total	1.741
Valor Actual Neto	2.075

27

27

Comparación según periodo de evaluación

**Valor Actual Neto (6% anual)
Para distintos periodos de Evaluación**



El año 2020, parque generador se congela, no existen nuevas fuentes de emisiones, VAN se incrementa significativamente en el tiempo.

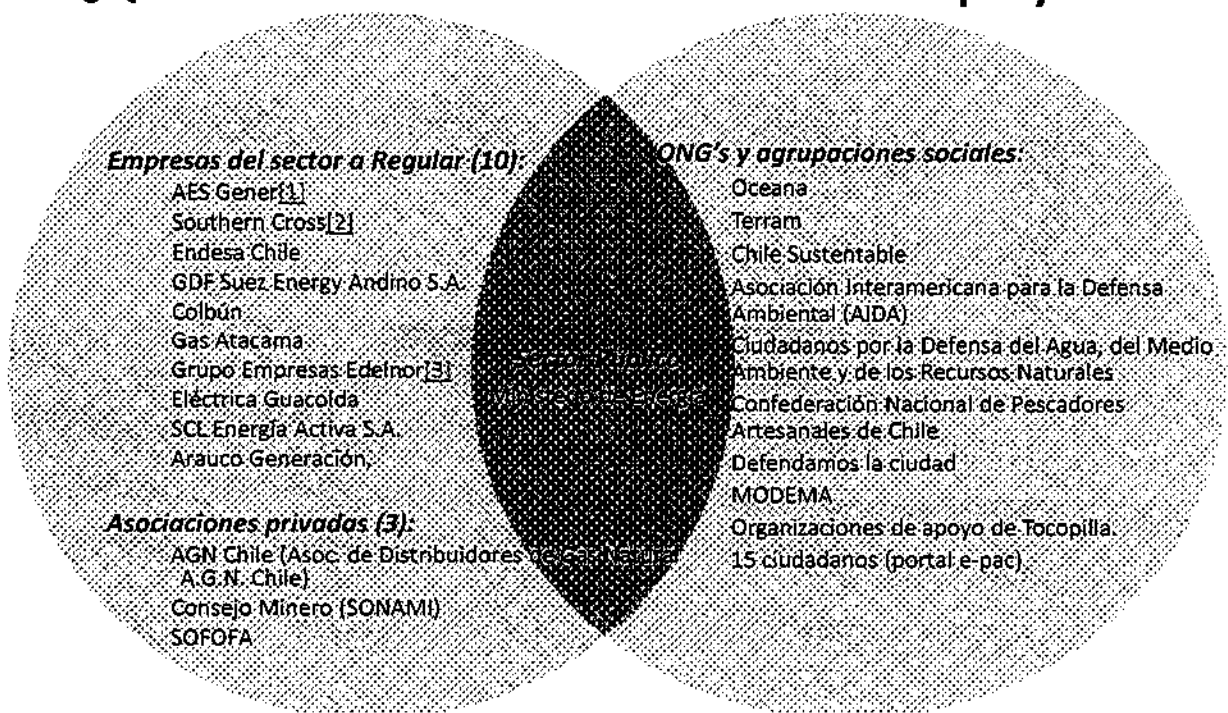
28

Resultados de la Consulta Pública del Anteproyecto de Norma de Emisión

- 15 de diciembre al 7 de abril de 2010 -

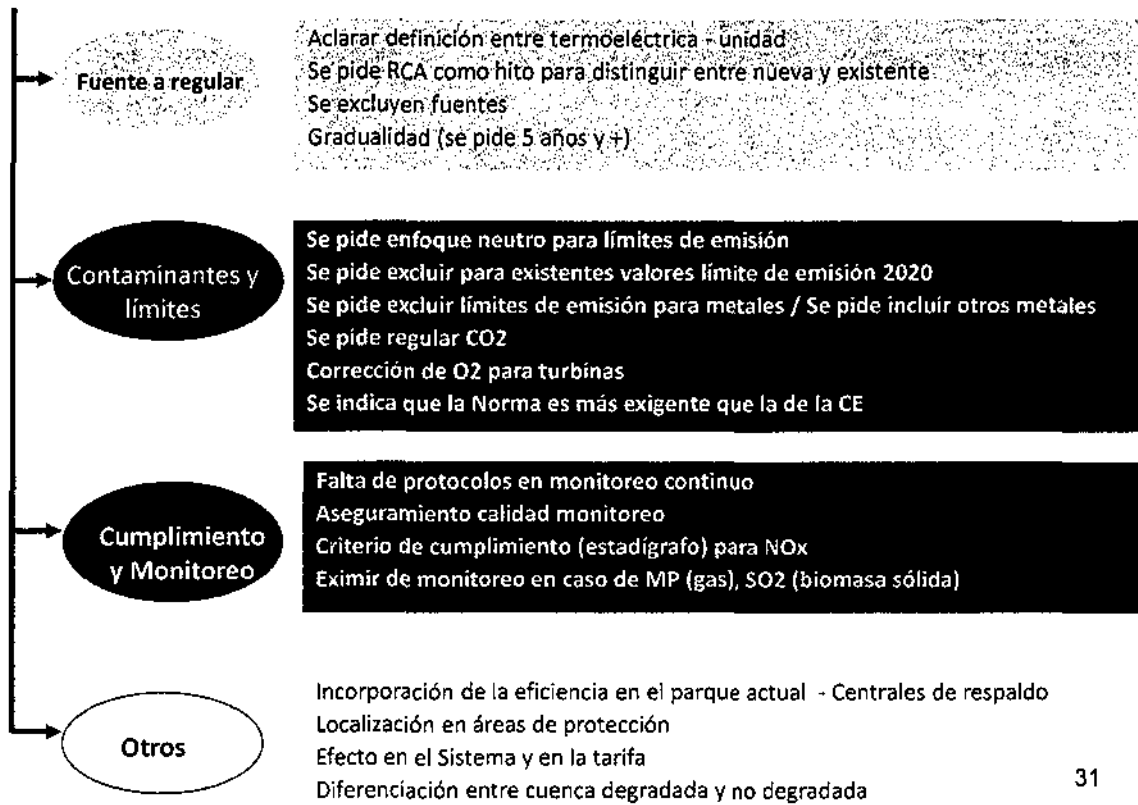
29

¿Quiénes realizaron observaciones al anteproyecto?



[1] Holding AES GENER: Eléctrica Angamos S.A., Eléctrica Campiche S.A., Eléctrica Ventanas S.A., Eléctrica Santiago S.A. y Norgener S.A. [2] Southern Cross agrupa a las siguientes empresas: Campanario Generación S.A., Central Tierra Amarilla S.A., Río Corriente S.A., Río Seco S.A., Río Grande S.A. [3] Grupo Empresas Edelnor S.A. agrupa a las siguientes empresas: Central Termoeléctrica Andina S.A., Electroandina S.A., inversiones Hornitos S.A.

Observaciones + controversiales



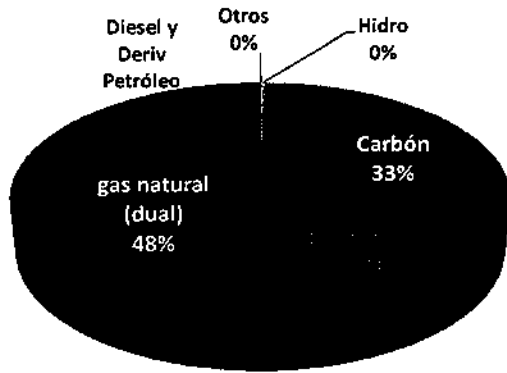
31

Láminas de apoyo

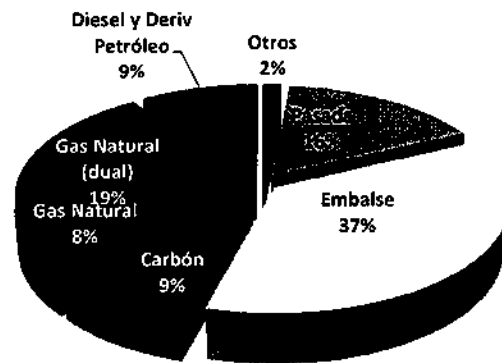
32

Parque Existente 2008 y proyectos al 2020:

Consumo Energía Eléctrica: 53.127 GWh. SIC: 74,5% - SING: 24,9%



SING - Potencia Instalada 3.600 MWe (27,4%)



SIC - Potencia Instalada 9.386 MWe (71,4%)

Total térmicas a Carbón (SING + SIC)

2008: 2.057 Mwe

2020 :3.751 MWe

Más del 90% de todos los proyectos corresponden a termoeléctricas a carbón, el resto corresponde a turbinas que vuelven al gas y a un mínimo de proyectos con ERNC.

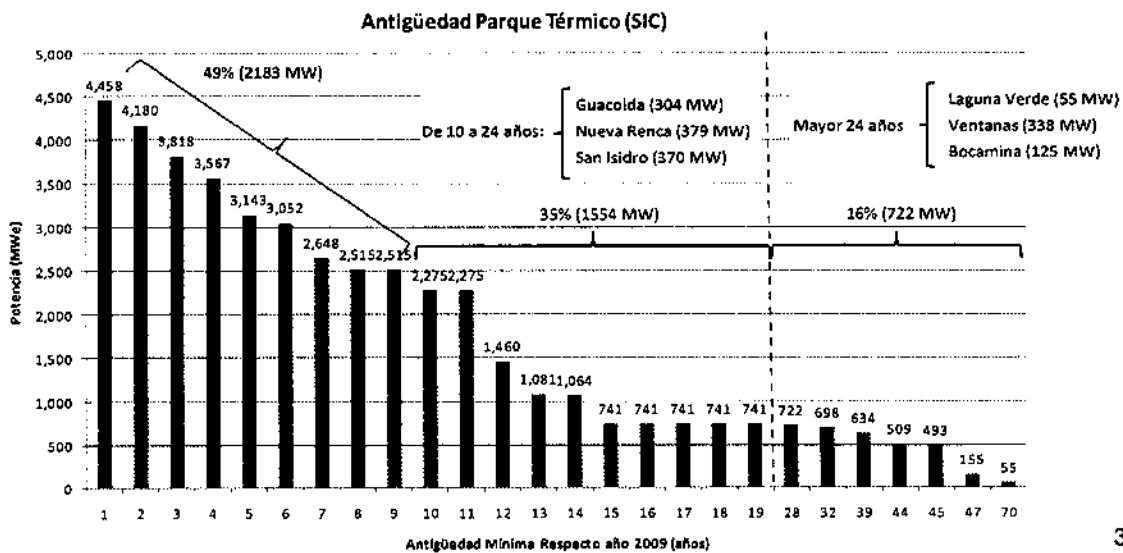
33

Fuente: CONAMA - KAS Ingeniería - Geo Aire 2009

Antigüedad del parque según puesta en servicio SIC

- Mejorar calidad o eficiencia de instalaciones es una decisión privada
- No existen exigencias para reacondicionar centrales
- Norma Técnica de S&CS no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia

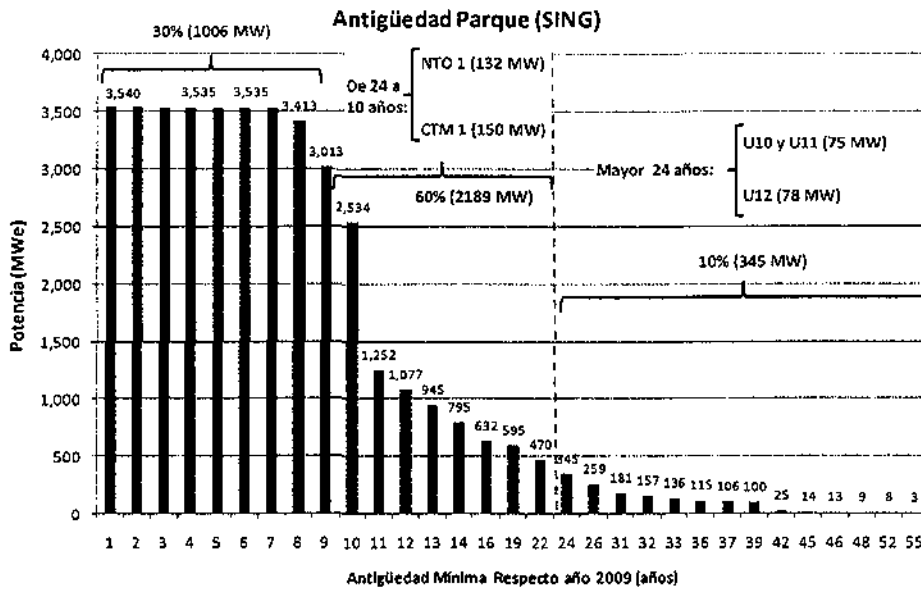
➔ < eficiencia
> emisiones



34

Antigüedad del parque según puesta en servicio SING

- Pago de potencia firme no considera antigüedad de generadores
- No se incorporan mecanismos para maximizar eficiencia de centrales generadoras en fijaciones tarifarias



50 y 60% del Parque tiene más de 10 años, puede hacer inversiones y alargar vida útil, para calzar con contratos existentes y nuevos contratos

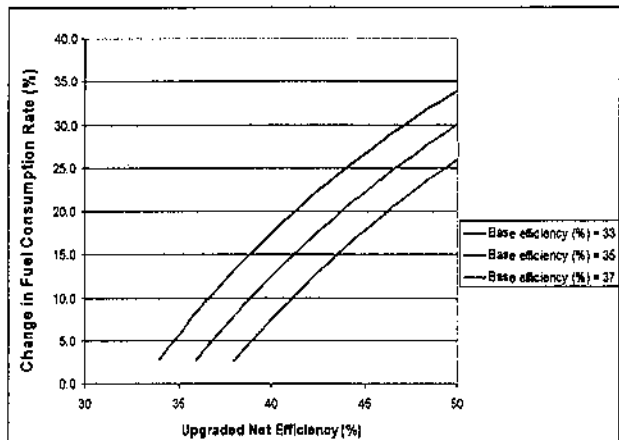
Tecnología Carbón Pulverizado

En Chile

Plantas subcritical (Pulverized Coal PC)
Eficiencia 33 - 35 %

Internacional

- No hay plantas subcritical en construcción
- Plantas supercritical:
 - Eficiencia 36 - 41 %
- Plantas Ultra-supercritical (USC):
 - Eficiencia 38 a 43%
- Plantas avanzadas USC (AUSC):
 - Eficiencias sobre 46 %

