

Preguntas planteadas en el Seminario Termoeléctricas: 26/08/08

1. ¿Qué países de los evaluados monitorea o mide metales pesados? En particular Hg, hay norma?
2. ¿Cuál es el costo de almacenar (storage) el CO₂ en US/TON CO₂? ¿Cuál es el costo de generación de la tecnología IGCC? ¿capex y opex?
3. ¿Cuáles son los valores de λ para el tratamiento de NO_x?
4. Se dijo que las termoeléctricas son mas eficientes a mayor carga, es decir emiten meno. Entonces ¿no habrían instrucciones de generación en periodos criticos de contingencia ambiental?
5. Existen tecnologías para controlar específicamente el Hg, Ni, Va? O es la misma tecnología que controla el material particulado? Si es la misma tecnología, ¿Qué eficiencia tiene para remover estos elementos?
6. En la revisión de normativa internacional (que presenta Ecofysvalgesta), ¿toma como elemento de análisis la organización y la forma en que los países enfrentan la fiscalización de la norma de emisión?
7. Para regular Ni, Cr, Cd se tienen antecedentes internacionales. ¿Existen estudios en aquellos lugares donde existen c. termoeléctricas sobre estadísticas de aumento o casos de cáncer, debido a estos contaminantes?. (Miguel Améstica León).
8. ¿Cómo se regularían las emisiones de CO₂ en las plantas termoeléctricas a carbón que entrarán en funcionamiento en el corto plazo?
9. ¿Cómo afectan estas nuevas plantas en la salud de las localidades vecinas?
10. Respecto a las especificaciones técnicas en los equipos de control de MP, estas deben corregirse por el % de O₂, cuál es el % de O₂ que se utiliza para equipos con objeto de garantizar 50 mg/m³.
11. ¿La instalación de un SCR aumenta la emisión de material particulado (MP)?
12. Existen valores específicos de costos inversión (US\$/MW) entre PPT y filtros de maen? ¿Para el foco normativo de control particulado, que equipo entre los anteriores tiene mayor eficiencia de remoción o de qué depende?.
13. Para el control del material particulado ¿se trata de particulado total PTS o fracción específica PM-10?
14. Al hablar de medición continua de particulado y gases: ¿se aplicará sobre un tamaño mínimo de unidad? ¿Qué sucede con las centrales existentes, que ya tienen criterios de emisión y control aprobados en sus Estudios o declaraciones de impacto ambiental?
15. El caudal de agua mar utilizada en la reducción de azufre; una vez devuelto al mar ¿cumple con el decreto supremo N° 90?

16. El valor de tecnología de abatimiento para SO₂ ¿Se calcula por MW producido? ¿Se tiene estimación de la cantidad de años en que se recupera la inversión?
17. Calderas recuperadoras y calderas a biomasa de empresas productoras de celulosa ¿se van a incluir en la norma?
18. Diferenciación para calderas nuevas y existentes, se va a considerar?
19. ¿Cuánto tiempo se esta considerando para que las centrales cumplan el valor de concentración (SO₂, NO₂, PM) que fije la norma, toda vez que existen centrales muy antiguas, por ejemplo Laguna Verde (Valparaíso), que podrían tardar mas en implementar lo exigido por la norma?
20. Fiscalización: ¿De qué manera se está considerando el envío de reportes que generan las centrales, toda vez que actualmente muchas centrales generan información en papel, la cual no es procesada con la premura que se debiese por las Seremis de Salud por un tema de falta de RR.HH.?
21. ¿El estudio de la norma en específico para SO₂ ha considerado las eficiencias máximas de cada tecnología disponible? Es decir:
 - semi seco con cal
 - húmedo con caliza
 - agua de marde manera que cualquiera de ellas se pueda cumplir la norma. (Italo Cuneo H. – AES Gener S.A.)
22. Con respecto al SCR?
 - a. Cuál es la pérdida de potencia en % con la instalación de un SCR y de un desulfurizador.
 - b. Cuál es el consumo de los sistemas auxiliares asociados a un SCR.
 - c. Cuál es le residuo que genera un SCR sobre base de NH₃ (Alstom)
 - d. Aproximadamente que costos tiene las tecnologías SCR?
23. Existe suficiente stock inmediato de tecnología para control de MP, SO₂ y NOX para el parque energético chileno? De no ser así, cuanto tiempo toma conseguir los equipos e instalar para dar solución simultáneamente a las centrales termoeléctricas chilenas?
24. ¿Entre que rangos varía la eficiencia de desulfurizadores con agua de mar?



Energía Eléctrica

INFORME ANUAL
2007

Disponible en www.ine.cl

ENERGÍA ELÉCTRICA, INFORME ANUAL 2007

Periodo de la información: 2007

Publicación anual

Fecha de publicación: 4 de agosto 2008

Instituto Nacional de Estadísticas

Subdirección de Operaciones

Subdepartamento Estadísticas Sectoriales

Departamento Imagen Corporativa

Profesionales Responsables:

Gerzo Gallardo Morales: gerzo.gallardo@ine.cl

Gloria Muñoz Álvarez: gloria.munoz@ine.cl

Avenida Presidente Balmes 418

Teléfono: (56-2) 3667777-Fax: (56-2) 6712169

Casilla de Correo: 498-Correo 3

Sitio Web: www.ine.cl

E-Mail: ine@ine.cl

Santiago de Chile

ISBN: 978-957-7952-87-8

000000

ÍNDICE

Presentación	5
Antecedentes generales	7
Sector eléctrico	9
Sistemas eléctricos	
- Sistema Interconectado Norte Grande (SING)	10
- Sistema Interconectado Central (SIC)	10
- Sistema Eléctrico de Aysén	10
- Sistema Eléctrico de Magallanes	10
Principales Empresas Generadoras en Chile	
1.1 Unidades Generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	13
1.2 Unidades Generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC)	14
1.3 Unidades generadoras del Sistema Eléctrico de Aysén	16
1.4 Unidades Generadoras del Sistema Eléctrico de Magallanes	16
CUADROS ESTADÍSTICOS	
2.3.4-01 Capacidad de Generación por Sistemas, para Empresas de Servicios Públicos	
- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	17
- Sistema Interconectado Central (SIC)	17
- Sistema Eléctrico de Aysén (EDELAYSEN)	17
- Sistema Eléctrico de Magallanes	17
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
2.3.4-02 Generación de energía eléctrica, total país por tipo de sistemas, años 2004-2007	23
2.3.4-03 Generación de energía eléctrica por sistemas y tipo de aporte, para empresas de Servicios Públicos y autoproductoras	26
- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	26
- Sistema Interconectado Central (SIC)	28
- Sistema Interconectado de Aysén (EDELAYSEN)	31
- Sistema Interconectado de Magallanes	33
- Generación de energía eléctrica autoproductoras	35
2.3.4-04 Generación de energía eléctrica, según regiones en (GWh), 2004-2007	37
2.3.4-05 Generación de energía eléctrica, total país, según sistema y tipo de productor (GWh), 2004-2007	38
2.3.4-06 Generación de energía eléctrica total, por regiones (GWh) 2004-2007	39
2.3.4-07 Generación eléctrica (GWh) Variación Porcentual (%), respecto igual periodo año anterior 2004-2007	41
2.3.4-08 Generación de energía eléctrica, según región y tipo de generación (GWh) 2004-2007	42
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
2.3.4-09 Distribución de energía eléctrica, por tipo de cliente (GWh), 2004-2007	48

2.3.4-10 Distribución de energía eléctrica, según región y tipo de cliente (GWh) 2004-2007	51
2.3.4-11 Distribución de energía eléctrica total, por región (GWh) 2004-2007	55

ANEXOS	57
Glosario	59
Ficha técnica	61
Compañías distribuidoras, según región de concesión	63
Formularios	64
Direcciones regionales	66

PRESENTACIÓN

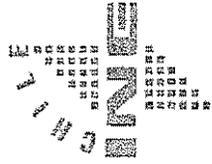
El Instituto Nacional de Estadística entrega en esta publicación los datos correspondientes al año 2007 sobre Generación, Distribución y Sistemas Interconectados del sector eléctrico del país.

Para una mejor utilidad de la información, el INE proporciona asimismo, en el Anuario del Sector Eléctrico 2007, las series estadísticas desde 2004 a 2007, con las correspondientes variaciones anuales y mensuales.

Se incluye además la definición de algunos de los conceptos fundamentales de la generación y distribución de energía, junto a reseñas históricas de los sistemas interconectados, su localización, áreas que cubren, potencia y capacidad instalada.

Este anuario cuenta con información de todas las plantas generadoras y distribuidoras existentes, recopilada por el INE a través de una encuesta mensual. Los datos particulares de ellas se encuentran protegidos por el Secreto Estadístico, la cual jurídica creada por la Ley Orgánica del INE.

Mariana Schkolnik Chamudes
Directora Nacional
Instituto Nacional de Estadísticas



001061

Alstom Power Day 2008

Soluciones para la Generación Limpia de Energía

Alstom tiene el agrado de invitarle al seminario "**Soluciones para la Generación Limpia de Energía**" en el que se abordarán, a través de casos reales, los nuevos sistemas y servicios aplicables a plantas térmicas a carbón, tanto en operación como en futuros proyectos.

El seminario se realizará el 18 de noviembre a las 08:30 horas en el centro de eventos Casa Piedra (Salón El Parque), ubicado en Avda. San José María Escrivá de Balaguer 5600, Vitacura, Santiago.

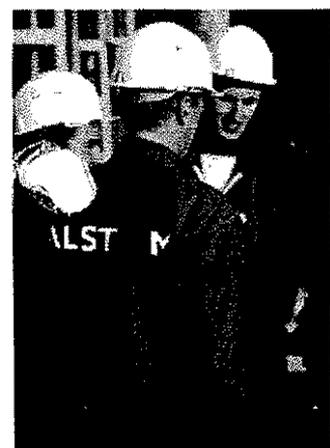
Las ponencias analizarán experiencias de éxito en materia de control ambiental, mejoramiento de eficiencia, uso de otros combustibles y monitoreo en línea. El encuentro contará con la participación de expertos a nivel internacional con vasta experiencia en plantas a carbón.

08:30 a 09:00 hrs.	Café / Acreditación.
09:00 a 09:10 hrs.	Palabras de Bienvenida. Julio Friedmann - Presidente de Alstom Chile.
09:10 a 09:50 hrs.	Enfrentando nuevos desafíos ambientales en plantas a carbón. Captura de Material Particulado, SO ₂ y Mercurio. Casos de éxito en instalaciones existentes. Thais Lauand - Alstom Brasil.
09:50 a 10:30 hrs.	Mejorando el desempeño ambiental de calderas. Cofiring con biomasa, control de Nox y material particulado. Enea Pianini - Alstom Italia.
10:30 a 11:10 hrs.	Monitoreo Centralizado como herramienta para optimizar la disponibilidad y eficiencia de plantas. Karl Heinz Werner - Alstom Suiza.
11:10 a 11:30 hrs.	Coffee break.
11:30 a 12:10 hrs.	Optimización del balance de plantas y equipos periféricos. I&C, Cold End y auxiliares. Philippe Meyer - Alstom Francia.
12:10 a 13:20 hrs.	Desulfurización con agua de mar (SWFGD) como mejor práctica ambiental: - Experiencias de aplicación del sistema SWFGD a centrales termoeléctricas. Principales aspectos de su implementación en proyectos de generación. Kjell-Frode Nodland - Alstom Noruega. - Efectos en el ecosistema marino de las unidades de desulfurización con agua de mar. Presentación de estudios independientes realizados a efluentes del sistema SWFGD. Aase Aatland, Managing Director - Instituto Noruego de Investigación del Agua (NIVA).
13:20 hrs.	Cierre Seminario.
13:30 hrs.	Almuerzo Buffet.

Agradecemos confirmar su asistencia al teléfono (56-2) 362 0823.
Seminario gratuito, previa inscripción. Estacionamiento liberado.

ALSTOM

*We are Shaping the future**



001062

martes 18 NOV

Nombre	Institución/Empresa	e-mail
MAURICIO GÍREZ AVILOS	CONAMA, VALPARAISO	mgíre.5@conama.cl
2. Carmen G. Contreras	CONAMA	cgontreras@conama.cl
3. Camilo Montes M.	CONAMA II	cmontesm.2@conama.cl
1. Montyze Jodrijevic	CONAMA DE	mjadrijevic@conama.cl
1. CRISTIAN URMUTIA	CONAMA BIOBIO	urmuthia.8@conama.cl
AASE AATLAND	NIVA CHILE	aase.aatland@niva.no
7. Carolina Gómez A.	CNE	cgomez@cne.cl
3. HERNAN CONTRERAS C.	CNE	hcontreras@cne.cl
Claudia Valenzuela	CONAMA	cvalenzuela@conama.cl
1. WALTER FOLCH	MINISAL	wfolch@minisal.cl
1. CAROLINA RIVEROS	CONAMA	criveros@conama.cl
2. Julio FRIEDMANN	ALSTOM	julio.friedmann@power.alstom.com
3. Gilles RAVARD	ALSTOM	gilles.ravard@power.alstom.com
4. Kjell F. Nodland	Alstom	kjell-fred.nodland@power.alstom.com
5. PABLO ASTUDILLO	ALSTOM	PABLO.ASTUDILLO@POWER.ALSTOM.COM
Gonzalo Asencio	Ersuma	gonzalo@ersuma.cl
1. Luis Castro	ECOFYS UALGOSTA	l.castro@ecofys.ualgost.cl
3.- Sergio Rosales	ALSTOM	sergio.rosales@power.alstom.com
7. Thais LAVAND	ALSTOM	thais.lavand@power.alstom.com
0. Ence Pionini	ALSTOM	ence.pionini@power.alstom.com
1. Jenny Topio	CONAMA R Antofagasta	jtopio.2@conama.cl

Acta: Reunión Comité Operativo Norma de emisión para termoeléctricas

Fecha de reunión/lugar: 26.11.2008- 6º piso CONAMA.

Coordinación del Proceso:

- Maritza Jadrijevic, CONAMA D.E.
- Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E.

Asistentes:

- Walter Folch, MINSAL
- Carolina Gómez, CNE
- Hernán Contreras, CNE
- Teodosio Saavedra, MINVU (División Desarrollo Urbano)
- Olga Espinoza, SAG
- Jeanine Hermansen, SAG
- Ricardo Pérez, CONAMA D.E.
- Claudia Valenzuela, CONAMA D.E.
- Camilo Montes, CONAMA Antofagasta
- Ma. de Los Ángeles, CONAMA El Libertador Bernardo O'higgins
- Jenny Tapia, CONAMA II región
- Conrado Ravanal, CONAMA D.E.
- Carolina Riveros, CONAMA D.E.

Justificaciones:

- Cristian Urrutia, CONAMA Bio Bío
- Ernesto Sariago, SEC

No justificaron:

- Ministerio de Economía, Juan Ladrón de Guevara
- Comisión Chilena del Cobre, Sara Pimental

Invitados:

Consultor Ecofysvalgesta

- Kurt Homm
- Gonzalo Asensio

Tabla de la reunión:

Revisar los contenidos de la versión de anteproyecto, a través de los aportes y de las visiones de los distintos sectores encargados de su formulación. Sin perjuicio que, hay partes del anteproyecto que se están evaluando en el estudio que realiza Ecofysvalgesta.

Desarrollo de la reunión:

Se informa a través de una presentación de CONAMA, sobre los plazos instruidos y la prioridad por parte de la Dirección Ejecutiva de CONAMA para contar con el anteproyecto e iniciar la consulta pública. Se adjunta presentación. Se indican las fechas de trabajo asociadas al proceso de la norma, las cuales son:

Reuniones Comité Operativo

- 05.12.08 15:00 a 17:00 hrs. Sala 5º piso – CONAMA Reunión consultor estudio y la contraparte técnica formada por todo el comité operativo.
- 10.12.08 15:00 a 17:00 hrs. Sala 5º piso - CONAMA
- 23.12.08 9:30 a 12:00 hrs. Sala 6º piso - CONAMA
- 9.01.09 11:00-13:00 hrs. Sala 5º piso

Reuniones Comité Ampliado: 17.12.08 - 14.01.09

Cronograma: publicación y consulta pública

- 1.02.09: Publicación de anteproyecto (fecha aprox.)
- 1.02.09 al 17.04.09 (60 días hábiles): Inicio y duración de consulta pública (aprox.)
- Febrero – Marzo 2009: Presentación al Consejo Consultivo Nacional
- Marzo 2009: Talleres de participación ciudadana: I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, RM
- 26.03.09: Seminario Regulación de emisión para Termoeléctricas

Se revisa la versión 02 de anteproyecto, en la que destacan los siguientes aspectos que se deben precisar y mejorar: definición de la fuente a mejorar, el objeto de protección y con esto los servicios competentes de la fiscalización, procedimientos de control y fiscalización y a qué tamaño de termoeléctricas se les pedirá monitoreo continuo o discreto.

Solicitudes de aclaratorias/mejoramientos y acuerdos:

Se presentan por temas de acuerdo al texto del borrador del anteproyecto:

1. Fundamentos

Representantes de EVySA de CONAMA entregan observaciones a los fundamentos, los cuales se integrarán y/o corregirán con objeto de mejorar el texto. Finalmente, los fundamentos quedarán expresados en los *Considerandos* de la norma. Se recomienda revisar la redacción relativa al tema de los daños y pérdidas, ya que no se debe prestar a una interpretación de que se protege una actividad productiva/económica por sobre otra.

2. Objetivo, aplicación territorial

Se aprueba propuesta del representante de MINSAL de los artículos 1 y 2.

3. Definiciones (artículo 3)

Representante de la CNE presenta ejemplos de definiciones y pone a disposición del Comité Operativo la Directiva de la Comunidad Europea y la Norma Española (se han colocado en la plataforma de la norma). Se hace ver que el estudio de GAMMA y de Ecofysvalgesta consideran en su análisis la revisión de regulación internacional.

Acuerdos:

- Se requiere urgente mejorar la definición asociada a la fuente a regular. Este aspecto es gravitante para avanzar en el anteproyecto. CONAMA, indica que se solicitó un pronunciamiento a la CNE en esta materia, la CNE señala que enviará a la brevedad la respuesta. MINSAL pide urgencia en tal definición.
- Se considera necesario conocer el funcionamiento de las fuentes en el país en relación a saber si es común que más de una unidad se asocie a una chimenea. Se debe tener cuidado de no dejar la puerta abierta para que las instalaciones se dividan en varias pequeñas y así no cumplir norma. Se descarta definir megafuente.
- Representante de EVySA observa que la definición no debe incluir sólo aquellas centrales que están conectadas al SIC o al SING, ya que existen fuentes independientes asociadas a una minera por ejemplo. Se incluye observación. Si se usa el término potencia térmica nominal se debe definir.

4. Fiscalización, control y cumplimiento de la norma

Se aclara que el rol de fiscalizador corresponde a las autoridades sanitarias regionales del MINSAL y a las oficinas regionales del SAG. Representante del MINSAL manifiesta que no se debe eximir de la medición, pide mejorar la propuesta, aclara que petróleo, pet-coke y carbón tienen emisiones de Ni, pide que se revise y precise si corresponde si lo que se regula es NOx o NO₂. Representante de EVySA informa que cuando se solicita a través de las Resoluciones de Calificación Ambiental el monitoreo continuo, también se pide el discreto como una manera de validación.

Acuerdos:

- Se forma un grupo de trabajo entre los representantes del SAG y el MINSAL con objeto de desarrollar la parte de fiscalización, control y cumplimiento de la norma. Esto se presentará en la próxima reunión (10.12.08).
- Se plantea que para establecer una exigencia de periodicidad, se requiere definir para las mediciones continuas, el tema de las partidas y apagado, o bien realizar un promedio o excluir las partidas.
- Se incorpora como información que debe entregar el sector a regular, la eficiencia de remoción y el funcionamiento o no de los equipos de abatimiento.

5. Enfoque de la norma y valores

Se discute acerca del enfoque de la norma. Representante de Salud plantea que de optar por un enfoque neutro, se debiera modificar la tabla 2, ya al medirse en la chimenea se es más estricto con los sólidos que nos los líquidos por la presencia del oxígeno. Se revisará.

6. Vínculo de la futura Norma con Planes y el SEIA

Se pide a CONAMA aclarar el vínculo y convergencia entre distintos instrumentos de gestión ambiental: norma de emisión y planes, norma de emisión y sistema de evaluación ambiental. Esto se presentará en la próxima reunión.

Al respecto, la CNE considera importante revisar el vínculo entre la norma y el Plan de Tocopilla y Ventanas, aclarando el instrumento que va a primar.

7. Plazo para Cumplimiento

Se discute sobre el plazo de cumplimiento para las instalaciones existentes, al respecto se pide precisar que se entenderá por instalación existente y su consistencia con los tiempos en el SEIA. CONAMA analizará esto. Finalmente, el plazo es un aspecto a evaluar en el estudio que realiza Ecofysvalgesta.

8. Unidades para expresar los valores norma

La CNE indica que es interesante la unidad en masa por energía útil pues da cuenta de la eficiencia de las termoeléctricas. CONAMA comparte tal opinión técnica y estima que se debe evaluar en el estudio la conveniencia de usar una unidad o ambas.

9. Otros

Se integra al Comité Operativo el Sr. Teodosio Saavedra del MINVU (División Desarrollo Urbano).

Se comunica a CONAMA que el Sr. Francisco Obreque de MINAGRI deja de ser parte del Comité Operativo.

cgcf.//

001066

Elaboración de la Norma de Emisión para Termoeléctricas

Reunión de Comité Operativo 10:00 a 13:00 hrs. CONAMA
Reunión de Comité Ampliado 15:00 a 17:00 hrs. en salón CORFO

Dpto. Control de la Contaminación
26 de Noviembre de 2008

Equipo de trabajo:

Comité Operativo:

- Ministerio de Salud
- Comisión Nacional de Energía
- Ministerio de Agricultura
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Ministerio de Minería y Energía (Comisión Chilena del Cobre)
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo

En CONAMA:

- CONAMA Bío Bío
- CONAMA Antofagasta
- CONAMA Nacional (EDUPAC- EVYSA - Jurídica- Control de la Cont.).

Avance a la fecha y próximas actividades

Actividades realizadas:

- ✓ Seminario sobre avances del anteproyecto con amplia convocatoria del sector a regular y ONG's. Expositores: ENAP, SIEMENS, ALSTOM, CONAMA, CNE (presentó excusas).
- ✓ Reuniones de trabajo entre el Comité Operativo con especialistas nacionales e internacionales sobre tecnologías de control de emisiones (18.11.08 - otras)
- ✓ Visitas técnicas a termoeléctricas.

Se cuenta con:

- ✓ 2º informe de avance estudio: análisis económico y técnico.
 - Desarrollado por Ecofysvalgesta a través de convenio CNE-CONAMA. \$25 Mill.
 - Fecha término: 5.01.2009.
- ✓ Versión de anteproyecto en proceso de formulación y mejoramiento

Plazo formulación de anteproyecto hasta el 20 de febrero 2009

(Resolución Ex N°3912/14.10.08)

Próximas actividades:

Reunión Comité Operativo

- 10.12.08 10:30 a 13:00 hrs. (miércoles sala 5º piso - CONAMA)
- 23.12.08 10:30 a 13:00 hrs. (martes sala 6º piso - CONAMA)
- 9.01.09: Pronunciamiento sectorial c/respecto anteproyecto definitivo (viernes 10:00-13:00 – 5º piso)

Reunión Comité Ampliado

- 17.12.08 15:00 17:00 hrs
- 14.01.09

Publicaciones y consulta pública

- 1.02.09: Publicación de anteproyecto
- 1.02.09 al 2.04.09 (60 días): Inicio y duración de consulta pública
- Febrero 2009: Presentación al Consejo Consultivo Nacional
- Marzo 2009: Talleres de participación ciudadana: I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, RM.
- 26.03.09: Seminario Regulación emisión Termoeléctricas

Antecedentes para formular el anteproyecto norma

<ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Análisis de normas de emisión de todos los países señalados como referencia en el Reglamento del SEIA y de algunas organizaciones multilaterales.</u> 2. <u>Descripción de los principales efectos de los contaminantes regulados internacionalmente: SO₂, NO_x, MP y metales pesados.</u> 3. <u>Potencial de reducción de emisiones del parque existente de termoeléctricas. Casos emblemáticos: BOCAMINA.</u> 4. <u>Emisiones declaradas por nuevas unidades en el SEIA.</u> 5. <u>Tecnología disponible en el país e internacionalmente.</u> 6. <u>Análisis territorial de centros urbanos, zonas de protección, saturadas, latentes, competencia en el uso de suelo entre actividades económicas que se podrían ver afectadas por las termoeléctricas (zonas con vocación agrícola, vitivinícolas, otras).</u> 	<p>Su objetivo es revisar las distintas normativas existentes, así como los fundamentos de cada una de estas.</p> <p><u>Antecedentes objetivos para ver el impacto que tienen las plantas termoeléctricas en relación a dichos contaminantes, lo que justifica la necesidad de una norma de emisión.</u></p> <p>Demuestra que unidades existentes pueden emitir en un orden de magnitud que cumpliría regulaciones internacionales (caso MP).</p> <p>Tecnologías y niveles de emisión:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costos: inversión, operación, mantención. - variables críticas: disponibilidad, espacio, consumo de energía. <p>* Entrevistas con distribuidores ALSTOM, SIEMENS, Gelectric, otros.</p>
--	---

Contaminantes Normados para Centrales Termoeléctricas Países u Organismos

	Contaminantes			
	SO ₂	NO _x	MP	Hg
USA	✓	✓	✓	✓
Suiza	✓	✓	✓	✓
Alemania	✓	✓	✓	✓
CEE	✓	✓	✓	En estudio
Argentina	✓	✓	✓	✓
México	✓	✓	✓	✓
Japón	✓	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓	✓
California	✓	✓	✓	No permite instalaciones a carbón
Brasil	✓	✓	✓	✓

Características de las regulaciones:

- Norma para Termoeléctricas o procesos de combustión
- Tamaño mínimo normado
- Unidad para expresar los valores límites
- Enfoque neutro o diferencia por combustible
- Diferencia por tecnología
- Diferencia entre nuevas y existente
- Diferencia por zonas

Más Información:

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.

001000

Resumen Métodos de Mediciones Internacionales

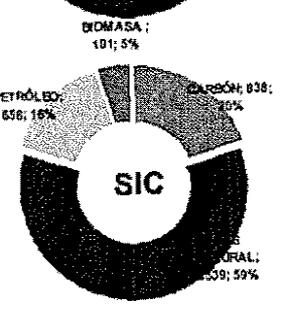
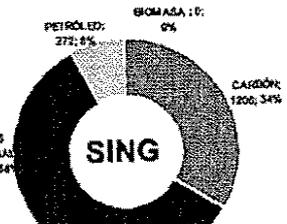
	Medición Continua						Medición Discontinua	
	Tamaño Mínimo	Contaminantes	Equipos	Excepciones	Paradas y Partidas	Período Cumplimiento Norma	Tamaño	Período Medición
CEE	100 MWt	NOx, SO ₂ , MP	Todos	Mediciones de SO ₂ para Equipos a GN y Calderas a Biomasa	No se consideran tampoco fallas en equipos de control	Promedio Diario	< 100 MWt	6 meses
USA	73 MWt	NOx	Inst. Combustión y turbina inyección agua o vapor	---	Se excluyen	Promedio Móvil 30 días	---	---
		SO ₂	Inst. Combustión	---	Se excluyen	Promedio Móvil 30 días	---	---
		MP	Todos	Patrón bajo Azufre	---	Promedio 24 hrs	---	---
Alemania	> 20 MWt	NOx, SO ₂ , H ₂ O, H ₂ S	Todos	---	No indica	Promedio diario	---	---
	> 5 MWt	Polvo	Todos	---	---	---	---	---
Canadá	---	NOx	Todos	---	---	Promedio Mensual	---	---
	---	SO ₂	Todos	Combustibles Gaseosos	---	Promedio Mensual	---	---
	---	Opacidad	Todos	Combustibles Gaseosos	---	Promedio Mensual	---	---
Argentina	> 75 MW	SO ₂ , NOx, MPT	Solo turbina vapor	Gas Natural	---	---	< 75	Define ENRE
							Turbo Vapor a GN	Trimestral
							Turbo Gas y CC	Define ENRE
							Petróleo	Manus del Combustible

ENRE : Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Fuente: 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.

Un resumen del mercado de
generación eléctrica
(termoeléctricas)

Termoeléctricas: Capacidad instalada en MW y % de participación según combustibles en el SING y SIC (a dic. 2007)

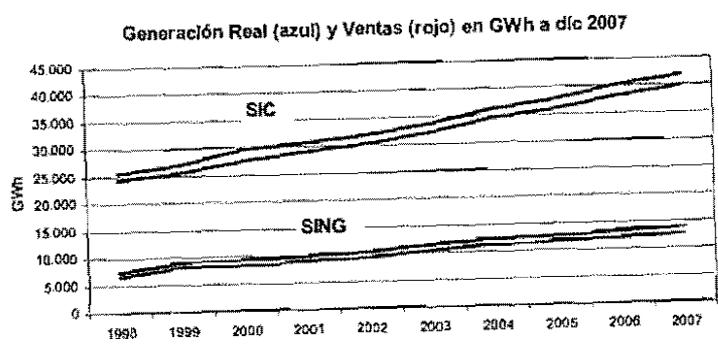


SING: Abastece de energía desde Arica a Taltal
 880.000 personas aprox.
 Capacidad instalada: 3.602 MW
 Consumidores: 90% industria minera - 10% residencial

SIC: Abastece de energía desde Taltal a Chiloé
 14.500.000 personas aprox.
 Capacidad instalada: 9.118 MW
 Consumidores: 60% clientes regulados

Sistema de Aysén
 Abastece de energía a 97 mil personas

Sistema de Magallanes
 Abastece de energía a 170 mil personas



Fuente: Elaborado por CONAMA a partir de estadísticas disponibles de la CNE www.cne.cl a dic. 2007, indica que es información tomada de CDEC: SING - SIC.

LA TERCERA

Santiago de Chile, martes 19 de agosto de 2008. Año 53, N. 21.251 \$ 400 / R. I-II-XI-XII-XV-S

Cuentas de la luz suben 8,1% y acumulan un alza de 38% en el último año

El reajuste, que se producirá esta semana, refleja el impacto del mayor valor del dólar en las tarifas y afecta al Sistema Interconectado Central, que abastece a más del 93% de la población del país, que se extiende desde Taltal a Chiloé. Tras el incremento, el gasto de una familia promedio de cuatro personas pasará de \$ 60 mil a más de \$ 80.000 por el total de sus servicios básicos.

Norte Grande
 En el Sistema Interconectado del Norte Grande (regiones I y II) la cuenta subirá 7,4%. En el último año, el gasto mensual de luz de una familia (con consumo promedio de 250 Kwh) pasó de \$ 11.515 a \$ 12.430.

Mejoría en embalses
 Las intensas precipitaciones de los últimos días tuvieron un positivo impacto en los embalses de la zona centro sur. El principal de ellas, el lago Laja, elevó marginalmente su cotización hasta 2.140 millones de litros.

5%
 es el incremento que durante este mes ha experimentado la tarifa del agua, mientras la cuenta del gas ha registrado, también en agosto, un alza de 4%.

1%
 o más es la estimación que hacen los economistas para el IPC correspondiente a agosto. La proyección llega a ese nivel por cuarto mes consecutivo.

