

**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 Fujji 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 DSN 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 del o 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

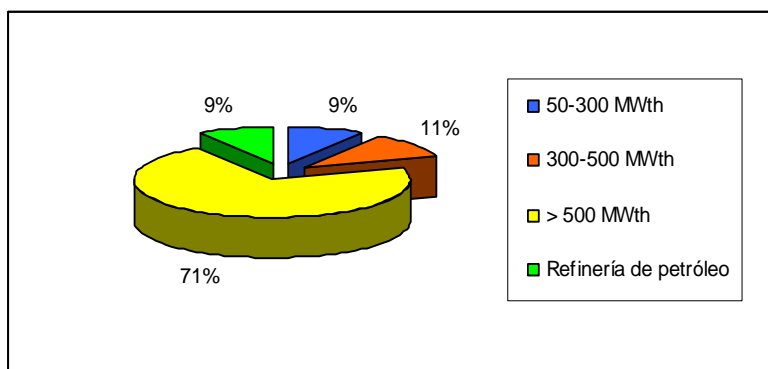
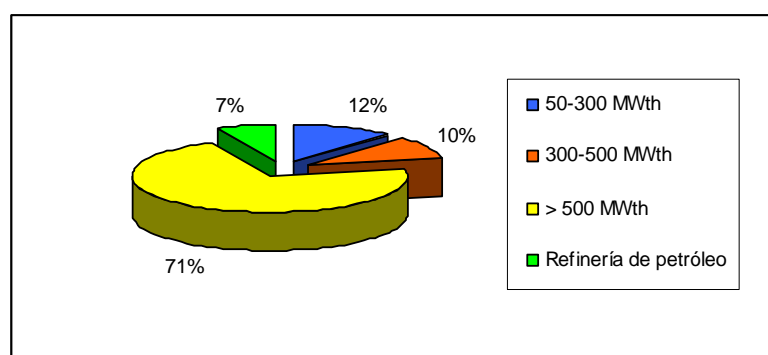
7. *Se afirma que la norma de emisión del anteproyecto es más exigente que los valores límites que exige la Directiva Europea*

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 subcritical 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-critical o super-critical, 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)	Union 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)	Union Europea		Chile	
Tipo de combustible	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
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/Nm³)	Unión Europea		Chile	
Gas Natural	50	50		
Líquido	120	120		
Material particulado	Union Europea		Chile	
Tipo de combustible	Existentes (antes 1987)	Nuevas (después 1987)	Existentes (antes 2012)	Nuevas (después 2012)
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.