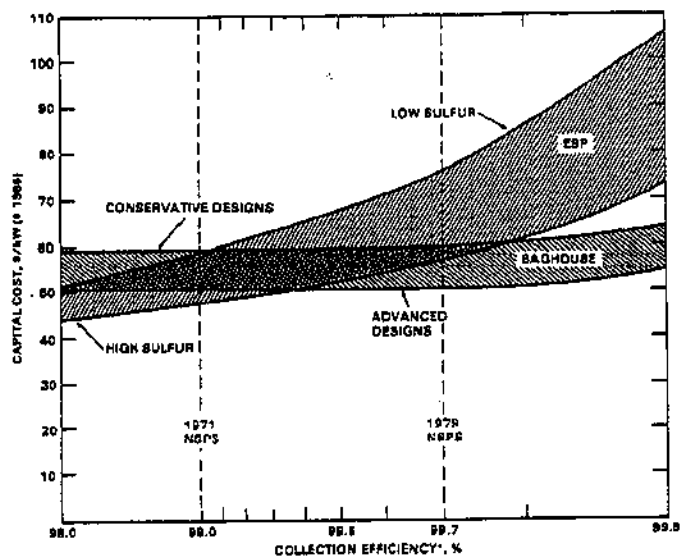


Pasar de una planta subcritical (33% eficiencia) a una planta ultra supercritical USC (40% eficiencia), se reduce el consumo de carbón por kWh de electricidad generada por sobre un 15 %

Ref: US-EPA Ravi K. Srivastava, Chief, Air Pollution Technology Branch, Frank Princiotto, Director, Air Pollution Prevention and Control Division

Disponibilidad de tecnología de remoción de MP con alta eficiencia (99,9%) desde la década de los 70`

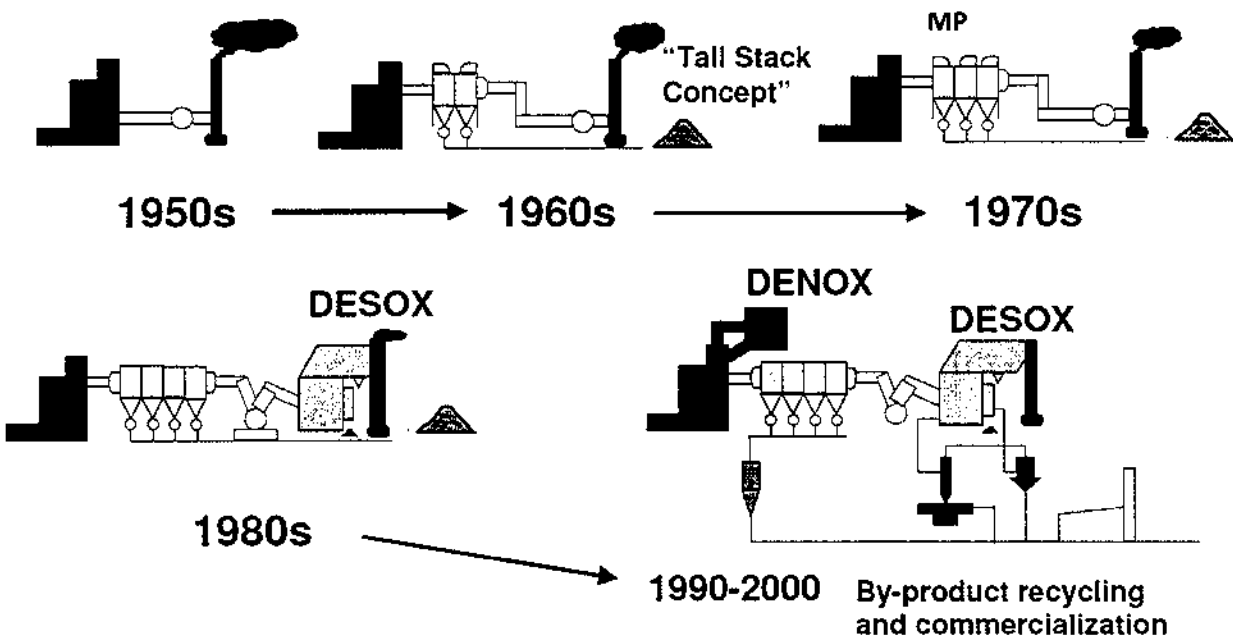
Debido a la vigencia y actualización del estándar de calidad del aire (NSPS) en EEUU



* BASED ON A COAL RATED AT 10,000 Btu/lb AND CONTAINING 10% ASH. THE 1971 NSPS IS 0.1 lb/10⁶ Btu, AND THE 1978 NSPS IS 0.03 lb/10⁶ Btu.
 FIGURE 9. Capital Costs for Baghouses and ESPs, Expressed as a Function of Nominal Collection Efficiency (From Reference 15, p. 1-5)

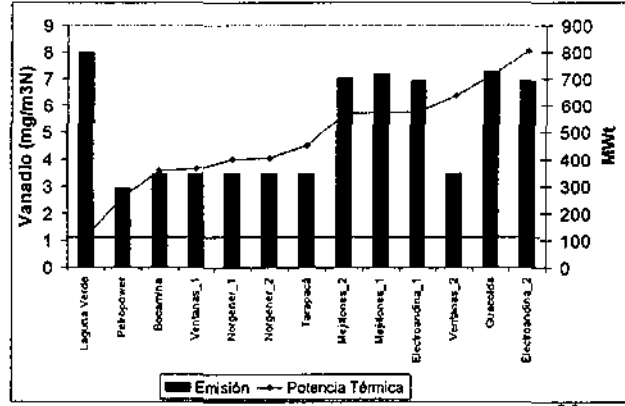
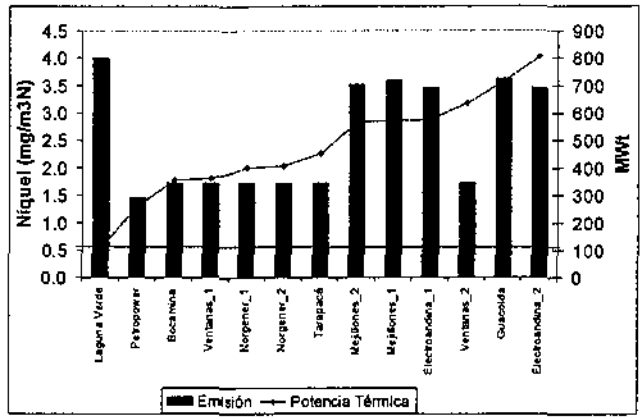
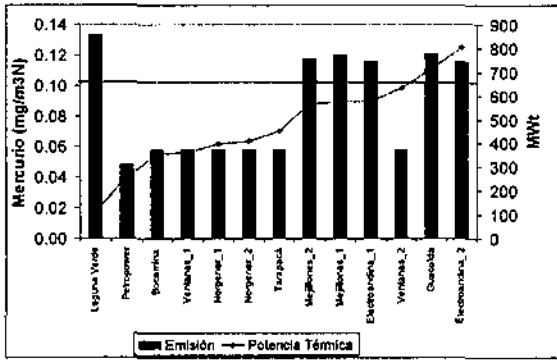
Fuente: Air Pollution Engineering Manual, Air & Waste Management Association. Buonicore, Davis.

Evolución tecnológica de los Equipos de Control Secundario



Fuente: Power ALSTOM, Chile 2008

Emisión de metales (2008), parque a carbón y valor límite de norma de emisión



Escenarios evaluados para Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V) mg/m3

Combustible	Hg		Ni		V	
	E1	E3	E1	E3	E1	E3
Sólido	0,2	0,05	1,0	0,25	2,0	0,5

El escenario 2 es el que se propone en el anteproyecto.

Metal	Tecnología	Eficiencia (%)
Hg	PE o FM	70% ⁽⁸⁾
Hg	DGC+PE o FM	85% ⁽⁹⁾
Ni	PE o FM	79,1% ⁽¹⁰⁾
Ni	DGC+PE o FM	97,2% ⁽¹¹⁾
V	PE o FM	85% ⁽¹²⁾
V	DGC+PE o FM	90% ⁽¹³⁾

Escenarios	Hg	Ni	V
E1	0,0	46,9	49,1
E2	28,8	87,3	87,3
E3	28,8	87,3	87,3

Equipos de Control Secundario Hg

Method	Mercury content after cleaning, mg/m ³	Mercury removal efficiency, %
1. ESP or FF		10-30
2. Wet FGD + ESP or FF		30-85
3. Spray dry systems + FF		35-85
4. Selenium filter	<0.01	90+
5. Selenium scrubber	0.2	90-95
6. Carbon filter bed	0.01	90-95
7. Activated carbon injection	0.01	50-90+
8. Lead sulfide balls	0.01-0.05	99

J.M. Pacyna, E.G. Pacyna, and K. Sundseth
Center for Ecology and Economics
Norwegian Institute for Air Research, Kjeller, Norway

Comparación Regulaciones RCA con Normas Internacionales para Vanadio, Níquel y Arsénico

		SING			SIC	Norma Suiza
		Edelnor Mejillones	Norgener	Tocopilla	Guacolda	
Vanadio	mg/m ³ N	5	5	5	5	5 g/h
Arsénico + Níquel	mg/m ³ N	0,5	0,5	0,5	0,5	5 g/h
Arsénico	mg/m ³ N					5 g/h
Níquel	mg/m ³ N					5 g/h

a) Para fuentes que emiten más de 25 g/h del contaminante.

b) Para fuentes que emiten más de 5 g/h del contaminante.

Fuente: Información de las RCA

Fuente:

- Expediente Público de la Norma
- Sistematización de la información tomada del Estudio: "Apoyo a la implementación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas", Marzo 2007. Desarrollado por GAMMA INGENIEROS S.A. para la Comisión Nacional de Energía.

Referencias Mercurio

1. Pacyna J. et al., NILU & NILU Polska & IVL Swedish Environmental Research Institute , Socio-economic costs of continuing the status-quo of mercury pollution, 14 August 2008, ISBN 978-92-893-1746-7
2. Spadaro & Rabl, Global Health Impacts and Costs Due to Mercury Emissions, Risk Analysis,, 2008, vol 28, N°3, 603- 613
3. Srivastava R. et al., Preliminary Estimate of Performance and Cost of Mercury Control Technology Applications on Electric Utility Boilers, Journal Air & Waste Manage. Assoc., October 2001, vol. 51, 1460-1470
4. Sundseth et al., Economic benefits from decreased mercury emissions: Projections for 2020, Journal of Cleaner Production, 2010, vol. 18, 386-394
5. Diaz-Somoano et al., Using Wet-FGD systems for mercury removal, J. Environmental Monit., 2005, 7, 906-909
6. Lee et al., Speciation and mass distribution of mercury in a bituminous coal-fired power plant, Atmospheric Environment, 2006, vol. 40, 2215-2224
7. Zhang L. , Mercury emissions from six coal-fired Power plants in China. Fuel processing technology 2008, vol. 89, 1033-1040
8. Wang Y. et al, Comparison of mercury removal characteristic between fabric filter and electrostatic precipitators of coal-fired power plants, Journal of Fuel Chemistry and Technology, February 2008, Volume 36, Issue 1, 23-29
9. US EPA , Regulatory Impact Analysis of the Clean Air Mercury Rule Final Report, EPA-452/R-05-003, 2005
10. NESCAUM, Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal Regulations, Praveen Amar. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics August 3-5, 2004
11. UNEP, Pirrone and Mason, Mercury fate and transport in the global atmosphere: measurements, models, an policy implications, Interim Report, 14 July 2008
12. UNEP, The Global Atmospheric Mercury Assessment : Sources, Emission and Transport, Geneva, Switzerland, December 2008
13. CONAMA, Plan Nacional de Gestión de los Riesgos del Mercurio.,2009.
14. OMS, El Mercurio en el Sector Salud, 2005
15. PNUMA, Evaluación Mundial sobre el Mercurio, Junio 2005 (publicada en Español)
16. The Babcock & Wilcox Company, Barberton, Fabric Filter Size Impacts on Mercury Control using Activated Carbon Injection , R.E. Snyder, P.E. and D.M. Novogoratz,, Ohio, U.S.A.

Acta Sesión Ordinaria N°02/2010

Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente

Martes, 7 de septiembre de 2010.

Siendo las 10:00 horas del día 7 de septiembre de 2010, según citación, se da inicio a la Sesión Ordinaria N°02/2010, del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), en las oficinas de la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

Preside la señora María Ignacia Benítez Pereira, en su calidad de Ministra Presidenta (S) de CONAMA.

Asisten a esta sesión los siguientes consejeros: Nicola Borregaard de Strabucchi, Ricardo Arturo Katz Bianchi, Javier Alberto Hurtado Cicarelli, Francisco José Ferrada Culaciati, José Manuel Antonio Díaz Zabala, Alicia Isabel Esparza Méndez, Rodolfo Camacho Flores y Juan Carlos Urquidi Fell. Los consejeros Urquidi Fell y Díaz Zabala, se integran una vez iniciada la sesión. Actúa como secretario del Consejo el señor Rodolfo Camacho Flores.

Se excusó de asistir el consejero Marcel Szantó Narea.

1.- Proyecto Evaluación Ambiental Estratégica.-

La Ministra Presidenta solicita acuerdo del Consejo Consultivo para escuchar una presentación sobre la Evaluación Ambiental Estratégica. El Consejo accede por unanimidad a lo solicitado y la Ministra Presidenta otorga la palabra a Juan José Troncoso, Sub-director del Proyecto Evaluación Ambiental Estratégica de CONAMA, quien hace una breve presentación apoyada en Power Point, sobre el tema.

2.- Norma de emisión para Termoeléctricas.

La Ministra Presidenta da la palabra a Marcelo Fernández, Jefe del Departamento de Gestión de la Calidad del Aire, para efectos de presentar al Consejo, el anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Antes de iniciar la presentación el consejero Katz solicita se le haga llegar la minuta sobre inhabilidades de las autoridades.

El consejero Hurtado solicita que las presentaciones en Power Point se suban a la web con anticipación.

El consejero Camacho plantea su posible inhabilidad para tratar el tema en tabla dado que la empresa en que trabaja es propietaria de una termoeléctrica a carbón.

El consejero Katz, señala que se va a inhabilitar para votar por haber participado en la elaboración de un estudio para termoeléctrica que está en el expediente.

El abogado Rodrigo Benítez de CONAMA, a petición del consejero Katz, señala que la jurisprudencia de Contraloría sobre las inhabilidades de los funcionarios públicos, abarca también a los integrantes del Consejo Consultivo.