Lago abre mar en presión
 Ante la luz el domingo citando y como la foto y la act 6-7

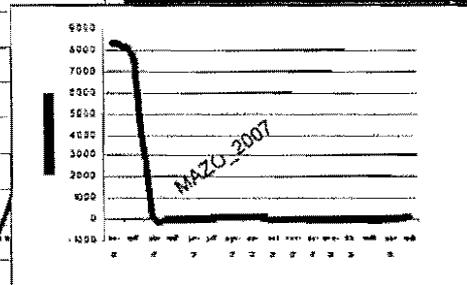
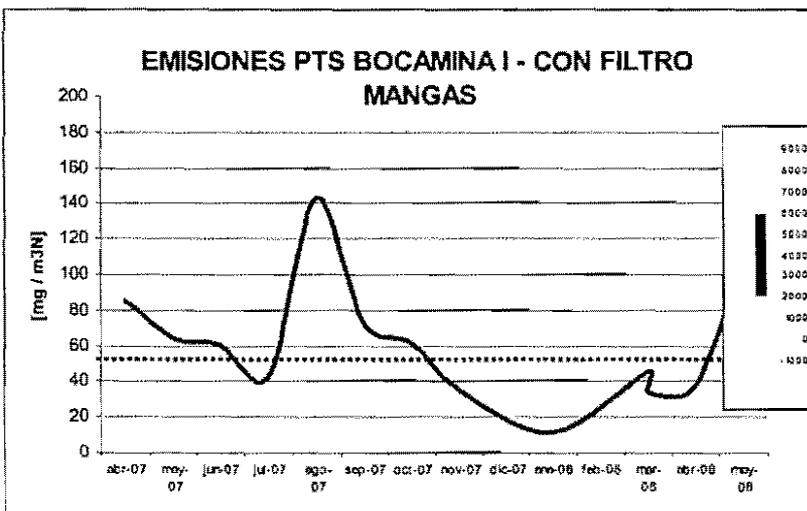
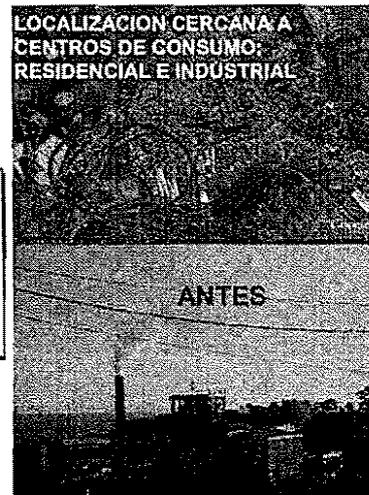
Ejemplos de emisiones de centrales termoeléctricas existentes y nuevas (SEIA)

Caso emblemático Bocamina

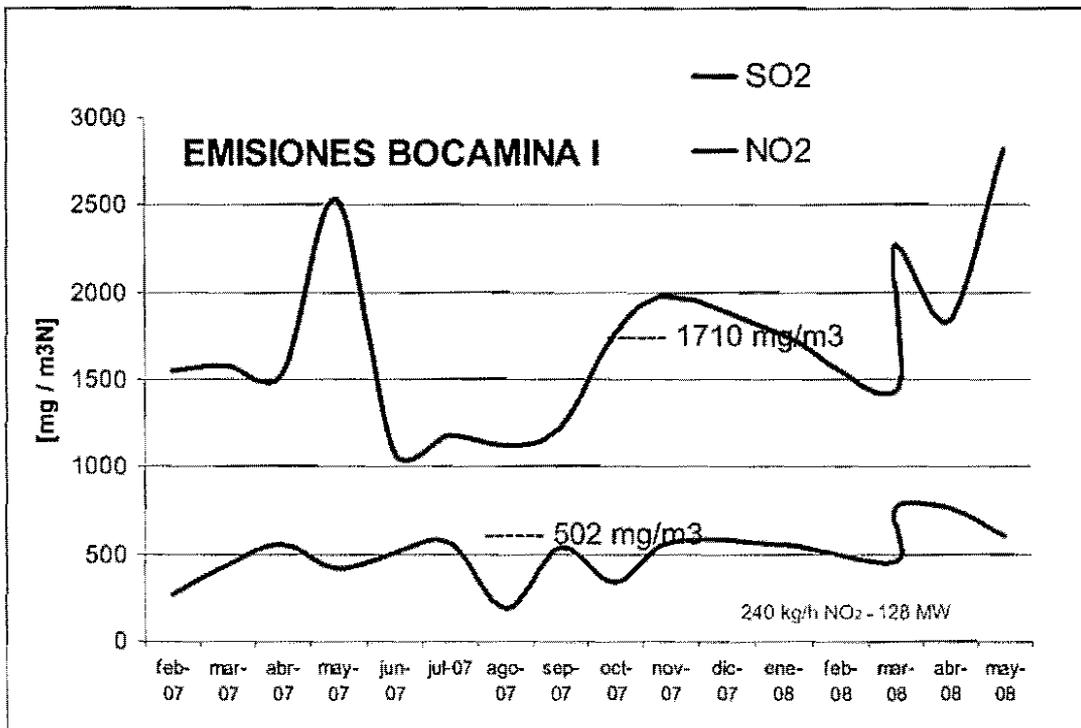
(Fuente: SEIA, CONAMA BíoBío)

Unidad 1 (1970) 128 MW a carbón

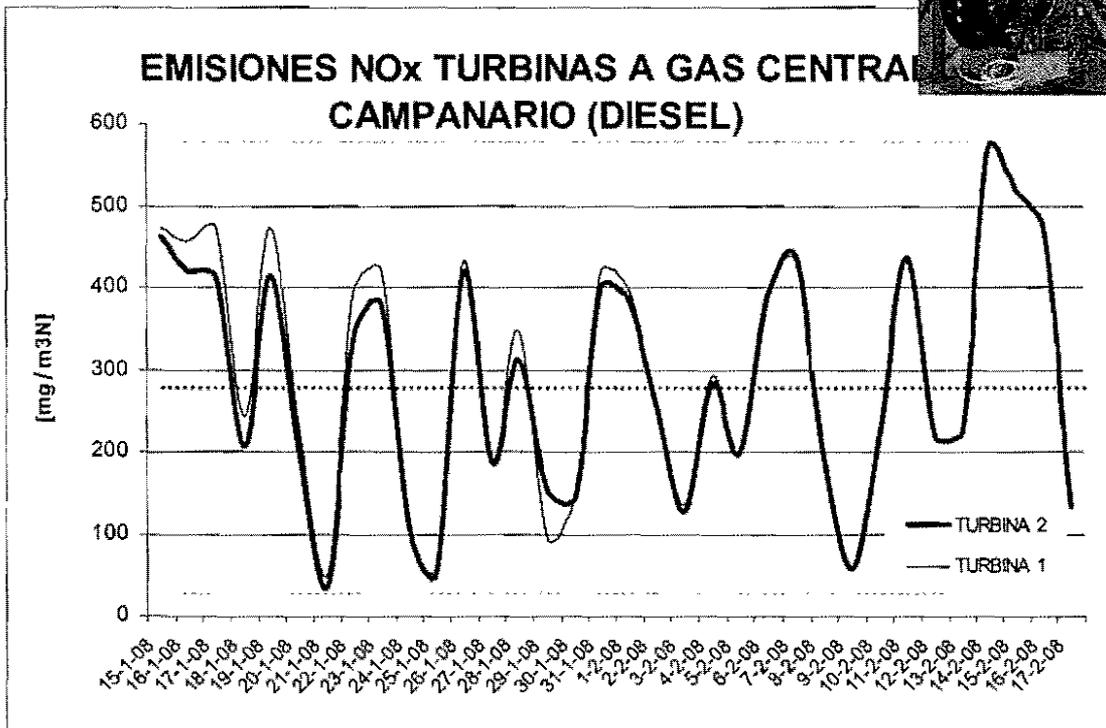
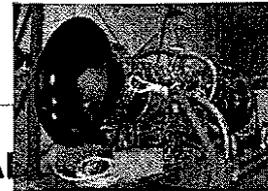
- **Antes:** multiclones 30% eficiencia.
- MP: 6.100 – 9.300 mg/Nm³.
- **Después:** Mzo. 2007 Filtro de mangas >95% eficiencia. MP: 30-70 mg/Nm³.



001072



Caso: Campanario (Fuente: SEIA, CONAMA BíoBío):



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

		SING			SIC	Norma Suiza	Norma Alemana
		Edelnor Mejillones	Norgener	Tocopilla	Guacolda		
Vanadio	mg/m ³ N	5	5	5	5	5 (a)	
Arsénico + Níquel	mg/m ³ N	0,5	0,5	0,5	0,5		
Arsénico	mg/m ³ N					1 (b)	
Níquel	mg/m ³ N					1 (b)	

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.

inversiones, costos de operación y eficiencia térmica típicas de centrales termoeléctricas:
(Fuente: GAMMA, marzo 2007)

Tecnología Central	Rangos Eficiencia Típicas %	Rangos Inversiones	Rango Costos	Rangos Típicos Tamaños
		US\$/kW	US\$/MWh	MW
Carbón Pulverizado	38 – 42	1000 – 1574	26 – 30,5 (a)	200 - 1600
Lecho Fluidizado	38	1400	48 (b)	150
Ciclo Combinado Carbón Gasificado	40 – 48	1920	44,5 (b)	100 - 300
Turbina de Gas Ciclo Abierto	24 – 42	395 – 715	44 – 222 (a)(c)	5 – 100
Ciclo Combinado	50 – 58	549 – 727	29 – 132 (a)(c)	200 – 400

(a) Datos de informe de precio de nudo de Octubre 2006

(b) Royal Academy of Engineering. Inglaterra.

(c) El menor valor corresponde a la operación con gas natural y el mayor a la operación con diesel.

001074

Inversiones en Equipos de Abatimiento

KUS\$ = Miles de dólares KUS\$/Mwe (Fuente: GAMMA, marzo 2007)

	Material Particulado			SO ₂	NOx	
	Filtro Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores	Lavadores de Gases	SCR	SNCR
Turbinas Vapor	42 - 61	63 - 134	107 - 225	63 - 92	73 - 134	12 - 38
Turbinas Gas	91 - 111	137 - 168	231 - 282	137 - 168	53 - 538	-

Costos de Operación de Equipos de Abatimiento US\$/MWh

	Material Particulado			SO ₂	NOx	
	Filtro Mangas	Lavadores de Gases	Precipitadores Electrostáticos	Lavadores de Gases	SCR	SNCR
Turbinas Vapor	1,69 - 3,55	0,62 - 1,31	1,50 - 3,15	6,5 - 7,98	1,86 - 2,01	0,56 - 0,63
Turbinas Gas	3,65 - 4,46	1,35 - 1,65	3,24 - 3,96	11,89 - 14,53	0,79 - 3,09	-
Eficiencia Abatimiento PM10	99%	>99%	99,6%	99%	75% - 90%	25% - 50%

Fuente: 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.

**Contenidos
del anteproyecto
- a la fecha noviembre 2008 -**

Contenidos:

1. Fundamentos y definiciones
2. Objetivos de protección ambiental y resultados esperados con la norma
3. Aplicación territorial: nacional
4. Contaminantes y límites máximos de emisión medidos en el efluente :
 - Óxidos de Nitrógeno (NOx)
 - Óxidos de Azufre (SOx)
 - Material Particulado (MP)
 - Metales pesados: Mercurio, Vanadio, Níquel

Contenidos:

1. **Fuente a regular:**
 - Instalaciones existentes y nuevas
 - No se aplica a los motores de combustión interna denominados equipos electrógenos
5. **Metodologías de medición y control:**
 - En evaluación exigencia de medición continua o discreta.
6. **Fiscalizador:** Autoridad de salud. MINSAL
7. **Los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma.**
 - Instalaciones existentes: plazo no superior a 24 meses, contado desde la entrada en vigencia de la norma.
 - Instalaciones nuevas deberán cumplir en un plazo no superior a 6 meses, contado desde la entrada en operación de la instalación. En este plazo se deberá realizar las pruebas de ensayo, necesario para solicitar su autorización de funcionamiento.

001070

Más información sobre el proceso:

1. <http://pvc.conama.cl/>
2. Expediente Público. 5° piso Teatinos 258. Horario de oficina con Alejandra Apablaza, fono 2405768
3. Para aportes comprometidos en esta reunión escribir a: cgcontreras@conama.cl
 - Mejorar definición de termoeléctrica
 - Instalación nueva/existentes
 - Costos de tecnologías.

Plazo: 5.12.08

LA TERCERA

Santiago de Chile, martes 19 de agosto de 2008. Año 59, N° 21.251

\$ 400 / R. I-II-XI-XII-XV: \$ 700 latercera.com

Cuentas de la luz suben 8,1% y acumulan un alza de 38% en el último año

El reajuste, que se producirá esta semana, refleja el impacto del mayor valor del dólar en las tarifas y afecta al Sistema Interconectado Central, que abastece a más del 93% de la población del país, que se extiende desde Taltal a Chiloé. Tras el incremento, el gasto de una familia promedio de cuatro personas pasará de \$ 60 mil a más de \$ 80.000 por el total de sus servicios básicos.

Norte Grande

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (regiones I y II) la cuenta subirá 7,1%. En el último año, el gasto mensual de luz de una familia (con consumo promedio de 150 Kwh) pasó de \$ 13.515 a \$ 18.430.

26

Mejoría en embalses

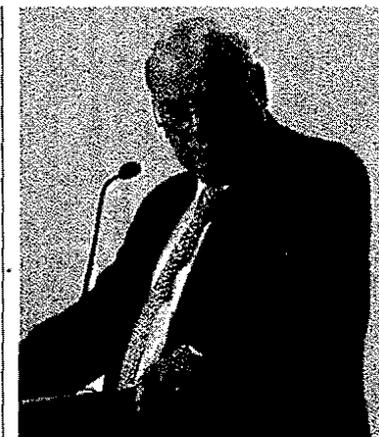
Las intensas precipitaciones de los últimos días tuvieron un positivo impacto en los embalses de la zona centro sur. El principal de ellos, el lago Laja, elevó marginalmente su cota hasta 2.140 millones de m³.

5%

es el incremento que durante este mes ha experimentado la tarifa del agua, mientras la cuenta del gas ha registrado, también en agosto, un alza de 2%.

1%

o más es la estimación que hacen los economistas para el IPC correspondiente a agosto. La proyección llega a ese nivel por cuarto mes consecutivo.



Lagos e Insulza abren fuego y marcan diferencias en carrera presidencial

Ante la irrupción del ex Mandatario el domingo, Insulza reaccionó explicitando visiones distintas en temas como la fecha para definir candidato y la actitud ante los disculos.

6-7

Atleta rusa gana oro en

001077



"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 26 de Noviembre del 2008

LUGAR: Sala de Reuniones 4° piso, CONAMA.

HORA: _____

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
1.	WALTER FOLCH	MINSAL	MAE IVOL 454	5740782		wfolch@minsal.cl
2.	Candina Gomez	CNE	Almirante Cozuma 124, piso 9	3656876		cgomez@cne.cl
3.	HERNAN CONTRERAS	CNE	ALMIRANTE COZUMA 124	3656876		hcontreras@cne.cl
4.	Camilio Morales Jr.	CONAMA II	A. Pdt - 461 of. 1407	055 268220		cmorales.2@conama.cl
5.	Maria de los Angeles Hanne	CONAMA VI	Falagoso Hermanos claudis 364	72-284549		mahanne.6@conama.cl
6.	Kunt Homma	Ecofy Valgoita	Andrés de #47 Fuenzalida	9-449 7448		K.homma@ecofyvalgoita.com
7.	Claudia Valenzuela	CONAMA DE	Teatinos 258	2405658		cvalenzuela@conama.cl

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
8.	Jenny Topie	CONAMA Region del Antioqueño	Pot. 461 of 1107	(05) 268200	Jdam.	jlopezr@conama.cl
9.	TEDOSO SAUVEDRA.	MINJU DIVISION DESARROLLO URBANO.	ALAMEDA 924 6º PISO, ST60	351.3633		tracedra@minjura.cl
10.	Gonzalo Asencio	Grupos Consultores	Lot 2267 of 305	3357651	-	gonzalo@gisma.cl
11.	Ricardo Pérez GEA	EVISA - Campina	TENTINOS 258	2405682		ricardo@conama.cl
12.	Olga Espinoza H.	SAB	AUDA. BULNES 140-5º	345-1535	345-1533	cega-c@puz
13.	Jeanine Hermanson	SAB Central	Avda. Bulnes 140, ST6140	345-1540	345-1533	jeanine.hermanson@sup.gob.cl
14.	COLRADO RAVARAC	CONAMA	TENTINOS 278 6º piso	2405624	24057788	cravara@conama.cl
15.	CAROLINA RIVEROS	"	" 1º PISO	2405797	2405716	cravara@conama.cl
16.	Christy Pedrini	CONAMA	TENTINOS 258			
17.	Carmen Contreras	CONAMA	V			cgcontreras@conama.cl
18.						
19.						
20.						

Acta: Reunión Comité Ampliado Norma de emisión para termoeléctricas

Fecha/lugar/hora: 26 de noviembre de 2008, auditorium CORFO -15:00-17:00 hrs.

Coordinación del Proceso:

- Maritza Jadrijevic, CONAMA D.E.
- Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E.
- Carolina Riveros, CONAMA D.E.

Tabla de la reunión:

Entregar una versión de anteproyecto y someterla a discusión.

Desarrollo de la reunión: Se realiza una presentación de CONAMA, se indica prioridad por parte de la Dirección Ejecutiva de CONAMA para contar con el anteproyecto e iniciar la consulta pública (se adjunta presentación). Se indican las próximas fechas de trabajo asociadas al proceso y se entrega borrador versión 02 de anteproyecto norma, con objeto de generar una discusión. Se adjunta versión borrador y presentación realizada.

Los asistentes entregan las siguientes opiniones y/o comentarios según temas:

1. Plazo de cumplimiento

Se pide:

- Aumentar el plazo de adaptación de las instalaciones existentes. Las empresas afectadas presentes en la reunión cuestionaron el plazo de 24 meses propuesto por la CONAMA, el sector indica que un proyecto de esta naturaleza se demora como mínimo entre 3 a 5 años desde el diseño, la tramitación en el SEIA, la adquisición de equipos, el montaje y la puesta en operación.
- El plazo de 24 meses no considera los tiempos requeridos según se indica a continuación:
 - o Etapas de estudios preliminares de la solución, lo que en el caso de instalaciones existentes resulta aún más complejo y largo, dadas las interferencias y adaptaciones que se precisan.
 - o Tiempo requerido para el desarrollo de la ingeniería
 - o Tiempo para licitar las obras.
 - o Coordinación necesaria con los respectivos CDEC para programar las paradas de las distintas unidades de tal forma de evitar la simultaneidad.

Respuesta de CONAMA: La gradualidad de la futura norma se está evaluando en el estudio económico que realiza la consultora Ecofysvalgesta, en el análisis se están considerando los aspectos indicados por el sector.

- Aclarar sobre la relación de un proyecto existente y el SEIA. Adicionalmente, se pide aclarar si se requiere ingresar al SEIA las modificaciones necesarias a efectuar en las instalaciones existentes producto de la Norma, lo que de ser necesario, de acuerdo al sector debería estar reflejado en el plazo para el cumplimiento.

Respuesta de CONAMA: Se entregará aclaratoria en próxima reunión.

2. Definición de Fuente a regular

Se pide:

- Mejorar lo que se entenderá por unidades nuevas y existentes.
- Se manifiesta que los límites de emisión deberían ser distintos para unidades nuevas y existentes, y que las unidades ya en evaluación o construcción no deberían ser consideradas como nuevas.
- Diferenciar las fuentes por tipo de combustible.
- Realizar un análisis en cuanto al caso de las co-generadoras de biomasa, que tienen un tamaño menor, se indica de hasta 10MW, ya que resultaría más caro invertir en la tecnología para cumplir norma, que la central misma.

Respuesta de CONAMA: Se analiza las diferencias entre las instalaciones nuevas y existentes y la conveniencia o no (costo/beneficio) de diferenciarlas con valores límites distintos. Se entregará análisis cuando se cuente con sus resultados definitivos.

3. Contaminantes a regular y valores norma

- Los representantes de las generadoras se manifiestan de acuerdo con la necesidad de regular contaminantes como PM₁₀, SO₂ y NO_x, estableciendo valores realistas, con criterios adecuados y racionales.

Respuesta de CONAMA: Se plantea que la futura norma se está analizando y evaluando en términos del impacto económico y social, considerando además un análisis de la evolución de la normativa internacional, por lo menos de todos los países señalados como referencia en el Reglamento del SEIA y de algunas organizaciones multilaterales, considerando la descripción de los principales efectos de los contaminantes regulados internacionales, lo declarado por proyectos que se han sometido al SEIA, la disponibilidad de tecnología a nivel nacional e internacional, el potencial de reducción de emisiones del parque existente de termoeléctricas, entre otros; y a partir de las propias propuestas fundadas que ha entregado el sector privado a la CONAMA, se indica que hasta ahora Gas Atacama entregó una propuesta de regulación y que la Corporación para el Desarrollo Sustentable entregó un informe sobre Ni y V desarrollado por la U. de Chile. Adicionalmente, a partir del estudio de GAMMA se realizó una encuesta a cada Central generando un diagnóstico del parque existente, así como también, de los proyectos que se han sometido al SEIA. Se invita al sector, si estiman pertinente, a entregar otros antecedentes.

- Representante de Endesa cuestiona el querer regular las emisiones de metales pesados (Hg, Ni y Va) argumentando que sólo en algunos de los países más industrializados del mundo existen proyectos de normativas o regulaciones vigentes, lo cual resulta muy restrictivo para Chile como país dependiente de combustible externo y que esta lejos de ser potencia industrializada. En este mismo sentido, se cuestiona la urgencia de regular estos metales pesados de manera arbitraria en instancia que no existe registro histórico de la cuantificación de estos contaminantes emitidos ya que nunca han sido medidos en centrales termoeléctricas a carbón principalmente.
- Se manifestó que no se cuenta con una línea de base para Hg, se hace ver que si hay un inventario de Hg (desarrollado por la CONAMA, basado en procedimientos del PNUMA) y que no hay procedimientos ni instrumentación para su medición. Se consultó si hay laboratorios que puedan medir Hg.

Respuesta de CONAMA: La norma de emisión tiene un enfoque preventivo, en este sentido se sabe que un importante segmento del parque funcionará a carbón, donde las emisiones de metales pesados y en particular de Hg son significativas, sobretudo por la localización de las centrales en zonas costeras y cercana a centros de consumo (urbano e industriales). Chile cuenta con un primer inventario de Hg y en la actualidad se encuentra en discusión la aplicación de un convenio vinculante que abordaría tanto la gestión racional del Hg como la de otros metales pesado. No obstante, para actuar de acuerdo al principio precautorio de la futura norma, no se debe esperar que el Hg u otros metales sean un problema para el País. Por otro lado, se indica que actualmente hay centrales que declaran emisiones de metales pesados a partir de muestreo isocinético o balance de masa y que existe una norma de emisión chilena que regula el Hg, entre otros metales.

- Un representante de AES Gener, indica que para MP el valor de 50 mg/m³ es factible de cumplir, no obstante el SO₂ es muy restrictivo, NO_x con un valor de 500 es razonable para unidades nuevas.
- Representante de Jaime Illanes Asoc. argumenta que el SO₂ es muy restrictivo, aún cuando no tenemos problemas de calidad del aire para este contaminante.

Respuesta de CONAMA: en el estudio de Ecofysvalgesta se está realizando un análisis de sensibilidad de los valores que se proponen como límites de emisión. En el caso del SO₂ sabemos que participa como precursor en la formación de aerosoles.

- Representante de Endesa indica que las emisiones en términos de concentración están muy vinculadas al tipo de combustible, por lo que no es recomendable una norma que fije valores

sin considerar este parámetro, en instancias que se estaría discriminando a todas las centrales termoeléctricas a carbón.

Respuesta de CONAMA: Con respecto a las unidades para expresar los límites de emisión, se presentan dos opciones: valores límites en masa de contaminante por unidad de volumen o por la energía útil producida. Cada una de estas presenta ventajas las que se están estudiando.

- Se solicita que se asuma un criterio de racionalidad a la hora de definir los valores norma y el costo que tendrá que asumir el sector, que quizás el sector no esté preparado para adquirir tecnología de punta y el sector que va a tener que internalizar dichos costos finalmente es el usuario final. Por lo tanto, es un alza más en el costo de vida.
- Se pide a CONAMA indicar cómo se obtuvo los valores presentados en el borrador.

Respuesta de CONAMA: Se está evaluando en el estudio de Ecofysvalgesta.

Los criterios que se están considerando para el análisis son principalmente: potencial de reducción de emisiones del parque existente, regulación internacional, tecnología disponible en el país e internacionalmente, costo-efectividad de reducción, RCA de proyectos sometidos al SEIA, entre otros, lo que se presenta en el borrador tiene por objeto propiciar una discusión, los valores se están analizando en el estudio que desarrolla Ecofysvalgesta y los que se presentan en el borrador forman parte del análisis.

- Se consulta a CONAMA cuáles son los rangos de valores de norma que se están considerando en el estudio AGIES. En el borrador del anteproyecto sólo se indica un valor de límite de emisión.

Respuesta de CONAMA: se entregará en próxima reunión.

4. Caso Bocamina

Se señala que no es un buen ejemplo citar a Bocamina como caso emblemático (la unidad I del año 1970, redujo sus emisiones de MP al integrar un filtro de mangas en el orden de 9.000 mg/m³N a un promedio de 50 mg/m³N).

Respuesta de CONAMA: Para CONAMA, sobretodo Bio-Bío, si es un ejemplo emblemático en términos de reducción de emisiones, se invita a entregar antecedentes para comprender tal opinión.

5. Tablas de Costos

Se pide a CONAMA revisar y actualizar las tablas presentadas de costos de inversión versus potencia instalada. Algunos de los presentes en la reunión indican que hay costos actualizados en el anexo que dispone la CNE en el Plan de Obras.

Respuesta de CONAMA: se indica que se está actualizando la información en el estudio de Ecofysvalgesta, que los datos presentados corresponden al estudio de GAMMA. Se invita a los asistentes a entregar mayor información o argumentos que permitan redefinir los supuestos, se recomienda que hagan llegar la información en un plazo de una semana pues se está evaluando en el estudio.

6. Fundamentos del anteproyecto

Dos asistentes expresan que esta regulación es necesaria y que se debe contar con ésta.

Representante de AES Gener indica que la propuesta de norma no hace diferencia en el ámbito territorial de aplicación, lo que lleva a incentivar la construcción de centrales cerca de centros de gran densidad de población o de actividades industriales en desmedro de ubicaciones en lugares más remotos con menor impacto ambiental. Así mismo, de aplicar la regulación sólo a la industria Termoeléctrica redundaría en espacios ambientales para otras fuentes que coexisten en lugares con problemas de calidad de aire cuyas emisiones pueden ser muy superiores, cuando en realidad es preciso que todas las fuentes disminuyan sus emisiones. Aplicar esta regulación en la misma forma a todo el territorio permitiría que lugares con problemas efectivos de calidad de aire sean tratados mediante planes de descontaminación, aplicando limitaciones locales, lo cual solo funciona si la

norma general se gradúa para aplicación general y no al extremo restrictiva como el Comité Operativo está proponiendo.

Respuesta de CONAMA: En la futura norma de emisión prevalece el principio precautorio el que debe procurar resguardar la salud y otros objetivos de protección en todo el territorio. Las emisiones de las termoeléctricas son de magnitud tal que su probable impacto comprende distintas escalas espaciales y temporales. Adicionalmente, una norma de emisión nacional establece reglas parejas para todo el sector, para las nuevas y las existentes, de esta forma los costos de control de abatimiento de emisiones son internalizados caso a caso en un marco de igualdad y no discriminatoriamente.

7. Compromisos

Se invita al sector a enviar sus observaciones u aportes a cgcontreras@conama.cl.

Asistentes:

- Héctor Rojas, hrojas@aes.com, AES Gener
- Andrés Cabello andres.cabello@aes.com, AES Gener
- Italo Cuneo H. italo.cuneo@aes.com, AES Gener
- Vicente Saglietto S. vsaglietto@aes.com, AES Gener
- Pedro Bardessi pbardessi@aes.com, AES Gener
- Sergio del Campo F., sdelcampo@guacolda.cl, Eléctrica Guacolda
- Marcia Montero O. marcia.montero@aes.com, Eléctrica Stgo. S.A.
- Sixto Fraile sixto.fraile@aes.com, Soc. Eléctrica Stgo.
- Luis Castro B. l.castro@ecofysvaigesta.com, Ecofysvaigesta
- Jorge Halabi jhalabi@udt.cl, UDT – UDEC
- Viviana Flores vflores@emga.cl, EMG Ambiental S.A.
- Marcela Alday m.alday@jaimeillanes.cl, Jaime Illanes y Asoc.
- Miguel Escobar C. mescobar77@hotmail.com, Corporación Laguna
- Juan Pablo Cárdenas jpcardenas@aes.com, Norgener S.A.
- Juan Carlos Olmedo jolmedo@aes.com, Norgener S.A.
- Hugo Pérez G. hpg@endesa.cl, Endesa Chile
- Miguel Amestica mamestica@endesa.cl, Endesa
- Alejandro Lorenzini alorenzini@edelnor.cl, Edelnor EA
- Pablo Astudillo pabloastudillo@power.alstom.com, Alstom
- Carolina Nobili B., carolina.nobili@gmail.com, Ambiosis
- Reinaldo Vidal M. rvidal@monttcia.cl, Montt y Cia. S.A.

Al cierre de esta acta (16.12.08 – 14:00 hrs.), se han recibido los aportes de:

- Sr. Sergio del Campo, Gerente General Eléctrica Guacolda
- Sr. Héctor Rojas B. Gerente de Ingeniería y Construcción. AES Gener SA
- Sr. Andrés Cabello, AES Gener SA
- Sr. Reinaldo M. Vidal Moreno, Socio – Director, Montt y Cía. S.A. Abogados
- Sra. Marcela Alday, Consultora Jaime Illanes Asoc.
- Sr. Hugo Pérez Guzmán – Natalia Fernández, Gerencia de Explotación Chile, Gerencia de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, Endesa Chile.

Los aportes recibidos han sido integrados al Expediente público del proceso de la norma, entregados al consultor para su correspondiente análisis y todos se someten a discusión en el comité operativo.

cgcf.//



"Reunión Comité Ampliado Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 26 de Noviembre del 2008

LUGAR: Salón auditorium 202 de CORFO, Moneda 921, Santiago.

HORA: 15:00 hrs.

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
1.	Carolina nobili B.	Ambiosis		08-2995420		carolina.nobili@gmail.com
2.	Héctor Rojas	AES Gener		5979318		hrojas@aes.com
3.	SERGIO DEL CAMPO F.	ELECTRICA TUA COLDA	HIRATUONES 222. Pido 16	3624000	3601675	Sdelcampo@tuacolda.cl
4.	Marcia Montero O.	Eléctrica Stgo. S.A.	Jorge Hinman 2969, Renca	6804760	6804743	marcia.montero@aes.com
5.	Luis Lortie B.	GEOTRUSALBO S.A.	INDICES DE FUERZA # 47	3350297		l.lortie@geotrusalbo.com
6.	JORGE HALABI	UST - UDEC	CONSELL 1415 51104	4150798		SHALABI@UST.CL
7.	Viviana Flores	EMG AMBIENTAL SA	Dr. B. Borgoño 236 Of 1303 Providencia	6564055		vflores@emga.cl

001084

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
8.	Andrés Cabello	AES GENER	Alameda Ordoñez 157	5979300		andres.cabello@aes.com
9.	Fatalo Cuneo H.	AES GENER	Blanco de Cordoba 5151	5979300		fatalo.cuneo@AES.COM
10.	Vicente Saglietta S.	AES Gener	O'Higgins 940 of. 901, Guapey	73-402700		vsaglietta@aes.com
11.	Marela Alday	Jaime Illanes y Aoc.	La Granja 266 of 201	2641328	2649915	m-alday@jaimellanes.cl
12.	Miguel Escobar C.	Corporación Leganza Verde	10 Norte 817 Vina del Mar	09-6791129 32-2696027		mescobar77@hotmail.com
13.	JUAN PABLO CAMERON	NORGENER	SANCTO FONTECILLA 215	6808582		jpCAMERON@aes.com
14.	HUGO FÉREZ G.	EMPRESA CHILE	STA. ROSA 76-8600	6309681		HFB@ENDESA.CL
15.	Alejandro Lorenzini	Edelesur/EA	EL BORGUE N.500 of. P02	3533200		alorenzini@edelsur.cl
16.	Miguel Amestiza	Endesa	Los Carros 545 Spring Hill Comercial	44-3171850		mamestiza@endesa.cl
17.	Pablo Wiedhoff	AKSTON	SAN LUIS 2 FARMACIA 370	4908547		PABLO.ASTUDIOS@AKSTON.COM
18.						
19.						
20.						

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
21.	Pedro Bardessi	AES GENERAL	Avda. Olmos de Cordoba 5157	5979319		PBARDESS@AES.COM
22.	Sixto Trasilé	Soc. Electrica Saurito	Jorge Hiriwo 2964 De la U	6804760		sixto.Trasile@AES.COM.
23.	Juan Carlos Omeño	NORGENERAL SA	Sandoz Fochaldr 310, Piso 3	6868844		JCOLOMEO@AES.COM
24.	Rinaldo U. del m.	RONTICIA. S.A.	Los conquistadores 1700, 1:5011	5446800		RUIBAL@RONTICIA.cl.
25.						
26.						
27.						
28.						
29.						
30.						
31.						
32.						
33.						

001086

Observaciones entregadas por el Comité Ampliado de acuerdo a lo solicitado en reunión del 26.11.08 (fecha de minuta 17.12.08)

Observaciones del Sr. Héctor Rojas B. Gerente de Ingeniería y Construcción

AES Gener SA

Cumpliendo lo acordado en la reunión del Comité Ampliado efectuada el 26 de Noviembre de 2008, y luego de una revisión preliminar, enviamos nuestros comentarios respecto del borrador de Anteproyecto que CONAMA presentó:

1. Fundamentos de la normativa

El anteproyecto señala que la proporción de emisiones del sector eléctrico en Chile respecto de otros sectores económicos es relevante y cita a modo de ejemplo que en Estados Unidos el 69% del SO₂, el 22% del NO_x y el 40% del Hg descargados a la atmósfera provienen de dicho sector.

No parece adecuado fundamentar la fijación de normas de emisión al sector de generación eléctrico de Chile, en una realidad muy distinta, sin considerar los datos propios del área de aplicación. Al respecto, podemos citar que en la zona central de Chile más de un 90% de las emisiones de SO₂ provienen de las fundiciones de cobre.

Tampoco parece un buen fundamento para dictar esta normativa la aspiración de ser parte de la OCDE, ya que dicha organización no establece niveles específicos para las emisiones, cuenta entre sus miembros con países con distintas normativas, como España y México, y sus miembros convienen en promover políticas destinadas a contribuir a una sana expansión económica y a promover la utilización eficiente de sus recursos económicos, por tanto, una normativa más enfocada en estos conceptos serviría igualmente para efectos de esta aspiración.

2. Principio de no discriminación de fuentes

La norma sólo aborda fijar normas de emisiones para centrales termoeléctricas y no incorpora a otras fuentes emisoras importantes, entre las que se incluye a las fundiciones y refinerías de combustibles.

Estudios^[1] realizados en ciudades donde coexisten centrales termoeléctricas y otras fuentes de emisiones importantes, como fundiciones, han demostrado que los principales impactos en perjuicio de la calidad del aire no provienen de las centrales termoeléctricas, sino que de otras fuentes, por lo que imponer límites extremadamente bajos exclusivamente a las termoeléctricas, no cambiará en forma importante las condiciones de la calidad del aire y medio ambiente que se busca proteger.