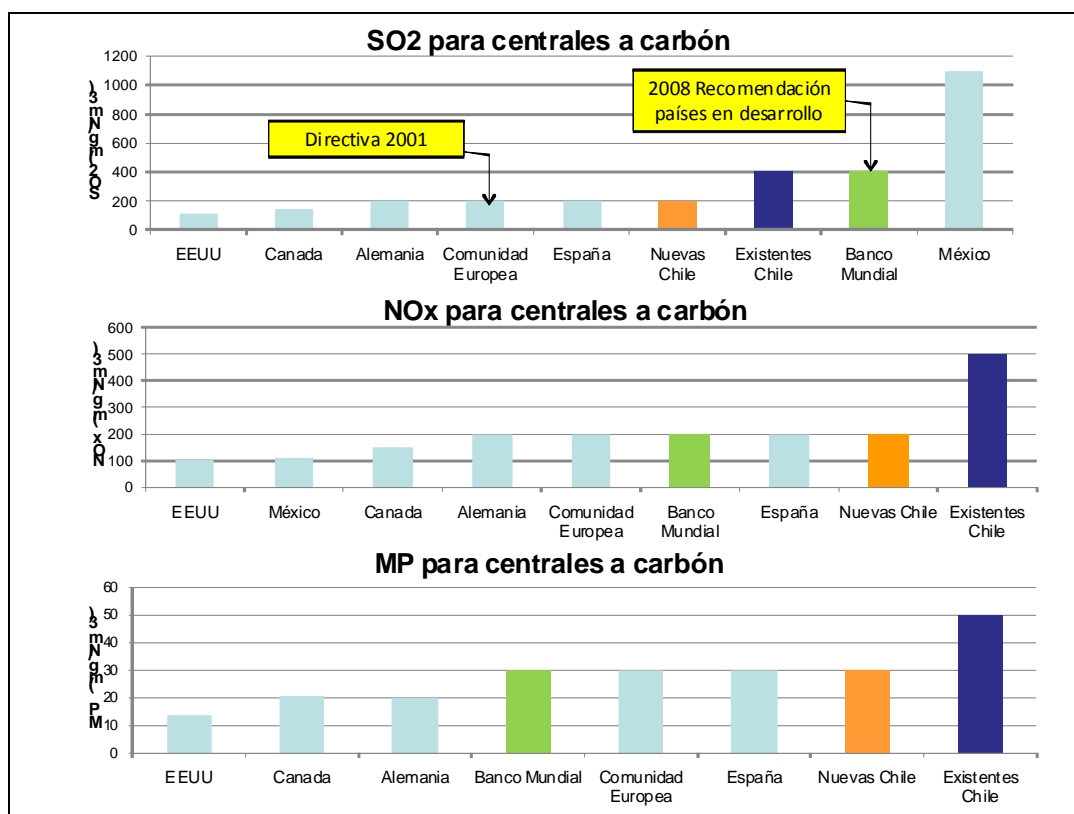


Figura 4: Comparación entre valores límites de emisión entre regulaciones internacionales

9. *Se pide que el valor de MP sea 100 mg/m3N para las termoeléctricas 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%.