A continuación, Marcelo Fernández, expone con apoyo de Power Point sobre el anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas.

El consejero Hurtado pregunta por la relación de esta norma con la calidad ambiental. Posteriormente, comenta que a su entender la presente norma de emisión es discriminatoria pues sólo se refiere a las termoeléctricas y no a otras fuentes o actividades económicas.

Marcelo Fernández señala que también se espera normar para otras fuentes específicas como las calderas y fundiciones.

El consejero Katz señala que existen dos caminos para regular las emisiones de este tipo de fuentes, ya sea vía eligiendo el tipo de combustible a utilizar que utilizan o por implementar tecnología de control post proceso. CONAMA al generar normas de emisión diferenciadas tomo este último camino. Además, se refiere a que el cumplimiento de la norma de emisión es condición necesaria, pero no suficiente para obtener una resolución de calificación ambiental favorable, pues puede ser que se le exija un límite más exigente.

Marcelo Fernández, continúa la exposición del anteproyecto y se refiere a la evaluación económica y social.

La consejera Borregaard, consulta en relación a los costos de las tecnologías de abatimiento implícitas y si hay una diferenciación entre plantas existentes y plantas nuevas.

Marcelo Fernández, responde señalando que se adoptaron los sistemas de abatimientos que están en el mercado y que son estándar al día de hoy.

El consejero Hurtado, se refiere a las futuras zonas saturadas por material particulado fino o MP2.5, cuando comience la aplicación de la norma de calidad respectiva. En tal caso, los planes exigirán bajar las emisiones a todas las fuentes en forma proporcional, lo que incluirá a las termoeléctricas, a pesar de que éstas ya habrán hecho el esfuerzo de cumplir con la norma de emisión, lo que en su opinión, ya es bastante exigente. Es posible incluso que no haya tecnología para bajar aun más sus emisiones. Por ello, es de la opinión que la norma de emisión debe contemplar que los límites exigidos no se verán afectados por la aplicación de planes de descontaminación.

El consejero Camacho recuerda que en algún momento CONAMA señaló que no se requerían normas de emisión pues los planes de descontaminación se harían cargo del tema, bastando con las normas de calidad que dichos planes harían cumplir. Coincide con el consejero Hurtado en que a pesar del cumplimiento de la norma de emisión, habrá reducciones adicionales por causa del cumplimiento de dichos planes de descontaminación.

La Ministra Presidenta hace mención a que los instrumentos de gestión ambiental no conversan adecuadamente, pues nada garantiza que no se puedan presentar nuevas inversiones en un área determinada y provocar la saturación.

El consejero Parra señala que igual situación se presenta con el DS 90, y la aplicación de las normas secundarias de calidad para las aguas. Expresa además, que desde el inicio de la discusión de las normas de emisión se discutió sobre la improcedencia de haber formulado las normas de emisión antes de las de calidad ambiental, lo cual se ha hecho de todas maneras para todas las matrices ambientales.

El consejero Camacho, señala que es un error tener una norma de emisión (de carácter nacional) sin contar antes con una norma de calidad ambiental previa, pues la norma de emisión debe dictarse en consideración a la calidad ambiental que se desea lograr para un determinado lugar. Menciona que la norma de emisión es una señal equívoca para los inversionistas pues creerán que con el cumplimiento de la norma basta para llevar adelante proyectos de inversión y no será así, una vez que entre en aplicación la norma de calidad por MP 2,5. Agrega que el DS 90 cometió el mismo error.

El consejero Urquidi, solicita no abandonar el foco de la discusión, cual es la norma de emisión. Propone centrarse en la norma y dejar constancia de los otros temas para tratarlos en el futuro.

El consejero Hurtado, señala que el futuro es complejo para las empresas termoeléctricas, y recomienda que la norma de emisión se dicte una vez que se haya sacado la norma de calidad ambiental de PM2,5. Señala que votará en contra de la norma por esta implicancia y propone trabajar en las normas primarias. Recuerda que en el caso del plan de descontaminación de la RM, las empresas con la mejor tecnología disponible (MTD) debían rebajar sus emisiones de igual forma que las empresas que no tenían tecnología, lo que genera un problema de no igualdad en la competencia. Considera que el hecho de no saber si habrá que adicionar esfuerzo por razón de los posibles planes, generará incertidumbre que detendrá la inversión.

El consejero Parra, sugiere no darle a la norma de emisión el rol de solucionar todos los problemas, pues son muchos los lugares y problemas ambientales a resolver en cada región, sin embargo, señala que habría que tener una disposición que diga que las empresas que cuenten con la MTD no deberán aplicar la regla de proporcionalidad de los planes.

La consejera Borregaard, señala que la regla de la proporcionalidad debe aplicarse en forma diferenciada en atención a las condiciones sitio-específicas.

Marcelo Fernandez recuerda que en los planes ya aprobados, en particular en plan de la RM, la regla de la proporcionalidad se ha aplicado de manera que sea las fuentes principales y con mayor aporte las que sean más exigidas.

El consejero Katz, consulta por el objetivo de la norma de emisión, y señala que, en su opinión, dos podrían ser los objetivos de la norma, solucionar los problemas de

contaminación o fijar un nivel mínimo para todos. Agrega que considera delicado no respetar plenamente el principio de proporcionalidad exigido por la ley.

Marcelo Fernández se refiere luego a la opinión general de las grandes empresas termoeléctricas sobre la norma de emisión y señala que en general están de acuerdo con la regulación, sin embargo, se solicitan mayores plazos para cumplimiento respecto de las fuentes existentes.

El consejero Katz, consulta por la opinión de estas empresas por los valores para las nuevas.

Marcelo Fernández aclara que no hay observaciones sobre las exigencias establecidas para las fuentes emisoras nuevas.

La profesional del Departamento de Gestión de la Calidad del Aire, Carmen Gloria Contreras Fierro, señala que en general manifiestan su acuerdo sin mayores detalles, a diferencia de sus observaciones sobre lo regulado para las existentes.

El Consejero Camacho, advierte que no se ha dado respuesta a las consulta del sector minero, a lo que Marcelo Fernández responde que el proceso de análisis y respuesta a las consultas no ha terminado.

El Consejero Parra consulta por qué no se normaron las emisiones de estas fuentes al agua o al suelo, en atención a que la norma se llama de emisión para centrales termoeléctricas, sin especificar a qué tipo de emisiones se refiere.

La Ministra Presidenta le recuerda que la norma sólo trata de emisiones a la atmósfera, y que no corresponde entrar a debatir sobre otras posibilidades o estrategias normativas en esta ocasión. Recuerda al Consejo que el objetivo de la norma fue establecido con anterioridad y que se trata principalmente de establecer un estándar valor para todas las termoeléctricas.

El Consejero Camacho se refiere a la valorización económica de la norma y apunta a que los costos de la norma los pagarán todos los chilenos, pero los beneficios no serán para todos. Indica que seguramente las empresas traspasarán sus costos a los consumidores y así recuperarán su inversión. Señala que son más de mil setecientos millones de dólares de costo los que se deberán pagar en los próximos años.

El consejero Urquidí, expresa su preocupación por las empresas que tienen aprobado un proyecto en el SEIA, y sin embargo deberán adecuarlo para cumplir con la norma de emisión. Opina que eso pudiera considerarse expropiatorio.

El consejero Katz, se refiere a los límites de emisión establecidos para contaminantes respecto de los cuales no hay norma de calidad, como el Mercurio, Níquel y Vanadio y consulta por el origen de los valores establecidos para ellos.

Carmen Gloria Contreras responde que los metales pesados se regulan como norma de emisión -no por calidad- en razón a la peligrosidad de los mismos —debido a que son trazas con comprobados efectos tóxicos sobre la salud- y agrega que, de acuerdo a la experiencia internacional el valor de emisión es equivalente al valor de la dosis que se ha documentado que tiene efectos en la salud de las personas

El consejero Katz alude a que, en el caso de los metales pesados, es problemático establecer como límite de emisión lo que se exige como calidad y pide dejar constancia en el texto de la norma, del origen de dichos valores.

El Consejero Ferrada, consulta sobre la vigencia de la norma tanto para las fuentes nuevas como para las existentes y pide aclarar el sentido del artículo final que es confuso al señalar que la norma de emisión entra en vigencia con la publicación al relacionarlo con lo que dispone el artículo 5. Además consulta por el origen de la diferencia en 20 puntos para el límite de las fuentes nuevas respecto a las antiguas.

Marcelo Fernández responde que la diferencia de valores es un tema tecnológico. Las nuevas fuentes pueden optar a las nuevas tecnologías, las existentes, aún cuando podrían llegar a cumplir con el valor de 30, implica mayores inversiones ya que deben rediseñar sus procesos, por ejemplo la planta de Bocamina, que ya hizo el esfuerzo de bajar hasta 50, pero 30 hubiera sido más costoso.

El Consejero Ferrada consulta si se utilizó el mismo criterio para las diferencias en los otros contaminantes.

Marcelo Fernández responde que el criterio es tecnológico. El valor que se establece implica poner o no un equipo de control.

El consejero Katz advierte que en el anteproyecto se entregan competencias al SAG y a Salud lo que no es coherente con la nueva institucionalidad, por lo que solicita se ajuste el proyecto al respecto.

La Ministra Presidenta responde que se trata del anteproyecto y que las adecuaciones a la nueva institucionalidad se están incorporando.

El consejero Katz solicita se le presente al Consejo el proyecto una vez terminado.

El consejero Díaz, plantea seis preguntas en una minuta, que se reproduce a continuación:
1. ¿Cuál es la norma que regulará a las termoeléctricas menores de 50 mega watts? ¿Está en elaboración? ¿Está en el programa priorizado de normas? 2. En el escenario 1 de regulación de emisiones de Mercurio, se considera que no hay reducción de emisiones. ¿Por qué? 3. Los escenarios E1, E2 y E3 aparecen “sacados de la manga”, no obedeciendo a un criterio tecnológico determinado. ¿Corresponden ellas a distintas normas de emisión? Si es así, ¿Cuales? 4. El Resumen ejecutivo del Estudio Económico Social concluye que el mejor escenario es el más exigente (E3), es decir, que es el de mayores reducciones de emisiones, pues entrega mayor beneficio social. Pero en ninguna parte del Resumen Ejecutivo aparecen la o las normas que se están evaluando. 5. No se analiza el costo de la gradualidad

de la adaptación para las centrales existentes (3 años), ni los efectos sobre la tarifa eléctrica a usuarios industriales o consumidores domésticos. 6. Tampoco hay análisis sobre el empleo, lo cual parece ya habitual en este tipo de estudios.

Carmen Gloria Contreras se refiere a la primera pregunta y responde que todo el parque existente queda regulado salvo los motores generadores y grupos electrónicos.

Marcelo Fernández agrega que el escenario 1 no logra el co-beneficio de reducción de metales. Los escenarios fueron elaborados por varios profesionales en base a criterios propuestos por el Banco Mundial o tomados de otros países, en base a criterios de tecnologías, nivel de desarrollo de los países, o el efecto en la tarifa a los consumidores.

El Consejero Camacho opina que el costo no es menor (mil setecientos millones de dólares). Para los usuarios del sector norte del país el aumento es mayor al 2% promedio, llegando al 4%, que se va a transferir a los clientes, tanto regulados como libres, es decir, a la minería y a las ciudades.

El consejero Katz indica que el beneficio se produce donde hay gente pero que desde esa perspectiva en el desierto (donde no existe población) no hay beneficios, sólo hay costos.

Carmen Gloria Contreras señala que desde el año 2004 se encuentra incorporado en el cálculo tarifario el costo de inversión en equipamiento de abatimiento para el control de emisiones. En el caso de las mineras el contrato es privado y el mayor costo se asocia con los combustibles. Se consultó al respecto a las empresas mineras pero no indicaron el costo.

La consejera Borregaard, señala que le gustaría entender mejor la selección del nivel de norma de los metales pesados incluidos, qué es lo que se sabe de ellos. Menciona a que en Alemania hay norma más estricta de lo que se plantea en la norma e incluye otros metales más allá de los tres planteados en la norma, pero no tiene antecedentes sobre otros países. Considera que el análisis que se ha hecho puede carecer de rigurosidad por lo que opina que debe sólo normarse los metales respecto a los que hay antecedentes y los demás pedir, en una primera instancia, que se mida, pero incluir, más allá de los ya mencionados en la norma, también a los metales propuestos por las organizaciones de la sociedad civil, específicamente berilio y cadmio. Propone, además, que se incluya la medición del CO₂, de acuerdo con lo que propone GAS ATACAMA en sus observaciones a la norma, y cree que esto no significará mayores costos para las empresas. Sugiere que el monitoreo en línea, que exige la norma a las fuentes, sea continuo y accesible al público, salvo que esto implique grandes costos, pues así se mejora la participación ciudadana en estos temas.

El consejero Katz, está de acuerdo con que se haga público el monitoreo pues la transparencia es importante, más aun si se trata de la situación ambiental del aire, que, en su concepto, es un bien público.

La consejera Borregaard solicita información sobre las operaciones que tendrán problemas con la norma desde el punto de vista privado. Consulta por aquellas operaciones que quedarán en estado crítico, y si habrá problemas con el sistema eléctrico. Propone que el

plan de descontaminación reconozca la norma de emisión como límite para el cálculo de la línea de base y no aquella emisión que la fuente tenga en la realidad.

El consejero Katz, señala que en ausencia de norma de emisión las fuentes se ajustan en su emisión a la condición de latencia y así se apropian de la capacidad de carga de la cuenca.

La consejera Esparza consulta por la situación de termoeléctricas que dispongan de varias unidades por establecimiento, y qué pasa en el caso que ninguna de ellas supere los 50 mega watts. Consulta además, qué pasa si una termoeléctrica cambia de combustible, si requiere entrar nuevamente al SEIA.

Marcelo Fernández responde que la norma de emisión se ha diseñado para constatar su cumplimiento por chimenea, no por termoeléctrica, que el corte de 50 megawatts indica si le aplica o no está regulación. Respecto al cambio de combustible, señala que la norma de emisión es por combustible y en caso de cambio de éste, no se considerará fuente nueva para tal efecto. Menciona como ejemplo el caso de una turbina dual: que puede cambiar combustible de gas a diesel.

La consejera Borregaard pregunta la causa de que no se normó en base al kilo watt hora despachado y así incentivar una mayor eficiencia.

Marcelo Fernández, señala que el monitoreo continuo permite reportar en cualquier valor.