Siguiendo el principio de no discriminación ante la ley, se solicita incorporar a todas las fuentes emisoras relevantes a fin de no discriminar a las centrales termoeléctricas frente a otros emisores.

3. Definición de instalación nueva y existente.

Se deben precisar las definiciones de instalación nueva y existente. Se propone definir instalación existente a toda aquella que se encuentre en operación o cuyo proyecto haya sido sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental a la fecha de vigencia de la norma, siempre que inicie su construcción dentro del período de tres años a contar de dicha fecha.

Lo anterior en consideración a que una vez aprobado ambientalmente un proyecto, la empresa adquiere compromisos de financiamiento del proyecto, construcción, suministro y montaje de equipos, y contratos de venta de energía eléctrica.

4. Valores límites de emisión deben ser distintos para instalaciones nuevas y existentes. En la normativa internacional se observa la existencia de normas que fijan niveles máximos de emisión para instalaciones existentes y nuevas en forma diferenciada, estableciendo límites más estrictos para instalaciones nuevas. En efecto, el diseño de instalaciones nuevas con tecnología actual, considerando desde el inicio la incorporación de sistemas de control y abatimiento de emisiones, permite lograr mejores resultados que las adaptaciones en unidades existentes, donde a los problemas técnicos de compatibilidad de nuevos equipos, se suman limitaciones de espacio e interferencias con equipos existentes.

5. Valores de los límites de emisión

Los valores de los límites de emisión propuestos en el borrador del Anteproyecto son extremadamente bajos comparados con los de países desarrollados, y muy por debajo de valores de emisiones de proyectos recientemente aprobados por el SEIA y que garantizan el cumplimiento de las normas primarias y secundarias de calidad ambiental del aire. Se propone revisar dichos valores límites considerando la normativa internacional, la disponibilidad de combustibles y la realidad nacional.

[1] Referencia "Inventario de Emisiones de la zona de Ventanas y Estimación de su impacto en la Calidad del Aire" 2008, "Estudio de Calidad del Aire en la Comuna de Huasco" 2006, "Análisis de la calidad del aire para MP10 en Tocopilla"

Observaciones del Sr. Sergio del Campo, Gerente General Eléctrica Guacolda

Respecto al cuadro de precios que se incluye, llevándolos a una potencia de 152 MW, se obtiene para las tecnologías que conocemos (SCR, Desulfurizador húmedo, precipitadores electrostáticos y filtros de manga) valores razonables en instalaciones existentes. Aún así, hay costos indirectos que no están indicados en la tabla y que se deben considerar al momento de hacer cualquier evaluación económica. Estos son:

- a) la pérdida de eficiencia del ciclo térmico que introducen los equipos de abatimiento (pérdidas de temperatura, caídas de presión), lo que se traduce en un mayor consumo específico.
- b) el aumento de consumos propios, consumo de energía (ventiladores, bombas, equipos auxiliares), lo que se traduce en una menor potencia neta.
- c) el aumento de los costos directos de mantenimiento (fijo y variable, suponiendo que esto último no está incorporado como costo variable no combustible en las cifras indicadas por la CNE) y de los indirectos, relativos al aumento de la frecuencia y prolongación de los mismos.
- d) el aumento de la tasa de la indisponibilidad forzada, debido a la falla de los equipos de abatimiento, que generalmente están conectados en serie, entre la caldera y la chimenea.
- e) en instalaciones existentes, el costo asociado a la detención de las unidades termoelectricas, para la conexión de los equipos de abatimiento. Por ejemplo la instalación de un equipo puede requerir 3 meses de parada de una unidad y el costo mensual de esta detención es de aprox 13 millones de dólares a 100 dólares el MWh (Costo marginal).

Por lo tanto, además de los costos de inversión y operación directos indicados en la planilla de la CNE, debe hacerse una estimación de los 5 ítems señalados precedentemente.

Adicionalmente a esto debe hacerse mención a dos aspectos importantes:

1.- **Definición de central nueva debe cambiarse.** Para todos los efectos, una central nueva es aquella cuya decisión de inversión aún no se ha tomado. ¿Qué justifica esta definición? El hecho que la decisión de inversión solamente se toma una vez que se ha suscrito un PPA (suponiendo que ya se cuenta con un EIA aprobado, un EPC firmado y un financiamiento acordado), que renta el proyecto de inversión de acuerdo con ciertas condiciones de precio y plazo, las que una vez acordadas, no se pueden modificar. Bajo este esquema, las unidades N°3 y N°4 de Guacolda no son unidades nuevas, como sí se sostendría con la definición que contiene hoy el proyecto, pues los contratos que las sustentan, no son modificables unilateralmente por Guacolda. En tal sentido nuestra posición es consistente con el estudio de Gamma Ingenieros S.A. (pág. 213) contratado por la CNE. No obstante lo anterior las nuevas unidades tienen un equipamiento medioambiental de superior rendimiento a las Unidades más antiguas que tan bien se están reforzando en lo que a captura de PM 10 se refiere y hubo oportunidad para hacerlo al incorporarlas en su debido momento como mejoramientos en la aprobación del EIA de la U4 y en el precio de la energía contratado con el cliente.

2.- En el caso de Unidades de mayor antigüedad, no es posible hacer modificaciones en los equipos en el corto plazo, por lo que de imponerse la necesidad de cambios, los titulares debieran contar con un plazo razonable para realizar las posibles modificaciones destinadas a cumplir la norma, y estos plazos deben ajustarse a los vencimientos de los

principales contratos asociados a cada una de las unidades generadoras (sólo en la renovación de los contratos vigentes es posible financiar y transferir a los clientes libres y regulados, los significativos costos de estas inversiones. Esta condición es fundamental de considerar, porque los recursos económicos de inversión y de operación necesarios para alcanzar determinados índices son significativos e inabordables sino se dan plazos adecuados. No obstante lo anterior existen también además de las restricciones económicas las de espacio disponible para introducir nuevas tecnologías.

Adjunto para vuestra consideración y como propuesta, las normas de emisión de España, país desarrollado de la CEE para ser aplicadas en nuestro país, como un buena meta a alcanzar considerando nuestro ingreso per cápita (US\$ 9800) y el de España (US\$ 27.500).

En particular en el estudio de Gamma Ingenieros, encargado por CNE los plazos van de 5 a 10 años en Suiza y Alemania para adaptarse a las nuevas normas, siendo países con recursos y desarrollados. Es más, en el estudio de Gamma Ingenieros, se señala que a las plantas antiguas en Europa se les solicitan algunas mejoras pero en ningún caso el cumplimiento de los nuevos límites de emisión, las que quedan definidas sólo para las nuevas instalaciones.

Observaciones de la Sra. Marcela Alday, Jaime Illanes Asoc.

Los siguientes son comentarios al documento que nos entregaron como BORRADOR DE ANTEPROYECTO:

1. La norma de emisión debe mejorar la definición de termoeléctrica y unidades de generación.
2. Debería haber claridad absoluta respecto a qué tipos de instalaciones van a quedar bajo el amparo de la norma (por ejemplo, no queda clara la exclusión de los motores, de calderas que sólo generan vapor con otros propósitos, diferentes a la generación eléctrica, etc).
3. Debería haber diferencias de límites de emisión dependiendo del tipo de combustibles (sólido, gas, líquido). Se da la paradoja que los límites pueden "relajar" por ejemplo, las emisiones de NOx de los ciclos combinados a gas (valor límite más alto que emisiones con DryLowNox, - muchos ciclos combinados tienen instalada tecnología con emisiones 25 ppm de NOx al operar con gas natural (1)). Nótese que la CEE norma el NOx de las TG a gas natural en 50 mg/m³N. Por otra parte, definir límites inalcanzables nos llevará simplemente al no cumplimiento y/o a un serio problema de abastecimiento eléctrico.

(1): Nótese que cuando operan con petróleo Diesel la emisión es mayor a 25 ppm.

4. Deberían haber límites y plazos de cumplimiento diferentes para instalaciones existentes e instalaciones nuevas. Entre las existentes deberían considerarse las Unidades en construcción o que tengan una aprobación ambiental (RCA favorable) ya que muchas tienen contratos firmados y tarifas definidas de venta de energía; tampoco es el momento para modificar contratos con proveedores y layout en medio de la construcción, lo que claramente atrasaría su ingreso al parque generador.

Los límites de emisión que se están planetando en el borrador son una copia de los límites de la CEE para combustibles sólidos sobre 100 MW (excepto NOx, que valor es el límite más alto para combustible líquido para unidades de entre 100 y 300 MW), valores que claramente no se condicen con nuestra realidad nacional. Que formemos parte de la OCDE y debamos, por recomendación de ellos, fijar límites de emisión, no es lo mismo que fijar los límites más restrictivos.

Resulta conveniente y razonable mirar la forma en que España (va adjunta ppt resumen) enfrentó la necesidad de ajustar sus emisiones a las de la CEE, ya que claramente hizo diferencias entre nuevas y existentes (incluyendo en estas últimas aquellas con permisos ya obtenidos) y las nuevas-nuevas, y además diferenciando combustibles. También hay que mirar que España contempla excepciones al cumplimiento de los valores normados (artículo 7, necesidad apremiante de mantener el abatecimiento de energía).

5. Respecto de los límites para Mercurio, Ni y V:

a) Hg parece razonable (mismo valor que norma de incineración). Tengo serias dudas de que en Chile se hagan mediciones "confiables" de este parámetro.

b) Níquel nótese que HOY los límites que tienen algunas instalaciones (centrales que usan petcoke) son Ni+As = 0,5 mg/m³N...y la norma de coíncineración (suma de varios elementos de la Clase de peligrosidad de Ni = 1 mg/m³N) no deberíamos evitar diferencias entre las normas y cerrar un criterio común? (1 mg/m³N)

c) Vanadio: algunas instalaciones tienen el límite de 5 mg/m³. [dem la norma de incineración ...no deberíamos evitar diferencias entre las normas y cerrar un criterio común? (5 mg/m³N)

La norma de incineración dice:

Arsénico (As) + Cobalto (Co)+ Níquel (Ni) +Selenio (Se) +Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	1 mg/m ³ N
Antimonio (Sb)+ Cromo (Cr)+ Manganeso (Mn)+Vanadio (V)	5 mg/m ³ N

6. Artículo 11

Por un lado se exigiría a algunas instalaciones la operación de monitores continuos...el artículo 11 entonces ¿sólo aplica aquellas instalaciones que no monitorean en forma continua y aquellas que monitorean en forma continua, pero además deben hacer mediciones discretas 3 veces al año?. no está claro. En mi opinión, el artículo 11 debería decir "Las mediciones DISCRETAS deben ser realizadas por laboratorios autorizados."

7. Artículo 12:

No entiendo el objetivo de exigir informar contenidos de azufre, cenizas, etc., que son datos de entrada del proceso. Con normas de emisión lo relevante es lo que se mide a la salida. Por otra parte, esos datos son inútiles si no tienes el consumo de cada combustible por separado (caso de mezclas), poder calorífico, mezclas en % de peso o energía, etc. ¿para que pedirlos?

8. Cual es el objetivo de informar el CO₂? parámetro que no está siendo normado

9. Artículo 13 ¿qué pasa si autoridad sanitaria NO se pronuncia del plan de monitoreo en plazo de 2 meses? la legislación indica que es silencio positivo?

10. La letra e) del artículo 13 no es pertinente. A lo sumo, debería indicarse que las mediciones deben ser hechas por una empresa o laboratorio acreditado. Cuando se presenten los planes, las empresas estarán obligadas a pedir cotizaciones y ver disponibilidad de equipos de medición ¿por qué el plan debe contener el nombre de quien medirá?. Por otra parte, si dichos planes deben incorporarse en los EIAs/DIAs (para proyectos en tramitación) IMPOSIBLE saber con quien medirás.

11. Letra f) del artículo 13:... muchos proyectos están en línea hoy con la autoridad sanitaria ... ¿han hecho el ejercicio de averiguar qué tan seguido revisan la información en las páginas web respectivas? hay tiempo disponible de los funcionarios de Salud y recursos (computadores) para que todos puedan acceder a esa información?

12. Reportes mensuales y anuales a Salud ¿Pueden los funcionarios de Servicios de Salud revisar informes mensuales - además de todo el restante trabajo que tienen?

13. Con respecto a la Tabla de costos que enviaste ¿donde podemos revisar lo que significa "Lavador de GASES" (es un scrubber?) "Desulfurización de gases en Chimenea" (sistema húmedo con caliza o seco con cal?)

Observaciones del Sr. Reinaldo M. Vidal Moreno, Socio – Director. Montt y Cía. S.A. Abogados

De acuerdo con lo solicitado hago presente las siguientes observaciones al borrador de normas de emisiones:

1.- Conceptos:

Creo conveniente incluir dos conceptos nuevo, en atención a las observaciones efectuadas por los asistentes a dicha reunión, que dicen relación con el territorio o lugar de emplazamiento de las plantas, el cual podrá ser más o menos riesgoso para el medio ambiente, a saber,

Margen de tolerancia: porcentaje del valor límite o cantidad en que éste puede sobrepasarse con arreglo a las condiciones de la zona.

Zona: porción de territorio o lugar de emplazamiento de la termoeléctrica.

Nivel: la concentración de un contaminante en el ambiente o su depósito en superficies en un momento determinado.

Ley: Ley N° 19.300, Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

(los tres conceptos anteriores son los entregados por el Real Decreto 1073/2002 de 18 de octubre de 2002 (España) en materia de emisiones atmosféricas).

Planteo la modificación de los siguientes conceptos en el siguiente tenor:

Valor límite de emisión: Corresponde al valor máximo de emisión expulsada a la atmósfera por un periodo determinado, el cual se expresa en miligramos por metro cúbico normal (mg/Nm^3).

Instalación existente: Toda aquella termoeléctrica que con su o sus unidades de generación haya comenzado su operación o, en su defecto, cuente con su respectiva aprobación ambiental aprobada favorablemente conforme lo establece la Ley y su Reglamento, antes de la vigencia de la presente norma de emisión.

Instalación nueva: Toda aquella termoeléctrica que se encuentra en etapa de proyecto, diseño o ampliación o, en su defecto, no cuenta con su respectiva aprobación ambiental favorable, conforme lo establece la Ley y su Reglamento, antes de la vigencia de la presente norma de emisión.

Lo anterior, fundamentado en los artículos 2 letras f) y j), 8, 9, 10, inciso 2° del artículo 24 de la Ley N° 19.300.

A mayor abundamiento, cabe destacar que el sistema de evaluación de impacto ambiental tiene por objeto el análisis de la legalidad de los impactos de la actividad o proyecto (de acuerdo a su finalidad procedimental legal), es decir, determinar si superan el límite de aceptabilidad del impacto que ha fijado el ordenamiento jurídico ambiental nacional, al momento de su evaluación, por lo tanto, se hace necesario destacar y hacer presente este hecho en los conceptos antes expuestos, toda vez que, se ha generado un derecho en favor del titular del proyecto en relación a la época de su presentación con la dictación de la respectiva Resolución de Calificación Ambiental.

2.- Debe fijarse un **Plan de Reducción de Emisiones** respecto de las instalaciones existentes que permita **gradualmente** poder cumplir con la nueva normativa, el cual como experiencia en España este fue de a lo menos 4 años, para que éstas pudiesen implementar los debidos sistemas de reducción, más que de una manera impositiva, considerando los costos asociados a las tecnologías que se deben emplear para cumplir con la reducción de emisiones.

3.- se propone se incluya una tabla para establecer un margen de tolerancia respecto de las emisiones, el cual podría depender de la población, ecosistemas frágiles y demás fuentes contaminantes que en suma permitan aumentar o mantener los niveles exigidos, en la medida en que se vean más o menos afectadas estas componentes.

Observaciones de Alejandro Lorenzini, Edelnor S.A.

Primero que todo, gracias por la información enviada. Me parece un buen aporte la definición de unidades nuevas y existentes, ya que tiene mucha lógica y aclara - sin dejar lugar a dudas - qué instalaciones califican en uno u otro caso.

Entiendo que al existir esta diferenciación entre Unidades Nuevas y Existentes, también deberían existir límites de emisión diferentes para cada uno de estos casos, tal como lo definió, por ejemplo,

la Directiva de la CEE que regula emisiones de grandes fuentes (2001/80/EC, que se adjunta). Lo anterior es razonable, considerando que las decisiones de inversión de las unidades existentes fueron tomadas sin esta nueva norma de emisión, mientras que para las nuevas obviamente se tomarán considerando esta norma. Lo anterior da una clara señal de que la autoridad está tomando acciones para bajar las emisiones futuras, pero también considerando que las decisiones tomadas en el pasado se tomaron bajo otras condiciones.

Otro tema que es relevante con respecto a la adecuación de las unidades existentes, es el plazo que requieren éstas para poder adecuarse. Entre otros:

a) la adecuación puede implicar instalación de sistemas de control de emisiones múltiples, como lo son equipos de control para material particulado, SO₂ y NO_x, en instalaciones que muchas veces no tienen el espacio suficiente y que requieren obras especiales y modificaciones de otras para poder introducir dichos equipos. Todo esto requiere efectuar la ingeniería correspondiente, preparación de bases de licitación, recepción y estudio de las ofertas, asignación de la oferta seleccionada, fabricación de equipos, transporte hasta Chile, obras civiles e instalación de equipos. Para lo anterior se requiere disponer del tiempo necesario.

b) Normalmente los plazos de entrega de equipos, una vez solicitados, son entre 12 y 18 meses, siempre que no haya exceso de demanda.

c) En muchos casos, lo más probable es que las unidades tengan que dejar de generar energía por periodos que pueden llegar a ser superiores a los 6 meses para realizar las modificaciones e instalaciones de los equipos correspondientes. Esto puede provocar que la oferta de energía no sea suficiente para abastecer toda la demanda.

Por lo anterior se propone dar un plazo de cinco años para la adecuación de las unidades existentes.

Con respecto a los límites para las Unidades existentes, parece bastante razonable considerar los que la Comunidad Económica Europea ha definido para instalaciones existentes. También parece razonable considerar de la norma de la CEE, la forma en que se verifica el cumplimiento de los límites de emisión (promedios mensuales y percentiles diferenciados para diferentes emisiones). Finalmente es interesante las exclusiones que plantea la CEE para cumplimiento de los límites de emisión, por ejemplo, si falla un equipo de control de emisiones pero hay necesidad imperiosa de mantener el abastecimiento de energía eléctrica.

Agradeciendo la oportunidad que se nos brinda para hacer los aportes correspondientes.

Cgcf.//

001093

Carmen Gloria Contreras Fierro

Asunto: RV: Normas de emisión centrales termoeléctricas**Datos adjuntos:** Normas emisión españolas.ppt

De: sdelcamp@guacolda.cl [mailto:sdelcamp@guacolda.cl]**Enviado el:** martes, 09 de diciembre de 2008 15:26**Para:** Carmen Gloria Contreras Fierro**Asunto:** Normas de emisión centrales termoeléctricas

Estimada Carmen Gloria:

Respecto al cuadro de precios que se incluye, llevándolos a una potencia de 152 MW, se obtiene para las tecnologías que conocemos (SCR, Desulfurizador húmedo, precipitadores electrostáticos y filtros de manga) valores razonables en instalaciones existentes. Aún así, hay costos indirectos que no están indicados en la tabla y que se deben considerar al momento de hacer cualquier evaluación económica. Estos son:

- a) la pérdida de eficiencia del ciclo térmico que introducen los equipos de abatimiento (pérdidas de temperatura, caídas de presión), lo que se traduce en un mayor consumo específico.
- b) el aumento de consumos propios, consumo de energía(ventiladores, bombas, equipos auxiliares), lo que se traduce en una menor potencia neta.
- c) el aumento de los costos directos de mantenimiento (fijo y variable, suponiendo que esto último no está incorporado como costo variable no combustible en las cifras indicadas por la CNE) y de los indirectos, relativos al aumento de la frecuencia y prolongación de los mismos.
- d) el aumento de la tasa de la indisponibilidad forzada, debido a la falla de los equipos de abatimiento, que generalmente está conectados en serie, entre la caldera y la chimenea.
- e) en instalaciones existentes, el costo asociado a la detención de las unidades termoeléctricas, para la conexión de los equipos de abatimiento. Por ejemplo la instalación de un equipo puede requerir 3 meses de parada de una unidad y el costo mensual de esta detención es de aprox 13 millones de dólares a 100 dólares el MWh(Costo marginal).

Por lo tanto, además de los costos de inversión y operación directos indicados en la planilla de la CNE, **debe hacerse una estimación de los 5 ítems señalados precedentemente.**

Adicionalmente a esto debe hacerse mención a dos aspectos importantes:

1.- **Definición de central nueva debe cambiarse** . Para todos los efectos, una central nueva es aquella cuya decisión de inversión aún no se ha tomado. ¿Qué justifica esta definición? El hecho que la decisión de inversión solamente se toma una vez que se ha suscrito un PPA (suponiendo que ya se cuenta con un EIA aprobado, un EPC firmado y un financiamiento acordado), que renta el proyecto de inversión de acuerdo con ciertas condiciones de precio y plazo, las que una vez acordadas, no se pueden modificar. Bajo este esquema, las unidades N°3 y N°4 de Guacolda no son unidades nuevas, como sí se sostendría con la definición que contiene hoy el proyecto, pues los contratos que las sustentan, no son modificables unilateralmente por Guacolda. En tal sentido nuestra posición es consistente con el estudio de Gamma Ingenieros S.A. (pág. 213) contratado por la CNE. No obstante lo anterior las nuevas unidades tienen un equipamiento medioambiental de superior rendimiento a las Unidades más antiguas que tan bien se están reforzando en lo que a captura de PM 10 se refiere y hubo oportunidad para hacerlo al incorporarlas en

su debido momento como mejoramientos en la aprobación del EIA de la U4 y en el precio de la energía contratado con el cliente.

2.- En el caso de Unidades de mayor antigüedad, no es posible hacer modificaciones en los equipos en el corto plazo, por lo que de imponerse la necesidad de cambios, **los titulares debieran contar con un plazo razonable para realizar las posibles modificaciones destinadas a cumplir la norma**, y estos plazos deben ajustarse a los vencimientos de los principales contratos asociados a cada una de las unidades generadoras (sólo en la renovación de los contratos vigentes es posible financiar y transferir a los clientes libres y regulados, los significativos costos de estas inversiones. Esta condición es fundamental de considerar, porque los recursos económicos de inversión y de operación necesarios para alcanzar determinados índices son significativos e inabordables sino se dan plazos adecuados. No obstante lo anterior existen también además de las restricciones económicas las de espacio disponible para introducir nuevas tecnologías.

Adjunto para vuestra consideración y como propuesta, las normas de emisión de España, país desarrollado de la CEE para ser aplicadas en nuestro país, como un buena meta a alcanzar considerando nuestro ingreso per cápita (US\$ 9800) y el de España (US\$ 27.500).

En particular en el estudio de Gamma Ingenieros, encargado por CNE los plazos van de 5 a 10 años en Suiza y Alemania para adaptarse a las nuevas normas, siendo países con recursos y desarrollados. Es más, en el estudio de Gamma Ingenieros, se señala que a las plantas antiguas en Europa se les solicitan algunas mejoras pero en ningún caso el cumplimiento de los nuevos límites de emisión, las que quedan definidas sólo para las nuevas instalaciones.

Atentamente

Sergio del Campo
Gerente General Eléctrica Guacolda

(See attached file: Normas emisión españolas.ppt)



Universidad Autónoma de Madrid

Ingeniería Ambiental

Ingeniería Técnica Industrial, especialidad Química Industrial

Contaminación Atmosférica

Composición del aire limpio (b.s.)

Componente	% vol	ppmv	Componente	% vol	ppmv
N ₂	78,08		CH ₄		1,5
O ₂	20,95		H ₂		0,5
Argón	0,94		NO		0,3
CO ₂	0,032	320	CO		0,1
Neón		18,2	O ₃		0,02
Helio		5,2	NH ₃		0,01
Criptón		1,1	NO ₂		0,001
Xenón		0,09	SO ₂		0,0002

**EMISIONES de CONTAMINANTES a la ATMÓSFERA
en al AÑO 2000 (MMT/a)**

Contaminante	OCDE	España
CO	150	4,4
SO ₂	43	2
NO _x	44	1,2
HC/VOC	35	1,1
Partículas	7,5	0,25
CO ₂	12.645	148,7
CH ₄	71	0,08

Fuente: www.oecd.org

**EMISIONES de CONTAMINANTES a la ATMÓSFERA
por la INDUSTRIA en el AÑO 2001 (MMT/a)**

Contaminante	Unión Europea	España
CO	3,94	0,24
SO ₂	4,3	1,17
NO _x	2,7	0,45
HC/VOC	0,54	0,06
Partículas	0,16	0,04
CO ₂	1.472	271
CH ₄	1,6	2,37

Fuente: www.eper.cec.eu.int

FUENTES de la CONTAMINACIÓN

Contribución a la contaminación atmosférica (%)

Contaminante	Transporte	Combustión Fuentes Estacionarias	Procesos Industriales
CO	80-85		8-10
SO ₂		80-85	15
NO _x	40	55	5
HC/VOC	40		35
Partículas		35-40	40-45
Global	55	25	15

Consumo de electricidad en España 2005

	GWh	%	% 05/04
Hidráulica	19.442	6,98	-34,7
Nuclear	57.539	20,66	-9,5
Carbón	81.313	29,19	1,5
Fuel/Gas (1)	20.192	7,25	12,4
Ciclo combinado	49.208	17,67	69,8
Total Rég. ordinario	227.694	81,74	3,3
-Consumos en generación	10.789	-	13,0
Eólica	20.236	10,99	27,3
Resto régimen especial	30.623	18,26	1,7
Total Régimen especial	50.859	18,26	10,6
Generación neta	267.764	-	-4,2
-Consumos bombeo	6.459	-	-40,3
Intercambios internac. (2)	-1.355	-	-55,2
Demanda	259.950	-	4,3

(1) Incluye GICC (Eleogas)

(2) +: saldo importador ; -: saldo exportador

Potencia eléctrica instalada 2005

	MW	%	% 05/04
Hidráulica	16.657	22,61	0,0
Nuclear	7.876	10,69	0,0
Carbón	11.565	15,70	0,0
Fuel/Gas (1)	6.647	9,02	-6,6
Ciclo combinado	12.258	16,64	53,5
Total Rég. ordinario	55.003	74,65	6,8
Eólica	9.653	13,10	15,0
Resto régimen especial	9.024	12,25	3,0
Total Régimen especial	18.677	25,35	8,9
Total	73.680	-	7,3

(1) Incluye GICC (Eleogas)

Fuente: www.ree.es

Legislación sobre emisiones contaminantes a la atmósfera

Real Decreto 430/2004 de 12 de marzo

Límites de emisión: $\text{mg/m}^3\text{N}$ (6% O_2 combustible sólido)
(3% O_2 combustible líquido o gaseoso)

ppmv : un volumen por cada 10^6 volúmenes

Relación *ppmv* – $\text{mg/m}^3\text{N}$

$$\text{ppmv: } \frac{1 \text{ vol}}{10^6 \text{ vol}} = \frac{1 \text{ mol}}{10^6 \text{ moles}} \cdot \frac{\text{PM (g/mol)}}{22,4 \text{ (L/mol)}} = \frac{\text{g}}{\text{L}} \cdot \frac{1000 \text{ (mg/g)}}{10^{-3} \text{ (m}^3\text{/L)}} = \frac{\text{mg}}{\text{m}^3\text{N}}$$

Límites de emisión de partículas para grandes instalaciones de combustión

(Real Decreto 430/2004)

Límites de emisión para plantas
existentes o proyectadas antes de la
entrada en vigor de RD

Límites de emisión para plantas
de nueva creación

Combustible	Potencia (MW)	Límite ($\text{mg/m}^3\text{N}$)
Sólido	< 500	100
	> 500	50
Líquido		50
Gaseoso		5

Combustible	Potencia (MW)	Límite ($\text{mg/m}^3\text{N}$)
Sólido	50-100	50
Líquido	> 100	30
Gaseoso		5

* concentración de fondo de partículas: $40 \mu\text{g/m}^3$

**Límite de emisión de NO_x (expresado como NO₂) para
grandes instalaciones de combustión
(Real Decreto 430/2004)**

Límites de emisión para plantas existentes o proyectadas antes de la entrada en vigor de RD

Combustible	Potencia (MWt)	Límite (mg/m ³ N)
Sólido	< 500	600
	> 500	500
Líquido	< 500	450
	> 500	400
Gaseoso	< 500	300
	> 500	200

Límites de emisión para plantas de nueva creación

Combustible	Potencia (MWt)	Límite (mg/m ³ N)
Sólido	50 - 100	400
Líquido	> 100	200
Gas Natural	50 - 300	150
	> 300	100
Otros gases		200

**Legislación sobre emisiones de SO₂ procedentes
de grandes instalaciones de combustión
(Real Decreto 430/2004)**

Combustible sólido

Límites de emisión para plantas existentes o proyectadas antes de la entrada en vigor de RD

Potencia (MWt)	mg SO ₂ /m ³ N (6% O ₂)	desulfuración (%)
50-100	2000	60
100-300	Reducción lineal	75
300-500	2000 - 400	90
> 500	400	94

Límites de emisión para plantas de nueva creación

Potencia (MWt)	mg SO ₂ /m ³ N (6% O ₂)	desulfuración (%)
<100	850	92
100-300	200	
> 300	200	95

* biomasa: 200 mg SO₂/m³N (6% O₂)

**Legislación sobre emisiones de SO₂ procedentes
de grandes instalaciones de combustión
(Real Decreto 430/2004)**

Combustible líquido

Límites de emisión para plantas existentes o proyectadas antes de la entrada en vigor de RD

Potencia (MWt)	mg SO ₂ /m ₃ N (3% O ₂)
50-300	1700
300-500	Reducción lineal 1700 – 400
> 500	400

Límites de emisión para plantas de nueva creación

Potencia (MWt)	mg SO ₂ /m ₃ N (3% O ₂)
<100	850
100-300	Reducción lineal 400 – 200
> 300	200

**Legislación sobre emisiones de SO₂ procedentes
de grandes instalaciones de combustión
(Real Decreto 430/2004)**

Combustible gaseoso

Límites de emisión para plantas existentes o proyectadas antes de la entrada en vigor de RD

Tipo de combustible	mg SO ₂ /m ₃ N (3% O ₂)
Combustible gaseoso en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo P.C. procedentes de gasificación de productos de refinería, gas de alto horno, gas de hornos de enque	800
Gas gasificación de carbón	N.D.