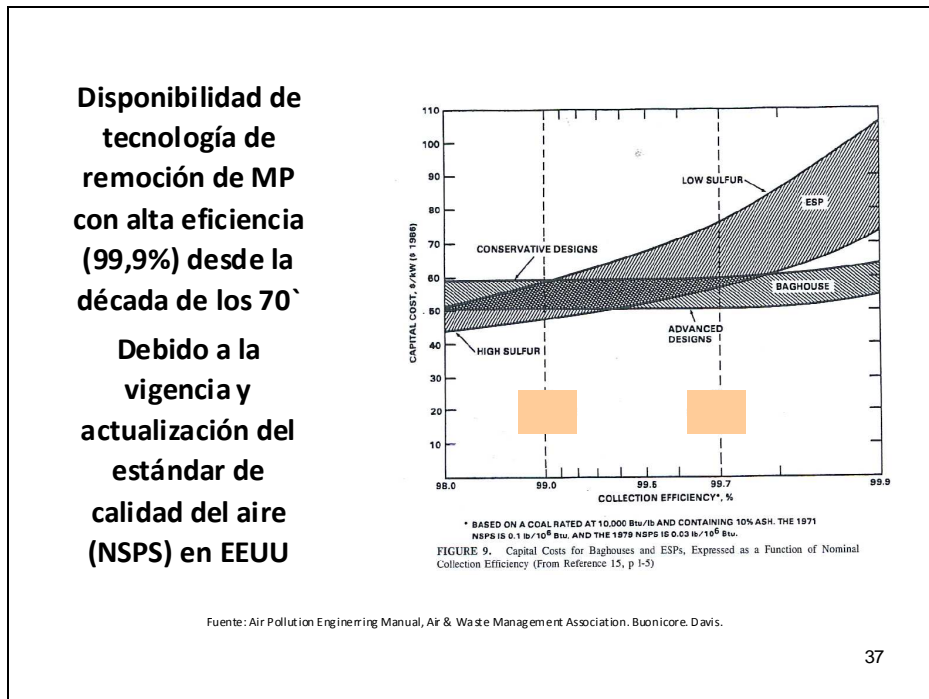


Figura 5

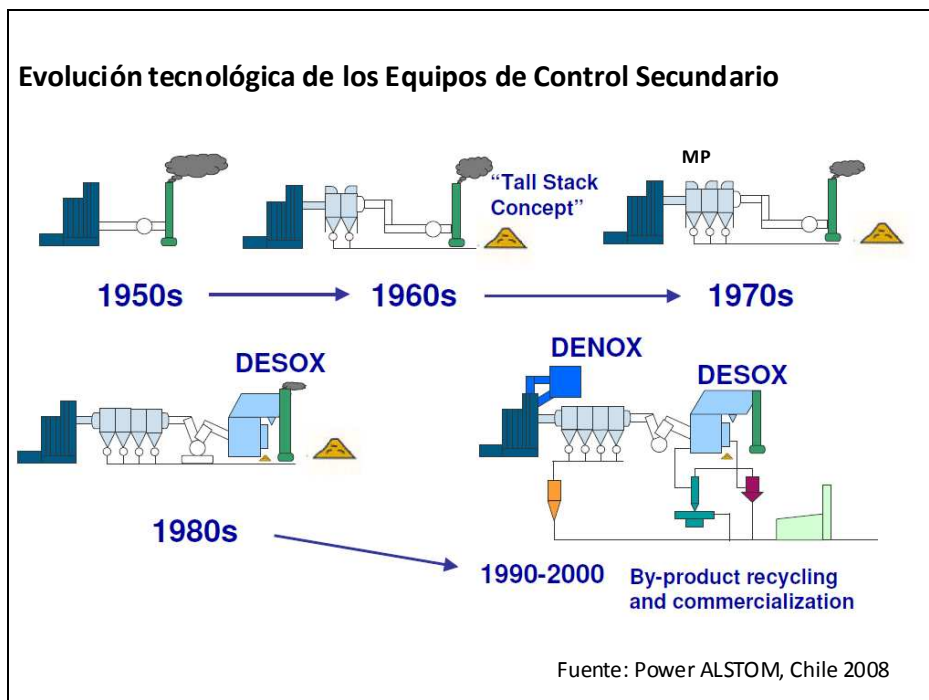


Figura 6

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 (Hgⁱⁱ) 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 Hgⁱⁱ, 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.

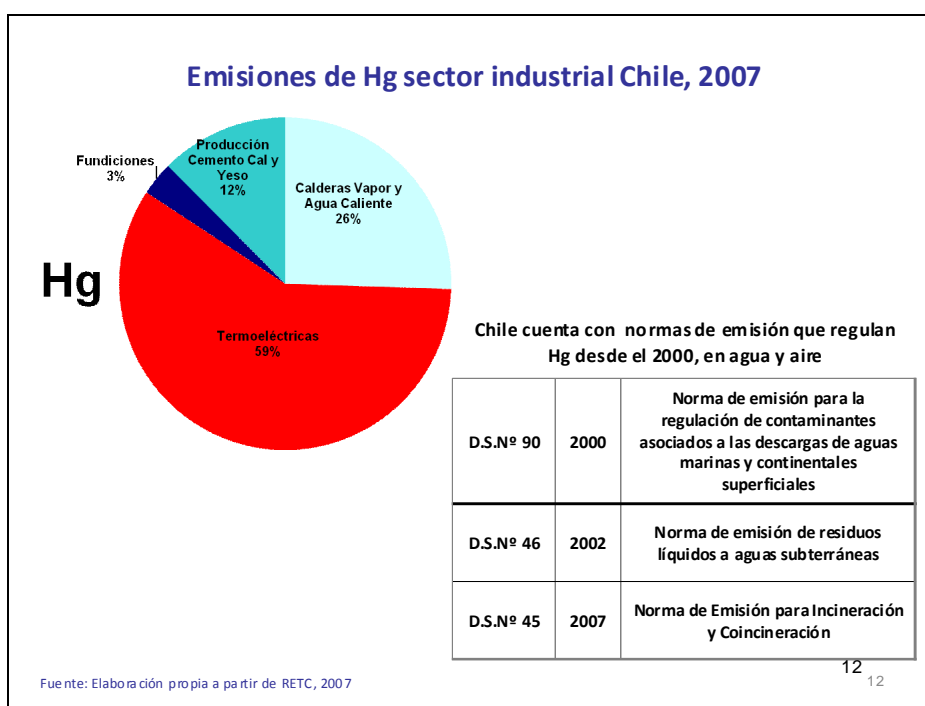


Figura 7

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 reponetamiento 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.