La consejera Borregaard solicita que se establezca en la norma la forma de informar y que se analice la posibilidad de normar (no solo informar) en base a kilowatt hora despachado.

El consejero Katz consulta si la norma se aplica a calderas grandes.

Carmen Gloria Contreras, señala que sí aplica a esas calderas cuando sean destinadas a generación eléctrica, pero que se corregirá el texto de la norma para dejar claro que sólo en el caso que se destinen a generación eléctrica.

El consejero Katz, menciona que no aplicaría a la cogeneración.

La Ministra Presidenta solicita votar en relación al anteproyecto.

El Consejero Camacho propone seguir el principio regulatorio en cuanto a no normar emisión sin establecer antes la calidad ambiental que se aspira lograr , y pide esperar a saber el impacto de la aplicación de la norma del MP 2.5

El consejero Katz, está de acuerdo con lo anterior en principio, pero cree que es necesario que haya una norma mínima de emisión, como norma de entrada al sistema. Señala, además que así se evita esa especie de monopolio del recurso aire por parte de las fuentes a que se refirió anteriormente.

El consejero Parra está de acuerdo con el que la regulación debe ser coherente entre emisión y calidad, pero no es posible exigir a la norma de emisión la solución de todo el problema.

El consejero Hurtado se pronuncia de acuerdo con la propuesta del consejero Camacho.

El consejero Urquidí, expresa que en su opinión la situación de las termoeléctricas existentes se aleja bastante de una situación paradisiaca, estando más bien “más cerca del infierno”. Considera que se debe avanzar de a poco para resolver el tema, pero debe comenzarse con la dictación de la norma de emisión. Considera que el error de priorizar por las norma de emisión sin conocer previamente la calidad ambiental debe corregirse a futuro, pues hoy se necesita la norma de emisión, más aun si hay un interés mayoritario por tener esta norma y considera pertinente dar cuenta de dicho interés.

La consejera Borregaard, considera que el tema de la relación que debe haber entre la norma de emisión y la calidad ambiental es importante y debiera trabajarse en esa dirección, pero dada la situación nacional, los antecedentes que fueron presentados en el estudio que acompaña el anteproyecto, así como los antecedentes que hay sobre el tema a nivel internacional considera que debe partirse de manera urgente por la norma de emisión y ajustarla en el camino de acuerdo a los comentarios que ella manifestó en la sesión.

El consejero Parra señala estar de acuerdo con la norma en general y solicita que se incorporen los cambios solicitados en la sesión, en particular los necesarios por la nueva institucionalidad vigente.

La consejera Esparza está de acuerdo con la norma, y espera se acoja la idea de que se tenga acceso al monitoreo en línea de las emisiones. Aprovecha de recordar que el decreto 45, sobre incineración y co-incineración, ya norma metales pesados.

El consejero Urquidí, está de acuerdo con la norma con la salvedad de que debe aplicarse a los que están en el SEIA, de igual forma como estima, se aplico en el DS 90, además de considerarse las observaciones hechas en la sesión.

El consejero Hurtado, está de acuerdo con la idea de normar pero una vez que se sepa que va a pasar con el MP 2,5.

La Ministra Presidenta solicita votar el anteproyecto tal como fue presentado.

El Consejero Ferrada está de acuerdo con el anteproyecto y solicita se incluyan lo comentado por él en la sesión.

El consejero Díaz, está de acuerdo con el anteproyecto, y pide incluir sus comentarios.

El consejero Parra está de acuerdo con el anteproyecto, con la necesidad que se incluya el tema del futuro MP 2,5.

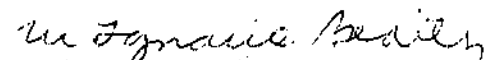
La consejera Esparza señala estar de acuerdo con el anteproyecto tal como está, solicitando que se incluyan sus observaciones.

El consejero Urquidí señala estar de acuerdo con la idea de la norma, siempre que se incluyan en el proyecto los alcances mencionados. No está de acuerdo con el anteproyecto y solicita una segunda reunión para ver el proyecto como va a quedar.

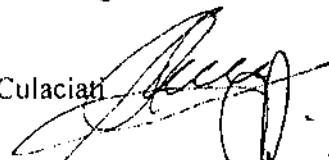
Finalmente, los consejeros Borregaard, Esparza, Ferrada, Díaz, Parra y Urquidí señalan estar de acuerdo en aprobar el anteproyecto, en el entendido que sus opiniones sean debidamente ponderadas durante la elaboración del proyecto definitivo de la misma. Los consejeros Katz y Camacho se inhabilitan según lo ya indicado en el acta y el consejero Hurtado se manifiesta en contra del anteproyecto.

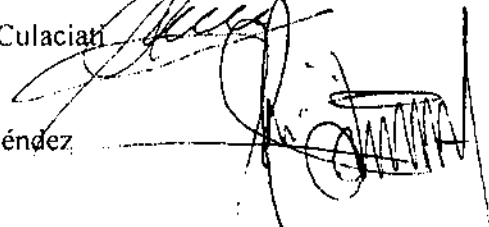
Siendo las 13:00, se cierra la sesión.

A) Ministra Presidenta (S) de CONAMA

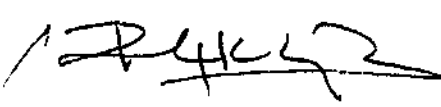

María Ignacia Benítez Pereira

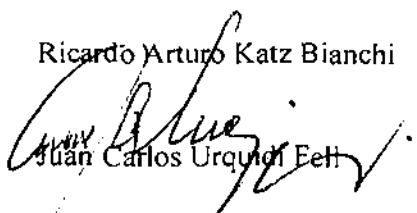
B) Representantes de organizaciones no gubernamentales

Francisco José Ferrada Culacian 

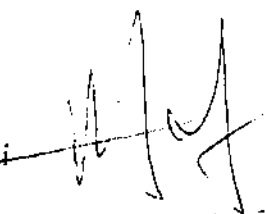
Alicia Isabel Esparza Méndez 

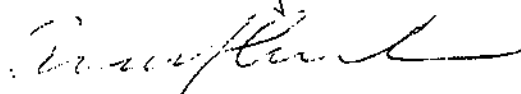
C) Representantes de centros académicos independientes

Ricardo Arturo Katz Bianchi 

Juan Carlos Urquidí Felt 

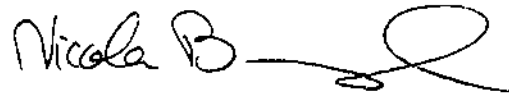
D) Representantes del empresariado

Javier Alberto Hurtado Cicarelli 

Rodolfo Camacho Flores 

E) Representante de S.E. el Presidente de la República

Nicola Borregaard de Strabucchi

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Nicola B" followed by a stylized flourish.

Proyecto norma de emisión para termoeléctricas

Ministerio de Medio Ambiente

Noviembre de 2010

Marcelo Fernández, Jefe Depto. Asuntos Atmosféricos

1

Proceso Norma Termoeléctricas

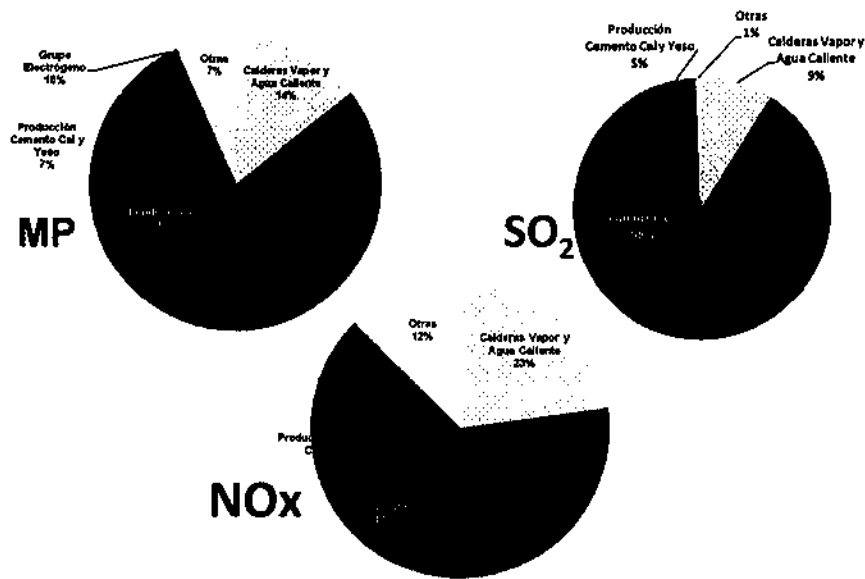
- **1999** 4º Programa Priorizado de Normas
- **2006 Resolución de Inicio**, desarrollo de estudios y elaboración del anteproyecto
- **15 de diciembre 2009** se publica anteproyecto en el Diario Oficial
- **16 diciembre 2009 – 7 abril 2010** Consulta Pública
- **7 septiembre 2010** Presentación del Anteproyecto al Consejo Consultivo
- **5 de nov. 2010** Presentación al Consejo Interministerial
- **8 de nov. 2010** Presentación al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad
- **Firma del Presidente – Contraloría – Publicación Diario Oficial (6-8 meses)**

2

Contexto

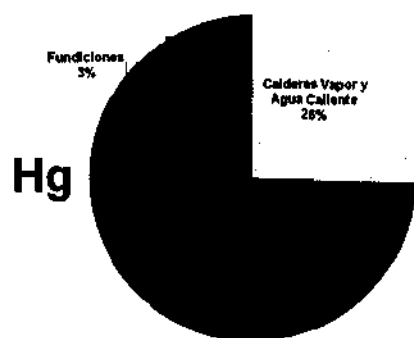
- Chile no cuenta con norma de emisión para termoeléctricas
- SEIA ha establecido exigencias caso a caso
- Zonas con problemas de calidad del aire, con aporte de termoeléctricas:
 - Gran Concepción
 - Ventanas - Puchuncaví
 - Tocopilla
 - Huasco
- Últimos 5 años los proyectos instalados (y proyectados) corresponden a termoeléctricas a carbón
- Emisiones de las termoeléctricas: MP, SO₂, NO_x, CO₂ y Hg
- Emisiones precursoras de MP2.5 y Ozono troposférico.

Emisiones declaradas de MP, SO₂ y NO_x. Sector industrial Chile, 2007



Fuente: Elaboración propia a partir de RETC, 2007

Emisiones declaradas de mercurio (Hg). Sector industrial Chile, 2007



Chile cuenta con normas de emisión que regulan Hg desde el 2000, en agua y aire

D.S.Nº 90	2000	regulación de contaminantes a las descargas de aguas marinas y continentales superficiales
D.S.Nº 46	2002	residuos líquidos a aguas subterráneas
D.S.Nº 45	2007	Inclineración y Coincineración

Fuente: Elaboración propia a partir de RETC, 2007

5

Existen Tecnologías de control Probadas, disponibles y con altas eficiencia de remoción

Contaminante	Tecnología de Control	Eficiencia de remoción (%)
Hg	ESP o FF	70%
	DGC+ESP o FF	85%

Co-beneficio por reducción de MP - SOX

(*) Quemadores Low NOX corresponde a tecnología básica estándar de quemado

6

Característica del Parque Termoeléctrico (2008)

- Tecnología a carbón convencional CP - subcritical (η : 33%)
- Turbinas a gas pasaron a diesel
- Localizadas en la costa (efecto fumigación costera), en entornos urbanos
- No se constata repotenciamiento / retrofit
- Áreas degradadas por MP
- 2008: ninguna incluye desulfurizador o desnitrificador.
- 12 de 13 térmicas a carbón declaran control de MP

Propuesta de norma de emisión para termoeléctricas

→ Se omite al 2020 alcanzar valores para las nuevas

Sólido	50	200/400	400/500	30	200	200
Líquido	30	30	200	30	10	120
Gas	--	100	50	--	100	50

Valores se deben cumplir el 95% de las horas de funcionamiento.
 En el caso de las fuentes existentes, se deberá cumplir el límite de NOx el 70% del tiempo.

Límite de Mercurio (Hg) para existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoke

Carbón y/o Petcoke	0,1
--------------------	-----

Se omite de la regulación V y Ni

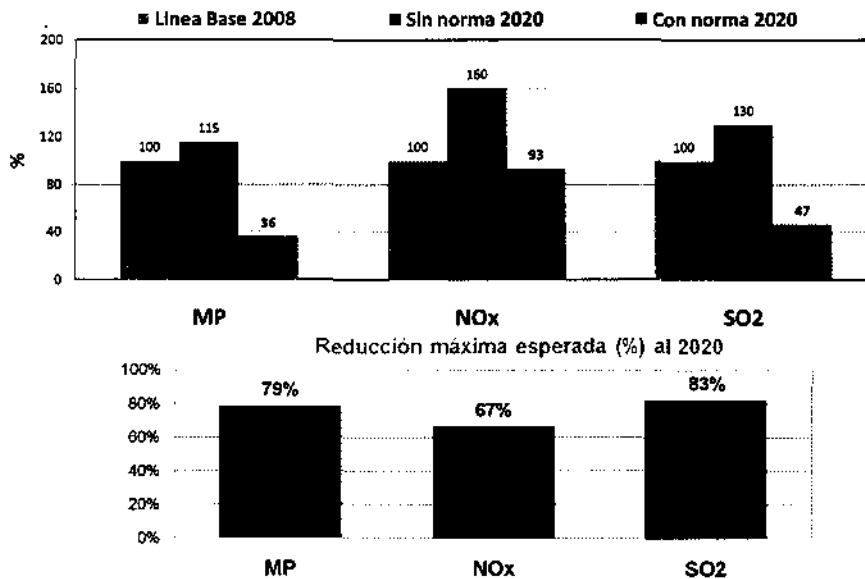
Resumen de la norma de emisión

1. Aplica a todo el territorio del país
2. Tecnologías: calderas y turbinas
3. Tamaño: mayor a 50 MWt
4. Distingue por combustible: líquido, gaseoso, sólido
5. Fuentes existentes : se modifican límites para contaminantes criterio: SO_2 , NO_x
6. Fuentes existentes : se establece percentil 70 en el parámetro NO_x
7. Se modifica límites metales pesados: límite sólo Hg, reportar Ni, V
8. Hito para diferenciar entre existente y nueva: Declaradas en construcción hasta la fecha de emisión de este decreto.
9. Gradualidad para que existentes:
 - 3 años para MP
 - 4 años para NO_x y SO_2 en zonas latentes/saturadas; 5,5 años en el resto.
10. Fuentes existentes menores a 150 MWt, diesel, que operen menos del 10% del tiempo, quedan eximidas de cumplir el límite de NO_x .
11. Monitoreo continuo de emisiones MP-gases y monitoreo discreto para metales
12. Entrada en vigencia: publicación Diario Oficial
13. Fiscalizador: Superintendencia de Medio Ambiente

9

Resultados de la Norma:

Emisiones con y sin norma 2020



Resultados de la Evaluación de la Norma

1. Beneficios

- Nº de casos evitados en morbilidad y mortalidad debido a la reducción de concentración de MP, SO2, NOX, PM2.5
- Reducción concentración de SO2 (norma secundaria recursos silvo-agrícolas)
- Reducción depositación particulado sobre coberturas vegetales
- Reducción de Hg sobre cuerpos de agua

2. Costos

- Costos Inversión
- Costo Operación + Mantención
- Costos de Monitoreo en línea
- Costos de fiscalización
- Costo Marginal de generación: aumento en la tarifa

3. Análisis del plazo de cumplimiento para las existentes (gradualidad)

Número esperado de casos evitados

MP	202-282
----	---------

MP	742-1046
MP2.5	8.055 - 11.290
NOx	275-442
SO2	388 - 505

Mill US\$	234 - 657
-----------	-----------

**Análisis General del Impacto Económico y Social
(efectos valorados en salud)**

Costo y Beneficio	Anteproyecto
Beneficio Salud	3.816
Costo Inversión y Fijos	1.035
Costo Sistema Eléctrico	707
Costo Total	1.741
Valor Actual Neto	2.075

Resultados en Valor Presente a enero 2010, Millones de
US\$: VAN de 2 mil millones de dólares

13

El principal indicador económico del mercado eléctrico es el **costo marginal del sistema**, esto debido a que representa el precio de compra/venta de energía del mercado spot

Resultado de Costos Marginales Esperados al 2020

SIC: El CMg es del orden de los 0,3 US\$/MWh a 1,7 US\$/MWh.