Límites de emisión para plantas de nueva creación

Tipo de combustible	mg SO ₂ /m ₃ N (3% O ₂)
Combustible gaseoso en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo P.C. procedentes de hornos de coque	400
Gas de bajo P.C. procedentes de alto horno	200

Rendimientos y emisiones gaseosas de distintos tipos de centrales termoeléctricas*

Tipo de Central	Rend. (%)	Emisiones (g /kW·h)		
		NO _x	SO ₂	CO ₂
Carbón, lecho fluidizado	37	0,42	0,84	861
Carbón, gasificación y ciclo combinado	42	0,11	0,30	758
Gas natural, ciclo combinado	53	0,10	≅ 0	345

* Cifras representativas



Universidad Autónoma de Madrid

Ingeniería Ambiental

Ingeniería Técnica Industrial, especialidad Química Industrial

Separación de Partículas

Procedimientos de separación de partículas

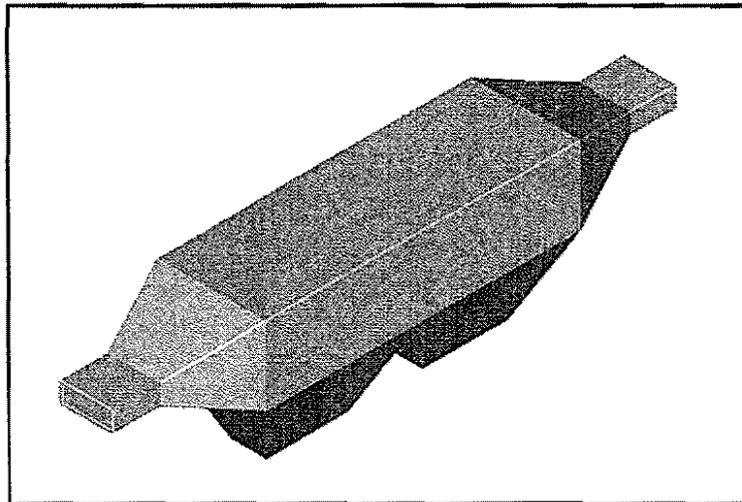
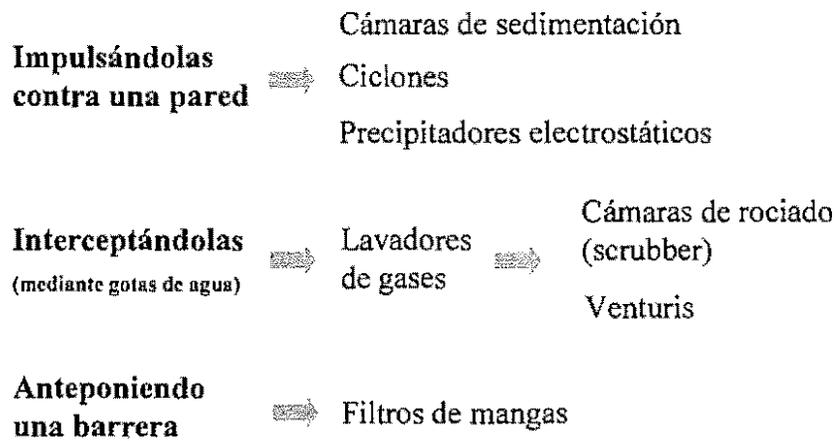


Figura 1.- Esquema de una cámara de sedimentación

Influencia de los porcentajes de S y H₂O sobre la resistividad del aire

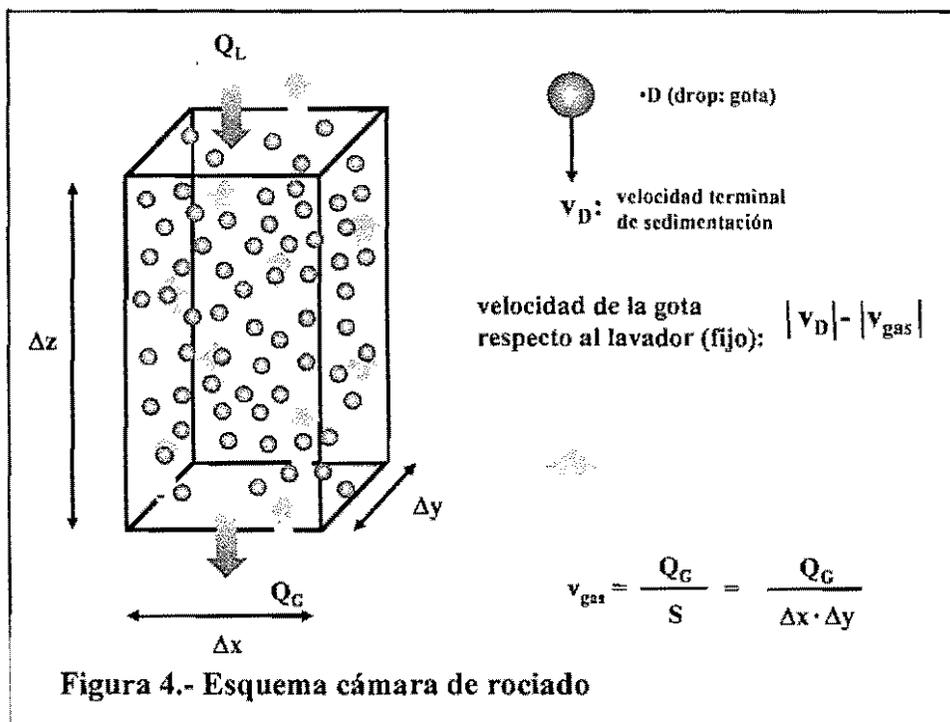
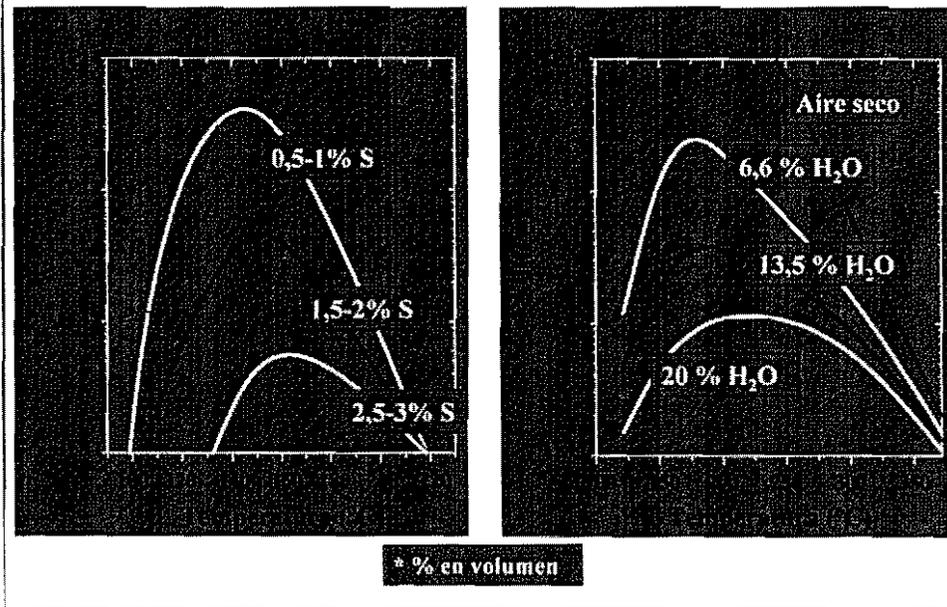


Figura 4.- Esquema cámara de rociado

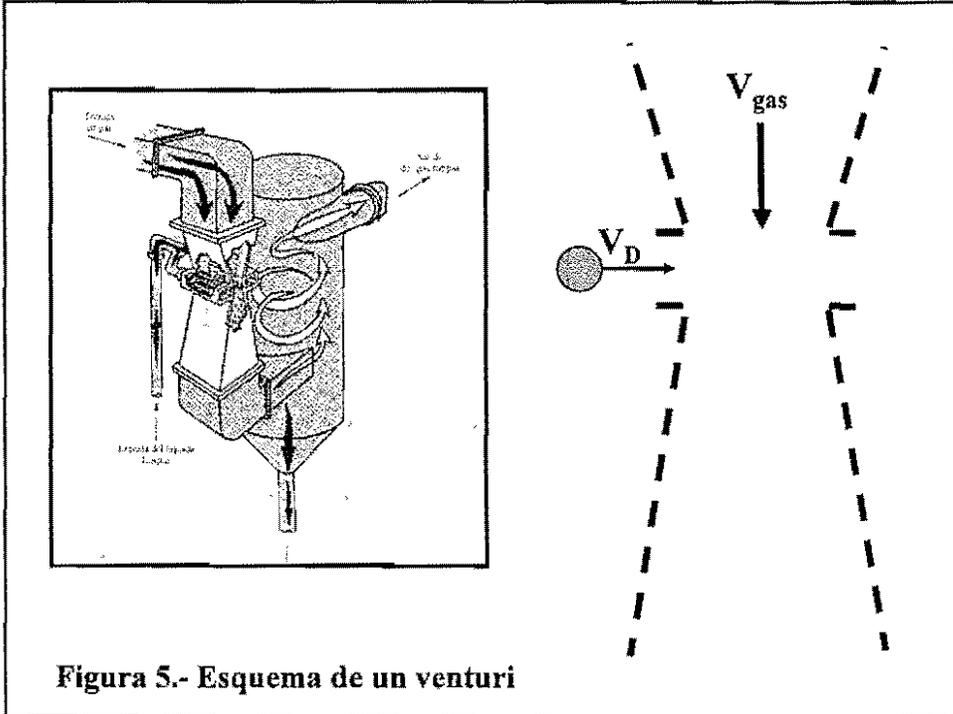
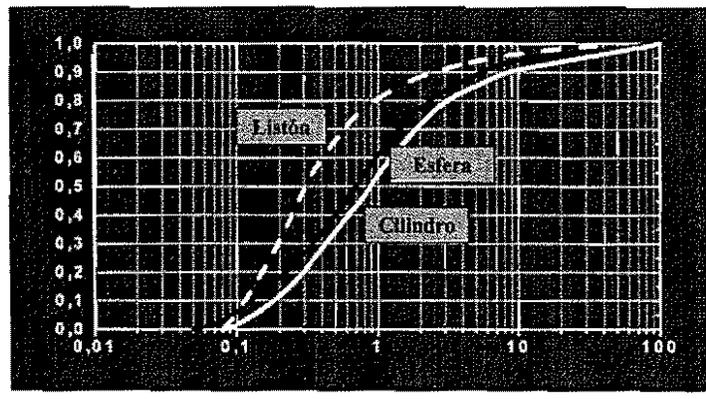


Figura 5.- Esquema de un venturi

η_i : eficacia individual de una gota

(representa la fracción de partículas que son capturadas por una gota)



N_s : número de separación: $\frac{\rho_D \cdot d_p^2 \cdot v}{18 \cdot \mu \cdot d_D}$

donde v : $v_D - v_{gas}$
(velocidad relativa de la gota respecto a la partícula)

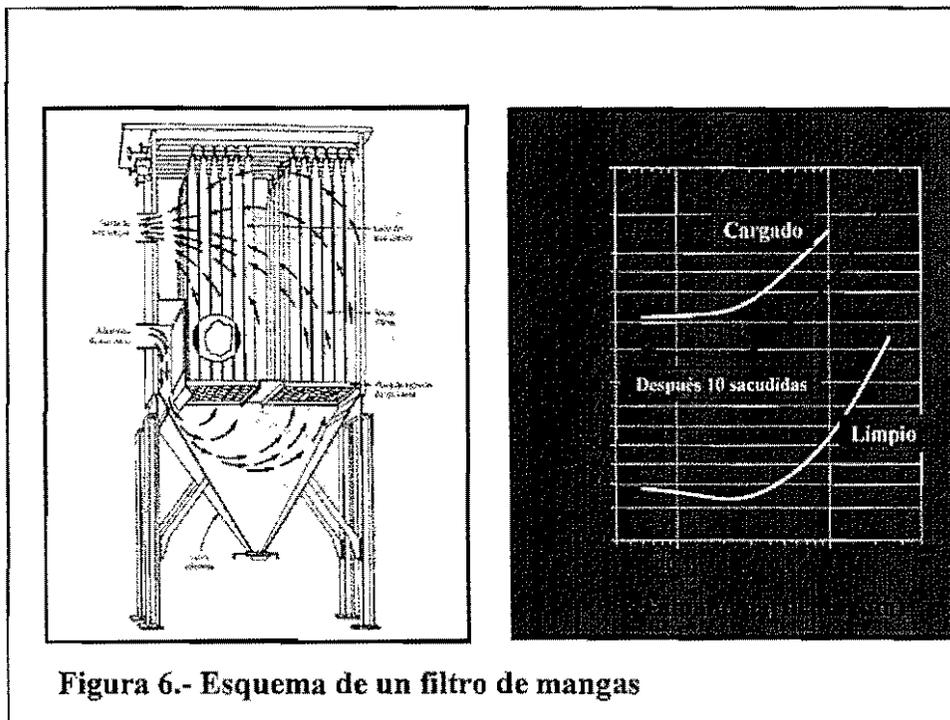


Figura 6.- Esquema de un filtro de mangas

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

5117 *REAL DECRETO 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.*

La Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, estableció en su artículo 3.1 que los titulares de focos emisores contaminantes a la atmósfera, cualquiera que fuese su naturaleza, están obligados a respetar los niveles de emisión que el Gobierno establezca previamente con carácter general.

La Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, establece en su artículo 7.2 que el Gobierno, sin perjuicio de las normas adicionales de protección que dicten las comunidades autónomas, podrá establecer valores límite de emisión para las sustancias contaminantes, en particular para las enumeradas en su anejo 3, y para las actividades industriales incluidas en su ámbito de aplicación.

El Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, estableció los niveles de emisión de contaminantes a la atmósfera de las principales actividades industriales potencialmente contaminadoras de la atmósfera.

El Decreto 833/1975, de 6 de febrero, ha sido modificado en varias ocasiones, entre ellas por medio del Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y por el Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y se fijan las condiciones para el control de los límites de emisión de SO₂ en la actividad del refino de petróleo.

El Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, incorporó al ordenamiento jurídico español la Directiva 88/609/CEE del Consejo, de 24 de noviembre de 1988, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

El Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, además de establecer unas determinadas condiciones para el control de los límites de emisión de SO₂ en la actividad del refino, modificó el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, al incorporar a la legislación española la Directiva 94/66/CE del Consejo, de 15 de diciembre de 1994, por la que se modifica la Directiva 88/609/CEE.

En el marco de la Estrategia comunitaria para combatir la acidificación, desarrollada según los objetivos sobre esta materia del V Programa de Acción Comunitaria en materia de Medio Ambiente de no superar unas cargas y niveles críticos de determinados agentes acidificantes, el Parlamento Europeo y el Consejo han adoptado, además de la Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre de 2001, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos, la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, que viene a derogar la Directiva 88/609/CEE del Consejo, de 24 de noviembre de 1988, integrando en un único texto esta directiva y los nuevos requisitos sobre grandes instalaciones de combustión.

En el ámbito de aplicación de la nueva Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 23 de octubre de 2001, se encuentran incluidas, con ciertas excepciones, las turbinas de gas, excluidas en la Directiva 88/609/CEE del Consejo, de 24 de noviembre de 1988, dado el aumento significativo del uso de gas natural para generar energía eléctrica, ya sea mediante ciclos combinados, en turbinas individuales o en sistemas de cogeneración, y, entre los combustibles, se incluye específicamente la biomasa, a la vista de un aumento importante de energía procedente de este combustible.

La Directiva 2001/80/CE establece valores límite de emisión de SO₂, NO_x y partículas para las nuevas grandes instalaciones de combustión, que se autoricen desde su aplicación, más estrictos que los actuales de la Directiva 88/609/CEE, en concordancia con una mayor reducción de emisiones, así como con lo que se establece la Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y control integrados de la contaminación, de tener en cuenta, además de otras consideraciones, las mejores técnicas disponibles en el establecimiento de los límites de emisión.

Por lo que respecta a las instalaciones existentes, que en la Directiva 88/609/CEE se consideran de forma global y que estableció para cada Estado miembro unos topes de emisión en unos determinados años, 1993, 1998 y 2003 para las emisiones de SO₂, y 1993 y 1998 para las emisiones de NO_x, que no debían sobrepasarse por la suma total de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes de aquellos, la Directiva 2001/80/CE las considera de forma diferente, a partir del 1 de enero de 2008.

A más tardar el 1 de enero de 2008, según la Directiva 2001/80/CE, a las grandes instalaciones de combustión existentes de cada Estado miembro, a criterio de éste, se le permiten dos opciones: o bien cumplir, cada una de ellas individualmente, con unos valores límite de emisión para SO₂, NO_x y partículas, que figuran en el apartado A de los anexos III a VII de la directiva, o que el Estado miembro establezca un plan nacional de reducción de emisiones para aquellas, con libertad de actuación para cada instalación individual, que consiga las mismas reducciones de emisiones que se obtendrían

mediante la opción anterior. En ambos casos, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones que se establecen en la directiva aquellas instalaciones existentes que se comprometan por escrito, ante la autoridad competente de cada Estado miembro, antes del 30 de junio de 2004, a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, como muy tarde, el 31 de diciembre de 2015.

España, mediante este real decreto, cuyo objeto, en su capítulo II y anexos, es incorporar al ordenamiento jurídico español la mencionada Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, opta por establecer un plan nacional de reducción de emisiones para las grandes instalaciones de combustión existentes, ya que permite una mayor flexibilidad en el tratamiento de dichas instalaciones. Al referirse este real decreto, en su capítulo II y anexos, a instalaciones de combustión de gran tamaño, mayores de 50 megavatios térmicos, va a incidir principal y directamente sobre las centrales de generación eléctrica, indirectamente sobre los combustibles que utilizan y, en menor medida, en otros sectores industriales, como las refinerías de petróleo.

Las refinerías de petróleo, por otra parte, desde la publicación del Decreto 833/1975, de 6 de febrero, que desarrolló la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, han aumentado su complejidad, al igual que las de los países de la Unión Europea, para adaptarse a las nuevas exigencias de productos refinados, por lo que las disposiciones del citado Decreto 833/1975, de 6 de febrero, en relación con aquellas, han quedado, en general, obsoletas, habiéndose modificado algunas de ellas mediante el citado Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre.

Por otra parte, dadas las características de los procesos e interconexiones entre las instalaciones de una refinería de petróleo, con posibilidad de intercambio de combustibles entre ellas, procede, del mismo modo como ya se hizo con el Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, sustituir la regulación general existente sobre las emisiones de SO₂ de las instalaciones de combustión por otra que las considere globalmente, modificando las disposiciones del Decreto 833/1975, de 6 de febrero, sobre instalaciones de combustión concretas y regulando las emisiones de SO₂ de otras instalaciones que no son de combustión, como la regeneración de catalizadores de las unidades de craqueo catalítico en lecho fluido (FCC) y las unidades de recuperación de azufre, estas, de la misma manera que ya lo hace el Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, en forma de rendimiento de aquellas.

Además, para su actualización y homogeneidad con el resto de valores límite de emisión, procede señalar que los niveles de concentraciones de emisiones, en forma volumétrica, a que se refiere el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, para las instalaciones de las refinerías de petróleo, han de considerarse de la misma forma que se establece en este real decreto en el apartado 3 de su artículo 3.

Tanto la incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva 2001/80/CE, que se efectúa en el capítulo II y anexos de este real decreto, como las nuevas disposiciones sobre emisiones en instalaciones de las refinerías de petróleo, que se realiza en su capítulo III, implican una modificación del Decreto 833/1975, de 6 de febrero.

En su virtud, a propuesta de los Ministros de Economía, de Medio Ambiente y de Ciencia y Tecnología, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de marzo de 2004,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y estructura.*

Este real decreto tiene por objeto regular, en su capítulo II y anexos, las emisiones a la atmósfera de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas procedentes de grandes instalaciones de combustión, así como, en su capítulo III, ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. El capítulo II se aplicará a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso).

El capítulo II sólo se aplicará a las instalaciones de combustión destinadas a la producción de energía a excepción de las que usen de manera directa los ductos de combustión en procedimientos de fabricación.

En particular, no se aplicará a las siguientes instalaciones de combustión:

- Las instalaciones en las cuales se utilicen los productos de combustión para el calentamiento directo, el secado o cualquier otro tratamiento de objetos o materiales, por ejemplo, hornos de recalentamiento u hornos para tratamiento térmico.
- Las instalaciones de poscombustión, es decir, cualquier dispositivo técnico destinado a depurar los gases residuales por combustión que no se explote como instalación de combustión autónoma.
- Los dispositivos de regeneración de los catalizadores de craqueo catalítico, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 16.
- Los dispositivos de conversión del sulfuro de hidrógeno en azufre.
- Los reactores utilizados en la industria química.
- Las baterías de hornos de coque.
- Los recuperadores de calor de hornos altos (cowpers).
- Cualquier dispositivo técnico utilizado en la propulsión de un vehículo, buque o aeronave.
- Turbinas de gas utilizadas en plataformas marinas.

Además, las instalaciones accionadas por motor diesel, de gasolina o de gas no estarán sujetas a las disposiciones del capítulo II.

2. El capítulo III se aplicará a ciertas instalaciones de las refinerías de petróleo reguladas por el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico.

CAPÍTULO II

Grandes instalaciones de combustión

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de este capítulo, se entiende por:

- Emisión: la expulsión a la atmósfera de sustancias procedentes de la instalación de combustión.
- Gases residuales: las expulsiones gaseosas que contengan emisiones sólidas, líquidas o gaseosas; su caudal volumétrico se expresará en metros cúbicos por

hora referidos a condiciones normalizadas de temperatura (0 °C) (273 K) y de presión (760 mm Hg) (101,3 kPa), previa corrección del contenido en vapor de agua, denominado en lo sucesivo «Nm³/h».

c) Valor límite de emisión: la cantidad admisible de una sustancia contenida en los gases residuales de la instalación de combustión que pueda ser expulsada a la atmósfera durante un período determinado; se determinará en masa por volumen de los gases residuales, expresado en mg/Nm³, entendiéndose el contenido en oxígeno por volumen en el gas residual del tres por ciento en el caso de combustibles líquidos y gaseosos, del seis por ciento en el caso de combustibles sólidos y del 15 por ciento en el caso de las turbinas de gas.

d) Índice de desulfuración: la proporción entre la cantidad de azufre que no se emita al aire en el entorno de la instalación de combustión, durante un período determinado, y la cantidad de azufre que contenga el combustible que se introduzca en las instalaciones de la planta de combustión y se utilice durante el mismo período de tiempo.

e) Titular: cualquier persona física o jurídica que explote la instalación de combustión o que ostente directamente, o por delegación, un poder económico determinante respecto a aquella.

f) Combustible: cualquier materia combustible sólida, líquida o gaseosa que alimente la instalación de combustión, excepto los residuos incluidos en el ámbito del Real Decreto 653/2003, de 30 de mayo, sobre incineración de residuos.

g) Instalación de combustión: cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido.

Cuando dos o más instalaciones independientes estén instaladas de manera que sus gases residuales se expulsen por una misma chimenea o, a juicio de la Administración competente y teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, puedan ser expulsados por una misma chimenea, la combinación resultante de tales instalaciones se considerará como una única unidad.

h) Caldera mixta: cualquier instalación de combustión que pueda alimentarse simultánea o alternativamente con dos o más tipos de combustible.

i) Nueva instalación: cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido a partir del 1 de julio de 1987.

j) Instalación existente: cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido antes del 1 de julio de 1987.

k) Biomasa: los productos compuestos total o parcialmente por una materia vegetal de origen agrícola o forestal, que puedan ser utilizados como combustible para valorizar su contenido energético, y los siguientes residuos utilizados como combustibles:

- 1.º Residuos vegetales de origen agrícola y forestal.
- 2.º Residuos vegetales procedentes de la industria de elaboración de alimentos, si se recupera el calor generado.
- 3.º Residuos vegetales fibrosos procedentes de la producción de pulpa virgen y de la producción de papel a partir de la pulpa, si se incineran en el lugar de producción y se recupera el calor generado.
- 4.º Residuos de corcho.
- 5.º Residuos de madera, con excepción de aquellos que puedan contener compuestos organohalogenados o metales pesados como consecuencia de algún tipo de tratamiento con sustancias protectoras de la madera o de revestimiento, lo que incluye, en particular, los residuos de madera procedentes de residuos de construcción y demolición.

l) Turbina de gas: cualquier máquina rotativa que convierta la energía térmica en trabajo mecánico, constituida, fundamentalmente, por un compresor, un dispositivo térmico en el que se oxida el combustible para calentar el fluido motor y una turbina.

m) Regiones ultraperiféricas: se consideran como tales, a los efectos del capítulo II, las islas Canarias.

Artículo 4. Programa de reducción de emisiones en instalaciones existentes.

1. En las instalaciones existentes, el órgano donde reside la competencia sustantiva para su autorización establecerá un programa tendente a la progresiva reducción de las emisiones anuales totales procedentes de aquellas. El programa se establecerá y aplicará teniendo como objetivo el respeto, mediante limitaciones adecuadas de las emisiones, al menos de los topes de emisión y los porcentajes globales de reducción de emisiones que figuran en los anexos I y II. Además de fijar un calendario, el programa incluirá los procedimientos de aplicación.

2. De acuerdo con el programa a que se refiere el apartado 1, se seguirán respetando los topes de emisión y los correspondientes porcentajes de reducción, fijados para el dióxido de azufre en el anexo I y en el anexo II para los óxidos de nitrógeno, en las fechas indicadas en dichos anexos, hasta haber dado cumplimiento a lo que se dispone en el artículo 5 para las instalaciones existentes.

3. Durante la ejecución del citado programa, la Administración competente determinará las emisiones anuales totales de las instalaciones existentes, de conformidad con lo dispuesto en el apartado C del anexo VIII.

4. Si un cambio sustancial e inesperado de la demanda de energía, o de la disponibilidad de determinados combustibles o de determinadas instalaciones generadoras, crease serias dificultades técnicas para la aplicación del programa elaborado con arreglo al apartado 1, el órgano donde resida la competencia sustantiva para la autorización de las instalaciones determinará las modificaciones de los topes de emisión y/o las fechas que figuran en los anexos I y II, que habrán de ser propuestas a la Comisión Europea.

Artículo 5. Valores límite de emisión y Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes.

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria cuarta, en la autorización sustantiva inicial de construcción de las nuevas instalaciones o, en su defecto, en la autorización sustantiva inicial de explotación de estas, cuya solicitud de autorización se presente antes de la fecha de entrada en vigor de este real decreto, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento, a más tardar, un año después de dicha fecha, se establecerán los valores límite de emisión que correspondan a sus emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, determinados de acuerdo con lo establecido en el apartado A de los anexos III a VII.

2. En la autorización sustantiva inicial de construcción de las nuevas instalaciones, distintas de las señaladas en el apartado 1, o, en su defecto, en la autorización sustantiva inicial de explotación de aquellas, se establecerán los valores límite de emisión que correspondan a sus emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, determinados de acuerdo con lo establecido en el apartado B de los anexos III a VII.

3. Para el conjunto nacional de las instalaciones existentes, sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley

16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, y de las disposiciones relativas a la calidad del aire ambiente, además de aplicar, cuando corresponda, los artículos 6, 7 y 8 de este real decreto, la Administración General del Estado, previa consulta a las comunidades autónomas, establecerá un Plan nacional de reducción de emisiones para las instalaciones, de modo tal que, a más tardar el 1 de enero de 2008, se consigan unas reducciones de las emisiones anuales totales de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y partículas de las instalaciones existentes, similares a las que se hubieran alcanzado aplicando los valores límite de emisión establecidos para las nuevas instalaciones contempladas en el apartado 1 de este artículo a las instalaciones existentes en funcionamiento en el año 2000, en función del tiempo de funcionamiento anual real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica, calculados sobre la base del promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el año 2000, inclusive. Dicho plan tendrá en cuenta, entre otros aspectos, el cumplimiento de los topes de emisión indicados en los anexos I y II.

El Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes tendrá como referencia la Recomendación 2003/47/CE de la Comisión, de 15 de enero de 2003.

El cierre de una instalación incluida en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes no supondrá un aumento de las emisiones anuales totales del resto de las instalaciones que aquel abarque.

4. Del conjunto total de instalaciones incluidas en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones fijados por este aquellas instalaciones para las que su titular se comprometa, mediante una declaración por escrito presentada ante la Administración competente y, en cualquier caso, ante el órgano de la Administración General del Estado que elabore el citado plan nacional, a más tardar el 30 de junio de 2004, a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015, debiendo presentar cada año a la Administración competente y, en cualquier caso, ante el órgano de la Administración General del Estado que elabore el plan nacional, un balance de las horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

5. Las instalaciones existentes, a que se refieren los apartados 3 y 4, no estarán sujetas a límites individuales de emisión para los contaminantes regulados en este real decreto que contradigan lo que se establezca en el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes elaborado por la Administración General del Estado. En cualquier caso, se precisará de un informe preceptivo y vinculante del órgano de la Administración General del Estado competente en la autorización de dichas instalaciones.

6. El órgano de la Administración General del Estado que elabore el Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes podrá establecer para las instalaciones incluidas en él las condiciones y requisitos precisos para su cumplimiento.

Artículo 6. Excepciones para valores límite de emisión de dióxido de azufre.

1. No obstante lo dispuesto en el anexo III, las instalaciones de una potencia térmica nominal igual o superior a 400 MW, que no se utilicen durante más del siguiente número de horas al año (media móvil calculada

en un periodo de cinco años), estarán sometidas a un valor límite de emisiones de dióxido de azufre de 800 mg/Nm³:

- a) 2.000 horas hasta el 31 de diciembre de 2015.
- b) 1.500 horas a partir del 1 de enero de 2016.

2. Esta disposición no se aplicará a las nuevas instalaciones a las que se conceda autorización de conformidad con el artículo 5.2

Artículo 7. Procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de reducción.

1. Las autorizaciones a que hacen referencia los apartados 1 y 2 del artículo 5 incluirán una disposición sobre los procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de reducción. En caso de avería, la Administración competente solicitará al titular, en particular, que reduzca o interrumpa la explotación si no se consigue restablecer el funcionamiento normal en un plazo de 24 horas, o que explote la instalación con combustibles poco contaminantes. En cualquier caso, dicha circunstancia se notificará a la Administración competente en un plazo de 48 horas. En ningún caso el tiempo acumulado de explotación de la instalación sin su equipo de reducción de emisiones deberá ser superior a 120 horas en un periodo de 12 meses.

La Administración competente podrá permitir excepciones a los antedichos límites de 24 horas y 120 horas en los casos en que, a su juicio:

- a) Exista necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, o
- b) La instalación en la que se produjo la avería sería sustituida por un plazo limitado por otra que generaría un aumento global de las emisiones.

2. La Administración competente podrá permitir la suspensión, por un máximo de seis meses, de la obligación de cumplir con los valores límite de emisión fijados en el artículo 5 para el dióxido de azufre en instalaciones que, a dicho fin, utilicen habitualmente combustible de bajo contenido de azufre, cuando el titular no esté en condiciones de respetar dichos valores límite en razón de una interrupción en el abastecimiento de tal combustible como consecuencia de una situación de grave penuria. En dichos casos, la Administración competente informará inmediatamente a la Comisión Europea, y nunca en un plazo superior a un mes, y de conformidad con el artículo 10 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. La Administración competente podrá autorizar una excepción de la obligación de respetar los valores límite de emisión previstos en el artículo 5 en los casos en que una instalación que utiliza habitualmente sólo un combustible gaseoso y que, de otra forma, debería estar dotado de un equipo de purificación de los gases residuales, tenga que recurrir excepcionalmente, y durante un periodo no superior a 10 días, salvo en caso de necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, al uso de otros combustibles a causa de una súbita interrupción en el aprovisionamiento de gas. La Administración competente será informada inmediatamente de cada caso concreto que se plantee. Asimismo, de los casos a que se refiere este apartado, la Administración competente informará inmediatamente a la Comisión Europea, y nunca en un plazo superior a un mes, de conformidad con el artículo 10 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Artículo 8. *Instalaciones equipadas con caldera mixta.*

1. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización simultánea de dos o más combustibles, la autorización contemplada en los apartados 1 ó 2 del artículo 5 y en el caso de las instalaciones previstas en el apartado 3 del artículo 5 o el artículo 10, establecerá los valores límite de emisión que se determinarán de la manera siguiente:

a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde a la potencia térmica nominal de la instalación, tal y como se indica en los anexos III a VII.

b) En segundo lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límite de emisión individuales citados anteriormente por la potencia térmica suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles.

c) En tercer lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

2. En las calderas mixtas que utilicen los residuos de destilación y de conversión del refino de petróleo crudo, solos o con otros combustibles, para su propio consumo, serán de aplicación las disposiciones relativas al combustible que tenga el valor límite de emisión más elevado (combustible determinante), no obstante lo dispuesto en el apartado 1, si durante el funcionamiento de la instalación la proporción en la que contribuyese dicho combustible a la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles fuese, al menos, del 50 por ciento.

Si la proporción de combustible determinante fuese inferior al 50 por ciento, el valor límite de emisión se determinará de manera proporcional a la potencia térmica suministrada por cada uno de los combustibles, en relación con la suma de potencia térmica suministrada por todos los combustibles, de la manera siguiente:

a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponda a la potencia térmica nominal de la instalación, como se indica en los anexos III a VII.

b) En segundo lugar, calculando el valor límite de emisión del combustible determinante (el combustible de mayor valor límite de emisión, de conformidad con los anexos III a VII, o, en el caso de dos combustibles del mismo valor límite de emisión, el que proporcione la mayor cantidad de energía); se obtendrá dicho valor multiplicando por dos el valor límite de emisión contemplado en los anexos III a VII para dicho combustible y sustrayendo del resultado el valor límite de emisión relativo al combustible con menor valor límite de emisión.

c) En tercer lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando el valor límite de emisión calculado del combustible determinante por la cantidad de energía proporcionada por el combustible determinante y multiplicando cada uno de los demás valores límite de emisión por la cantidad de energía proporcionada por cada combustible, y dividiendo cada resultado por la suma de la energía térmica suministrada por todos los combustibles.

d) En cuarto lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

3. De manera alternativa al apartado 2, con independencia de la combinación de combustibles utilizada, podrán aplicarse los valores límite de emisión medios siguientes para el dióxido de azufre:

a) 1.000 mg/Nm³, para las instalaciones a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, como valor

medio de las emisiones de todas las instalaciones de ese tipo dentro de la refinería.

b) 600 mg/Nm³, para las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5, como valor medio de las emisiones de todas las instalaciones de ese tipo dentro de la refinería, con excepción de las turbinas de gas.

La Administración competente garantizará que la aplicación de esta disposición no ocasione un aumento de las emisiones procedentes de instalaciones existentes.

4. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización alternativa de dos o más combustibles, la autorización contemplada en los apartados 1 ó 2 del artículo 5 y en el caso de las instalaciones previstas en el apartado 3 del artículo 5 o el artículo 10, establecerá los valores límite de emisión para los que serán de aplicación los valores límite de emisión fijados en los anexos III a VII correspondientes a cada combustible empleado.

Artículo 9. *Expulsión de gases residuales por chimenea.*

1. La expulsión de gases residuales de las instalaciones de combustión deberá realizarse de forma controlada por medio de chimenea o infraestructura similar adecuada.

2. Las autorizaciones previstas en los apartados 1 y 2 del artículo 5 y las autorizaciones de las instalaciones de combustión amparadas por el artículo 10 establecerán las condiciones de expulsión de dichos gases. En particular, la Administración competente se encargará de que la altura de la chimenea se calcule de forma que se salvaguarde la salud humana y el medio ambiente.

Artículo 10. *Valores límite de emisión en caso de modificaciones de las instalaciones de combustión.*

1. Cuando la potencia térmica de una instalación de combustión se aumente al menos 50 MW, los valores límite de emisión fijados en el apartado B de los anexos III a VII serán aplicables a la nueva parte de la instalación y se determinarán en función de la potencia térmica del conjunto de la instalación. Esta disposición no se aplicará en los casos previstos en los apartados 2 y 3 del artículo 8.

2. Cuando el titular de una instalación de combustión, en relación con la contaminación atmosférica, tenga intención de efectuar una modificación de las mencionadas en el artículo 3.e) y en el artículo 10.2 de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, serán aplicables los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas fijados en el apartado B de los anexos III a VII.