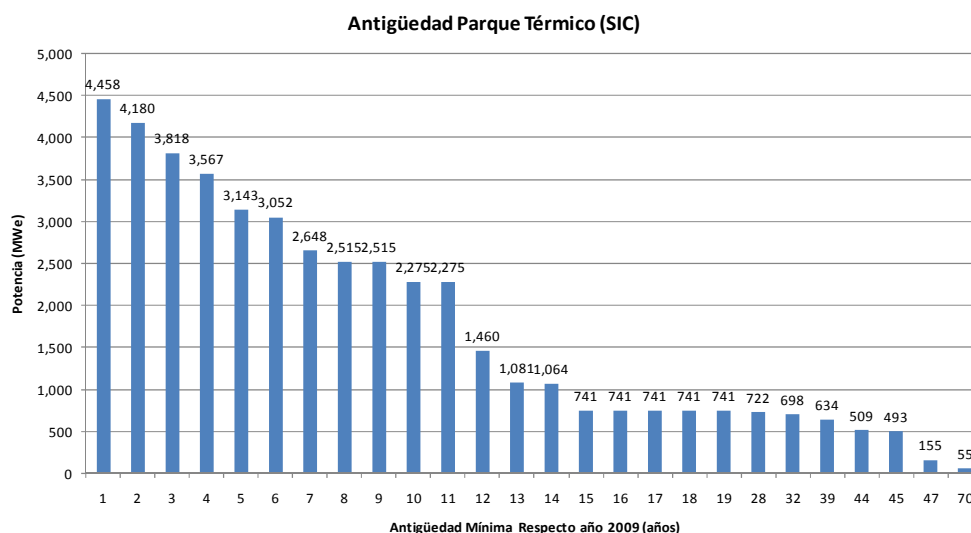


Figura 8: Antigüedad del parque térmico del SIC

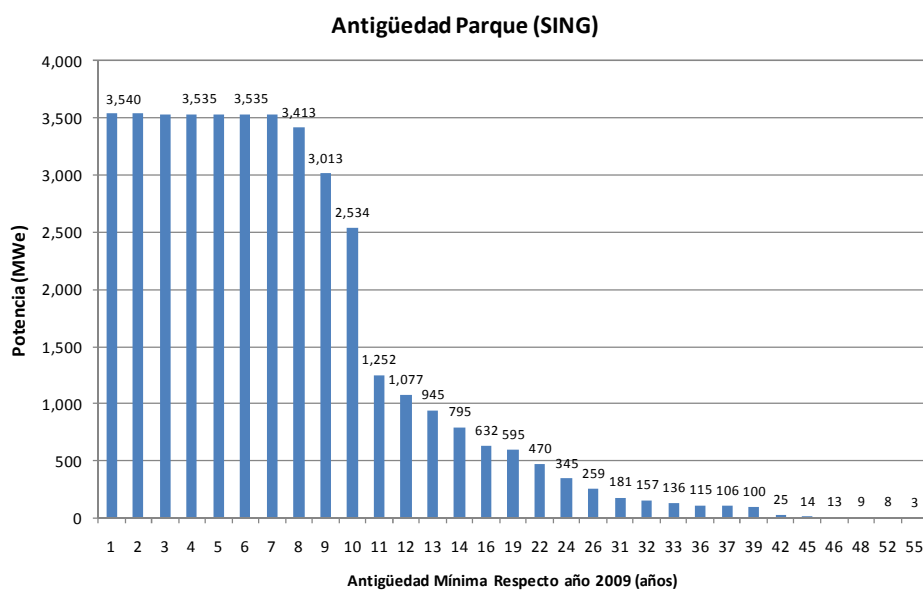


Figura 9: Antigüedad del parque térmico existente del SING

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 NOx sea menor al 95% debido al comportamiento de las emisiones de NOx 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%.

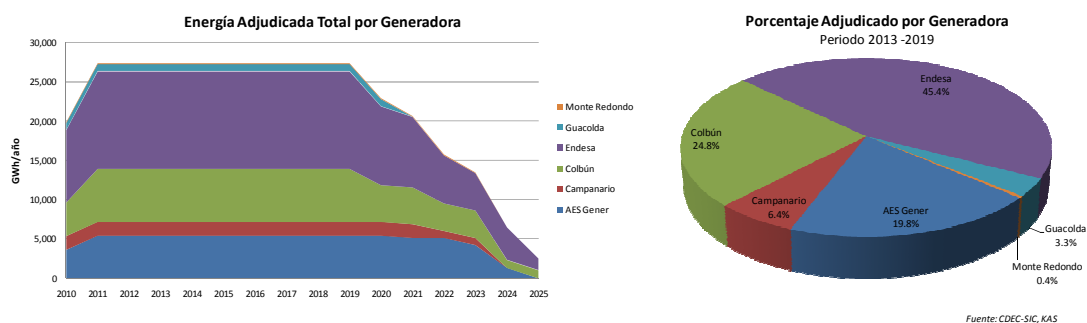


Figura 10 : Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.