SING: El CMg no alcanza a sobrepasar los 0,6US\$/MWh.

14

Centrales Existente a Carbón (al 26.10.2010)

	AES Gener Laguna Verde (V Región)	SIC	1939	53	s/c	s/c	s/c
Z5	AES Gener Ventanas 1	SIC	1964	120	Precipitador	s/c	s/c
Z5	Endesa Bocamina (Coronel)	SIC	1970	128	Filtro	Tangencial	s/c
Z5	Norgener (AES Gener) Tocopilla 1	SING	1995-1997	136	Precipitador	s/c	s/c
Z5	Norgener (AES Gener) Tocopilla 2	SING	1995-1997	141	Precipitador	s/c	s/c
	Guacolda (AES Gener) 1 (Hualco)	SIC	1995	152	Precipitador	s/c	s/c
	Guacolda (AES Gener) 2 (Hualco)	SIC	1995	152	Precipitador	s/c	s/c
	Guacolda (AES Gener) 3 (Hualco)	SIC	2009	152	Precipitador	LNOx	desulfurizador
	Guacolda (AES Gener) 4 (Hualco)	SIC	2010	152	Precipitador	LNOx + SCR	desulfurizador
	Endesa Tarapacá (Patache, sur Iquique)	SING	s/d	182	Precipitador	s/c	s/c
Z5	E-CL (GDF Suez) Tocopilla U12 y U13	SING	1983-1990	170	Precipitador	s/c	s/c
Z5	AES Gener Ventanas 2	SIC	1977	220	Precipitador	LNOx	s/c
Z5	AES Gener Nueva Ventanas	SIC	2009	250	Precipitador	LNOx	s/c
Z5	E-CL (GDF Suez) Tocopilla U14 y U15	SING	1983-1990	268	Precipitador	s/c	s/c
	E-CL (GDF Suez) Mejillones 1 y 2	SING	1995	340	Precipitador	s/c	s/c
Z5	Petropower (Concepción)	SIC	1998	77	Filtro	lecho fluidizado	Lecho fluidizado

Total : 2.693 MW
Total Zona Saturada: 1.510 MW

Centrales en construcción a Carbón (al 26.10.2010)

Z5	AES Gener Campiche (Ventanas)	SIC	2012	270	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
Z5	Colbón Santa María 1 (Coronel)	SIC	2011	350	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
Z5	Endesa Bocamina 2 (Coronel)	SIC	2011	350	Filtro	LNOx	Desulfurizador
	E-CL (GDF Suez) Hornitos (Mejillones)	SING	2011	165	Precipitador	LNOx	Lecho fluidizado
	E-CL (GDF Suez) Andino (Mejillones)	SING	2011	165	Precipitador	LNOx	Lecho fluidizado
	AES Gener Angamos I (Mejillones)	SING	2011	270	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
	AES Gener Angamos II (Mejillones)	SING	2011	270	Precipitador	LNOx	Desulfurizador

Total : 1.840 MW
Total Zona Saturada: 970 MW

Proyectos a Carbón que cuentan con RCA favorable (al 26.10.2010)

	AES Gener Los Robles (Constitución)	SIC	750	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
ZS	Codelco Energía Minera (Ventanas)	SIC	1050	Precipitador	LNOx + SCR	Desulfurizador
	Guacolda 5 (Huasco)	SIC	152	Precipitador	LNOx + SCR	Desulfurizador
	BHP Kelar (Mejillones)	SING	500	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
	E-CL (GDF Suez) Infraestructura Mejillones	SING	750	Precipitador	LNOx	Desulfurizador
	Norgener (AES Gener) Cochrane (Mejillones)	SING	560	Precipitador	LNOx	Desulfurizador

**Total : 3.762 MW
Total Zona Saturada: 1.050 MW**

Proyectos en proceso de evaluación (al 26.10.2010)

ZS	Southern Cross RC Generación (Fuchuncaví)	SIC	2 unidades (350 MW)	700	Precipitador	LNOx + SCR	Desulfurizador
	MPX Castilla (Caldera)	SIC	6 unidades (350MW)	2354	Filtro	LNOx	Desulfurizador
ZS	CAP Cruz Grande (La Higuera)	SIC	2 unidades (150 MW)	300	Precipitador	LNOx + SCR	Desulfurizador
	SWB Pirquenes (Arauco)	SIC	1	50	Filtro	Lecho fluidizado	Lecho fluidizado
ZS* (no declarada)	Endesa Punta Alcalde (Huasco)	SIC	2 unidades (370 MW)	740	sin información	LNOx	Desulfurizador

**Total : 4.144 MW
Total Zona Saturada: 1.740 MW**

2612 VTA

MUCHAS GRACIAS

Ministerio del Medio Ambiente
CONSEJO DE MINISTROS PARA LA SUSTENTABILIDAD
ACTA SESIÓN ORDINARIA N° 03/2010

En Santiago de Chile, a 26 de noviembre de 2010, en las dependencias del Ministerio del Medio Ambiente, ubicadas en Teatinos 248, 2° piso, Santiago, y siendo las 11:00 horas, se abre la Tercera Sesión Ordinaria del presente año, del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. Preside la sesión la Ministra del Medio Ambiente, Sra. María Ignacia Benítez Pereira.

1.- INTEGRANTES ASISTENTES:

Asisten a la sesión, además, los siguientes Ministros:

- Ministro de Economía, Sr. Juan Andrés Fontaine Talavera.
- Ministro de Obras Públicas, Hernán de Solminihac Tampier.
- Ministra de Vivienda y Urbanismo, Sra. Magdalena Matte Lecaros.
- Ministro de Minería, Laurence Golborne Riveros.
- Ministro de Transporte, Sr. Felipe Morandé Lavín.
- Ministro de Energía, Sr. Ricardo Raineri Bernain.

2.- ORDEN DEL DÍA:

1.- Norma de emisión para Termoeléctricas

La Ministra del Medio Ambiente hace una breve explicación de la situación en que se encuentra la aprobación del proyecto definitivo de la norma de emisión. Recuerda a los ministros lo tratado en la reunión pasada y señala que el proyecto definitivo que ahora se propone para su aprobación es el resultado de una nueva redacción que pueda ser de consenso respecto a las principales observaciones de los ministros al proyecto definitivo de la norma de emisión planteadas en la pasada sesión.

Luego de un breve debate, la Ministra del Medio Ambiente solicita se apruebe por el Consejo el proyecto definitivo de la norma de emisión. Los ministros aprueban el texto del proyecto definitivo de la norma de emisión de termoeléctricas por unanimidad (**Acuerdo N°5/2010.**)

2.- Norma primaria de calidad ambiental para MP 2,5

La Ministra del Medio Ambiente otorga la palabra al Secretario del Consejo, señor Rodrigo Benítez Ureta, quien da cuenta de la situación de tramitación de la norma de calidad ambiental para el contaminante MP 2,5. Al respecto, señala que la norma fue aprobada por el Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente el día 9 de marzo del presente año. Sin embargo, el Ministerio Secretaría General de la Presidencia, no lo tramitó y devolvió la propuesta de decreto mediante Oficio Ord. 793/2010, por faltar la opinión del Consejo Consultivo y no haberse acompañado el estudio que de cuenta de los efectos económicos y sociales de la norma diaria. Señala que tales trámites se cumplieron y corresponde que el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad apruebe el proyecto definitivo.

Tras las palabras del Secretario del Consejo, la Ministra del Medio Ambiente cede la palabra al señor Marcelo Fernández, Jefe del Departamento de Asuntos Atmosféricos de la División de Política y Regulación del Ministerio del Medio Ambiente, quien expone sobre los antecedentes del proyecto definitivo de la norma de calidad primaria para el material particulado 2,5 (MP 2,5). El señor Fernández hace una breve reseña técnica del contaminante, se refiere a la historia de las mediciones del contaminante en nuestro país que datan desde el año 1989, al éxito de las medidas de control implementadas para su control en la cuenca de Santiago, a pesar de no tener norma para el MP 2,5, y menciona que hoy se trata de plasmar mediante la dictación de la norma de calidad lo que en los hechos ha sido materia de una exitosa gestión. No obstante los avances, se indica que tanto para Santiago como para el resto del país, este contaminante todavía reviste un desafío.

Aclara que para establecer el valor de la norma, los estudios pusieron especial atención a la situación de la Región Metropolitana, dada la incidencia de esta región en los impactos de este contaminante debido a la cantidad de población. Menciona que siempre los principales esfuerzos realizados en Santiago para bajar la contaminación del aire se centraron en la fracción fina del material particulado, por su mayor incidencia en la salud de la población. Indica que los avances obtenidos en la reducción de este contaminante han estado asociados al mejoramiento de los combustibles, a las normas vehiculares, a las políticas de control industrial y al mejoramiento de los sistemas de transporte público. Muestra resultados concretos que asocian la reducción de este contaminante con la baja de la mortalidad prematura.

Luego se refiere a los antecedentes científicos que avalan la norma propuesta, las normas vigentes a nivel internacional, la guía de la Organización Mundial de la Salud, y la situación de la norma en Estados Unidos. Luego se expone sobre la meta que ha establecido la Unión Europea para dicho contaminante. A propósito de lo anterior, aclara que el MP 2,5 es un contaminante propio de áreas urbanas. Luego compara la situación de este contaminante a lo largo del país, indicando que actualmente pocas ciudades cuentan con mediciones de MP2.5. Indica que en el norte de Chile no hay gran presencia de este contaminante salvo algunos casos con fuentes de emisión como termoeléctricas y fundiciones. Esta situación contrasta con el sur de nuestro país, donde producto del uso de leña para calefacción residencial, el particulado fino se ha transformado en un verdadero problema.

La Ministra del Medio Ambiente aclara la situación que se produciría si la norma de MP 2,5 no es dictada antes del año 2012. Señala que, en tal evento, la norma diaria de MP10 bajará a 120 ug/m³.

Marcelo Fernández señala que la publicación de esta norma se inserta dentro de la política del Ministerio en cuanto a centrar la gestión de la calidad del aire en el material particulado fino por tener directa relación con la salud, y no en la fracción gruesa por no tener dicha incidencia a nivel de concentración promedio anual. Menciona que las principales fuentes emisoras de MP 2,5 son las actividades industriales, el transporte y la quema de leña y biomasa. Respecto de la fracción gruesa, su origen es mayoritariamente natural y es resuspendido por acción del tráfico, siendo un fenómeno propio de ciudades ubicadas en paisajes semiáridos como el que observamos desde Santiago hacia el norte. Señala que la

norma de calidad primaria para MP10 está actualmente en proceso de revisión y que junto con la recomendación de una norma más exigente para MP2,5 a nivel anual, se evalúa la derogación de la norma anual de MP10.

Al respecto la Ministra del Medio Ambiente reitera que el material particulado grueso no tiene mayor incidencia en la salud, y que países como Estados Unidos ya derogaron la norma anual para MP10, manteniendo la norma diaria de dicho contaminante, lo que considera debe ser la política a seguir por nuestro país.

Marcelo Fernández se refiere al análisis de impacto económico y social de la norma y presenta los escenarios de norma que se tuvieron en cuenta.

Los ministros debaten en torno a las ventajas de cada escenario y consultan por el proyecto aprobado por el Consejo Directivo en marzo pasado. Al respecto el señor Fernández aclara que la propuesta establecía un estándar anual de 25 ug/m³, que el año 2022 bajaba a 20 ug/m³ y que al año 2032 llegaba a 10 ug/m³, meta muy compleja de establecer a priori sin tener antecedentes suficientes para todo el país. A diferencia de dicha propuesta, ahora se propone adelantar al año 2012, el valor norma que estaba indicado para el 2022, esto es el nivel de 20 ug/m³, dejando a la revisión de la norma la posibilidad de hacerla más exigente, pero sobre la base de mediciones a lo largo de todo el país. Por otra parte, da cuenta de la opinión favorable del Consejo Consultivo a la norma propuesta, en particular a que el valor norma para el MP 2,5 anual sea de 20 µg/m³ y de 50 ug/m³ para el valor diario, ambos valores desde el año 2012. Se refiere luego a la futura gestión respecto al contaminante normado, en cuanto a las posibles zonas saturadas y los planes de descontaminación por venir. Al respecto, expresa que la situación actual del contaminante en Santiago es de 28 ug/m³ como promedio anual, lo que determinará la declaración de zona saturada por dicho contaminante para el año 2012, si se pueden utilizar las mediciones de los tres años anteriores.