Artículo 11. *Instalaciones cuyas emisiones puedan afectar a otro Estado miembro.*

En caso de que se construyan instalaciones de combustión cuyas emisiones puedan afectar de forma importante al medio ambiente de otro Estado miembro, el Gobierno proporcionará toda la información adecuada y auspiciará todas las consultas necesarias, de conformidad con el artículo 6 del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

Artículo 12. *Medición y evaluación de las emisiones.*

La medición y evaluación de las emisiones de las instalaciones de combustión reguladas en el capítulo II, así como de cualquier otro valor requerido para su aplicación, se efectuarán de conformidad con el apartado A del anexo VIII.

Artículo 13. Información que debe suministrarse a la Administración.

Con la periodicidad que determine la Administración competente, y como mínimo una vez al año, el titular de las instalaciones reguladas por el capítulo II informará, de acuerdo con lo establecido en el anexo VIII, de los resultados de las mediciones continuas, de los resultados del control de los aparatos de medición y de las mediciones individuales, así como de cualquier otra operación de medición efectuada con vistas a la evaluación del cumplimiento de lo establecido en el capítulo II.

Artículo 14. Valoración de los resultados de las mediciones de las emisiones.

1. En el caso de mediciones continuas, se considerará que se respetan los valores límite de emisión fijados en el apartado A de los anexos III a VII si la valoración de los resultados indicase, para las horas de explotación de un año natural, que:

- a) Ningún valor medio mensual supera los valores límite de emisión, y
- b) En el caso de:

1.º Dióxido de azufre y partículas: un 97 por ciento de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110 por cien de los valores límite de emisión.

2.º Óxidos de nitrógeno: un 95 por cien de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110 por cien de los valores límite de emisión.

No se tomarán en consideración los periodos indicados en el artículo 7, ni los periodos de arranque y de parada.

2. En los casos mencionados en la disposición transitoria segunda y en el anexo III, se considerará que se han cumplido los índices de desulfuración cuando la evaluación de las mediciones efectuadas con arreglo al apartado A.3 del anexo VIII indique que la totalidad de los valores medios, por meses naturales, o la totalidad de los valores medios, por meses móviles, alcancen los índices requeridos de desulfuración.

No se tomarán en consideración los periodos contemplados en el artículo 7, ni los periodos de arranque y de parada.

3. En el caso de nuevas instalaciones para las que se conceda autorización de conformidad con el apartado 2 del artículo 5, se considerará que se han respetado, para las horas de funcionamiento dentro de un año natural, los valores límite de emisión si:

- a) Ningún valor medio diario validado supera las cifras correspondientes del apartado B de los anexos III a VII, y
- b) El 95 por cien de todos los valores medios horarios validados del año no supera el 200 por cien de las cifras correspondientes del apartado B de los anexos III a VII.

Las definiciones de «valor medio validado» se determinan en el apartado A.6 del anexo VIII.

No se tomarán en consideración los periodos indicados en el artículo 7, ni los periodos de arranque y de parada.

4. En los casos en que sólo se exijan mediciones discontinuas u otros procedimientos de determinación apropiados, se considerará que se respetan los valores límite de emisión si los resultados de cada una de las campañas de medición, o de aquellos otros procedimientos definidos y determinados con arreglo a las modalidades establecidas por la Administración competente, no sobrepasan los valores límite de emisión fijados en el apartado correspondiente de los anexos III a VII.

Artículo 15. Información a la Comisión Europea.

1. En los supuestos previstos en el artículo 6, las disposiciones contempladas en las notas del anexo III o en las notas de pie de página del apartado A del anexo VI, la Administración competente remitirá un informe anual a la Comisión Europea, de conformidad con el artículo 10 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. Igualmente, de acuerdo con el citado cauce legal, la Administración competente informará a la Comisión Europea de la adopción del programa a que se refiere el apartado 1 del artículo 4, del resultado de su aplicación transcurrido un año de la conclusión de las distintas fases de reducción de emisiones de las instalaciones existentes y de su desarrollo en cada fase.

CAPÍTULO III

Refinerías de petróleo

Artículo 16. Emisiones de dióxido de azufre de la regeneración de catalizadores de las unidades de craqueo catalítico en lecho fluido.

Sin perjuicio de lo establecido en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, a partir de la entrada en vigor de este real decreto las emisiones de SO₂ procedentes de la regeneración de catalizadores de las unidades de craqueo catalítico en lecho fluido (FCC) serán iguales o inferiores a 3.000 mg/Nm³, y estarán sometidas a los requisitos del artículo 14, 1, 2 y 4 de este real decreto.

Artículo 17. Niveles de emisión.

1. A partir de la entrada en vigor de este real decreto, los niveles de emisión de SO₂ y partículas en forma volumétrica a que se refiere el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, y que sean aplicables a las instalaciones de las refinerías de petróleo se considerarán con arreglo a lo prevenido por el artículo 3.c) de este real decreto.

2. Asimismo, desde la entrada en vigor de este real decreto, los niveles de emisión a que se refiere el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, y que sean aplicables a las refinerías de petróleo, no tendrán en consideración los periodos transitorios de arranque, parada y soplado.

Artículo 18. Rendimiento de las nuevas plantas de recuperación de azufre.

Sin perjuicio de lo establecido en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, el rendimiento de las nuevas plantas de recuperación de azufre, en condiciones óptimas de funcionamiento, que se instalen en las refinerías de petróleo a partir de la entrada en vigor de este real decreto, no deberá ser inferior a:

- a) 96,5 por ciento, si la capacidad es inferior o igual a 20 t/día.
- b) 97,5 por ciento, si la capacidad es superior a 20 t/día e inferior a 50 t/día.
- c) 98,5 por ciento, si la capacidad es igual o superior a 50 t/día.

CAPÍTULO IV

Disciplina ambiental

Artículo 19. Régimen sancionador.

El incumplimiento de lo regulado en este real decreto estará sometido a los regímenes sancionadores estable-

cidos en la legislación aplicable y, en cualquier caso, a lo previsto en la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, y en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Disposición transitoria primera. Emisiones de centrales térmicas de carbón o de fuel-oil existentes.

1. Sin perjuicio de lo establecido en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, los grupos de las centrales térmicas de carbón o de fuel-oil que, a los efectos del capítulo II, sean grandes instalaciones de combustión existentes, continuarán cumpliendo con los niveles de emisión específicos de SO₂ y de partículas que tienen actualmente vigentes, en aplicación del Decreto 833/1975, de 6 de febrero, a las categorías de instalaciones existentes o nuevas del anexo IV de este, o por estar específicamente fijados en sus correspondientes resoluciones de autorización de la Dirección General de la Energía, referidas a las condiciones de los gases residuales que figuran en los párrafos b) y c) del artículo 3 de este real decreto.

2. Cuando en las centrales mencionadas en el apartado anterior, y que sean anteriores al Decreto 833/1975, de 6 de febrero, haya grupos de carbón, cuya autorización no contenga niveles específicos para las emisiones de SO₂ y de partículas, estas emisiones cumplirán los mismos valores que se recojan en la autorización de los grupos posteriores de la misma central, que también sean grandes instalaciones de combustión existentes a los efectos del capítulo II.

3. Tanto en las centrales de carbón como en las de fuel-oil, cuando la expulsión de varios grupos que sean grandes instalaciones de combustión se realicen por una chimenea única, los niveles de emisión se referirán al flujo resultante.

4. Los niveles de emisión de SO₂ y de partículas que deben cumplir las grandes instalaciones de combustión existentes a que se refiere esta disposición transitoria, tanto en centrales de carbón como de fuel-oil, estarán sujetos, en el caso de mediciones continuas, a los requisitos que se recogen en los apartados 1 y 2 del artículo 14.

5. Cuando sólo se exijan mediciones discontinuas u otros procedimientos de determinación apropiados, ningún valor de las concentraciones medias trimestrales, entendidas como media ponderada con los caudales, de las concentraciones mensuales, superará el nivel de emisión establecido.

Disposición transitoria segunda. Requisitos aplicables a las nuevas centrales eléctricas con potencia térmica nominal igual o superior a 500 MW, que utilicen combustibles sólidos, autorizadas antes del 31 de diciembre de 1999 y que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2005.

No obstante lo dispuesto en el anexo III, las nuevas centrales eléctricas de una potencia térmica nominal igual o superior a 500 MW que utilicen combustibles sólidos nacionales o de importación, autorizadas por la Administración competente hasta el 31 de diciembre de 1999 y que entren en operación antes del final del año 2005, estarán sometidas a los requisitos siguientes:

a) En el caso de combustibles sólidos de importación, el valor límite de emisión de dióxido de azufre será de 800 mg/Nm³.

b) En el caso de los combustibles sólidos nacionales, el índice de desulfuración será, al menos, del 60 por ciento.

Siempre que la capacidad autorizada total de las instalaciones a las que se aplique esta disposición transitoria no exceda de:

1.º 2.000 MW eléctricos para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos nacionales.

2.º Para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos de importación, o bien 7.500 MW eléctricos, o bien el 50 por ciento del conjunto de la nueva capacidad de todas las instalaciones que utilicen combustibles sólidos autorizadas hasta el 31 de diciembre de 1999, teniendo en consideración el más bajo de estos dos valores.

Disposición transitoria tercera. Exclusión de la aplicación del capítulo II a las turbinas de gas autorizadas antes de la entrada en vigor de este real decreto.

El capítulo II no será de aplicación a las turbinas de gas autorizadas antes de la entrada en vigor de este real decreto o a las que hayan sido objeto de una solicitud de autorización antes de la entrada en vigor de este real decreto, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar un año después de dicha entrada en vigor, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 7.1 y en los apartados A y B del anexo VIII.

Disposición transitoria cuarta. Disposiciones en relación con nuevas instalaciones autorizadas antes de la entrada en vigor de este real decreto.

En el caso de instalaciones nuevas autorizadas antes de la entrada en vigor de este real decreto, tal como se contempla en el apartado 1 del artículo 5, el artículo 4, el apartado 2 del artículo 5, el artículo 6, el apartado 3 del artículo 15, los anexos III, VI y VIII y el apartado A.2 del anexo IX del Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, seguirán en vigor hasta el 1 de enero de 2008.

Disposición transitoria quinta. Procedimientos para la medición y evaluación de las emisiones de las instalaciones de combustión.

Para las instalaciones existentes y para las nuevas instalaciones a las que se conceda autorización de conformidad con el apartado 1 del artículo 5, lo dispuesto en el apartado A.2 del anexo VIII será de aplicación a partir del 27 de noviembre de 2004.

Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

Sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones transitorias, el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, quedará derogado a partir de la entrada en vigor de este real decreto.

Disposición final primera. Modificación del Decreto 833/1975, de 6 de febrero.

A partir de la entrada en vigor de este real decreto, el apartado 7, Refinerías de petróleo, en lo referente a emisión de SO₂, del anexo IV del Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, será de aplicación únicamente a «otras instalaciones», quedando su nueva redacción modificada de la siguiente forma:

«Emisión SO ₂ »	mg/Nm ³		
	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Previsión 1980
Otras Instalaciones (nota 1)	3.400	3.400	2.500

Nota 1: excluidas las instalaciones de regeneración de catalizadores de las unidades de craqueo catalítico y las plantas de recuperación de azufre.»

Disposición final segunda. *Fundamento constitucional.*

Este real decreto tiene carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.23.ª y 25.ª de la Constitución.

Disposición final tercera. *Habilitación de desarrollo.*

1. Se autoriza a los Ministros de Economía, de Medio Ambiente y de Ciencia y Tecnología, en el ámbito de sus respectivas competencias, para dictar las disposiciones necesarias para la ejecución y desarrollo de este real decreto.

2. En particular, los Ministros de Economía y de Medio Ambiente, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrán establecer, para que de las mediciones de las emisiones se obtengan resultados homogéneos y comparables, los procedimientos y requisitos para la medición y evaluación de las emisiones procedentes de las instalaciones a que se refiere el capítulo II.

3. Asimismo, los Ministros de Medio Ambiente y de Economía, para dar cumplimiento a sus necesidades de información, en particular a los compromisos de remisión de información a la Comisión Europea, en el ámbito de sus respectivas competencias y sin perjuicio de las competencias asignadas a otros organismos, podrán adoptar las disposiciones necesarias en relación con la información que deban transmitirles los titulares de las instalaciones a que se refiere el capítulo II.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a 12 de marzo de 2004.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Segundo del Gobierno
y Ministro de la Presidencia,
JAVIER ARENAS BOCANEGRA

ANEXO I

Topes y objetivos de reducción de emisiones de SO₂ para las instalaciones existentes (1) (2)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Topes de emisión (kilotoneladas/año)			% de reducción sobre las emisiones de 1980			% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980		
	Fase 1 1993	Fase 2 1998	Fase 3 2003	Fase 1 1993	Fase 2 1998	Fase 3 2003	Fase 1 1993	Fase 2 1998	Fase 3 2003
Emisiones de SO ₂ de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)									
2.290	2.290	1.730	1.440	0	-24	-37	-21	-40	-50

(1) Pueden producirse emisiones adicionales a causa de la capacidad autorizada a partir del 1 de julio de 1987.

(2) Las emisiones procedentes de instalaciones de combustión autorizadas antes del 1 de julio de 1987 pero que no estén aún en funcionamiento antes de dicha fecha y que no hayan sido tenidas en cuenta para establecer los techos de emisión fijados en este anexo deberán ajustarse a los requisitos establecidos por este real decreto para nuevas instalaciones o ser tenidas en cuenta en el marco de las emisiones globales procedentes de instalaciones ya existentes, que no deben superar los techos fijados en este anexo.

ANEXO II

Topes y objetivos de reducción de emisiones de NO_x para las instalaciones existentes (1) (2)

0	1	2	3	4	5	6
	Topes de emisión (kilotoneladas/año)		% de reducción sobre las emisiones de 1980		% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980	
	Fase 1 1993	Fase 2 1998	Fase 1 1993	Fase 2 1998	Fase 1 1993	Fase 2 1998
Emisiones de NO _x (como NO ₂) de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)						
366	368	277	+1	-24	-20	-40

(1) Pueden producirse emisiones adicionales a causa de la capacidad autorizada a partir del 1 de julio de 1987.

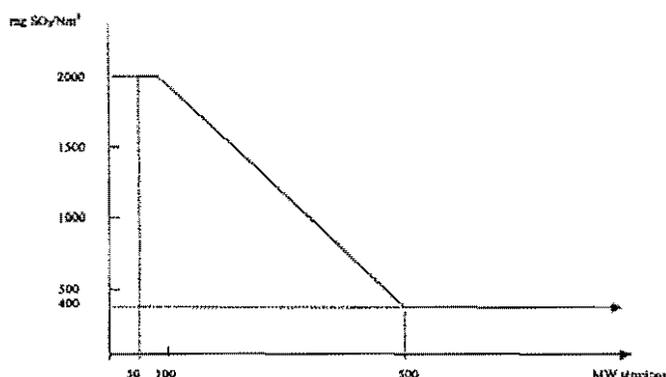
(2) Las emisiones procedentes de instalaciones de combustión autorizadas antes del 1 de julio de 1987 pero que no estén aún en funcionamiento antes de dicha fecha y que no hayan sido tenidas en cuenta para establecer los techos de emisión fijados en este anexo deberán ajustarse a los requisitos establecidos por este real decreto para las nuevas instalaciones o ser tenidas en cuenta en el marco de las emisiones globales procedentes de instalaciones ya existentes, que no deben superar los techos fijados en este anexo.

ANEXO III

Valores límite de emisión de dióxido de azufre (SO₂)

Combustibles sólidos

A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, respectivamente:



Nota: cuando los valores límite de emisión indicados en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, deberá alcanzarse un porcentaje de desulfuración de como mínimo el 60% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 100 MW, el 75% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 100 MW e inferior o igual a 300 MW, y el 90% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MW. En el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 500 MW, será de aplicación un porcentaje de desulfuración de como mínimo el 94% o de como mínimo el 92% cuando se haya celebrado un contrato para la instalación de equipo de desulfuración de gases de combustión o de inyección de cal y los trabajos hayan comenzado en esa instalación antes del 1 de enero de 2001.

B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5, con excepción de las turbinas de gas:

Tipo de combustible	50 a 100 MW térmicos	100 a 300 MW térmicos	> 300 MW térmicos
Biomasa	200	200	200
Caso general ..	850	200(1)	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán 850 a 200 mg/Nm³ (disminución lineal).

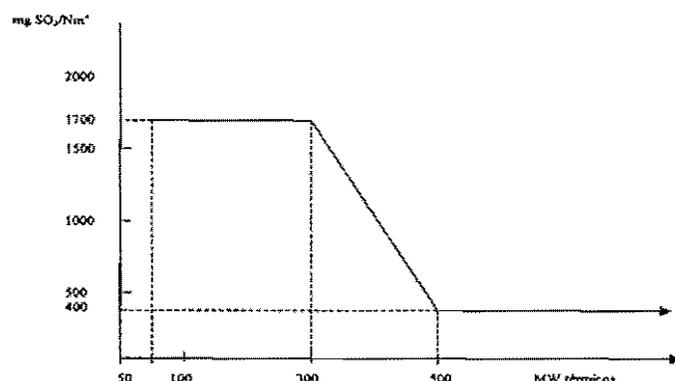
Nota: Cuando los valores límite de emisión indicados en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, las instalaciones deberán alcanzar un nivel de emisión de 300 mg/Nm³ SO₂ o un porcentaje de desulfuración de como mínimo el 92% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 300 MW y en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MW un porcentaje de desulfuración de como mínimo el 95% y un valor límite máximo de emisión admisible de 400 mg/Nm³.

ANEXO IV

Valores límite de emisión de SO₂

Combustibles líquidos

A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 3%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, respectivamente:



B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido O₂ del 3%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5, con excepción de las turbinas de gas:

50 a 100 MW térmicos	100 a 300 MW térmicos	> 300 MW térmicos
850	400 a 200 (disminución lineal)(1)	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán 850 a 200 mg/Nm³ (disminución lineal).

ANEXO V

Valores límite de emisión de SO₂

Combustibles gaseosos

A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 3%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, respectivamente:

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm ³)
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería, gas de hornos de coque, gas de altos hornos ..	800
Gas procedente de la gasificación del carbón ..	(1)

(1) Los valores límite de emisión aplicables a dicho gas se fijarán en el futuro.

B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido O₂ del 3%) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5:

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm ³)
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de hornos de coque	400
Gases de bajo valor calorífico procedentes de altos hornos	200

ANEXO VI

Valores límite de emisión de NO_x (medidos en NO₂)

A. Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6% para los combustibles sólidos y del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, respectivamente:

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (1) (mg/Nm ³)
Sólido (2) (3):	
50 a 500 MW térmicos	600
>500 MW térmicos	500
A partir del 1 de enero de 2016:	
50 a 500 MW térmicos	600
>500 MW térmicos	200
Líquido:	
50 a 500 MW térmicos	450
>500 MW térmicos	400
Gaseoso:	
50 a 500 MW térmicos	300
>500 MW térmicos	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán los siguientes valores:

Sólido en general: 650.
Sólido con <10% de componentes volátiles: 1.300.
Líquido: 450.
Gaseoso: 350.

(2) Hasta el 31 de diciembre de 2015 las instalaciones de una potencia térmica nominal superior a 500 MW, que a partir de 2008 no rebasen más de 2.000 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años), deberán, en el caso de las instalaciones existentes sometidas al Plan nacional de reducción de emisiones, de conformidad con el artículo 5.3, evaluar la contribución de las emisiones de óxidos de nitrógeno (medidas en NO₂) de cada una de ellas al Plan nacional sobre la base de un valor límite de 600 mg/Nm³.

A partir del 1 de enero de 2016 las instalaciones que no rebasen más de 1.500 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años) estarán sometidas a un valor límite de emisiones de óxido de nitrógeno (medidas en NO₂) de 450 mg/Nm³.

(3) Hasta el 1 de enero de 2018 en el caso de las instalaciones que durante el período de 12 meses anterior al 1 de enero de 2001 utilizaban, y siguen utilizando, combustible sólido cuyos compuestos volátiles eran inferiores al 10%, se aplicarán 1.200 mg/Nm³.

B. Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm³ que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5, con excepción de las turbinas de gas:

Combustibles sólidos (contenido de O₂ del 6%):

Tipo de combustible	50 a 100 MW térmicos	100 a 300 MW térmicos	> 300 MW térmicos
Biomasa	400	300	200
Caso general ..	400	200(1)	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicará 300 mg/Nm³.

Combustibles líquidos (contenido de O₂ del 3%):

50 a 100 MW térmicos	100 a 300 MW térmicos	> 300 MW térmicos
400	200(1)	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicará 300 mg/Nm³.

Combustibles gaseosos (contenido de O₂ del 3%):

	50 a 300 MW térmicos	> 300 MW térmicos
Gas natural (1)	150	100
Otros gases	200	200

(1) Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicará 300 mg/Nm³.

Turbinas de gas:

Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 15%) que deberá aplicar una unidad individual de turbina de gas de conformidad con el apartado 2 del artículo 5 (los valores límite se aplican únicamente por encima de una carga del 70%):

	>50 MW térmicos (potencia térmica en condiciones ISO)
Gas natural (1)	50 (2)
Combustibles líquidos (3)	120
Combustibles gaseosos (distintos del gas natural)	120

Están excluidas de estos valores límite las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales. El titular de dichas instalaciones presentará cada año a las autoridades competentes un registro de dicho tiempo utilizado.

ANEXO VII

Valores límite de emisión de partículas

A. Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6% para los combustibles sólidos y del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 5, respectivamente:

(1) El gas natural es metano natural que no tenga más del 20% (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

(2) 75 mg/Nm³ en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base:

Turbinas de gas utilizadas en un sistema que combina calor y electricidad que tengan un rendimiento global superior al 75%

Turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual sea superior al 55%.

Turbinas de gas para unidades motrices mecánicas.

Para las turbinas de gas de ciclo único que no entran en ninguna de las categorías anteriores, pero que tengan un rendimiento superior al 35% —determinado en condiciones ISO para carga base— el valor límite de emisión será de 50*η/35, siendo η el rendimiento de la turbina de gas expresado en porcentaje (y determinado en condiciones ISO para carga base).

(3) Este valor límite de emisión se aplica únicamente a las turbinas de gas que consumen destilados ligeros y medios.

001117

Tipo de combustible	Potencia térmica nominal (MW)	Valores límite de emisión (mg/Nm ³)
Sólido	≥ 500 < 500	50 ⁽²⁾ 100
Líquido ⁽¹⁾ ...	Todas las instalaciones.	50
Gaseoso	Todas las instalaciones.	5 como norma general, pero 10 para gas de altos hornos 50 para gases producidos por la industria siderúrgica que pueden tener otros usos.

(1) Se podrá aplicar un valor límite de emisión de 100 mg/Nm³ a las instalaciones con una potencia térmica nominal de menos de 500 MW que quemen combustible líquido con un contenido de cenizas de más del 0,06%.

(2) Se podrá aplicar un valor límite de emisión de 100 mg/Nm³ a las instalaciones autorizadas de conformidad con el apartado 3 del artículo 5 con una potencia térmica nominal igual o superior a 500 MW que quemen combustible sólido con un contenido calorífico inferior a 5.800 kJ/kg (poder calorífico inferior), un contenido de humedad superior al 45% del peso, un contenido combinado de humedad y cenizas superior al 60% del peso y un contenido de óxido de calcio superior al 10%.

B. Valores límites de emisión de partículas expresados en mg/Nm³ que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 5, con excepción de las turbinas de gas:

Combustibles sólidos (contenido de O₂ del 6%):

50 a 100 MW térmicos	> 100 MW térmicos
50	30

Combustibles líquidos (contenido de O₂ del 3%):

50 a 100 MW térmicos	> 100 MW térmicos
50	30

Combustibles gaseosos (contenido de O₂ del 3%):

Como norma	5
Para gases de altos hornos	10
Para gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	30

ANEXO VIII

Método de medición de las emisiones de las instalaciones a las que se les aplique el capítulo II

A) Procedimientos para la medición y evaluación de las emisiones de las instalaciones de combustión.

1. Hasta el 27 de noviembre de 2004.

a) Las concentraciones de SO₂, partículas y NO_x se medirán de forma continua en el caso de instalaciones

nuevas cuya autorización se conceda de conformidad con el apartado 1 del artículo 5, con una potencia térmica nominal superior a los 300 MW. No obstante, el control del SO₂ y de las partículas podrá limitarse a mediciones discontinuas o a otros procedimientos de medición apropiados en los casos en que dichas mediciones o procedimientos puedan utilizarse para determinar la concentración. Dichas mediciones o procedimientos han de ser verificados y aprobados por la Administración competente.

b) En el caso de instalaciones nuevas cuya autorización se conceda de conformidad con el apartado 1 del artículo 5, no sujetas a lo dispuesto en el párrafo primero, la Administración competente podrá exigir que se efectúen mediciones continuas de esos tres agentes contaminantes en los casos que considere necesarios. Cuando no sean obligatorias dichas mediciones continuas, se recurrirá de forma regular a mediciones discontinuas o a procedimientos de medición adecuados con la aprobación previa de la Administración competente, con el fin de evaluar la cantidad de sustancias anteriormente mencionadas presente en las emisiones.

2. Desde la entrada en vigor de este real decreto y sin perjuicio de la disposición transitoria quinta.

a) Las concentraciones de SO₂, partículas y NO_x de los gases residuales de cada instalación de combustión se medirán de forma continua en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal igual o superior a 100 MW.

En refinerías de petróleo, en plantas petroquímicas y en plantas de obtención de lubricantes, se dispondrá de medidores en continuo de las emisiones de SO₂, partículas y NO_x en chimeneas o en los conductos de salida de humos que tengan conectadas instalaciones de combustión cuyas potencias sumen más de 50 MW térmicos.

b) No obstante lo dispuesto en el párrafo a) anterior, no será necesaria la medición continua en los siguientes casos:

1.º Para las instalaciones de combustión con un período de vida inferior a 10.000 horas de actividad.

2.º Para el SO₂ y las partículas procedentes de calderas de gas natural o de turbinas de gas que utilicen gas natural.

3.º Para el SO₂ procedente de turbinas de gas o calderas de gasóleo con un contenido de azufre conocido, en los casos en que no se disponga de equipo de desulfuración.

4.º Para el SO₂ procedente de calderas alimentadas con biomasa si el titular puede demostrar que en ningún caso las emisiones de SO₂ superarán los valores límite de emisión establecidos.

c) Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas al menos cada seis meses. Como alternativa, podrán utilizarse procedimientos adecuados de determinación, que la Administración competente deberá verificar y aprobar, para evaluar la cantidad de los contaminantes anteriormente mencionados presentes en las emisiones. Dichos procedimientos utilizarán las normas CEN pertinentes tan pronto como estas estén disponibles. En caso de no disponerse de normas CEN, se aplicarán las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

3. En el caso de instalaciones que deban ajustarse al índice de desulfuración previsto en la disposición transitoria segunda y en el anexo III, serán de aplicación los requisitos relativos a las mediciones de emisiones de SO₂ establecidos en el apartado 2. Además, deberá controlarse regularmente el contenido de azufre de com-

bustible utilizado en las instalaciones de la planta de combustión.

4. Se informará a la Administración competente sobre los cambios sustanciales en el tipo de combustible empleado o en el modo de explotación de la instalación. Ésta decidirá si los requisitos de control establecidos en el apartado 2 anterior son aún adecuados o exigen ser adaptados.

5.1. Las mediciones continuas efectuadas con arreglo al apartado 2 incluirán los parámetros pertinentes del proceso de explotación relativos al contenido de oxígeno, la temperatura, la presión y el contenido de vapor de agua de los gases residuales de combustión. La medición continua del contenido de vapor de agua no será necesaria, siempre que la muestra del gas residual de combustión se haya secado antes de que se analicen las emisiones, ni cuando pueda demostrarse que la estimación de aquel por cálculo a partir de los combustibles utilizados y las condiciones de operación tenga la precisión adecuada.

5.2. Las mediciones representativas, por ejemplo muestreos y análisis, de los contaminantes pertinentes y los parámetros del proceso, así como los métodos de medición de referencia para calibrar los sistemas de medición automáticos, se llevarán a cabo con arreglo a las normas CEN tan pronto como se disponga de ellas. En caso de no disponerse de normas CEN, se aplicarán las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

5.3. Los sistemas de medición continua estarán sujetos a control por medio de mediciones paralelas con los métodos de referencia, al menos una vez al año.

6.1. Los valores de los intervalos de confianza del 95% de un único resultado medido no excederán los siguientes porcentajes de los valores límite de emisión:

Dióxido de azufre 20%.
Oxidos de nitrógeno 20%.
Partículas 30%.

6.2. Los valores medios validados horarios y diarios se determinarán a partir de los valores medios por hora válidos, medidos una vez sustraído el valor del intervalo de confianza especificado anteriormente.

6.3. Se invalidarán los días en que más de tres valores medios horarios sean inválidos debido al mal funcionamiento o mantenimiento del sistema de medición continua. Si por estos motivos se invalidan más de diez días al año, la Administración competente exigirá al titular que adopte las medidas necesarias para mejorar la fiabilidad del sistema de control continuo.

B) Determinación del total anual de emisiones de las instalaciones de combustión.

1. Hasta el año 2003, inclusive, se informará a la Administración competente, y en cualquier caso a la Administración General del Estado, de la determinación de los totales anuales de emisiones de SO₂ y NO_x para las nuevas instalaciones de combustión. Cuando se proceda a un control continuo, el titular de la instalación de combustión añadirá, por separado para cada agente contaminante, la masa del mismo emitida cada día, de acuerdo con los índices del caudal volumétrico de los gases residuales. En caso de que no se realice un control continuo, el titular realizará la estimación de los totales anuales de emisiones con arreglo a lo dispuesto en el apartado A.1 de este anexo, de acuerdo con lo que se establezca por la Administración competente.

2. La Administración General del Estado comunicará a la Comisión Europea el total anual de las emisiones de SO₂ y NO_x de las nuevas instalaciones, al mismo tiempo que la comunicación establecida con arreglo al

apartado C.3 de este anexo relativa a las emisiones anuales totales de las instalaciones existentes.

3. A partir del año 2004 y para cada año posterior, la Administración General del Estado establecerá un inventario de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas procedentes de todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW. Dentro de los dos primeros meses de cada año natural, el titular de la instalación informará a la misma de los datos siguientes relativos al año natural anterior:

a) Las emisiones totales anuales (en t/año) de SO₂, NO_x y partículas (como partículas totales en suspensión).
b) El consumo total anual de energía, en base al poder calorífico neto, clasificado en cinco categorías de combustible: biomasa, otros combustibles sólidos, combustibles líquidos, gas natural y otros gases.

4. Cada tres años, la Administración General del Estado comunicará a la Comisión Europea un resumen de los resultados de este inventario, presentando por separado las emisiones de las refinerías. Dicho resumen se deberá presentar dentro de los doce meses siguientes al fin del período de tres años que se tome en consideración.

5. A partir del 1 de enero de 2008, la Administración General del Estado informará anualmente a la Comisión Europea de las instalaciones existentes declaradas aptas en virtud del apartado 4 del artículo 5, junto con el balance de las horas utilizadas y no utilizadas autorizadas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

C) Determinación del total anual de emisiones de las instalaciones existentes hasta el año 2003 inclusive.

1. La Administración General del Estado establecerá, a partir de 1990 y para cada año posterior hasta el 2003 inclusive, un inventario completo de emisiones de SO₂ y de NO_x procedentes de las instalaciones existentes:

Instalación por instalación en el caso de las instalaciones de una potencia térmica superior a 300 MW y de las refinerías.

Un inventario general para las demás instalaciones de combustión a las que aplique el capítulo II y anexos de este real decreto.

2. El método utilizado para la realización de dichos inventarios deberá ajustarse al utilizado en 1980 y a determinar las emisiones de SO₂ y NO_x de las instalaciones de combustión.

3. Los resultados de dicho inventario, debidamente recopilados, se comunicarán por la Administración General del Estado a la Comisión Europea en los nueve meses siguientes al final del año de que se trate.

5118 REAL DECRETO 433/2004, de 12 de marzo, por el que se aprueba el Estatuto del Museo Nacional del Prado.

El Museo Nacional del Prado ha ido evolucionando de un modo paralelo a la creciente demanda de actividades culturales que se produce en la sociedad moderna. En los últimos años se ha apreciado un extraordinario incremento tanto en el número de visitas a los museos como en la consiguiente demanda de mejora de los servicios que éstos ofrecen.

Los museos han pasado de ser recintos visitados principalmente por intelectuales y estudiosos de la historia del arte a constituir un atractivo turístico de primer orden y un auténtico escaparate cultural de la ciudad donde radican.

001110

I

(Actos cuya publicación es una condición para su aplicabilidad)

DIRECTIVA 2001/80/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

23 de octubre de 2001

sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular el apartado I de su artículo 175,

Vista la propuesta de la Comisión ⁽¹⁾,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social ⁽²⁾,

Previa consulta al Comité de las Regiones,

De conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 251 del Tratado ⁽³⁾, a la vista del texto conjunto aprobado por el Comité de Conciliación el 2 de agosto de 2001,

Considerando lo siguiente:

- (1) La Directiva 88/609/CEE del Consejo, de 24 de noviembre de 1988, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión ⁽⁴⁾, que ha contribuido a la reducción y el control de las emisiones atmosféricas procedentes de grandes instalaciones de combustión, debe refundirse con la finalidad de lograr una mayor claridad.
- (2) Entre los objetivos del Quinto Programa de actuación en materia de medio ambiente ⁽⁵⁾ está «no superar en ningún momento unas cargas y niveles críticos» de determinados agentes acidificantes, como dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) y, en lo referente a la calidad de la atmósfera, que todas las personas estén protegidas de manera eficaz contra riesgos conocidos de la contaminación atmosférica para la salud.