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

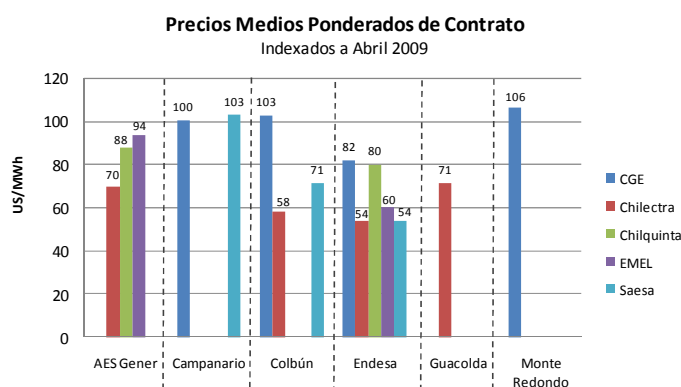


Figura 11: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora

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.

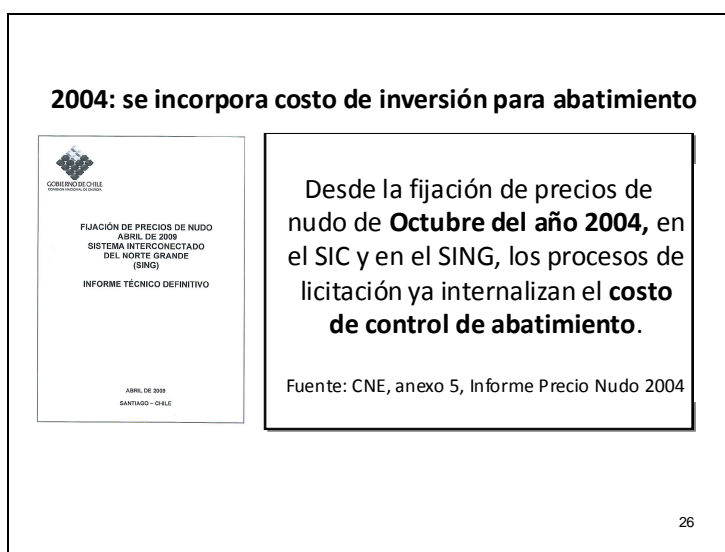


Figura 12

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.

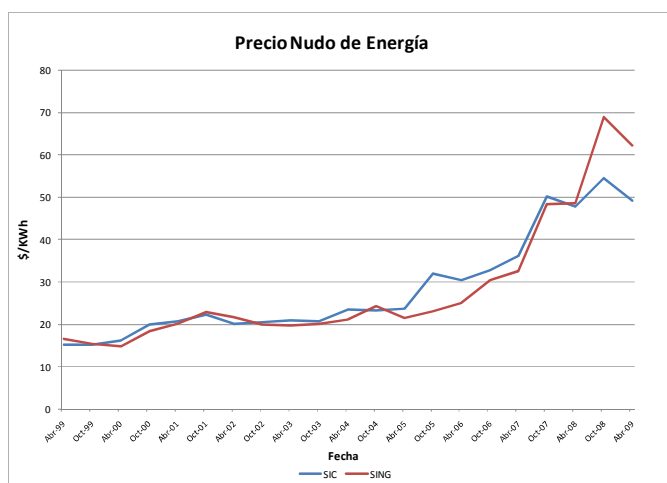


Figura 13: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009

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 tarificar 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) Nº 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 Aermom, 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 (MP2.5).

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
- Depositación de MP sobre distintas coberturas de vegetación y especies
- Depositación de SO₂ sobre distintas coberturas de vegetación y especies
- Depositación 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