Marcelo Fernández, termina su presentación señalando que si Santiago ha podido reducir la presencia de este contaminante en un 60%, siendo una ciudad muy poblada y compleja desde el punto de vista de sus adversas condiciones de ventilación, considera que las ciudades pequeñas del sur lo lograrán también.

La Ministra del Medio Ambiente pide se vote la aprobación del proyecto definitivo de la norma de calidad. Los ministros aprueban el proyecto definitivo por unanimidad (**Acuerdo N°6/2010**).

3.- Armonización de la normativa ambiental

La Ministra del Medio Ambiente, entrega a los ministros un documento con el Catastro de Normas Ambientales, y señala que el Ministerio del Medio Ambiente, debe cumplir con el deber que la ley le impone de integrar la dispersa normativa ambiental sectorial, muchas veces duplicada o contradictoria, de manera de avanzar a la derogación de la normativa ambiental más antigua que sea contradictoria con la actual legislación y sus instrumentos. Señala que se les solicitará la colaboración en este proyecto a los ministros integrantes del Consejo de Ministros.

No habiendo más temas a tratar, la Ministra del Medio Ambiente agradece la participación de los ministros y asesores presentes en la sesión.

Siendo las 13:00 horas se cierra de sesión.



María Ignacia Benítez

María Ignacia Benítez Pereira

Ministra del Medio Ambiente

Presidenta

Consejo de Ministros para la Sustentabilidad



Rodrigo Benítez Ureta

Rodrigo Benítez Ureta

Jefe División Jurídica

Ministerio del Medio Ambiente

Secretario

Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

**APRUEBA PROYECTO DEFINITIVO DE
NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS.**

En Sesión de esta fecha, el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, reunido en sesión ordinaria, ha adoptado el siguiente:

Acuerdo N° 5, de fecha 26 de noviembre de 2010.

VISTOS:

Lo dispuesto en la Ley N°19.300; en el D.S. N° 93, de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; el Acuerdo N° 99, de 26 de marzo de 1999, del Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), en que se aprueba el Cuarto Programa Priorizado de Normas; la Resolución Exenta N° 1690, de 10 de julio de 2006, de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, publicada en el Diario Oficial el 7 de agosto del mismo año, que dio inicio a la elaboración de la norma; la Resolución Exenta N° 7.750, de 7 de diciembre de 2009, del mismo Director Ejecutivo, que aprobó el anteproyecto de norma de calidad, cuyo extracto se publicó en el Diario Oficial el día 15 de diciembre de 2009 y en el Diario La Nación el día 27 del mismo mes; el análisis general del impacto económico y social de la norma señalada; los estudios científicos; las observaciones formuladas en la etapa de consulta al anteproyecto de norma; la Opinión del Consejo Consultivo de CONAMA, emitida el 7 de septiembre de 2010, los demás antecedentes que obran en el expediente; y en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de la República reconoce en el artículo 19 N° 1 el derecho a la vida y la integridad física de las personas, y en su artículo 19 N° 8 el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. En este sentido y de acuerdo con lo preceptuado en la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, es deber del Estado dictar normas de emisión con el propósito de prevenir riesgos a la salud de las personas, la calidad de vida y el medio ambiente.

Que el objetivo de la presente norma de emisión para termoeléctricas es prevenir y controlar las emisiones al aire de: material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio. Para tales contaminantes están comprobados los efectos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y el medio ambiente.

Que internacionalmente, desde la década de los ochentas los esfuerzos de reducción de emisiones al aire para este tipo de fuentes, se focalizó en las emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Es así que, para los contaminantes regulados se dispone de tecnologías de control primaria y secundaria de emisiones. Posteriormente, en la última década, es de interés reducir las emisiones de dióxido de carbono y mercurio. En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, la aplicación de esta norma exige el reporte de las emisiones en función de la energía útil. En tanto que se regulan las emisiones de mercurio debido a su toxicidad, bioacumulatividad y persistencia a escala global.

Que la presente norma de emisión contribuye a reducir la formación de material particulado fino (MP2.5), debido a que se reducen las emisiones de material particulado y de gases precursores que participan en la formación del MP2.5.

Que para la evaluación de la norma de emisión se consideraron criterios técnicos, económicos y sociales, entre los que destacan: disponibilidad y calidad de los combustibles, tecnologías de control, prácticas de operación, tendencia de la regulación internacional, costos privados, costos para el Estado en materia de fiscalización y una evaluación costo beneficio de la norma. Además, se evaluó que la aplicación de la presente norma resguarde la seguridad de los sistemas eléctricos del país.

Que el análisis costo beneficio de la norma de emisión indica un beneficio en salud en morbilidad y mortalidad, por el orden de los 3.600 millones de dólares, con un costo aproximado de 1.700 millones de dólares, lo cual implica un valor actual neto aproximado de 1.900 millones de dólares. Lo que se traduce en una reducción esperada en morbilidad de 8.055 casos evitados por año y en mortalidad en el orden de 200 casos evitados por año.

Que en el análisis de la aplicación de la norma de emisión para termoeléctricas se cuantificaron otros beneficios para el medio ambiente que no fue posible su valoración económica, tales como: (i) la reducción de la depositación de material particulado sedimentable estimada en un 5% anual y en un 3% mensual, con respecto a los valores que establece la norma de calidad secundaria contenida en el D.S. N° 4, de 1992, del Ministerio de Agricultura, (ii) la reducción de la concentración de dióxido de azufre estimada en el orden de $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sobre distintos tipos de vegetación, con respecto a lo que establece la norma de calidad secundaria para SO_2 contenida en el D.S. N°22, de 2009, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, y (iii) la reducción de la depositación de mercurio sobre cuerpos de agua estimada en un 25% con respecto a un escenario sin norma.

Que la norma de emisión diferencia límites de emisión para los distintos contaminantes entre fuentes existentes y nuevas, considerando de esta forma la aplicación del principio de gradualidad.

Que conforme lo dispone el inciso segundo del artículo 40 de la ley 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente, corresponderá al Ministerio del Medio Ambiente proponer, facilitar y coordinar la dictación de normas de emisión, para lo cual deberá sujetarse a las etapas señaladas en el artículo 32, inciso tercero, y en el respectivo reglamento, en lo que fueren procedentes.

Que el Reglamento que fija el procedimiento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, establecido por el D.S. N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, dispone en el inciso segundo de su artículo 22, que el proyecto definitivo de norma será conocido por el Consejo Directivo de la

Comisión Nacional del Medio Ambiente en la sesión ordinaria o extraordinaria siguiente a la fecha de su presentación.

Que de acuerdo al artículo 71 letra f) de la ley 19.300, corresponde al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, pronunciarse sobre los proyectos de ley y actos administrativos que se propongan al Presidente de la Republica, cualquiera sea el ministerio de origen, que contenga normas de carácter ambiental señaladas en el artículo 70.

Que la mención hecha al Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente debe entenderse hecha al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, conforme lo dispone el mencionado artículo 40 de la ley 19.300.

Título I: Objetivo, aplicación territorial y definiciones

Artículo 1°. La presente norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente.

La norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

Artículo 2°. La norma de emisión para termoeléctricas regula unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible). El cumplimiento de los límites máximos de emisión se verificará en el efluente de la fuente emisora, el que puede considerar una o más unidades generadoras.

Se exceptúan de esta regulación calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

Artículo 3°. Para los efectos de lo dispuesto en este decreto, se entenderá por:

- a) Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico.
- b) Unidad de generación eléctrica: unidad conformada por una caldera o una turbina.
- 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, D.S. N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 31 de diciembre de 2010, inclusive.
- d) Fuente emisora nueva: unidad de generación eléctrica cuya declaración en construcción sea posterior a la fecha indicada en el literal precedente.

Título II: Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento

Artículo 4°. Los límites máximos de emisión se indican a continuación:

Tabla N° 1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 2: Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 3: Límite de emisión para Mercurio (Hg) para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón, petcoke y/o mezclas (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)
Carbón, Petcoke y/o mezclas	0,1

Las condiciones normales (N), corresponden a 25°C y 1 atmósfera. Los límites de las Tablas N° 1, 2 y 3 se deben corregir por oxígeno (O₂) en base seca, de acuerdo a lo siguiente:

- Calderas: 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos.
- Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos.

Los valores límites de emisión para Material Particulado (MP) y Dióxido de Azufre (SO₂) de las Tablas N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión para fuentes emisoras existentes de la Tabla N° 1, para Óxidos de Nitrógeno (NO_x) se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 70% de las horas de funcionamiento en régimen.

Los valores límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NO_x), de la Tabla N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y 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.

El valor límite de emisión de la Tabla N° 3, se evaluará a lo menos una vez cada seis meses durante un año calendario y se considerará sobrepasado cuando alguno de los valores exceda el valor límite de emisión.

Artículo 5°. Las fuentes emisoras existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de Material Particulado (MP) en un plazo de 3 años, contado desde la fecha de publicación del presente decreto. El plazo de cumplimiento de los demás parámetros de las Tablas N° 1 y N° 3 corresponderá a 4 años contados desde la publicación del presente decreto en zonas declaradas latentes o saturadas por MP, SO₂ o NO_x con anterioridad a esta fecha y de 5 años y seis meses en aquellas zonas que no se encuentren declaradas como latentes o saturadas por dichos contaminantes.

Artículo 6°. Las fuentes emisoras existentes que reduzcan emisiones para cumplir con los límites establecidos en la presente norma, sólo podrán compensar o ceder emisiones si acreditan reducciones adicionales a lo requerido producto del cumplimiento de la norma.

En caso que se aprueben planes de prevención o descontaminación con posterioridad a la vigencia de la presente norma de emisión, por alguno de los contaminantes que regula, se tendrán en consideración las reducciones realizadas para el cumplimiento de esta norma, a fin de evaluar las reducciones proporcionales, según lo dispuesto en el artículo 15 del D.S. N° 94, de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento Para la Elaboración de los Planes de Prevención y de Descontaminación.

Título III: Fiscalización y metodología de medición

Artículo 7°. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento del presente decreto a la Superintendencia del Medio Ambiente, en adelante la Superintendencia.

Artículo 8°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de otros parámetros de interés, de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA). El sistema de monitoreo continuo de emisiones será aprobado mediante resolución fundada de la Superintendencia.

Artículo 9°. Las fuentes emisoras existentes tendrán un plazo de dos años para instalar y certificar el sistema de monitoreo continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del presente decreto. Mientras que las fuentes emisoras nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo desde su puesta en servicio.

Artículo 10°. Aquellas fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen como combustible sólido únicamente biomasa, se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre (SO₂). Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia podrá requerir que se informe sobre el contenido de azufre en el combustible.

Artículo 11°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas que usen carbón, petcoke y/o mezclas, deberán implementar un monitoreo discreto de acuerdo al método CH-29, denominado: "Determinación de emisión de metales desde fuentes fijas", con el

fin de dar cumplimiento al límite que establece la Tabla 3. Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo a la normativa vigente, sin perjuicio a lo que establezca la Superintendencia.

Artículo 12°. Los titulares de las fuentes emisoras presentarán a la Superintendencia, un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente durante un año calendario, el que considerará a lo menos la siguiente información:

- a) Parámetros:
 - Gases: concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en unidades: ppm, mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado y en mg/MWh.
 - Partículas: concentración de promedios horarios expresado en unidades: mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado; y en mg/MWh.
 - Oxígeno en % y humedad en % H₂O.
 - Flujo de gases de salida en Nm³/h.
 - Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
 - Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y ton/MWh.
- b) Horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.
- c) Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.
- d) Listado de las chimeneas y su localización en coordenadas UTM, datum WGS-84, huso 19 ó 18 según corresponda, la altura y diámetro interno, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
- e) Reportar la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto al contenido de: azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

En el caso de monitoreo discreto para Mercurio (Hg), se deberá considerar a lo menos la siguiente información:

- a) Informe del laboratorio con la medición y sus resultados.
- b) Reportar sobre la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto a: contenido de azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

Artículo 13°. La Superintendencia podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los datos del sistema de monitoreo continuo de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

Tanto el reporte como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponibles en las fuentes emisoras reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.

Artículo 14°. La Superintendencia deberá enviar al Ministerio del Medio Ambiente, un reporte sobre lo indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por el Ministerio de Medio Ambiente como antecedente para futuras actualizaciones de la norma.

Título IV: Exención, periodo de racionamiento y del no cumplimiento

Artículo 15°. Aquellas fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan diesel o gas y que operen menos de 876 horas en un año calendario, es decir menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Esta condición deberá ser puesta en conocimiento de los Centros de Despachos Económico de Carga respectivos, por los propietarios de las instalaciones a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.

Asimismo, excepcionalmente, las fuentes emisoras existentes podrán eximirse de cumplir los límites de emisión contemplados en la presente norma cuando el Sistema Interconectado del Norte Grande y/o el Sistema Interconectado Central se encontraren con riesgo de desabastecimiento eléctrico, habiéndose dictado decreto de racionamiento eléctrico, conforme a lo dispuesto en el artículo 163° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos o habiéndose dictado plan de seguridad de abastecimiento, conforme a lo dispuesto en el D.S. N° 97, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. Corresponderá a la Superintendencia del Medio Ambiente, previo informe del Ministerio de Energía y del Ministerio del Medio Ambiente, ampliar por una sola vez el plazo para el cumplimiento de los límites de emisión dispuestos en el artículo 4° de la presente norma por el periodo que dure la condición de riesgo o desabastecimiento el que en ningún caso podrá ser superior a dos años.

Para efectos de lo dispuesto en el inciso anterior, el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, deberá precisar las situaciones de riesgo y especificar las que constituyan restricciones de transmisión y/o de disponibilidad de unidades de generación para los casos mencionados, así como sus causas y periodo de duración.

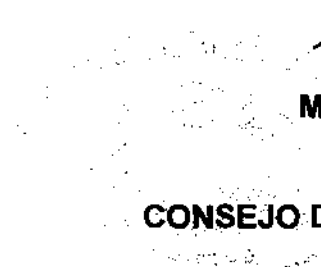
En todo caso, no procederá la excepción señalada precedentemente para aquellas fuentes emisoras existentes que se encuentren ubicadas en zonas declaradas saturadas o latentes.

Artículo 16°. Sin perjuicio de las atribuciones de la Superintendencia, los titulares de las fuentes emisoras existentes que no cumplan con los límites de emisión y plazos establecidos en la presente norma de emisión deberán proceder a su retiro de acuerdo a lo establecido en el artículo 13 del D.S. N° 291/2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga.