⁽¹⁾ DO C 300 de 29.9.1998, p. 6, y DO C 212 E de 25.7.2000, p. 36.

⁽²⁾ DO C 101 de 12.4.1999, p. 55.

⁽³⁾ Dictamen del Parlamento Europeo de 14 de abril de 1999 (DO C 219 de 30.7.1999, p. 175), Posición Común del Consejo de 9 de noviembre de 2000 (DO C 375 de 28.12.2000, p. 12) y Decisión del Parlamento Europeo de 14 de marzo de 2001 (no publicada aún en el Diario Oficial), Decisión del Parlamento Europeo de 20 de septiembre de 2001 y Decisión del Consejo de 27 de septiembre de 2001.

⁽⁴⁾ DO L 336 de 7.12.1988, p. 1. Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 94/66/CE del Consejo (DO L 337 de 24.12.1994, p. 83).

⁽⁵⁾ DO C 138 de 17.5.1993, p. 1.

- (3) Todos los Estados miembros han firmado el Protocolo de Gotemburgo de 1 de diciembre de 1999 al Convenio de 1979 de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia para reducir la acidificación, la eutrofización del suelo y el ozono en la baja atmósfera, que incluye, entre otras cosas, compromisos para reducir las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

- (4) La Comisión ha publicado una Comunicación sobre una estrategia comunitaria para luchar contra la acidificación, en la que la revisión de la Directiva 88/609/CEE se ha considerado un elemento integrante de dicha estrategia, con el objetivo a largo plazo de reducir suficientemente las emisiones de SO₂ y NO_x, de manera que los depósitos y las concentraciones se sitúen a niveles inferiores a las cargas y los niveles críticos.

- (5) De conformidad con el principio de subsidiariedad al que se refiere el artículo 5 del Tratado, el objetivo de reducir las emisiones acidificantes procedentes de grandes instalaciones de combustión no puede alcanzarse suficientemente mediante la actuación individual de los Estados miembros y una intervención no concertada no ofrece garantías de consecución del objetivo perseguido; a la vista de la necesidad de reducir las emisiones acidificantes en la Comunidad, es más eficaz la acción a escala comunitaria.

- (6) Las grandes instalaciones de combustión existentes contribuyen considerablemente a las emisiones de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno en la Comunidad y es necesario reducir dichas emisiones; es necesario, por lo tanto, adaptar el enfoque a las distintas características del sector de las grandes instalaciones de combustión en los Estados miembros.

- (7) La Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación ⁽⁶⁾ establece un planteamiento integrado de prevención y control de la contaminación en el que todos los aspectos de las características medioam-

⁽⁶⁾ DO L 257 de 10.10.1996, p. 26.

- bientales de las instalaciones se consideran de forma integrada; las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 50 MW se incluyen en el ámbito de aplicación de la Directiva 96/61/CE; conforme al apartado 3 del artículo 15 de dicha Directiva, la Comisión debe publicar cada tres años un inventario de las principales emisiones y fuentes responsables, basándose en la información transmitida por los Estados miembros; con arreglo al artículo 18 de la misma, el Consejo ha de fijar, a propuesta de la Comisión y de conformidad con los procedimientos previstos por el Tratado, valores límite de emisión para sustancias contaminantes con respecto a las cuales se evidencie la necesidad de acción comunitaria a partir, en especial, del intercambio de información que establece el artículo 16 de dicha Directiva.
- (8) El cumplimiento de los valores límite de emisión establecidos por la presente Directiva, deben considerarse condición necesaria pero no suficiente para el cumplimiento de los requisitos de la Directiva 96/61/CE respecto de la utilización de las mejores técnicas disponibles; tal cumplimiento puede implicar unos valores límite de emisión más estrictos, valores límite de emisión para otras sustancias y otros medios, y otras condiciones adecuadas.
- (9) A lo largo de un período de quince años se ha adquirido experiencia industrial en la aplicación de técnicas para la reducción de emisiones contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- (10) El Protocolo sobre los metales pesados del Convenio de la CEPE sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia recomienda la adopción de medidas para reducir la emisión de metales pesados en determinadas instalaciones; es bien sabido que los beneficios de la reducción de las emisiones de partículas mediante un equipo de reducción de emisiones de partículas en suspensión supondrán asimismo beneficios en materia de reducción de las emisiones de metales pesados ligados a las partículas.
- (11) Las instalaciones para la producción de electricidad representan una parte importante del sector de grandes instalaciones de combustión.
- (12) Se pretende que la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad ⁽¹⁾ tenga, entre otros, el efecto de distribuir nueva capacidad de producción entre nuevos participantes en el sector.
- (13) La Comunidad se ha comprometido a reducir las emisiones de dióxido de carbono; cuando es viable, la producción combinada de calor y electricidad ofrece una valiosa oportunidad para mejorar considerablemente la eficiencia general en el uso de combustible.
- (14) Ya se está produciendo un aumento significativo del uso de gas natural para producir electricidad, y probablemente continuará, en especial mediante la utilización de turbinas de gas.
- (15) A la vista de un aumento de la producción de energía procedente de la biomasa, están justificadas las normas de emisión específica para este combustible.
- (16) La Resolución del Consejo, de 24 de febrero de 1997, sobre una estrategia comunitaria de gestión de residuos ⁽²⁾ hace hincapié en la necesidad de fomentar la valorización de residuos y en la idea de que deberían aplicarse unas normas adecuadas de emisión a las operaciones realizadas en las instalaciones de incineración de residuos, con el fin de garantizar un alto nivel de protección del medio ambiente.
- (17) Se ha adquirido experiencia industrial en relación con las técnicas y equipos para la medición de los principales contaminantes emitidos por grandes instalaciones de combustión; el Comité Europeo de Normalización (CEN) ha emprendido trabajos destinados a facilitar un marco que asegure unos resultados de medición comparables en la Comunidad y garantice un elevado nivel de calidad de tales mediciones.
- (18) Es necesario mejorar los conocimientos sobre la emisión de los principales contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión; para que sea realmente representativa del nivel de contaminación de una instalación, dicha información debe estar asociada también a conocimientos correspondientes a su consumo energético.
- (19) La presente Directiva debe entenderse sin perjuicio de los plazos en que los Estados miembros deben transponer y aplicar la Directiva 88/609/CEE.

HAN ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

La presente Directiva se aplicará a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso).

Artículo 2

A los efectos de la presente Directiva, se entenderá por:

- 1) «Emisión», la expulsión a la atmósfera de sustancias procedentes de la instalación de combustión;
- 2) «Gases residuales», las expulsiones gaseosas que contengan emisiones sólidas, líquidas o gaseosas; su caudal volumétrico se expresará en metros cúbicos por hora referidos a condiciones normalizadas de temperatura (273 K) y de presión (101,3 kPa) previa corrección del contenido en vapor de agua, denominado en lo sucesivo «Nm³/h»;

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

⁽²⁾ DO C 76 de 11.3.1997, p. 1.

- 3) «Valor límite de emisión», la cantidad admisible de una sustancia contenida en los gases residuales de la instalación de combustión que pueda ser expulsada a la atmósfera durante un período determinado; se determinará en masa por volumen de los gases residuales expresada en mg/Nm³, entendiéndose su contenido en oxígeno por volumen en el gas residual del 3 % en el caso de combustibles líquidos y gaseosos, del 6 % en el caso de combustibles sólidos y del 15 % en el caso de las turbinas de gas;
- 4) «Índice de desulfurización», la proporción entre la cantidad de azufre que no se emita al aire en el entorno de la instalación de combustión, durante un período determinado y la cantidad de azufre que contenga el combustible que se introduzca en las instalaciones de combustión y se utilice durante el mismo período de tiempo;
- 5) «Titular», cualquier persona física o jurídica que explote la instalación de combustión o que ostente directamente o por delegación un poder económico determinante respecto a aquélla;
- 6) «Combustible», cualquier materia combustible sólida, líquida o gaseosa que alimente la instalación de combustión, excepto los residuos incluidos en el ámbito de las Directivas del Consejo 89/369/CEE, de 8 de junio de 1989, relativa a la prevención de la contaminación atmosférica procedente de nuevas instalaciones de incineración de residuos municipales ⁽¹⁾, 89/429/CEE, de 21 de junio de 1989, relativa a la reducción de la contaminación atmosférica procedente de instalaciones existentes de incineración de residuos municipales ⁽²⁾, y 94/67/CE, de 16 de diciembre de 1994, relativa a la incineración de residuos peligrosos ⁽³⁾ o de cualquier acto comunitario que derogue o sustituya a cualquiera de dichas Directivas;
- 7) «Instalación de combustión», cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido.

La presente Directiva sólo se aplicará a las instalaciones de combustión destinadas a la producción de energía, a excepción de las que usen de manera directa los productos de combustión en procedimientos de fabricación. En particular, la presente Directiva no se aplicará a las siguientes instalaciones de combustión:

- a) las instalaciones en las cuales se utilicen los productos de combustión para el calentamiento directo, el secado o cualquier otro tratamiento de objetos o materiales, por ejemplo: hornos de recalentamiento, hornos para tratamiento térmico,
- b) las instalaciones de postcombustión, es decir, cualquier dispositivo técnico destinado a depurar los gases residuales por combustión que no se explote como instalación de combustión autónoma,

- c) los dispositivos de regeneración de los catalizadores de craqueo catalítico,
- d) los dispositivos de conversión del sulfuro de hidrógeno en azufre,
- e) los reactores utilizados en la industria química,
- f) los hornos con baterías de coque,
- g) los recuperadores de altos hornos,
- h) cualquier dispositivo técnico utilizado en la propulsión de un vehículo, buque o aeronave,
- i) turbinas de gas utilizadas en plataformas marinas,
- j) turbinas de gas autorizadas antes de 27 de noviembre de 2002 o que a juicio de la autoridad competente sean objeto de una solicitud de autorización antes de 27 de noviembre de 2002, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 7 y en las partes A y B del Anexo VIII.

Las instalaciones accionadas por motor diesel, de gasolina o de gas no estarán sujetas a las disposiciones de la presente Directiva.

Cuando dos o más nuevas instalaciones independientes estén instaladas de manera que sus gases residuales, a juicio de las autoridades competentes y teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, puedan ser expulsados por una misma chimenea, la combinación resultante de tales instalaciones se considerará como una única unidad;

- 8) «Caldera mixta», cualquier instalación de combustión que pueda alimentarse simultánea o alternativamente con dos o más tipos de combustible;
- 9) «Nueva instalación», cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido a partir del 1 de julio de 1987;
- 10) «Instalación existente», cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido antes del 1 de julio de 1987;
- 11) «Biomasa», los productos compuestos total o parcialmente por una materia vegetal de origen agrícola o forestal, que puedan ser utilizados como combustible para valorizar su contenido energético, y los siguientes residuos utilizados como combustibles:

- a) residuos vegetales de origen agrícola y forestal;

⁽¹⁾ DO L 163 de 14.6.1989, p. 32.

⁽²⁾ DO L 203 de 15.7.1989, p. 50.

⁽³⁾ DO L 365 de 31.12.1994, p. 34.

- b) residuos vegetales procedentes de la industria de elaboración de alimentos, si se recupera el calor generado;
 - c) residuos vegetales fibrosos procedentes de la producción de pulpa virgen y de la producción de papel a partir de la pulpa, si se incineran en el lugar de producción y se recupera el calor generado;
 - d) residuos de corcho;
 - e) residuos de madera, con excepción de aquellos que puedan contener compuestos organohalogenados o metales pesados como consecuencia de algún tipo de tratamiento con sustancias protectoras de la madera o de revestimiento, lo que incluye, en particular, los residuos de madera procedentes de residuos de construcción y demolición;
- 12) «Turbina de gas», cualquier máquina rotativa que convierta la energía térmica en trabajo mecánico, constituida fundamentalmente por un compresor, un dispositivo térmico en el que se oxida el combustible para calentar el fluido motor y una turbina.
- 13) «Regiones ultraperiféricas», los departamentos franceses de ultramar en el caso de Francia, las islas Azores y Madeira en el caso de Portugal, y las islas Canarias en el caso de España.

Artículo 3

1. Los Estados miembros establecerán, a más tardar el 1 de julio de 1990, programas adecuados tendentes a la progresiva reducción de las emisiones anuales totales procedentes de las instalaciones existentes. Además de fijar un calendario, los programas incluirán los procedimientos de aplicación.
2. De acuerdo con los programas a que se refiere el apartado 1, los Estados miembros seguirán respetando los techos de emisión y los correspondientes porcentajes de reducción, fijados para el dióxido de azufre en las columnas 1 a 6 del Anexo I y para los óxidos de nitrógeno en las columnas 1 a 4 del Anexo II, en las fechas indicadas en dichos Anexos, hasta haber dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 4 aplicado a las instalaciones existentes.
3. Durante la ejecución de los programas, los Estados miembros determinarán asimismo las emisiones anuales totales, de conformidad con lo dispuesto en la parte C del Anexo VIII.
4. Si un cambio sustancial e inesperado de la demanda de energía o de la disponibilidad de determinados combustibles o de determinadas instalaciones generadoras crease serias dificultades técnicas para la aplicación por parte de un Estado miembro de su programa elaborado con arreglo al apartado 1, la Comisión, a petición del Estado miembro interesado y tomando en consideración los términos de dicha petición, adoptará una decisión para modificar, en lo que se refiere a

dicho Estado miembro, los techos de emisión y/o las fechas que figuran en los Anexos I y II y comunicará su decisión al Consejo y a los Estados miembros. Cualquier Estado miembro podrá, en un plazo de tres meses, someter a la consideración del Consejo la decisión de la Comisión. El Consejo, por mayoría cualificada, podrá adoptar una decisión distinta en un plazo de tres meses.

Artículo 4

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 17, los Estados miembros tomarán las medidas adecuadas para que cualquier autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación que a juicio de la autoridad competente sea objeto de una solicitud de autorización antes de 27 de noviembre de 2002, a condición de que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, incluya requisitos relativos al respeto de los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, fijados en la parte A de los Anexos III a VII.

2. Los Estados miembros tomarán las medidas adecuadas para que cualquier autorización de construcción o, en su defecto, de explotación de una nueva instalación distinta de las señaladas en el apartado 1 incluya requisitos relativos al respeto de los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, fijados en la parte B de los Anexos III a VII.

3. Sin perjuicio de la Directiva 96/61/CE y de la Directiva 96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente ⁽¹⁾ los Estados miembros deberán alcanzar reducciones significativas de las emisiones, a más tardar el 1 de enero de 2008, por los siguientes procedimientos:

- a) adoptando las medidas adecuadas para garantizar que todas las autorizaciones de explotación de las instalaciones existentes incluyan requisitos relativos al respeto de los valores límite de emisión establecidos para las nuevas instalaciones contempladas en el apartado 1, o bien
- b) velando por que las instalaciones existentes se sometan al plan nacional de reducción de emisiones a que se refiere el apartado 6,

y, cuando corresponda, aplicando los artículos 5, 7 y 8.

4. Sin perjuicio de las Directivas 96/61/CE y 96/62/CE, podrá eximirse a las instalaciones existentes del cumplimiento de los valores límite de emisión mencionados en el apartado 3 y de su inclusión en el plan nacional de reducción de emisiones con las siguientes condiciones:

- a) el titular de una instalación existente se comprometerá mediante una declaración por escrito presentada ante la autoridad competente a más tardar el 30 de junio de 2004 como muy tarde a no hacer funcionar la instalación durante más de 20 000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015;

⁽¹⁾ DO L 296 de 21.11.1996, p. 55.

b) el titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un balance de las horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

5. Los Estados miembros podrán exigir el respeto de valores límite de emisión y de plazos de aplicación más rigurosos que los indicados en los apartados 1, 2, 3 y 4 y en el artículo 10, incluir en los mismos otros contaminantes, así como imponer requisitos complementarios o una adaptación de las instalaciones al progreso técnico.

6. Los Estados miembros podrán, sin perjuicio de la presente Directiva y de la Directiva 96/61/CE, y tomando en consideración los costes y los beneficios, así como las obligaciones que les competen con arreglo a la Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos⁽¹⁾ y a la Directiva 96/62/CE, definir y aplicar un plan nacional de reducción de emisiones para las instalaciones existentes, teniendo en cuenta, entre otras cosas, el cumplimiento de los techos indicados en los Anexos I y II.

El plan nacional de reducción de emisiones deberá reducir las emisiones anuales totales de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y partículas de las instalaciones existentes a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando los valores límite de emisión a que se refiere el apartado 3 a las instalaciones existentes en funcionamiento en el año 2000 (incluidas las que se sometan a un plan de rehabilitación en el año 2000, aprobado por la autoridad competente, para cumplir las reducciones de emisión que exija la legislación nacional) en función del tiempo de funcionamiento anual real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica, calculados sobre la base del promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el 2000 inclusive.

El cierre de una instalación incluida en el plan nacional de reducción de emisiones no podrá dar pie a un aumento de las emisiones anuales totales del resto de las instalaciones que el mismo abarque.

El plan nacional de reducción de emisiones no podrá eximir en ningún caso a una instalación del cumplimiento de lo dispuesto en la legislación comunitaria pertinente, entre otras la Directiva 96/61/CE.

Los planes nacionales de reducción de emisiones estarán sujetos a las condiciones siguientes:

- a) el plan comprenderá objetivos generales y parciales así como medidas y calendarios para la consecución de dichos objetivos generales y parciales, y un mecanismo de control;
- b) los Estados miembros comunicarán a la Comisión su plan nacional de reducción de emisiones a más tardar el 27 de noviembre de 2003,

c) en los seis meses siguientes a la comunicación prevista en la letra b), la Comisión evaluará si el plan satisface los requisitos del presente apartado. Cuando la Comisión considere que ello no es así, informará al Estado miembro, y dentro de los siguientes tres meses el Estado miembro comunicará las medidas que haya tomado para garantizar que se han observado los requisitos del presente apartado;

d) a más tardar el 27 de noviembre de 2002, la Comisión facilitará orientaciones para asistir a los Estados miembros en la elaboración de dichos planes.

7. A más tardar el 31 de diciembre de 2004 y a la luz de los avances en la protección de la salud humana y la consecución de los objetivos medioambientales comunitarios en materia de acidificación y de calidad del aire con arreglo a la Directiva 96/62/CE, la Comisión presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que evaluará:

- a) la necesidad de medidas complementarias;
- b) las cantidades de metales pesados que emiten las grandes instalaciones de combustión;
- c) la relación coste-eficacia y los costes y las ventajas de mayores reducciones de las emisiones en el sector de las instalaciones de combustión en los Estados miembros, en comparación con otros sectores;
- d) la viabilidad técnica y económica de tales reducciones de las emisiones;
- e) los efectos sobre el medio ambiente y el mercado interior de las normas establecidas para el sector de las grandes instalaciones de combustión, incluidas las disposiciones sobre combustibles sólidos nacionales, así como de la situación de la competencia en el mercado de la energía;
- f) los planes nacionales de reducción de emisiones establecidos por los Estados miembros de conformidad con el apartado 6.

La Comisión incluirá en su informe una propuesta apropiada de posibles plazos límite o valores límite inferiores para la excepción contemplada en la nota 2 a la parte A del Anexo VI.

8. El informe a que se refiere el apartado 7 irá acompañado, según proceda, de las correspondientes propuestas, habida cuenta de la Directiva 96/61/CE.

Artículo 5

No obstante lo dispuesto en el Anexo III:

- 1) Las instalaciones de una potencia térmica nominal igual o mayor a 400 MW, que no se utilicen durante más del siguiente número de horas al año (media móvil calculada

⁽¹⁾ Véase la página 22 del presente Diario Oficial.

en un período de cinco años)

- 2 000 horas hasta el 31 de diciembre de 2015,
- 1 500 horas a partir del 1 de enero de 2016,

estarán sometidas a un valor límite de emisiones de dióxido de azufre de 800 mg/Nm³. Esta disposición no se aplicará a las nuevas instalaciones a las que se conceda autorización de conformidad con el apartado 2 del artículo 4.

2) Hasta el 31 de diciembre de 1999, el Reino de España podrá autorizar nuevas centrales eléctricas de una potencia térmica nominal igual o superior a 500 MW que utilicen combustibles sólidos nacionales o de importación, que entren en operación antes del final del año 2005 y que cumplan los siguientes requisitos:

- a) en el caso de combustibles sólidos de importación, el valor límite de emisión de dióxido de azufre será de 800 mg/Nm³,
- b) en el caso de los combustibles sólidos nacionales, el índice de desulfurización será al menos del 60 %,

siempre que la capacidad autorizada total de las instalaciones a las que se aplique la presente excepción no exceda de:

- 2 000 MWe (megawattios eléctricos) para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos nacionales,
- para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos de importación, el más bajo de estos dos valores: o bien 7 500 MWe (megawattios eléctricos), o bien el 50 % del conjunto de la nueva capacidad de todas las instalaciones que utilicen combustibles sólidos autorizadas hasta el 31 de diciembre de 1999.

Artículo 6

En el caso de las nuevas instalaciones cuya autorización se conceda de conformidad con el apartado 2 del artículo 4 y de las amparadas por el artículo 10, los Estados miembros velarán por que se estudie la viabilidad técnica y económica de la producción combinada de calor y electricidad. Cuando se confirme dicha viabilidad, teniendo presente la situación del mercado y de la distribución, las instalaciones se desarrollarán en consecuencia.

Artículo 7

1. Los Estados miembros garantizarán que las autorizaciones contempladas en el artículo 4 incluyan una disposición sobre los procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de reducción. En caso de avería la autoridad competente solicitará al titular, en particular, que reduzca o interrumpa la explotación si no se consigue restablecer el funcionamiento normal en un plazo de veinticuatro horas, o que explote la instalación con combustibles poco contaminantes. En cualquier caso, dicha circunstancia se notificará a la autoridad competente en un plazo de cuarenta y ocho horas. En ningún caso el tiempo acumulado de explotación sin equipo de

reducción de emisiones deberá ser superior a ciento veinte horas en un periodo de doce meses. La autoridad competente podrá permitir excepciones a los antedichos límites de 24 horas y 120 horas en los casos en que, a su juicio:

- a) exista necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, o
- b) la instalación en la que se produjo la avería sería sustituida por un plazo limitado por otra que generaría un aumento global de las emisiones.

2. La autoridad competente podrá permitir la suspensión, por un máximo de seis meses, de la obligación de cumplir con los valores límite de emisión fijados en el artículo 4 para el dióxido de azufre en instalaciones que a dicho fin utilicen habitualmente combustible de bajo contenido de azufre, cuando el titular no esté en condiciones de respetar dichos valores límite en razón de una interrupción en el abastecimiento de tal combustible como consecuencia de una grave penuria. En dichos casos, se informará inmediatamente a la Comisión.

3. La autoridad competente podrá autorizar una excepción de la obligación de respetar los valores límite de emisión previstos en el artículo 4 en los casos en que una instalación que utiliza habitualmente sólo un combustible gaseoso y que, de otra forma, debería estar dotado de un equipo de purificación de los gases residuales, tenga que recurrir excepcionalmente y durante un período no superior a 10 días, salvo en caso de necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, al uso de otros combustibles a causa de una súbita interrupción en el aprovisionamiento de gas. La autoridad competente será informada inmediatamente de cada caso concreto que se plantee. Los Estados miembros informarán inmediatamente a la Comisión de los casos a que se refiere el presente apartado.

Artículo 8

1. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización simultánea de dos o más combustibles, para la concesión de la autorización contemplada en los apartados 1 o 2 del artículo 4 y en el caso de las instalaciones previstas en el apartado 3 del artículo 4 o el artículo 10, la autoridad competente fijará los valores límite de emisión de la manera siguiente:

- a) en primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde a la potencia térmica nominal de la instalación, tal y como se indica en los Anexos III a VII;
- b) en segundo lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límite de emisión individuales citados anteriormente por la potencia térmica suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles;

c) en tercer lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

2. En las calderas mixtas que utilicen los residuos de destilación y de conversión del refinado del petróleo crudo, solos o con otros combustibles, para su propio consumo, serán de aplicación las disposiciones relativas al combustible que tenga el valor límite de emisión más elevado (combustible determinante), no obstante lo dispuesto en el apartado 1, si durante el funcionamiento de la instalación la proporción en la que contribuyere dicho combustible a la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles fuere al menos del 50 %.

Si la proporción de combustible determinante fuere inferior al 50 %, el valor límite de emisión se determinará de manera proporcional a la potencia térmica suministrada por cada uno de los combustibles, en relación con la suma de potencia térmica suministrada por todos los combustibles, de la manera siguiente:

a) en primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponda a la potencia térmica nominal de la instalación, como se indica en los Anexos III a VII;

b) en segundo lugar, calculando el valor límite de emisión del combustible determinante (el combustible de mayor valor límite de emisión, de conformidad con los Anexos III a VII, o, en el caso de dos combustibles del mismo valor límite de emisión, el que proporcione la mayor cantidad de calor); se obtendrá dicho valor multiplicando por dos el valor límite de emisión contemplado en los Anexos III a VII para dicho combustible y sustrayendo del resultado el valor límite de emisión relativo al combustible con menor valor límite de emisión;

c) en tercer lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando el valor límite de emisión calculado del combustible por la potencia térmica proporcionada por el combustible determinante y multiplicando cada uno de los demás valores límite de emisión por la potencia térmica proporcionada por cada combustible y dividiendo cada resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles;

d) en cuarto lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

3. Como alternativa al apartado 2, con independencia de la combinación de combustibles utilizada, podrán aplicarse los valores límite de emisión medios siguientes para el dióxido de azufre:

a) 1 000 mg/Nm³, para las instalaciones a que se refieren los apartados 1 y 3 del artículo 4, como media de todas las instalaciones de ese tipo dentro de la refinería,

b) 600 mg/Nm³, para las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, como media de todas las instalaciones de ese tipo dentro de la refinería, con excepción de las turbinas de gas.

Las autoridades competentes garantizarán que la aplicación de esta disposición no ocasione un aumento de las emisiones procedentes de instalaciones existentes.

4. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización alternativa de dos o más combustibles, para la concesión de la autorización contemplada en los apartados 1 o 2 del artículo 4 y en el caso de dichas instalaciones cubiertas por el apartado 3 del artículo 4 o el artículo 10, serán de aplicación los valores límite de emisión fijados en los Anexos III a VII correspondientes a cada combustible empleado.

Artículo 9

La expulsión de gases residuales de las instalaciones de combustión deberá realizarse de forma controlada por medio de una chimenea. La autorización prevista en el artículo 4 y las autorizaciones de las instalaciones de combustión amparadas por el artículo 10 establecerán las condiciones de expulsión de dichos gases. En particular, la autoridad competente se encargará de que la altura de la chimenea se calcule de forma que se salvaguarde la salud humana y el medio ambiente.

Artículo 10

Cuando la potencia de una instalación de combustión se aumente al menos 50 MW, los valores límite de emisión fijados en la parte B de los Anexos III a VII serán aplicables a la nueva parte de la instalación y se determinarán en función de la capacidad térmica del conjunto de la instalación. Esta disposición no se aplicará en los casos previstos en los apartados 2 y 3 del artículo 8.

Cuando el titular de una instalación de combustión tenga intención de efectuar una modificación de las mencionadas en la letra b) del apartado 10 del artículo 2 y el apartado 2 del artículo 12 de la Directiva 96/61/CE, serán aplicables los valores límite de emisión de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas fijados en la parte B de los Anexos III a VII.

Artículo 11

En caso de que se construyan instalaciones de combustión que puedan afectar de forma importante al medio ambiente de otro Estado miembro, los Estados miembros garantizarán que se proporcione toda la información adecuada y de que tengan lugar todas las consultas necesarias, de conformidad con el artículo 7 de la Directiva 85/337/CEE del Consejo, de 27 de junio de 1985, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente ⁽¹⁾.

Artículo 12

Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar, de conformidad con la parte A del Anexo VIII, la vigilancia de las emisiones de las instalaciones de combustión indicadas en la presente Directiva así como de cualquier otro valor requerido para la aplicación de la presente Directiva. Los

⁽¹⁾ DO L 175 de 5.7.1985, p. 40. Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 97/11/CE del Consejo (DO L 73 de 14.3.1997, p. 5).

Estados miembros podrán exigir que dicha vigilancia se efectúe a expensas del titular.

Artículo 13

Los Estados miembros adoptarán las disposiciones necesarias para que el titular informe a las autoridades competentes, en un plazo razonable, de los resultados de las mediciones continuas, de los resultados del control de los aparatos de medición y de las mediciones individuales, así como de cualquier otra operación de medición efectuada con vistas a controlar el respeto de la presente Directiva.

Artículo 14

1. En el caso de mediciones continuas, se considerará que se respetan los valores límite de emisión fijados en la parte A de los Anexos III a VII si la valoración de los resultados indicare, para las horas de explotación de un año civil, que:

- a) ningún valor medio del mes civil supera los valores límite de emisión y
- b) en el caso de:
 - i) dióxido de azufre y partículas: un 97 % de todos los valores medios por cada 48 horas no rebasa el 110 % de los valores límite de emisión,
 - ii) óxidos de nitrógeno: un 95 % de todos los valores medios por cada 48 horas no rebasa el 110 % de los valores límite de emisión.

No se tomarán en consideración el período indicado en el artículo 7, ni los períodos de arranque y de parada.

2. En los casos en que sólo se exijan mediciones discontinuas u otros procedimientos de determinación apropiados, se considerará que se respetan los valores límite de emisión si los resultados de cada una de las series de mediciones o de aquellos otros procedimientos definidos y determinados con arreglo a las modalidades establecidas por las autoridades competentes, no sobrepasan los valores límite de emisión fijados en los Anexos III a VII.

3. En los casos mencionados en los apartados 2 y 3 del artículo 5, se considerará que se han cumplido los índices de desulfurización cuando la evaluación de las mediciones efectuadas con arreglo al punto 3 de la parte A del Anexo VIII indique que la totalidad de los valores medios por meses civiles o la totalidad de los valores medios por meses naturales alcancen los índices requeridos de desulfurización.

No se tomarán en consideración los períodos contemplados en el artículo 7, ni los períodos de arranque y de parada.

4. En el caso de nuevas instalaciones para las que se conceda autorización de conformidad con el apartado 2 del artículo 4, se considerará que se han respetado, para las horas de funcionamiento dentro de un año civil, los valores límite de emisión si:

- a) ningún valor medio diario validado supera las cifras correspondientes de la parte B de los Anexos III a VII, y
- b) el 95 % de todos los valores medios horarios validados del año no supera el 200 % de las cifras correspondientes de la parte B de los Anexos III a VII.

Las definiciones de «valor medio validado» se determinan en el punto 6 de la parte A del Anexo VIII.

No se tomarán en consideración los períodos indicados en el artículo 7, ni los períodos de arranque y de parada.

Artículo 15

1. Los Estados miembros informarán a la Comisión, a más tardar el 31 de diciembre de 1990, acerca de los programas establecidos con arreglo al apartado 1 del artículo 3.

A más tardar un año después de la conclusión de las distintas fases de reducción de las emisiones de las instalaciones existentes, los Estados miembros remitirán a la Comisión un informe resumido sobre los resultados de la aplicación de los programas.

Se requerirá asimismo un informe intermedio a mitad de cada fase.

2. Los informes contemplados en el apartado 1 facilitarán una visión de conjunto:

- a) de todas las instalaciones de combustión cubiertas por la presente Directiva,
- b) de sus emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, expresadas en toneladas al año y en forma de concentraciones de dichas sustancias en los gases residuales,
- c) de las medidas adoptadas o previstas para reducir las emisiones y de las modificaciones en la elección del combustible utilizado,
- d) de las modificaciones, efectuadas o previstas, del modo de explotación,
- e) de los ceses de actividad definitivos, efectuados o previstos, de las instalaciones de combustión, y
- f) en su caso, de los valores límite de emisión impuestos en los programas para las instalaciones existentes.

Para la determinación de las emisiones anuales y de las concentraciones de contaminantes en los gases residuales, los Estados miembros tendrán en cuenta los artículos 12, 13 y 14.

3. Los Estados miembros que apliquen el artículo 5 o las disposiciones contempladas en las notas del Anexo III o en las notas a pie de página de la parte A del Anexo VI remitirán a la Comisión un informe anual al respecto.

Artículo 16

Los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicable en caso de incumplimiento de las disposiciones nacionales adoptadas en virtud de la presente Directiva. Estas sanciones deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.

001127

Artículo 17

1. La Directiva 88/609/CEE quedará derogada a partir de 27 de noviembre de 2002, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 y de las obligaciones que competen a los Estados miembros en lo que se refiere a los plazos para la transposición a su Derecho interno y la aplicación de dicha Directiva que se indican en el Anexo IX.

2. En el caso de las nuevas instalaciones autorizadas antes del 27 de noviembre de 2002 tal como se contempla en el apartado 1 del artículo 4 de la presente Directiva, el apartado 1 del artículo 4, el apartado 2 del artículo 5, el artículo 6, el apartado 3 del artículo 15, los Anexos III, VI, VIII y el punto 2 de la parte A del Anexo IX de la Directiva 88/609/CEE, modificada por la Directiva 94/66/CE, seguirán en vigor hasta el 1 de enero de 2008 y serán derogadas tras esa fecha.

3. Las referencias a la Directiva 88/609/CEE se entenderán hechas a la presente Directiva y se interpretarán de conformidad con el cuadro de equivalencias del Anexo X.

Artículo 18

1. Los Estados miembros pondrán en vigor las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente Directiva antes del 27 de noviembre de 2002. Informarán de ello inmediatamente a la Comisión.

Cuando los Estados miembros adopten dichas disposiciones, éstas harán referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

2. Para las instalaciones existentes, y para las nuevas instalaciones a las que se conceda autorización de conformidad con el apartado 1 del artículo 4, lo dispuesto en el punto 2 de la letra A del Anexo VIII será aplicable a partir de 27 de noviembre de 2004.

3. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el texto de las disposiciones de Derecho interno que adopten en el ámbito regulado por la presente Directiva.

Artículo 19

La presente Directiva entrará en vigor el día de su publicación en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

Artículo 20

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

Hecho en Luxemburgo, el 23 de octubre de 2001.

Por el Parlamento Europeo

La Presidenta

N. FONTAINE

Por el Consejo

El Presidente

A. NEYTS-LUYTTEBROECK

ANEXO I

TECHOS Y OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE SO₂ PARA LAS INSTALACIONES EXISTENTES ⁽¹⁾ ⁽²⁾

Estado miembro	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Emisiones de SO ₂ de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techo de emisión (kilotoneladas/año)			% de reducción sobre las emisiones de 1980			% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
		1993	1998	2003	1993	1998	2003	1993	1998	2003
Bélgica	530	318	212	159	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Dinamarca	323	213	141	106	- 34	- 56	- 67	- 40	- 60	- 70
Rep. Federal de Alemania	2 225	1 335	890	668	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Grecia	303	320	320	320	+ 6	+ 6	+ 6	- 45	- 45	- 45
España	2 290	2 290	1 730	1 440	0	- 24	- 37	- 21	- 40	- 50
Francia	1 910	1 146	764	573	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Irlanda	99	124	124	124	+ 25	+ 25	+ 25	- 29	- 29	- 29
Italia	2 450	1 800	1 500	900	- 27	- 39	- 63	- 40	- 50	- 70
Luxemburgo	3	1,8	1,5	1,5	- 40	- 50	- 60	- 40	- 50	- 50
Países Bajos	299	180	120	90	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Portugal	115	232	270	206	+ 102	+ 135	+ 79	- 25	- 13	- 34
Reino Unido	3 883	3 106	2 330	1 553	- 20	- 40	- 60	- 20	- 40	- 60
Austria	90	54	36	27	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Finlandia	171	102	68	51	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70
Suecia	112	67	45	34	- 40	- 60	- 70	- 40	- 60	- 70

⁽¹⁾ Pueden producirse emisiones adicionales a causa de la capacidad autorizada a partir del 1 de julio de 1987.

⁽²⁾ Las emisiones procedentes de instalaciones de combustión autorizadas antes del 1 de julio de 1987 pero que no estén aún en funcionamiento antes de dicha fecha y que no hayan sido tenidas en cuenta para establecer los techos de emisión fijados en este Anexo deberán ajustarse a los requisitos establecidos por esta Directiva para nuevas instalaciones o ser tenidas en cuenta en el marco de las emisiones globales procedentes de instalaciones ya existentes, que no deben superar los techos fijados en este Anexo.

ANEXO II

TECHOS Y OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE NO_x PARA LAS INSTALACIONES EXISTENTES ⁽¹⁾ ⁽²⁾

Estado miembro	0	1	2	3	4	5	6
	Emisiones de NO _x (como NO ₂) de grandes instalaciones de combustión en 1980 (kilotoneladas)	Techos de emisión (kilotoneladas/año)		% de reducción sobre las emisiones de 1980		% de reducción sobre las emisiones ajustadas de 1980	
		Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
		1993 ⁽¹⁾	1998	1993 ⁽¹⁾	1998	1993 ⁽¹⁾	1998
Bélgica	110	88	66	- 20	- 40	- 20	- 40
Dinamarca	124	121	81	- 3	- 35	- 10	- 40
Rep. Federal de Alemania	870	696	522	- 20	- 40	- 20	- 40
Grecia	36	70	70	+ 94	+ 94	0	0
España	366	368	277	+ 1	- 24	- 20	- 40
Francia	400	320	240	- 20	- 40	- 20	- 40
Irlanda	28	50	50	+ 79	+ 79	0	0
Italia	580	570	428	- 2	- 26	- 20	- 40
Luxemburgo	3	2,4	1,8	- 20	- 40	- 20	- 40
Países Bajos	122	98	73	- 20	- 40	- 20	- 40
Portugal	23	59	64	+ 157	+ 178	- 8	0
Reino Unido	1 016	864	711	- 15	- 30	- 15	- 30
Austria	19	15	11	- 20	- 40	- 20	- 40
Finlandia	81	65	48	- 20	- 40	- 20	- 40
Suecia	31	25	19	- 20	- 40	- 20	- 40

⁽¹⁾ Los Estados miembros podrán, por razones técnicas, aplazar por dos años como máximo la fecha prevista para la fase 1 de reducción de emisiones de NO_x notificándolo a la Comisión en el mes que siga a la notificación de la presente Directiva

⁽¹⁾ Pueden producirse emisiones adicionales a causa de la capacidad autorizada a partir del 1 de julio de 1987.

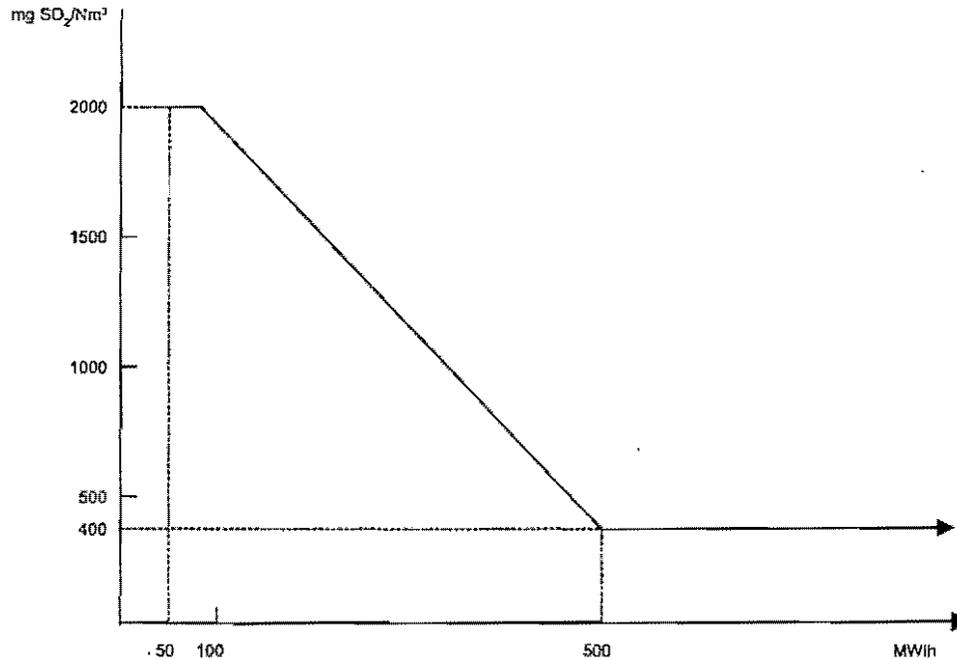
⁽²⁾ Las emisiones procedentes de instalaciones de combustión autorizadas antes del 1 de julio de 1987 pero que no estén aún en funcionamiento antes de dicha fecha y que no hayan sido tenidas en cuenta para establecer los techos de emisión fijados en este Anexo deberán ajustarse a los requisitos establecidos por esta Directiva para las nuevas instalaciones o ser tenidas en cuenta en el marco de las emisiones globales procedentes de instalaciones ya existentes, que no deben superar los techos fijados en este Anexo.

ANEXO III

VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE DIÓXIDO DE AZUFRE (SO₂)

Combustibles sólidos

- A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren respectivamente los apartados 1 y 3 del artículo 4:



Nota: Cuando los valores límite de emisión indicados en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, deberá alcanzarse un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 60 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 100 MWth, el 75 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 100 MWth e inferior o igual a 300 MWth, y el 90 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MWth. En el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 500 MWth, será de aplicación un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 94 % o de como mínimo el 92 % cuando se haya celebrado un contrato para la instalación de equipos de desulfurización de gases de combustión o de inyección de cal y los trabajos hayan comenzado en esa instalación antes del 1 de enero de 2001.

- B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, con excepción de las turbinas de gas:

Tipo de combustible	50 a 100 MWth	100 a 300 MWth	> 300 MWth
Biomasa	200	200	200
Caso general	850	200 ⁽¹⁾	200

⁽¹⁾ Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán 850 a 200 mg/Nm³ (disminución lineal).

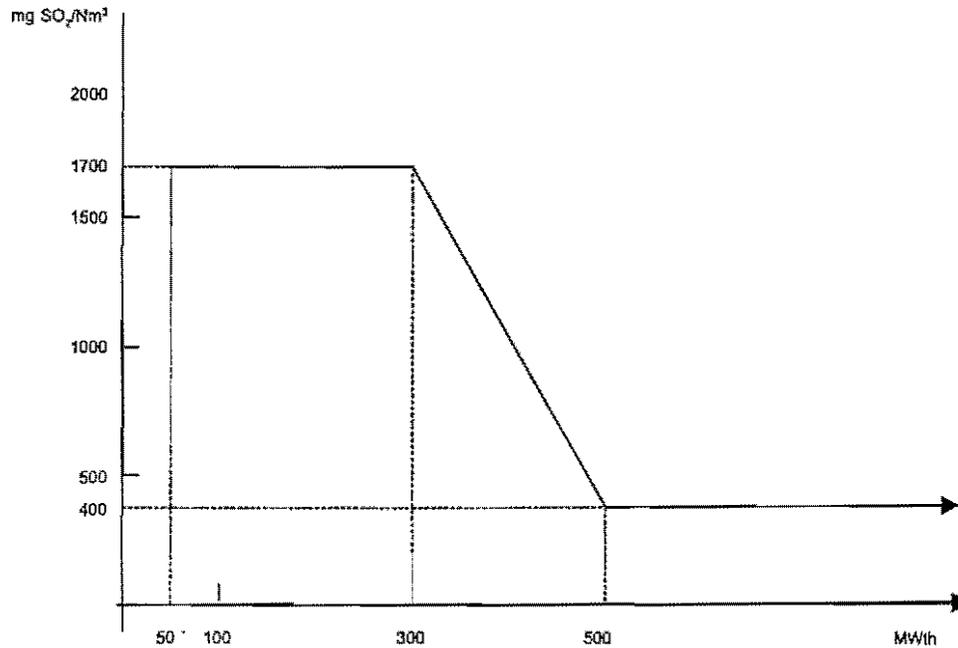
Nota: Cuando los valores límite de emisión indicados en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, las instalaciones deberán alcanzar un nivel de emisión de 300 mg/Nm³ SO₂ o un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 92 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 300 MWth y en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MWth un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 95 % y un valor límite máximo de emisión admisible de 400 mg/Nm³.

ANEXO IV

VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE SO₂

Combustibles líquidos

- A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren respectivamente los apartados 1 y 3 del artículo 4:



- B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido O₂ del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, con excepción de las turbinas de gas:

50 a 100 MWth	100 a 300 MWth	> 300 MWth
850	400 a 200 (disminución lineal) ⁽¹⁾	200

⁽¹⁾ Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán 850 a 200 mg/Nm³ (disminución lineal).

Por lo respecta a dos instalaciones con una potencia térmica nominal de 250 MWth en Creta y Rodas que se autorizarán antes del 31 de diciembre de 2007 se aplicará el valor límite de emisión de 1 700 mg/Nm³.

ANEXO V

VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE SO₂

Combustibles gaseosos

- A. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren respectivamente los apartados 1 y 3 del artículo 4:

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm ³)
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería, gas de hornos de coque, gas de altos hornos	800
Gas procedente de la gasificación del carbón	(¹)

(¹) El Consejo fijará los valores límite de emisión aplicables a dicho gas más adelante y basándose en las propuestas que haga la Comisión teniendo en cuenta experiencias técnicas posteriores.

- B. Valores límite de emisión de SO₂ expresados en mg/Nm³ (contenido O₂ del 3 %) que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4:

Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de hornos de coque	400
Gases de bajo valor calorífico procedentes de altos hornos	200

ANEXO VI

VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE NO_x (medidos en NO₂)

- A. Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm³ (contenido de O₂ del 6 % para los combustibles sólidos y del 3 % para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren respectivamente los apartados 1 y 3 del artículo 4:

Tipo de combustible	Valores límite de emisión ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)
Sólido ⁽²⁾ ⁽³⁾ :	
50 a 500 MWth	600
>500 MWth	500
A partir del 1 de enero de 2016	
50 a 500 MWth	600
>500 MWth	200
Líquido:	
50 a 500 MWth	450
>500 MWth	400
Gaseoso:	
50 a 500 MWth	300
>500 MWth	200

⁽¹⁾ Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicarán los siguientes valores:

Sólido en general: 650
Sólido con < 10 % de componentes volátiles: 1 300
Líquido: 450
Gaseoso: 350

⁽²⁾ Hasta el 31 de diciembre de 2015 las instalaciones de una potencia térmica nominal superior a 500 MW, que a partir de 2008 no rebasen más de 2 000 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años), deberán:

- en el caso de las instalaciones autorizadas de conformidad con la letra a) del apartado 3 del artículo 4, someterse a un valor límite de emisiones de óxidos de nitrógeno (medidas en NO₂) de 600 mg/Nm³;
- en el caso de las instalaciones sometidas a un plan nacional de conformidad con el apartado 6 del artículo 4, evaluar su contribución al plan nacional sobre la base de un valor límite de 600 mg/Nm³.

A partir del 1 de enero de 2016 las instalaciones que no rebasen más de 1 500 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años) estarán sometidas a un valor límite de emisiones de óxido de nitrógeno (medidas en NO₂) de 450 mg/Nm³.

⁽³⁾ Hasta el 1 de enero de 2016 en el caso de las instalaciones que durante el período de doce meses anterior al 1 de enero de 2001 utilizaban, y siguen utilizando, combustible sólido cuyos compuestos volátiles eran inferiores al 10 %, se aplicarán 1 200 mg/Nm³.

- B. Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm^3 que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, con excepción de las turbinas de gas:

Combustibles sólidos (contenido de O_2 del 6 %)

Tipo de combustible	50 a 100 MWth	100 a 300 MWth	> 300 MWth
Biomasa	400	300	200
Caso general	400	200 ⁽¹⁾	200

⁽¹⁾ Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicará 300 mg/Nm^3 .

Combustibles líquidos (contenido de O_2 del 3 %)

50 a 100 MWth	100 a 300 MWth	> 300 MWth
400	200 ⁽¹⁾	200

⁽¹⁾ Excepto en el caso de las regiones ultraperiféricas, en las que se aplicará 300 mg/Nm^3 .

Por lo que respecta a dos instalaciones con una potencia térmica nominal de 250 MWth en Creta y Rodas que se autorizarán antes del 31 de diciembre de 2007 se aplicará el valor límite de emisión de 400 mg/Nm^3 .

Combustibles gaseosos (contenido de O_2 del 3 %)

	50 a 300 MWth	> 300 MWth
Gas natural (nota 1)	150	100
Otros gases	200	200

Turbinas de gas

Valores límite de emisión de NO_x expresados en mg/Nm^3 (contenido de O_2 del 15 %) que deberá aplicar una unidad individual de turbina de gas de conformidad con el apartado 2 del artículo 4 (los valores límite se aplican únicamente por encima de una carga del 70 %):

	> 50 MWth (potencia térmica en condiciones ISO)
Gas natural (Nota 1)	50 (Nota 2)
Combustibles líquidos (Nota 3)	120
Combustibles gaseosos (distintos del gas natural)	120

Están excluidas de estos valores límite las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales. El titular de dichas instalaciones presentará cada año a las autoridades competentes un registro de dicho tiempo utilizado.

Nota 1: El gas natural es metano natural que no tenga más del 20 % (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

Nota 2: 75 mg/Nm^3 en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base:

- turbinas de gas utilizadas en un sistema que combina calor y electricidad que tengan un rendimiento global superior al 75 %
- turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual sea superior al 55 %
- turbinas de gas para unidades motrices mecánicas.

Para las turbinas de gas de ciclo único que no entran en ninguna de las categorías anteriores, pero que tengan un rendimiento superior al 35 % —determinado en condiciones ISO para carga base— el valor límite de emisión será de $50 \cdot \eta / 35$ siendo η el rendimiento de la turbina de gas expresado en porcentaje (y determinado en condiciones ISO para carga base).

Nota 3: Este valor límite de emisión se aplica únicamente a las turbinas de gas que consumen destilados ligeros y medios.

ANEXO VII

VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE PARTÍCULAS

- A. Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm^3 (contenido de O_2 del 6 % para los combustibles sólidos y del 3 % para los combustibles líquidos y gaseosos) que deberán aplicar las nuevas instalaciones y las instalaciones existentes a que se refieren respectivamente los apartados 1 y 3 del artículo 4:

Tipo de combustible	Potencia térmica nominal (MW)	Valores límite de emisión (mg/Nm^3)
Sólido	≥ 500	50 ⁽¹⁾
	< 500	100
Líquido ⁽¹⁾	todas las instalaciones	50
Gaseoso	todas las instalaciones	5 como norma general, pero 10 para gas de altos hornos 50 para gases producidos por la industria siderúrgica que pueden tener otros usos

⁽¹⁾ Se podrá aplicar un valor límite de emisión de $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ a las instalaciones con una potencia térmica nominal de menos de 500 MWth que quemen combustible líquido con un contenido de cenizas de más del 0,06 %.

⁽²⁾ Se podrá aplicar un valor límite de emisión de $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ a las instalaciones autorizadas de conformidad con el apartado 3 del artículo 4 con una potencia térmica nominal igual o superior a 500 MWth que quemen combustible sólido con un contenido calorífico inferior a $5 800 \text{ kJ}/\text{kg}$ (valor calorífico neto), un contenido de humedad superior al 45 % del peso, un contenido combinado de humedad y cenizas superior al 60% del peso y un contenido de óxido de calcio superior al 10 %.

- B. Valores límite de emisión de partículas expresados en mg/Nm^3 que deberán aplicar las nuevas instalaciones a que se refiere el apartado 2 del artículo 4, con excepción de las turbinas de gas:

Combustibles sólidos (contenido de O_2 del 6 %)

50 a 100 MWth	> 100 MWth
50	30

Combustibles líquidos (contenido de O_2 del 3 %)

50 a 100 MWth	> 100 MWth
50	30

Por lo respecta a dos instalaciones con una potencia térmica nominal de 250 MWth en Creta y Rodas que se autorizarán antes del 31 de diciembre de 2007 se aplicará el valor límite de emisión de $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$.

Combustibles gaseosos (contenido de O_2 del 3 %)

Como norma	5
Para gases de altos hornos	10
Para gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	30

ANEXO VIII

MÉTODO DE MEDICIÓN DE LAS EMISIONES

A. Procedimientos para la medición y evaluación de las emisiones de instalaciones de combustión

1. *Hasta el 27 de noviembre de 2004*

Las concentraciones de SO₂, partículas y NO_x se medirán de forma continua en el caso de nuevas instalaciones cuya autorización se conceda de conformidad con el apartado 1 del artículo 4 con una potencia térmica nominal superior a los 300 MW. No obstante, el control del SO₂ y de las partículas podrá limitarse a mediciones discontinuas o a otros procedimientos de medición apropiados en los casos en que dichas mediciones o procedimientos puedan utilizarse para determinar la concentración. Dichas mediciones o procedimientos han de ser verificados y aprobados por las autoridades competentes.

En el caso de nuevas instalaciones cuya autorización se conceda de conformidad con el apartado 1 del artículo 4 no sujetas a lo dispuesto en el párrafo primero, las autoridades competentes podrán exigir que se efectúen mediciones continuas de esos tres agentes contaminantes en los casos que consideren necesarios. Cuando no sean obligatorias dichas mediciones continuas, se recurrirá de forma regular a mediciones discontinuas o a procedimientos de medición adecuados con la aprobación previa de las autoridades competentes, con el fin de evaluar la cantidad de sustancias anteriormente mencionadas presente en las emisiones.

2. *A partir del 27 de noviembre de 2002 y sin perjuicio del apartado 2 del artículo 18.*

Las autoridades competentes exigirán mediciones continuas de concentraciones de SO₂, NO_x y partículas de los gases residuales de cada instalación de combustión con una potencia térmica nominal igual o superior a 100 MW.

No obstante lo dispuesto en el párrafo primero, no será necesaria la medición continua en los siguientes casos:

- para las instalaciones de combustión con un período de vida inferior a 10 000 horas de actividad
- para el SO₂ y las partículas procedentes de calderas de gas natural o de turbinas de gas que utilicen gas natural
- para el SO₂ procedente de turbinas de gas o calderas de gasóleo con un contenido de azufre conocido en los casos en que no se disponga de equipo de desulfurización
- para el SO₂ procedente de calderas alimentadas con biomasa si el titular puede demostrar que en ningún caso las emisiones de SO₂ superarán los valores límite de emisión establecidos.

Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas al menos cada seis meses. Como alternativa, podrán utilizarse procedimientos adecuados de determinación, que las autoridades competentes deberán verificar y aprobar, para evaluar la cantidad de los contaminantes anteriormente mencionados presentes en las emisiones. Dichos procedimientos utilizarán las normas CEN pertinentes tan pronto como éstas estén disponibles. En caso de no disponerse de normas CEN, se aplicarán las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

3. En el caso de instalaciones que deban ajustarse al índice de desulfurización previsto en el apartado 2 del artículo 5 y en el Anexo III, los requisitos relativos a las mediciones de emisiones de SO₂ establecidos en el punto 2 serán de aplicación. Además, el contenido de azufre de combustible utilizado en las instalaciones de la planta de combustión deberá controlarse regularmente.
4. Se informará a las autoridades competentes sobre los cambios sustanciales en el tipo de combustible empleado o en el modo de explotación de la instalación. Éstas decidirán si los requisitos de control establecidos en el anterior punto 2 son aún adecuados o exigen ser adaptados.
5. Las mediciones continuas efectuadas con arreglo al punto 2 incluirán los parámetros pertinentes del proceso de explotación relativos al contenido de oxígeno, la temperatura, la presión y el contenido de vapor de agua. La medición continua del contenido de vapor de agua de los gases de combustión no será necesaria, siempre que la muestra de gas de combustión se haya secado antes de que se analicen las emisiones.

Las mediciones representativas, por ejemplo muestreos y análisis, de los contaminantes pertinentes y los parámetros del proceso así como los métodos de medición de referencia para calibrar los sistemas de medición automáticos se llevarán a cabo con arreglo a las normas CEN tan pronto como se disponga de ellas. En caso de no disponerse de normas CEN, se aplicarán las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.

Los sistemas de medición continua estarán sujetos a control por medio de mediciones paralelas con los métodos de referencia al menos una vez al año.

6. Los valores de los intervalos de confianza del 95 % de un único resultado medido no excederán los siguientes porcentajes de los valores límite de emisión:

Dióxido de azufre	20 %
Óxidos de nitrógeno	20 %
Partículas	30 %

Los valores medios validados horarios y diarios se determinarán a partir de los valores medios por hora válidos medidos una vez sustraído el valor del intervalo de confianza especificado anteriormente.

Se invalidarán los días en que más de tres valores medios horarios sean inválidos debido al mal funcionamiento o mantenimiento del sistema de medición continua. Si por estos motivos se invalidan más de diez días al año, la autoridad competente exigirá al titular que adopte las medidas necesarias para mejorar la fiabilidad del sistema de control continuo.

B. Determinación del total anual de emisiones de instalaciones de combustión

Hasta el 2003 inclusive se informará a las autoridades competentes de la determinación de los totales anuales de emisiones de SO_2 y NO_x para las nuevas instalaciones de combustión. Cuando se proceda a un control continuo, el titular de la instalación de combustión añadirá por separado para cada agente contaminante la masa del mismo emitida cada día, de acuerdo con los índices del caudal volumétrico de los gases residuales. En caso de que no se realice un control continuo, el titular realizará la estimación de los totales anuales de emisiones con arreglo a lo dispuesto en el punto 1 de la parte A del presente Anexo, de conformidad con lo dispuesto por las autoridades competentes.

Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el total anual de las emisiones de SO_2 y NO_x de las nuevas instalaciones al mismo tiempo que la comunicación establecida con arreglo al punto 3 de la parte C del presente Anexo relativa a las emisiones anuales totales de las instalaciones existentes.

Los Estados miembros establecerán, a partir del 2004 y para cada año posterior, un inventario de las emisiones de SO_2 , NO_x y partículas procedentes de todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal de 50 MW o superior. La autoridad competente obtendrá de cada instalación que funcione bajo el control de un titular en un lugar determinado los siguientes datos:

- las emisiones totales anuales de SO_2 , NO_x y partículas (como partículas totales en suspensión).
- el consumo total anual de energía, en base al poder calorífico neto, clasificado en cinco categorías de combustible: biomasa, otros combustibles sólidos, combustibles líquidos, gas natural, otros gases.

Cada tres años se comunicará a la Comisión un resumen de los resultados de este inventario, presentando por separado las emisiones de las refinerías. Dicho resumen se deberá presentar dentro de los doce meses siguientes al fin del período de tres años que se tome en consideración. Los datos anuales de cada instalación estarán a disposición de la Comisión a petición de ésta. La Comisión pondrá a disposición de los Estados miembros un resumen de la comparación y evaluación de los inventarios nacionales dentro de los doce meses siguientes a la recepción de dichos inventarios.

A partir del 1 de enero de 2008, los Estados miembros informarán anualmente a la Comisión de las instalaciones existentes declaradas aptas en virtud del apartado 4 del artículo 4, junto con el balance de las horas utilizadas y no utilizadas autorizadas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.

C. Determinación del total anual de emisiones de las instalaciones existentes hasta el año 2003 inclusive

1. Los Estados miembros establecerán, a partir de 1990 y para cada año posterior hasta el 2003 inclusive, un inventario completo de emisiones de SO_2 y de NO_x procedentes de las instalaciones existentes:
 - instalación por instalación en el caso de las instalaciones de una potencia superior a los 300 MWth y de las refinerías
 - un inventario general para las demás instalaciones de combustión a las que se aplique la presente Directiva.
2. El método utilizado para la realización de dichos inventarios deberá ajustarse al utilizado en 1980 para determinar las emisiones de SO_2 y NO_x de las instalaciones de combustión.
3. Los resultados de dicho inventario, debidamente recopilados, se comunicarán a la Comisión en los nueve meses siguientes al final del año de que se trate. El método utilizado para establecer dichos inventarios de emisiones y la información de base detallada deberán ser suministrados a la Comisión a petición de ésta.
4. La Comisión organizará comparaciones sistemáticas de dichos inventarios nacionales y, si fuere pertinente, presentará propuestas al Consejo con vistas a la armonización de los métodos de realización de los inventarios de emisiones para la aplicación efectiva de la presente Directiva.

ANEXO IX

PLAZOS PARA LA TRANSPOSICIÓN AL DERECHO INTERNO Y PARA LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA DEROGADA

(conforme a lo indicado en el apartado 1 del artículo 17)

Directiva	Plazo para la transposición al Derecho interno	Plazos para la aplicación
88/609/CCE (DO L 336 de 7.12.1988, p. 1)	30 de junio de 1990	1 de julio de 1990 31 de diciembre de 1990 31 de diciembre de 1993 31 de diciembre de 1998 31 de diciembre de 2003
94/66/CE (DO L 337 de 24.12.1994, p. 83)	24 de junio de 1995	

ANEXO X

CUADRO DE EQUIVALENCIAS
(conforme a lo indicado en el apartado 3 del artículo 17)

Presente Directiva	Directiva 88/609/CEE
Artículo 1	Artículo 1
Artículo 2	Artículo 2
Artículo 3	Artículo 3
Apartado 1 del artículo 4	Apartado 1 del artículo 4
Apartados 2, 3 y 4 del artículo 4	
Apartado 5 del artículo 4	Apartado 3 del artículo 4
Apartados 6, 7 y 8 del artículo 4	
Artículo 5	Artículo 5
	Artículo 6
Artículo 6	
Artículo 7	Artículo 8
Artículo 8	Artículo 9
Artículo 9	Artículo 10
Artículo 10	Artículo 11
Artículo 11	Artículo 12
Artículo 12	Apartado 1 del artículo 13
Artículo 13	Artículo 14
Artículo 14	Artículo 15
Apartados 1, 2 y 3 del artículo 15	Apartados 1, 2 y 4 del artículo 16
Artículo 16	
Artículo 17	
Párrafo primero del apartado 1 y apartado 3 del artículo 18	Apartados 1 y 2 del artículo 17
Párrafo segundo del apartado 1 y apartado 2 del artículo 18, y artículo 19	
Artículo 20	Artículo 18
Anexos I a VIII	Anexos I a IX
Anexos IX y XI	—

MINUTA

Análisis de Anteproyecto Norma de Emisión.

1. Introducción:

Endesa Chile esta de acuerdo con la necesidad de regular las emisiones de fuentes fijas que se basan en la quema de combustible fósil, pero, los parámetros a ser normados deben ser fácilmente cuantificables en el tiempo y demostrable su real necesidad de regulación (impacto sobre la salud de las personas), de manera de justificar los altos costos de inversiones de este tipo.

2. Análisis y comentarios numeral I. Fundamentos:

La norma menciona a la Agenda de Gobierno al referirse al Plan de Seguridad Energética (PSE) en el corto plazo y largo, e indica que el desarrollo del país debe tender a ser compatible con el medio ambiente. Sin embargo, al regular límites muy estrictos o incluir parámetros muy restrictivos como los indicados en el Art.5º, estos no son concordantes con la situación crítica de dependencia energética externa del país, ya que al regular parámetros como el mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (Va) se está reduciendo la cartera de proveedores potenciales del combustible, ya que actualmente tales parámetros no se consideran en los procesos de licitaciones internacionales del combustible (parámetros de calidad según normas ASTM en USA, C.E., Australia, Colombia, Indonesia).

La norma resalta como fundamento la intención país de ser parte de la OCDE lo que es una contradicción ya que esta organización es una institución internacional intergubernamental que reúne a los 30 países industrializados más ricos del mundo, de los cuales, la mayor parte tiene normas de emisión para MPT, SO₂ y NO_x y sólo algunos (los menos) poseen regulaciones ambientales sobre la emisión de Hg y ninguno en de Ni y Va, principalmente causado por su dependencia de combustibles externos, razón por lo cual un país como Chile donde estamos lejos de ser industrializado, no tiene sentido ni razón de ser la restricción arbitraria de las fuentes fijas .

Por otra parte, el borrador de la norma en cuanto a magnitud de las emisiones, pone como referente a EE.UU., no obstante sólo algunos estados regulan PM10, SO₂ y NO_x, mientras que Hg sólo algunos estados lo regulan, por lo que no se entiende como se obtuvo el valor del 40% de Hg representativo de la generación termoeléctrica de ese país, en instancias que el Ni y Va ni siquiera es mencionado en dicho referente.

Por otra parte, el Ni y Va se encuentra presente en trazas en el Petcoke mientras que en el carbón está bajo los límites de detección, lo cual vuelve más difícil cuantificar la magnitud de las emisiones en términos de concentración.

3. Recomendaciones numeral I. Fundamentos:

Incluir en los fundamentos la normativa de la comunidad Europea o del Banco Mundial en los parámetros de PM10, NOx y SO₂; y

No considerar los parámetros de Hg, Ni o Va ya que no existe información suficiente a nivel nacional de las emisiones de estos contaminantes ni tampoco una metodología clara para medir nacional e internacionalmente estos parámetros, lo cual conduciría a fijar un límite que estaría exento de elementos objetivos.

Por otro lado, tal como está planteado en la norma (Art. 10°), el método de medición será fijado a posterior por la autoridad sanitaria sin posibilidad de participar como industria generadora y dejándonos sin posibilidad de rebatir el método a utilizar.

Se solicita a la autoridad de medición frente a los límites a regular e imponer ya que una mala definición de un parámetro puede generar una condición de imposibilidad de cumplimiento por ser técnicamente inviable la implementación de la solución.

4. Análisis y comentarios a los artículos del Título I.

Art. 1°. La presente norma de emisión debiera estar diseñada en base al tipo de combustible principal y su potencia instalada, ya que cada combustible tiene parámetros de calidad muy distintos entre sí que es conveniente diferenciar pues las emisiones en condiciones normales son totalmente distintas. De no ser así, se estaría beneficiando a las centrales que utilizan combustibles líquidos y gaseosos en desmedro de las centrales que utilizan combustibles sólidos.

Por otro lado, se recomienda dejar todas unidades generadoras con capacidad instalada menor a 40 MW excluidas de la aplicación de esta norma, en atención a las dificultades para monitorear estas emisiones ya que por diseño no cumplen los requisitos mínimos establecidos por las normas EPA para ejecutar adecuadamente estos controles continuos.

En consideración a los contaminantes a monitorear, Endesa Chile recomienda trabajar sobre los más representativos de este tipo de instalaciones como lo son material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO₂) y dióxido de azufre (SO₂), ya que está demostrado su impacto sobre la calidad del aire y las metodologías de medición están claramente definidas.

Art.2° Incorporar nuevas definiciones y aclaraciones:

Emisión a la atmósfera: Proyección a la atmósfera de cualquier forma de materia sólida, líquida o gaseosa.

Instalación existente: Toda aquella central de generación termoeléctrica con una o más unidades que se encuentre en operación, en modificación, en construcción o con una Resolución de Calificación Ambiental aprobatoria o en proceso de notificación a la fecha de entrada en vigencia de esta norma.