Título V: Entrada en Vigencia

Artículo 18°. La presente norma de emisión entrará en vigencia el día de su publicación en el Diario Oficial.

2.- Sométase el presente proyecto definitivo a la consideración del Presidente de la República, para su decisión.



Maria Ignacia Benitez
MARÍA IGNACIA BENÍTEZ PEREIRA
MINISTRA DE MEDIO AMBIENTE
PRESIDENTA
CONSEJO DE MINISTROS PARA LA SUSTENTABILIDAD



Rodrigo Benítez Ureta
RODRIGO BENÍTEZ URETA
JEFE DIVISIÓN JURÍDICA
MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE
SECRETARIO
CONSEJO DE MINISTROS PARA LA SUSTENTABILIDAD

M. A. J.
MAH/MFG/CRF/IIIIC

Distribución:

- Consejo de Ministros para la Sustentabilidad
- Gabinete Ministerial, Ministerio del Medio Ambiente
- División de Política y Regulación Ambiental
- División Jurídica



ORD. N° 0581

MAT.: Remite propuesta de decreto supremo.

Santiago, 29 NOV. 2010

A : **SEBASTIÁN SOTO VELASCO**
JEFE DIVISIÓN JURÍDICA
MINISTERIO SECRETARIA GENERAL DE LA PRESIDENCIA

DE : **RICARDO IRARRÁZABAL SÁNCHEZ**
MINISTRO DEL MEDIO AMBIENTE (S)

Adjunto al presente un ejemplar impreso de la propuesta de decreto supremo que establece NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS, para los efectos de lo dispuesto en el artículo 23 del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, D.S. N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que dispone que una vez aprobado el proyecto definitivo de norma deberá ser sometido a la consideración del Presidente de la República.

Adicionalmente se adjunta copia del acuerdo N° 5/2010 del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, en relación a la señalada norma.

Sin otro particular, saluda muy atentamente a usted,



RICARDO IRARRAZABAL SÁNCHEZ
 Ministro(S)
 Ministerio del Medio Ambiente

RBM
RBU

C.c.:
 Presidencia de la República
 Arturo Matte, Asesor Presidencial
 Claudio Seebach, División de Coordinación Interministerial SEGPRES
 Sebastián Soto, División Jurídica SEGPRES
 Archivo Gabinete Ministerio del Medio Ambiente
 Archivo División Jurídica Ministerio del Medio Ambiente

**REPUBLICA DE CHILE
MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE**

**ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.**

VISTOS:

Los artículos 19 N° 8 y 32 N° 6 de la Constitución Política de la República; el artículo 40 de la ley 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; la ley 20.402, que crea el Ministerio de Energía; el Decreto Supremo N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de la República reconoce en el artículo 19 N° 1 el derecho a la vida y la integridad física de las personas, y en su artículo 19 N° 8 el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. En este sentido y de acuerdo con lo preceptuado en la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, es deber del Estado dictar normas de emisión con el propósito de prevenir riesgos a la salud de las personas, la calidad de vida y el medio ambiente.

Que el objetivo de la presente norma de emisión para termoeléctricas es prevenir y controlar las emisiones al aire de: material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio. Para tales contaminantes están comprobados los efectos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y el medio ambiente.

Que internacionalmente, desde la década de los ochentas los esfuerzos de reducción de emisiones al aire para este tipo de fuentes, se focalizó en las emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Es así que, para los contaminantes regulados se dispone de tecnologías de control primaria y secundaria de emisiones. Posteriormente, en la última década, es de interés reducir las emisiones de dióxido de carbono y mercurio. En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, la aplicación de esta norma exige el reporte de las emisiones en función de la energía útil. En tanto que se regulan las emisiones de mercurio debido a su toxicidad, bioacumulatividad y persistencia a escala global.

Que la presente norma de emisión contribuye a reducir la formación de material particulado fino (MP2.5), debido a que se reducen las emisiones de material particulado y de gases precursores que participan en la formación del MP2.5.

Que para la evaluación de la norma de emisión se consideraron criterios técnicos, económicos y sociales, entre los que destacan: disponibilidad y calidad de los combustibles, tecnologías de control, prácticas de operación, tendencia de la regulación internacional, costos privados, costos para el Estado en materia de

fiscalización y una evaluación costo beneficio de la norma. Además, se evaluó que la aplicación de la presente norma resguarde la seguridad de los sistemas eléctricos del país.

Que el análisis costo beneficio de la norma de emisión indica un beneficio en salud en morbilidad y mortalidad, por el orden de los 3.600 millones de dólares, con un costo aproximado de 1.700 millones de dólares, lo cual implica un valor actual neto aproximado de 1.900 millones de dólares. Lo que se traduce en una reducción esperada en morbilidad de 8.055 casos evitados por año y en mortalidad en el orden de 200 casos evitados por año.

Que en el análisis de la aplicación de la norma de emisión para termoeléctricas se cuantificaron otros beneficios para el medio ambiente que no fue posible su valoración económica, tales como: (i) la reducción de la depositación de material particulado sedimentable estimada en un 5% anual y en un 3% mensual, con respecto a los valores que establece la norma de calidad secundaria contenida en el D.S. N° 4, de 1992, del Ministerio de Agricultura, (ii) la reducción de la concentración de dióxido de azufre estimada en el orden de $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sobre distintos tipos de vegetación, con respecto a lo que establece la norma de calidad secundaria para SO_2 contenida en el D.S. N°22, de 2009, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, y (iii) la reducción de la depositación de mercurio sobre cuerpos de agua estimada en un 25% con respecto a un escenario sin norma.

Que la norma de emisión diferencia límites de emisión para los distintos contaminantes entre fuentes existentes y nuevas, considerando de esta forma la aplicación del principio de gradualidad.

Que conforme lo dispone el inciso segundo del artículo 40 de la ley 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente, corresponderá al Ministerio del Medio Ambiente proponer, facilitar y coordinar la dictación de normas de emisión, para lo cual deberá sujetarse a las etapas señaladas en el artículo 32, inciso tercero, y en el respectivo reglamento, en lo que fueren procedentes.

Que para la dictación de la presente norma de emisión se han cumplido todas y cada una de las etapas establecidas en el Decreto Supremo N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, de lo que da cuenta el Acuerdo N° 99, de 26 de marzo de 1999, del Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), en que se aprueba el Cuarto Programa Priorizado de Normas; la Resolución Exenta N° 1690, de 10 de julio de 2006, de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, publicada en el Diario Oficial el 7 de agosto del mismo año, que dio inicio a la elaboración de la norma; la Resolución Exenta N° 7.750, de 7 de diciembre de 2010, del mismo Director Ejecutivo, que aprobó el anteproyecto de norma de calidad, cuyo extracto se publicó en el Diario Oficial el día 15 de diciembre de 2009 y en el Diario La Nación el día 27 del mismo mes; el análisis general del impacto económico y social de la norma señalada; los estudios científicos; las observaciones formuladas en la etapa de consulta al anteproyecto de norma; la Opinión del Consejo Consultivo de CONAMA, emitida el 7 de septiembre de 2010; el Acuerdo N°5 de 26 de noviembre de 2010, del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad; los demás antecedentes que obran en el expediente; y en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

DECRETO:**Título I: Objetivo, aplicación territorial y definiciones**

Artículo 1°. La presente norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente.

La norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

Artículo 2°. La norma de emisión para termoeléctricas regula unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible). El cumplimiento de los límites máximos de emisión se verificará en el efluente de la fuente emisora, el que puede considerar una o más unidades generadoras.

Se exceptúan de esta regulación calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

Artículo 3°. Para los efectos de lo dispuesto en este decreto, se entenderá por:

- a) Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico.
- b) Unidad de generación eléctrica: unidad conformada por una caldera o una turbina.
- 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, D.S. N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 31 de diciembre de 2010, inclusive.
- d) Fuente emisora nueva: unidad de generación eléctrica cuya declaración en construcción sea posterior a la fecha indicada en el literal precedente.

Título II: Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento

Artículo 4°. Los límites máximos de emisión se indican a continuación:

Tabla N° 1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 2: Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 3: Límite de emisión para Mercurio (Hg) para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón, petcoke y/o mezclas (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)
Carbón, Petcoke y/o mezclas	0,1

Las condiciones normales (N), corresponden a 25°C y 1 atmósfera. Los límites de las Tablas N° 1, 2 y 3 se deben corregir por oxígeno (O₂) en base seca, de acuerdo a lo siguiente:

- a. Calderas: 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos.
- b. Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos.

Los valores límites de emisión para Material Particulado (MP) y Dióxido de Azufre (SO₂) de las Tablas N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión para fuentes emisoras existentes de la Tabla N° 1, para Óxidos de Nitrógeno (NO_x) se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 70% de las horas de funcionamiento en régimen.

Los valores límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NO_x), de la Tabla N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y 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.

El valor límite de emisión de la Tabla N° 3, se evaluará a lo menos una vez cada seis meses durante un año calendario y se considerará sobrepasado cuando alguno de los valores exceda el valor límite de emisión.

Artículo 5°. Las fuentes emisoras existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de Material Particulado (MP) en un plazo de 3 años, contado desde la fecha de publicación del presente decreto. El plazo de cumplimiento de los demás parámetros de las Tablas N° 1 y N° 3 corresponderá a 4 años contados desde la publicación del presente decreto en zonas declaradas latentes o saturadas por MP, SO₂ o NO_x con anterioridad a esta fecha y de 5 años y seis meses en aquellas zonas que no se encuentren declaradas como latentes o saturadas por dichos contaminantes.

Artículo 6°. Las fuentes emisoras existentes que reduzcan emisiones para cumplir con los límites establecidos en la presente norma, sólo podrán compensar o ceder emisiones si acreditan reducciones adicionales a lo requerido producto del cumplimiento de la norma.

En caso que se aprueben planes de prevención o descontaminación con posterioridad a la vigencia de la presente norma de emisión, por alguno de los contaminantes que regula, se tendrán en consideración las reducciones realizadas para el cumplimiento de esta norma, a fin de evaluar las reducciones proporcionales, según lo dispuesto en el artículo 15 del D.S. N° 94, de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento Para la Elaboración de los Planes de Prevención y de Descontaminación.

Título III: Fiscalización y metodología de medición

Artículo 7°. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento del presente decreto a la Superintendencia del Medio Ambiente, en adelante la Superintendencia.

Artículo 8°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de otros parámetros de interés, de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA). El sistema de monitoreo continuo de emisiones será aprobado mediante resolución fundada de la Superintendencia.

Artículo 9°. Las fuentes emisoras existentes tendrán un plazo de dos años para instalar y certificar el sistema de monitoreo continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del presente decreto. Mientras que las fuentes emisoras nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo desde su puesta en servicio.

Artículo 10°. Aquellas fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen como combustible sólido únicamente biomasa, se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre (SO₂). Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia podrá requerir que se informe sobre el contenido de azufre en el combustible.

Artículo 11°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas que usen carbón, petcoke y/o mezclas, deberán implementar un monitoreo discreto de acuerdo al método CH-29, denominado: "Determinación de emisión de metales desde fuentes fijas", con el fin de dar cumplimiento al límite que establece la Tabla 3. Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo a la normativa vigente, sin perjuicio a lo que establezca la Superintendencia.

Artículo 12°. Los titulares de las fuentes emisoras presentarán a la Superintendencia, un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente durante un año calendario, el que considerará a lo menos la siguiente información:

a) Parámetros:

- Gases: concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en unidades: ppm, mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado y en mg/MWh.
- Partículas: concentración de promedios horarios expresado en unidades: mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado; y en mg/MWh.

- Oxígeno en % y humedad en % H₂O.
 - Flujo de gases de salida en Nm³/h.
 - Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
 - Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y ton/MWh.
- b) Horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.
- c) Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.
- d) Listado de las chimeneas y su localización en coordenadas UTM, datum WGS-84, huso 19 ó 18 según corresponda, la altura y diámetro interno, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
- e) Reportar la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto al contenido de: azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

En el caso de monitoreo discreto para Mercurio (Hg), se deberá considerar a lo menos la siguiente información:

- a) Informe del laboratorio con la medición y sus resultados.
- b) Reportar sobre la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto a: contenido de azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

Artículo 13°. La Superintendencia podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los datos del sistema de monitoreo continuo de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

Tanto el reporte como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponibles en las fuentes emisoras reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.

Artículo 14°. La Superintendencia deberá enviar al Ministerio del Medio Ambiente, un reporte sobre lo indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por el Ministerio de Medio Ambiente como antecedente para futuras actualizaciones de la norma.

Título IV: Exención, periodo de racionamiento y del no cumplimiento

Artículo 15°. Aquellas fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan diesel o gas y que operen menos de 876 horas en un año calendario, es decir menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Esta condición deberá ser puesta en conocimiento de los Centros de Despachos Económico de Carga respectivos, por los propietarios de las instalaciones a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.

Asimismo, excepcionalmente, las fuentes emisoras existentes podrán eximirse de cumplir los límites de emisión contemplados en la presente norma cuando el Sistema Interconectado del Norte Grande y/o el Sistema Interconectado Central se encontraren con riesgo de desabastecimiento eléctrico, habiéndose dictado decreto de racionamiento eléctrico, conforme a lo dispuesto en el artículo 163° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos o habiéndose dictado plan de seguridad de abastecimiento, conforme a lo dispuesto en el D.S. N° 97, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. Corresponderá a la Superintendencia del Medio Ambiente, previo informe del Ministerio de Energía y del Ministerio del Medio Ambiente, ampliar por una sola vez el plazo para el cumplimiento de los límites de emisión dispuestos en el artículo 4° de la presente norma por el periodo que dure la condición de riesgo o desabastecimiento el que en ningún caso podrá ser superior a dos años.

Para efectos de lo dispuesto en el inciso anterior, el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, deberá precisar las situaciones de riesgo y especificar las que constituyan restricciones de transmisión y/o de disponibilidad de unidades de generación para los casos mencionados, así como sus causas y período de duración.

En todo caso, no procederá la excepción señalada precedentemente para aquellas fuentes emisoras existentes que se encuentren ubicadas en zonas declaradas saturadas o latentes.

Artículo 16°. Sin perjuicio de las atribuciones de la Superintendencia, los titulares de las fuentes emisoras existentes que no cumplan con los límites de emisión y plazos establecidos en la presente norma de emisión deberán proceder a su retiro de acuerdo a lo establecido en el artículo 13 del D.S. N° 291/2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga.

Título V: Entrada en Vigencia

Artículo 18°. La presente norma de emisión entrará en vigencia el día de su publicación en el Diario Oficial.

TÓMESE RAZÓN, COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y ARCHÍVESE

SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE
Presidente de la República

MARÍA IGNACIA BENÍTEZ PEREIRA
Ministra del Medio Ambiente

RICARDO RAINERI BERNAIN
Ministro de Energía

REPUBLICA DE CHILE
MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE

RBU/MAA
PBM

**APRUEBA PROYECTO DEFINITIVO DE
NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS.**

En Sesión de esta fecha, el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, reunido en sesión ordinaria, ha adoptado el siguiente:

Acuerdo N° 5, de fecha 26 de noviembre de 2010.

VISTOS:

Lo dispuesto en la Ley N°19.300; en el D.S. N° 93, de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; el Acuerdo N° 99, de 26 de marzo de 1999, del Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), en que se aprueba el Cuarto Programa Priorizado de Normas; la Resolución Exenta N° 1690, de 10 de julio de 2006, de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, publicada en el Diario Oficial el 7 de agosto del mismo año, que dio inicio a la elaboración de la norma; la Resolución Exenta N° 7.750, de 7 de diciembre de 2009, del mismo Director Ejecutivo, que aprobó el anteproyecto de norma de calidad, cuyo extracto se publicó en el Diario Oficial el día 15 de diciembre de 2009 y en el Diario La Nación el día 27 del mismo mes; el análisis general del impacto económico y social de la norma señalada; los estudios científicos; las observaciones formuladas en la etapa de consulta al anteproyecto de norma; la Opinión del Consejo Consultivo de CONAMA, emitida el 7 de septiembre de 2010, los demás antecedentes que obran en el expediente; y en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de la República reconoce en el artículo 19 N° 1 el derecho a la vida y la integridad física de las personas, y en su artículo 19 N° 8 el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. En este sentido y de acuerdo con lo preceptuado en la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, es deber del Estado dictar normas de emisión con el propósito de prevenir riesgos a la salud de las personas, la calidad de vida y el medio ambiente.

Que el objetivo de la presente norma de emisión para termoeléctricas es prevenir y controlar las emisiones al aire de: material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio. Para tales contaminantes están comprobados los efectos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y el medio ambiente.

Que internacionalmente, desde la década de los ochentas los esfuerzos de reducción de emisiones al aire para este tipo de fuentes, se focalizó en las emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Es así que, para los contaminantes regulados se dispone de tecnologías de control primaria y secundaria de emisiones. Posteriormente, en la última década, es de interés reducir las emisiones de dióxido de carbono y mercurio. En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, la aplicación de esta norma exige el reporte de las emisiones en función de la energía útil. En tanto que se regulan las emisiones de mercurio debido a su toxicidad, bioacumulatividad y persistencia a escala global.

Que la presente norma de emisión contribuye a reducir la formación de material particulado fino (MP2.5), debido a que se reducen las emisiones de material particulado y de gases precursores que participan en la formación del MP2.5.

Que para la evaluación de la norma de emisión se consideraron criterios técnicos, económicos y sociales, entre los que destacan: disponibilidad y calidad de los combustibles, tecnologías de control, prácticas de operación, tendencia de la regulación internacional, costos privados, costos para el Estado en materia de fiscalización y una evaluación costo beneficio de la norma. Además, se evaluó que la aplicación de la presente norma resguarde la seguridad de los sistemas eléctricos del país.

Que el análisis costo beneficio de la norma de emisión indica un beneficio en salud en morbilidad y mortalidad, por el orden de los 3.600 millones de dólares, con un costo aproximado de 1.700 millones de dólares, lo cual implica un valor actual neto aproximado de 1.900 millones de dólares. Lo que se traduce en una reducción esperada en morbilidad de 8.055 casos evitados por año y en mortalidad en el orden de 200 casos evitados por año.

Que en el análisis de la aplicación de la norma de emisión para termoeléctricas se cuantificaron otros beneficios para el medio ambiente que no fue posible su valoración económica, tales como: (i) la reducción de la depositación de material particulado sedimentable estimada en un 5% anual y en un 3% mensual, con respecto a los valores que establece la norma de calidad secundaria contenida en el D.S. N° 4, de 1992, del Ministerio de Agricultura, (ii) la reducción de la concentración de dióxido de azufre estimada en el orden de 7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ sobre distintos tipos de vegetación, con respecto a lo que establece la norma de calidad secundaria para SO_2 contenida en el D.S. N°22, de 2009, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, y (iii) la reducción de la depositación de mercurio sobre cuerpos de agua estimada en un 25% con respecto a un escenario sin norma.

Que la norma de emisión diferencia límites de emisión para los distintos contaminantes entre fuentes existentes y nuevas, considerando de esta forma la aplicación del principio de gradualidad.

Que conforme lo dispone el inciso segundo del artículo 40 de la ley 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente, corresponderá al Ministerio del Medio Ambiente proponer, facilitar y coordinar la dictación de normas de emisión, para lo cual deberá sujetarse a las etapas señaladas en el artículo 32, inciso tercero, y en el respectivo reglamento, en lo que fueren procedentes.

Que el Reglamento que fija el procedimiento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, establecido por el D.S. N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, dispone en el inciso segundo de su artículo 22, que el proyecto definitivo de norma será conocido por el Consejo Directivo de la

Comisión Nacional del Medio Ambiente en la sesión ordinaria o extraordinaria siguiente a la fecha de su presentación.

Que de acuerdo al artículo 71 letra f) de la ley 19.300, corresponde al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, pronunciarse sobre los proyectos de ley y actos administrativos que se propongan al Presidente de la Republica, cualquiera sea el ministerio de origen, que contenga normas de carácter ambiental señaladas en el artículo 70.

Que la mención hecha al Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente debe entenderse hecha al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, conforme lo dispone el mencionado artículo 40 de la ley 19.300.

Título I: Objetivo, aplicación territorial y definiciones

Artículo 1°. La presente norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente.

La norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

Artículo 2°. La norma de emisión para termoeléctricas regula unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible). El cumplimiento de los límites máximos de emisión se verificará en el efluente de la fuente emisora, el que puede considerar una o más unidades generadoras.

Se exceptúan de esta regulación calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

Artículo 3°. Para los efectos de lo dispuesto en este decreto, se entenderá por:

- a) Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico.
- b) Unidad de generación eléctrica: unidad conformada por una caldera o una turbina.
- 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, D.S. N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 31 de diciembre de 2010, inclusive.
- d) Fuente emisora nueva: unidad de generación eléctrica cuya declaración en construcción sea posterior a la fecha indicada en el literal precedente.

Título II: Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento

Artículo 4°. Los límites máximos de emisión se indican a continuación:

Tabla N° 1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 2: Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla N° 3: Límite de emisión para Mercurio (Hg) para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón, petcoke y/o mezclas (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)
Carbón, Petcoke y/o mezclas	0,1

Las condiciones normales (N), corresponden a 25°C y 1 atmósfera. Los límites de las Tablas N° 1, 2 y 3 se deben corregir por oxígeno (O₂) en base seca, de acuerdo a lo siguiente:

- Calderas: 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos.
- Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos.

Los valores límites de emisión para Material Particulado (MP) y Dióxido de Azufre (SO₂) de las Tablas N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión para fuentes emisoras existentes de la Tabla N° 1, para Óxidos de Nitrógeno (NO_x) se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 70% de las horas de funcionamiento en régimen.

Los valores límites de emisión para Óxidos de Nitrógeno (NO_x), de la Tabla N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y 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.

El valor límite de emisión de la Tabla N° 3, se evaluará a lo menos una vez cada seis meses durante un año calendario y se considerará sobrepasado cuando alguno de los valores exceda el valor límite de emisión.

Artículo 5°. Las fuentes emisoras existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de Material Particulado (MP) en un plazo de 3 años, contado desde la fecha de publicación del presente decreto. El plazo de cumplimiento de los demás parámetros de las Tablas N° 1 y N° 3 corresponderá a 4 años contados desde la publicación del presente decreto en zonas declaradas latentes o saturadas por MP, SO₂ o NO_x con anterioridad a esta fecha y de 5 años y seis meses en aquellas zonas que no se encuentren declaradas como latentes o saturadas por dichos contaminantes.

Artículo 6°. Las fuentes emisoras existentes que reduzcan emisiones para cumplir con los límites establecidos en la presente norma, sólo podrán compensar o ceder emisiones si acreditan reducciones adicionales a lo requerido producto del cumplimiento de la norma.

En caso que se aprueben planes de prevención o descontaminación con posterioridad a la vigencia de la presente norma de emisión, por alguno de los contaminantes que regula, se tendrán en consideración las reducciones realizadas para el cumplimiento de esta norma, a fin de evaluar las reducciones proporcionales, según lo dispuesto en el artículo 15 del D.S. N° 94, de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento Para la Elaboración de los Planes de Prevención y de Descontaminación.

Título III: Fiscalización y metodología de medición

Artículo 7°. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento del presente decreto a la Superintendencia del Medio Ambiente, en adelante la Superintendencia.

Artículo 8°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de otros parámetros de interés, de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA). El sistema de monitoreo continuo de emisiones será aprobado mediante resolución fundada de la Superintendencia.

Artículo 9°. Las fuentes emisoras existentes tendrán un plazo de dos años para instalar y certificar el sistema de monitoreo continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del presente decreto. Mientras que las fuentes emisoras nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo desde su puesta en servicio.

Artículo 10°. Aquellas fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen como combustible sólido únicamente biomasa, se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre (SO₂). Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia podrá requerir que se informe sobre el contenido de azufre en el combustible.

Artículo 11°. Las fuentes emisoras existentes y nuevas que usen carbón, petcoke y/o mezclas, deberán implementar un monitoreo discreto de acuerdo al método CH-29, denominado: "Determinación de emisión de metales desde fuentes fijas", con el

fin de dar cumplimiento al límite que establece la Tabla 3. Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo a la normativa vigente, sin perjuicio a lo que establezca la Superintendencia.

Artículo 12°. Los titulares de las fuentes emisoras presentarán a la Superintendencia, un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente durante un año calendario, el que considerará a lo menos la siguiente información:

- a) Parámetros:
 - Gases: concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en unidades: ppm, mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado y en mg/MWh.
 - Partículas: concentración de promedios horarios expresado en unidades: mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado; y en mg/MWh.
 - Oxígeno en % y humedad en % H₂O.
 - Flujo de gases de salida en Nm³/h.
 - Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
 - Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y ton/MWh.
- b) Horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.
- c) Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.
- d) Listado de las chimeneas y su localización en coordenadas UTM, datum WGS-84, huso 19 ó 18 según corresponda, la altura y diámetro interno, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
- e) Reportar la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto al contenido de: azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

En el caso de monitoreo discreto para Mercurio (Hg), se deberá considerar a lo menos la siguiente información:

- a) Informe del laboratorio con la medición y sus resultados.
- b) Reportar sobre la composición química del carbón, petcoke y/o mezclas utilizadas, en cuanto a: contenido de azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

Artículo 13°. La Superintendencia podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los datos del sistema de monitoreo continuo de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

Tanto el reporte como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponibles en las fuentes emisoras reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.

Artículo 14°. La Superintendencia deberá enviar al Ministerio del Medio Ambiente, un reporte sobre lo indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por el Ministerio de Medio Ambiente como antecedente para futuras actualizaciones de la norma.

Título IV: Exención, periodo de racionamiento y del no cumplimiento

Artículo 15°. Aquellas fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan diesel o gas y que operen menos de 876 horas en un año calendario, es decir menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Esta condición deberá ser puesta en conocimiento de los Centros de Despachos Económico de Carga respectivos, por los propietarios de las instalaciones a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.

Asimismo, excepcionalmente, las fuentes emisoras existentes podrán eximirse de cumplir los límites de emisión contemplados en la presente norma cuando el Sistema Interconectado del Norte Grande y/o el Sistema Interconectado Central se encontraren con riesgo de desabastecimiento eléctrico, habiéndose dictado decreto de racionamiento eléctrico, conforme a lo dispuesto en el artículo 163° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos o habiéndose dictado plan de seguridad de abastecimiento, conforme a lo dispuesto en el D.S. N° 97, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. Corresponderá a la Superintendencia del Medio Ambiente, previo informe del Ministerio de Energía y del Ministerio del Medio Ambiente, ampliar por una sola vez el plazo para el cumplimiento de los límites de emisión dispuestos en el artículo 4° de la presente norma por el periodo que dure la condición de riesgo o desabastecimiento el que en ningún caso podrá ser superior a dos años.

Para efectos de lo dispuesto en el inciso anterior, el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, deberá precisar las situaciones de riesgo y especificar las que constituyan restricciones de transmisión y/o de disponibilidad de unidades de generación para los casos mencionados, así como sus causas y periodo de duración.

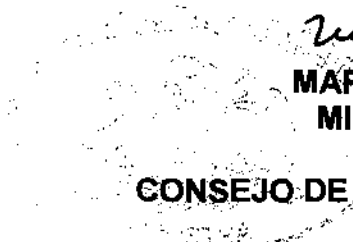
En todo caso, no procederá la excepción señalada precedentemente para aquellas fuentes emisoras existentes que se encuentren ubicadas en zonas declaradas saturadas o latentes.

Artículo 16°. Sin perjuicio de las atribuciones de la Superintendencia, los titulares de las fuentes emisoras existentes que no cumplan con los límites de emisión y plazos establecidos en la presente norma de emisión deberán proceder a su retiro de acuerdo a lo establecido en el artículo 13 del D.S. N° 291/2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga.


Título V: Entrada en Vigencia

Artículo 18°. La presente norma de emisión entrará en vigencia el día de su publicación en el Diario Oficial.

2.- Sométase el presente proyecto definitivo a la consideración del Presidente de la República, para su decisión.



Maria Ignacia Benitez
MARÍA IGNACIA BENÍTEZ PEREIRA
MINISTRA DE MEDIO AMBIENTE
PRESIDENTA
CONSEJO DE MINISTROS PARA LA SUSTENTABILIDAD



Rodrigo Benítez Ureta
RODRIGO BENÍTEZ URETA
JEFE DIVISIÓN JURÍDICA
MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE
SECRETARIO
CONSEJO DE MINISTROS PARA LA SUSTENTABILIDAD

M. A. J.
MAH/MEG/CRF/IRG

Distribución:

- Consejo de Ministros para la Sustentabilidad
- Gabinete Ministerial, Ministerio del Medio Ambiente
- División de Política y Regulación Ambiental
- División Jurídica