Nota. La idea es reconocer la situación actual de todos aquellos proyectos que ya se encuentran aprobados en el SEIA y que por tanto, dichas instalaciones ya fueron objeto de licitaciones y contratos en forma previa, existiendo importantes recursos comprometidos al respecto.

Instalación nueva: Toda aquella central de generación termoeléctrica con una o más unidades que, independiente de su tecnología y combustible usar, aún no ingrese al SEIA a la fecha de entrada en vigencia de esta norma. No se considera como instalación nueva a aquellas instalaciones existentes que sufran cambios de consideración con posterioridad a la entrada en vigencia a la norma.

Nota: la idea es incentivar el cambio de tecnologías o mejoras operacionales en centrales antiguas sin que por ello sea catalogada como fuente nueva.

Unidades de generación:

Nota: Se recomienda definir este concepto para efectos de diferenciarla de la definición de "instalación".

Centrales termoeléctricas a carbón, instalaciones de generación eléctricas que funcionan en base a turbinas de vapor y que utilizan el carbón como combustible principal.

Centrales termoeléctricas a petróleo, instalaciones de generación eléctricas que funcionan en base a turbinas de vapor y gas y que utilizan petróleo como combustible principal.

Centrales termoeléctricas a gas, instalaciones de generación eléctricas que funcionan en base a turbinas de vapor y/o gas, y que utilizan gas como combustible principal.

Combustible principal: Es el combustible que se consume en mayor proporción másica en un proceso de generación.

Material particulado (MP): Refiérase a la concentración de cualquier material sólido o líquido, en mezcla gaseosa, que es emitido a través de una chimenea o punto de emisión y expresado en unidades de concentración.

NOx: Refiérase a las concentraciones de monóxido de nitrógeno (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂) u otro óxido de nitrógeno, medidos en la chimenea o foco de emisión y expresado como NO₂.

SOx: Refiérase a las concentraciones de dióxido de azufre (SO₂), trióxido de azufre (SO₃) medidas en la chimenea o punto de emisión y expresado como SO₂.

Concentración: Relación entre la masa de un contaminante en unidades de miligramos (mg) y el volumen en el cual esta contenido ($C=m/V$) en condición normal (25°C y 1 atmósfera), metros cúbicos (Nm³)

Tasa de emisión: Relación entre la masa de un contaminante específico emitido a la atmósfera por unidad de tiempo (ton/día)

Corrección por oxígeno: Conversión de una concentración medida para condiciones referenciales de oxígeno. Para efectos de la corrección se entenderá por: C_R, la concentración del contaminante corregido, C_M, la concentración del contaminante medido, O_R, el porcentaje de oxígeno referencial y O_M, el oxígeno medido. Por lo anterior $C_R = ((21-O_R)/(21-O_M)) * C_M$.

5. Análisis y comentarios a los artículos del Título II.

Art. 5° Los límites propuestos para PM, NO₂ y SO₂ debieran ser función del tipo de combustibles y por rangos de capacidad instalada, tal cual lo recomienda la normativa de la comunidad europea.

Un error que se comete al fijar un sólo valor para Chile sin considerar la influencia del tipo de combustible, tecnología, capacidad instalada y capacidad de dilución de cuencas es que ésta, discrimina a las centrales carboneras y relaja las centrales a gas natural y otros combustibles, ya que las concentraciones emitidas por una central carbonera pueden llegar a ser 500 veces superiores a las concentraciones de un central que utiliza gas natural.

Los valores propuestos son muy restrictivos para las instalaciones existentes y nuevas, se propone lo siguiente:

Tabla 1 CC.TT. a carbón - corrección por oxígeno al 6%			
Contaminante	Valor límite unid. Existentes (mg/Nm ³)	Valor límite unid. nuevas (mg/Nm ³)	
Material Particulado (MP)	120	60	
Dióxido de azufre (SO ₂)	1700	1200	
Dióxido de Nitrógeno (NO ₂)	600	500	

Tabla 2 CC.TT. a petróleo - corrección por oxígeno al 3%			
Contaminante	Valor límite unid. Existentes (mg/Nm ³)	Valor límite unid. nuevas (mg/Nm ³)	
Material Particulado (MP)	50	30	
Dióxido de azufre (SO ₂)	400	200	
Dióxido de Nitrógeno (NO ₂)	400	200	

Tabla 3 CC.TT. a gas natural - corrección por oxígeno al X%			
Contaminante	Valor límite unid. Existentes (mg/Nm ³)	Valor límite unid. nuevas (mg/Nm ³)	
Material Particulado (MP)	50	30	
Dióxido de azufre (SO ₂)	30	20	
Dióxido de Nitrógeno (NO ₂)	150	100	

Endesa estima que el plazo de aplicación de la norma de 24 meses es muy breve, se sugiere como plazo razonable a lo menos 5 años (si se logra antes excelente), por razones presupuestarias, por el posible retraso que sufren las entregas de equipos de parte del proveedor, y porque las modificaciones a implementar en las centrales es probable que deban ingresar al SEIA, lo que significa la preparación de los documentos y la evaluación ambiental.

6. Análisis y comentarios a los artículos del Título III.

Art. 7° Las unidades deberán contar con un sistema de medición continuo o con mediciones discretas de acuerdo a lo siguiente:

- a) Monitoreo en línea de MP, SO₂ y NO_x por chimenea para unidades existentes o nuevas.

Nota: Existen unidades con potencia instalada menor a 40 MW (turbotas) en operación que por diseño no pueden cumplir los requisitos mínimos para contabilizar sus emisiones de MP por no tener chimeneas de descarga de gases ya que sus emisiones salen directamente desde los equipos. Por lo anterior y como ejemplo, sus emisiones

son reportadas (DS N°138/05) a través de cálculos con factores de emisión por combustible definidos por la EPA. Aún para los gases de SO₂ y NO_x.

b) Monitoreo discreto de Hg, Ni y Va en CC.TT. a carbón y pet-coke.

Nota: No existe conocimiento si estos límites fueron estudiados adecuadamente o no, ya que no se dispone de una historia al respecto por instalación o unidad. Estos parámetros sólo debieran ser preocupación en los combustibles derivados de las borras de petróleo ya que ahí sí se concentran metales. Por otro lado, hoy en el mercado no existen laboratorios que midan adecuadamente estos parámetros como para desarrollar una línea base futura y hasta no estar resuelta esta situación, se recomienda no incluirlos en estas mediciones.

Nota: Se recomienda aclarar a la autoridad, a qué se refiere con la exigencia de contar con un "sistema de medición" y "porque" se amplía este requerimiento a instalaciones existentes.

Art. 8° Las unidades que utilizan gas quedan eximidas de medir SO₂ y PM10 de manera continua.

Art. 9° Las instalaciones deberán someterse a mediciones discretas por lo menos tres veces al año.

Nota: Se recomienda aclarar por qué la necesidad de realizar este tipo de pruebas de alto costo, ya que todos estos equipos son contrastados en línea contra patrón y de manera frecuente.

Art. 10° Las metodologías de medición a utilizar.

Nota: Existen centrales que por diseño no tienen chimenea y por ejemplo, no se puede aplicar el procedimiento EPA CH-5.

En cuanto a los monitoreo discretos y en particular los metales pesados, no existe metodología disponible en Chile ni empresa que tenga expertos en el tema y la norma deja al arbitrio de la autoridad sanitaria el tema y sin posibilidad de discusión la determinación de este método.

Art. 11° Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios especializados.

Nota: Se hace presente que no existen laboratorios autorizados que midan emisiones por chimenea de Hg, Ni y Va.

Art.12° Información a entregar por el sistema de medición On-line.

Nota: No se justifica la implementación de nuevos análisis como metales pesados en combustibles, potencia del aire en el filtro de mangas ya que no se identifica el aporte a esta norma y sólo encarece los costos operativos.

Art. 13° Elaboración de un “plan de monitoreo”

Nota. Se solicita aclarar el plazo comprometido para la elaboración del plan ¿Dos meses u ocho meses?.

Art. 14° Todo titular debe presentar reportes mensuales y otro anual a los servicios competentes respectivos.

Nota: Se solicita aclarar a que servicios se refiere.¿SAG, SALUD, ...?

7. Análisis y comentarios a los artículos del Título IV.

Art.17°. Entrada en vigencia y derogación de cualquier otra disposición reglamentaria que sea contraria o incompatible con el presente decreto.

Nota: La norma no aclara que sucederá con los límites impuestos por la autoridad en referencia a los Planes de Descontaminación en zonas saturadas o bien los límites impuestos en R.C.A. que van más allá de esta norma.

Es necesario aclarar y distinguir en la norma las situaciones de centrales termoeléctricas que se encuentran en áreas reguladas por un Plan de Prevención o Descontaminación (normas de calidad), sea que se trate de fuentes nuevas o instalaciones existentes y aclarar cual de los dos instrumentos les será aplicable.

Asimismo, otra situación que pudiera presentarse, es que se emplacen en áreas que por la cantidad de fuentes, se cumpla la norma de emisión, y no se cuente con plan, y las mediciones oficiales arrojen que el área está latente o saturada, dicho caso debe abordarse expresamente en la norma de emisión, para efectos de otorgar certeza jurídica a las fuentes emisoras

SEIA: Algunas Reflexiones a la Luz de los Proyectos Eléctricos

La presentación del proyecto HidroAysen, al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) durante el mes de agosto, ha generado un importante debate en la agenda pública respecto al adecuado funcionamiento de la calificación ambiental, especialmente en el caso de los proyectos de generación eléctrica.

No disponer de una adecuada oferta energética implica serios riesgos para el desarrollo económico del país en términos de desabastecimiento energético en el corto plazo y del incremento los precios de la energía en el largo plazo.

A pesar de ello, la calificación ambiental de estos proyectos pareciese tornarse cada vez más compleja, debido a los diversos impactos ambientales asociados a la puesta en marcha de las diferentes centrales de generación, siendo probablemente el caso hidroeléctrico uno de los más controvertidos. Todo esto cuando el consumo eléctrico crece a tasas superiores al 5%¹.

En este documento se discuten algunos de los aspectos más relevantes del SEIA en el

marco de los proyectos de generación eléctrica. En particular, se revisa la evolución del proceso de calificación ambiental de este tipo de proyectos, sus tasas de aprobación, y su evolución en los últimos años.

EL SEIA y los Proyectos de Generación Eléctrica

El proceso de evaluación ambiental debe mediar entre las necesidades productivas del país y el cuidado del patrimonio ambiental, sin embargo, no debe perderse de vista que distorsiones en el proceso de calificación pueden afectar el potencial de crecimiento económico del país, lo cual en el mediano y largo plazo podría impactar negativamente en la reducción de la pobreza, algo que siempre debe ser considerado como primera prioridad de política pública.

Al analizar la operación del SEIA para la calificación de proyectos de generación de energía, se observa que por lo general los grandes proyectos eléctricos ingresan por medio de Estudios de Impacto Ambiental (EIA)².

Desde el año 1994 a la fecha³, ingresaron 84 estudios al SEIA, lo que representa una inversión acumulada de US\$ 28.840 millones, equivalentes a 26.209 MW⁴. Actualmente, hay 20 EIA en calificación en el sistema lo cual se resume en la Tabla N°1.

De éstos, 9 corresponden a proyectos hidroeléctricos, por una potencia acumulada de 4.026 MW y una inversión total de US\$ 5.050 millones, y 7 corresponden a centrales térmicas en base a carbón, por una potencia acumulada de 4.266 MW y una inver-

En esta Edición:

- SEIA: Algunas Reflexiones a la Luz de los Proyectos Eléctricos
- Política Indígena de Entrega de Tierras: Crónica de una Muerte Anunciada

Tabla 1: Proyectos de Generación Eléctrica en Calificación (EIA)

Características	Hidroeléctricos	Termoeléct. (Carbón)	Termoeléct. (Gas)	ERNC	TOTAL
Potencia (MW)	4,026	4,266	1,12	512	9,924
Inversión (MMUS\$)	5,05	6,761	555	1,015	13,381
Número de Proyectos	9	7	2	2	20
Promedio Días L	272	255	561	128	281
Inversión/Potencia	1,254	1,585	496	1,982	1,348

Fuente: Elaboración propia en base a www.e-seia.cl

Nota: La tabla considera todos los proyectos ingresados hasta el 18 de noviembre de 2008

sión total de US\$ 6.671 millones. Además, hay 2 proyectos termoeléctricos en calificación en base a gas y 2 de Energías Renovables no Convencionales (ERNC), aunque en conjunto representan solo el 16% de la potencia acumulada y el 11% de la inversión total.

Al analizar la evolución anual de la oferta de MW en base a los EIA ingresados al SEIA en los últimos 3 años, se constata que ha habido un incremento importante en el volumen de proyectos, destacando los 6.753 MW ingresados durante el 2008, lo cual es 37 veces más que lo registrado en 1999 (Ver Gráfico N°1).

Esto se debe, en primer lugar, al aumento de la demanda energética y, en segundo lugar, a los cambios de las condiciones del mercado, ya que en 1999 los proyectos energéticos estaban enfocados en la importación de gas natural desde Argentina debido al bajo precio del combustible⁵.

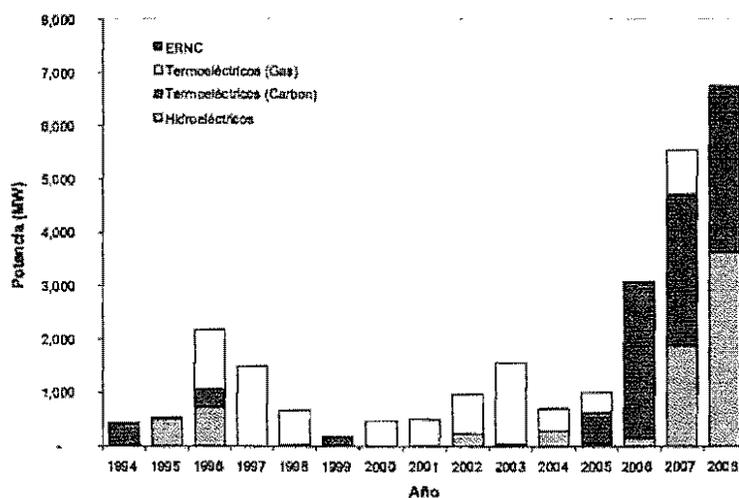
De hecho, desde el año 1996 hasta el 2004 el ingreso de proyectos de generación al SEIA fue dominado mayoritariamente por la construcción de centrales termoeléctricas debido a la "percepción general de disponibilidad ilimitada de gas natural Argentino" lo cual llevó a la industria a invertir

en la construcción de gasoductos, por sobre los grandes proyectos de generación con otras alternativas⁶. Esta tendencia comienza a revertirse a partir del año 2005, cuando la respuesta del mercado a la crisis de suministro del gas originó presentaciones al SEIA de proyectos termoeléctricos a carbón e hidroeléctricos, esto en base a los incentivos ge-

nerados por los costos de generación de las diferentes alternativas⁷.

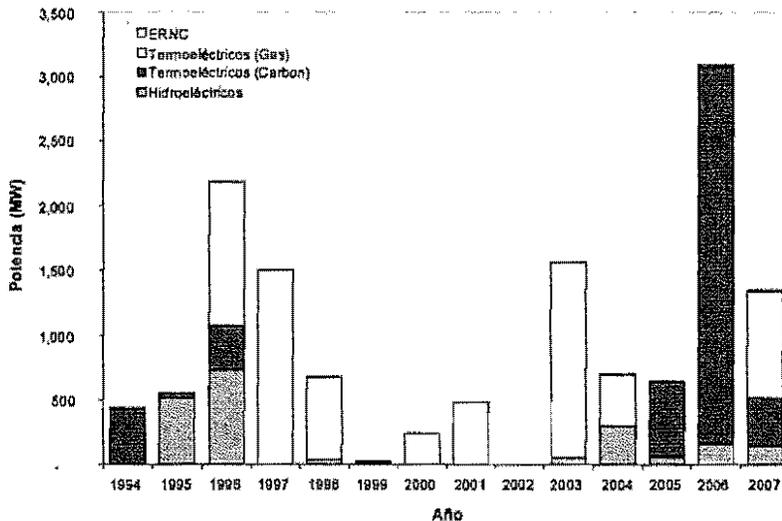
Sin embargo, si observamos los EIA aprobados, lo cual responde tanto a la voluntad política como técnica del sistema de calificación, tenemos que su tasa de aprobación no es proporcional al número de proyectos ingresados. Para graficar este punto, resulta ilustrativo analizar la aprobación de los EIA del año 2005 en adelante, año en el que los proyectos termoeléctricos adquieren gran relevancia de-

Gráfico N°1: EIA de Generación Eléctrica Ingresados al SEIA



Fuente: elaboración propia en base a www.e-seia.cl

Gráfico N°2: EIA de Generación Eléctrica
Aprobados por el SEIA



Fuente: elaboración propia en base a www.e-seia.cl

bido a las restricciones del gas natural. En este período, los MW hidroeléctricos representan el 35% de la potencia total ingresada al SEIA en proyectos de generación, en tanto, en el caso del carbón esta cifra es el 54% de la potencia total. Sin embargo, los MW hidroeléctricos aprobados por el SEIA en el mismo período son un 11% de la potencia total, y los MW en base a carbón son el 67% del total. Esto podría estar reflejando un cierto sesgo negativo hacia la hidroelectricidad. De hecho, en el año 2007, de los 1.887 MW hidroeléctricos ingresados al SEIA, 1.349 MW fueron rechazados, o bien, desistidos por los titulares. Aún cuando se observa que los proyectos hidroeléctricos representan una porción importante de los proyectos ingresados al SEIA en los últimos años, también se aprecia que estos son una fracción marginal del total de MW aprobados en el mismo período.

Si hacemos el mismo análisis sobre la base de los tiempos de calificación de los EIA, se obtienen conclusiones similares. Desde 1994 hasta el 2007, los EIA de proyectos ter-

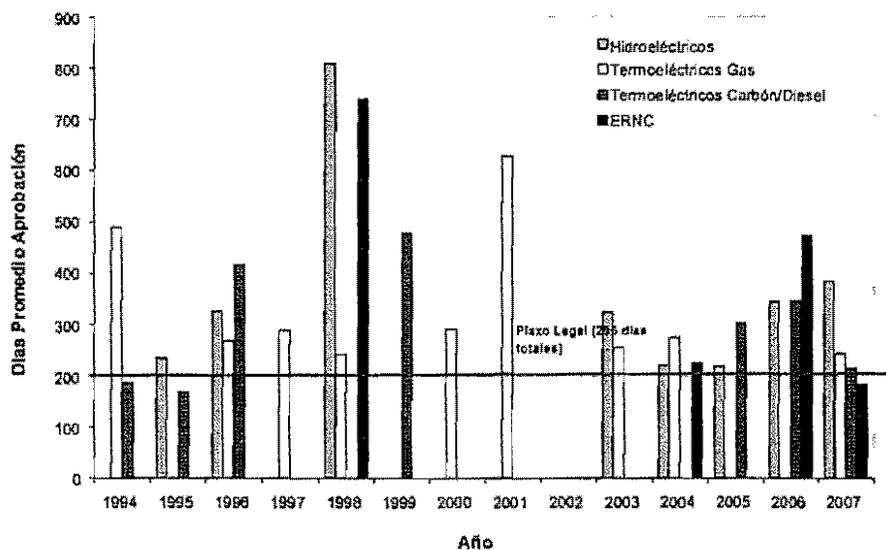
moeléctricos en base a carbón fueron calificados en promedio en 302 días, seguido por los termoeléctricos a gas natural, evaluados en 331 días, los hidroeléctricos, en 358 días, y los de ERNC, en 405 días, aunque estos últimos ingresaron en menor volumen al sistema y son bastantes atípicos en comparación al resto.

El Gráfico N°3 muestra la evolución de los días promedio de calificación de los EIA aprobados por el SEIA desde el año 1994, esto según alternativa de generación. En ésta se observa que, en general, ninguna de las alternativas es calificada en los plazos establecidos por la ley, lo cual sigue la tendencia general observada en el SEIA a nivel global⁸. Sin embargo, también es posible notar que a diferencia de los años anteriores, en el año 2007 la aprobación de los EIA hidroeléctricos en promedio tomó casi el doble del tiempo en relación a las otras alternativas de generación. Además, el tiempo promedio de calificación de los hidroeléctricos muestra una tendencia al alza desde el año 2004 en adelante. En el caso de las otras alternativas no es posible determinar una tendencia clara.

Los puntos anteriores, además, deben ser contrastados con los impactos asociados a las diferentes alternativas de generación que ingresan al SEIA. Aún cuando las ERNC son las preferidas desde una perspectiva ambiental, sus costos no son totalmente competitivos con la generación termoeléctrica e hidroeléctrica⁹, algo que podría cambiar a futuro. Sin embargo, aquí nos centraremos en las dos principales alternativas evaluadas en el sistema.

Por un lado, los proyectos hidroeléctricos tienen un impacto asociado al área de inundación, por lo general cientos o miles de hectáreas, lo cual altera la diversidad de la flora y

**Gráfico N°3: Días Promedio de Calificación
EIA de Generación Eléctrica Aprobados por el SEIA**



Fuente: elaboración propia en base a www.e-seia.cl

Estas consideraciones deben ser tomadas en cuenta en los procesos de calificación de las diferentes alternativas de generación eléctrica, ya que finalmente la decisión debe ser un balance entre las necesidades productivas del país, el cuidado del patrimonio ambiental y, principalmente, los efectos en la población afectada por la ejecución de los proyectos. Sin embargo, la tendencia en el SEIA parece ser priorizar los proyectos termoeléctricos por sobre la hidroelectricidad, siendo que esta última alternativa no afecta la salud de la población y funciona en base a un recurso natural renovable.

fauna del área inundada, pero no afectan mayormente la salud de la población. En cambio, las centrales termoeléctricas a carbón requieren de una superficie mucho menor, típicamente entre 50 y 100 hectáreas, pero pueden afectar la salud de la población, principalmente por medio de las emisiones de material particulado respirable, dióxidos de nitrógeno y de azufre, además de generar residuos industriales líquidos.

Desde el año 2005 se han calificado favorablemente 11 EIA de generación termoeléctrica en base a carbón, por un total de 3.870 MW, entre ellos la unidad N° 3 Guacolda, la central Santa Lidia, la central térmica Andina, el complejo Coronel, las centrales Angamos y Kelar, entre otras. Aún cuando las centrales termoeléctricas deben cumplir con la legislación de calidad del aire vigente y con exigentes estándares internacionales en materia medioambiental, generan emisiones contaminantes que pueden deteriorar la calidad del aire.

Conclusiones

Sobre la base de los EIA ingresados y aprobados por el SEIA desde el año 1994 a la fecha, es posible establecer que existen ciertos sesgos en la evaluación y aprobación de las diferentes alternativas de generación eléctrica. Esto resulta poco comprensible ya que el SEIA es un mecanismo diseñado para compensar y mitigar los impactos ambientales asociados a las actividades productivas, en un marco de desarrollo sustentable. La ley define qué actividades pueden ser desarrolladas, y sobre esa base debe discutirse el diseño y la ejecución de los diferentes proyectos.

Esto hace necesario perfeccionar los mecanismos de calificación de los proyectos de generación eléctricos en el SEIA, teniendo como criterio primordial las consideraciones técnicas de los proyectos y los efectos sobre la población directamente afectada. Además, es posible que sea necesario reformular algunos

parámetros de la calificación ambiental de los proyectos de generación eléctrica. Por ejemplo, estableciendo nuevos plazos de calificación, o bien, destinando mayores y mejores recursos a su calificación, dado su carácter estratégico.

Finalmente, es posible que sea necesario perfeccionar los mecanismos de participación ciudadana, algo que no discutimos en esta ocasión, pero que posiblemente sea una de las causas de las distorsiones observadas en el SEIA en los últimos años. Un proceso de participación ciudadana inclusivo e informado permitirá establecer las compensaciones y mitigaciones necesarias para el correcto desarrollo de los proyectos, sin embargo, esto debe realizarse sobre la base de consideraciones técnicas y no ideológicas.

En definitiva, el proceso de evaluación ambiental debe mediar entre las necesidades productivas del país y el cuidado del patrimonio ambiental, sin embargo, no debe perderse de vista que distorsiones en el proceso de calificación pueden afectar el potencial de crecimiento económico del país, lo cual en el mediano y largo plazo podría impactar negativamente la reducción de la pobreza, algo que siempre debe ser considerado como primera prioridad de política pública.

¹ Promedio anual de los últimos 5 años en base a las Encuestas "Balance de Energía a Empresas del Sector" de la CNE.

² Desde el año 2004, fecha de inicio de la tramitación electrónica de las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), se han aprobado aproximadamente 2000 MW por medio de DIA's, sin embargo, 600 MW corresponden a proyectos de respaldo. En el mismo periodo se han aprobado 5.791 MW mediante EIA's.

³ Aún cuando el reglamento del SEIA fue publicado en el año 1997, algunos proyectos se sometieron al SEIA de manera voluntaria.

⁴ Se consideran todos los proyectos de generación eléctrica ingresados al SEIA, aún cuando no se incluyen los que no fueron admitidos a tramitación.

⁵ De acuerdo a un estudio realizado por Larrain y Quiroz (2008), publicado en el libro "Gas Natural: Lecciones de Una Crisis", el precio medio CIF de importación del Gas Natural se incrementó progresivamente desde el 2003 en adelante, pasando desde US\$ 9 por Kcal a casi US\$ 14 por Kcal en el año 2008. A esto se suma las restricciones de envío de Gas teniendo en el año 2008 restricciones de envío desde Argentina por sobre el 90%. Esto finalmente impactó en el encarecimiento del precio nudo del Sistema Interconectado Central, aún cuando esto también se vio impactado por el encarecimiento general de las energías, en particular de los combustibles fósiles.

⁶ Ver estudio de Berstein (2008) en el libro "Gas Natural: Lecciones de Una Crisis".

⁷ En la Revista de Libertad y Desarrollo N° 184, Crisis Energética: Escenario 2008, se muestra un resumen de los costos de generación de diferentes opciones tecnológicas.

⁸ Esto se muestra en detalle en la Serie Informe Ambiental de LYD, "Eficiencia de las Coremas en la Calificación Ambiental", disponible en www.lyd.org

⁹ Ver Revista de Libertad y Desarrollo N° 184, Crisis Energética: Escenario 2008.

Carmen Gloria Contreras Fierro

Asunto: Reunión comité operativo - norma termoeléctricas
Ubicación: sala reuniones 6º piso

001133

Comienzo: martes 23/12/2008 9:30
Fin: martes 23/12/2008 12:00

Periodicidad: (no disponible)

Estado de la reunión: Organizador de la reunión

Asistentes necesarios: Maritza Jadrijevic Girardi; Walter Folch; Carolina Gomez; 'Hernan Contreras'; LUIS CASTRO; 'Kurt Homm'; gonzalo@gisma.cl; Olga Espinoza; 'tsaavedra@minvu.cl'; Cristian Urrutia; 'jeanine.hermansen@sag.gob.cl'; Claudia Valenzuela; Ricardo Pérez Cea; Camilo Montes Montes; Juan Ladron de Guevara L; Sara Pimentel Hunt; Jaime Bravo Oliva; Carolina Alejandra Riveros Requena; Conrado Ravanal Figari; Maria de los Angeles Hanne; =SMTP:mgrez.5@conama.cl

Asistentes opcionales: Hans Willumsen; Gonzalo Leon Silva
Recursos: Alejandra Apablaza



anteproyecto
Termoelectricas v...

Reunión comité operativo Norma termoeléctricas:

Temas:

- 1) presentación avance estudio consultor ecofysvalgesta
- 2) observaciones del sector privado enviada en e.mail anterior.

Se adjunta versión anteproyecto que incluye primer mejoramiento del grupo de trabajo de fiscalización MINSAL - SAG (enviada por Walter Folch).

Se pide confirmar asistencia,

Gracias

Carmen Gloria Contreras



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 10 de Diciembre del 2008

LUGAR: _____

HORA: _____

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
1.	Kurt Homm J.	Ecofy. Valgesta	André de Fuera Calida 47	94497448		K.HOMM@ECOFYSVALGESTA.COM
2.	CRISTIAN AMULTIA	CONAMA BOBO			2791765	amultia.8@conama.cl
3.	HERNAN CONTRERAS C.	C.N.E	3656876	3656876	3656863	hcontreras@cnre.cl
4.	Olga Espinoza	SAG	Bulnes 140-5º	345-1535	345-1533	olga.espinoza@sa.gov.cl
5.	Jeanine Hermanson	SAG	Bulnes 140,5º	345-1540	345-1533	jeanine.hermanson@sa.gov.cl
6.	Judía Valenzuela	CONAMA DE	Testinos 254	2405658		jvalenzuela@conama.cl
7.	Diana Pérez Cea	EVISA - CONAMA	TESTINOS 258	2405682		dperez@conama.cl

201154

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
8.	Jenny Tapia	CONAMA R. Antioqueño	Pet. 461. of 1407	268200	268200	jtapia2@conama.cl
9.	Camilo Torres	Condema Sr. Antioqueño	PRK 461 of 1407	268200	268200	cmortor2@conama.cl
10.	MARCELO MENA	CONAMA/NACIONAL		2405647		mmena@conama.cl
11.	TED SALVEDRA.	MINUJ	ALAMEDA 924 6° PISO	351.3633		tsalvedra@minuj.cl
12.	WALTER FOLCH	MINSAL	MAC IVER 459	5440482		wfolch@minsal.cl
13.	Carmen Contreras F.	Conama	Teatinos 258	2405772		ccontreras@conama.cl
14.	MONTIJA JADRJEVIC	CONAMA	Teatinos 258	2405608		mjadrijevic@conama.cl
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						

001155



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"Reunión Comité Ampliado Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 17 de Diciembre del 2008

LUGAR: Salón N° 202 - 2° P. - Corp

HORA: 15:00 hrs.

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
1.	Héctor Rojas D	APS Gener	M. Sanchez F 310	597 9318		hrojas@aes.com
2.	Pedro Navarrete	CMPC Celubra S.A	Aputena, 1743	441 2602		pnavarrete@celubra.compc.cl
3.	SORGE HALABI	UST - UDEC		94925256		SHALABI@UST.CL
4.	Marcela Alday	Jaime Illanes 7 Ape	La Concepción 266 57 80	2641328	26413	m-alday@jaimeillanes.cl
5.	Alejandro Lorenzini	ED-ELNOR ELECTROENERGIA	El Bosque N.500 - 902	3533200		alorenzini@edelnor.cl
6.	Laura Vergara F	Vergara, Juanes Correa	Prove. Planera 106 4 206	2368077		lvergara@vergarachile.cl
7.	Monica Diaz D	COLBUN S.A.	Aproquiando 1445 7,3	4604156		vdiaz@colbun.cl

COPIES

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
8.	SERVICIO DEL CAMPO	E. GUACOLDA	A. LATOLES 222	362 4000	360 1675	sdelcampo@guacolda.cl
9.	Juan Colmedo	Norgener SA	Soncho, Fardocilla 310, P3	6868844		JCOLMEDO@AES.com
10.	Pedro Bardesi C	AES GENER SA	Alameda de Ordne 5151 # 907 LC	5979319		PBARDESI@AES.com
11.	Espino Lara S	E. Guacolda	uraflos 222	3624105		esora@guacolda.cl
12.	Jorge no YANO	E Guacolda	/ /	362.4112		Jnoyano@guacolda.cl
13.	Carolina Nohili B.	Ambiosis S.A		08-2995420		carolina.nohili@gmail.com
14.	Jaine Zuazagoitia	Energia Verde SA		041-2401920		jzuazagoitia@aes.com
15.	Kurt Hornum	Ecopark Valparaiso S.A.		09-4497448		khornum@ecoparkvalparaiso.cl
16.	BERNARDO STORR	IMPRESAS COPEC SA		4617000		bernardo.storr@empresacopec.cl
17.	CARLOS RAUO	ARAUCO GENERACION	EL GOLF 180 P. 7	462 3700		CRAUO@arauco.cl
18.	Sixto Treuil	ESSA	Jorge Hunee 2964	6804760		STREUIL@AES.com
19.	Rodrigo Osorio	ESSA	✓	✓		rosorio@AES.com
20.	NATALIA FERNANDES	ENDESA	STA ROSA 70	6309519		nfsc@ndesa.cl

COLIBRY

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
21.	Marcia Montero O.	Eléctrico Santiago	Forge Jimas 2964	6804754	6804743	marcia.montero@eej.com
22.	HUGO PÉREZ G	ENDESA CHILE	Sta Rosa 76 PISO 12	6309681	-	H PG @ ENDESA . CL
23.	PABLO ASTEDILLO	ALSTOM	CANCHEDA VUELTA 370 DE 707	2908547		PABLO ASTEDILLO @ POWER . ALSTOM . COM
24.	Italo Curo H.	AES GENER	Alameda de Gobierno 5151 PISO 9	5999348	-	Italo.Curo @ AES . com
25.	Andrés Cabello	✓	✓	5979300	✓	andres.cabello@aes.com
26.	Cecilia Fernaldt	Ambioris S.A	Quinta 912 N° 403	6991292		cecilia.fernaldt@ambioris.cl
27.	Viviana Flores Pelas.	EMG AMBIENTAL SA.	BARROS BORGOÑO 26 of 1303	6564055		vflores@emga.cl
28.	Rinaldo Videl M.	MATTY CIA.	LOS COMPUSTRONES 1700, PISO 14, Presidencia	6885037		RVIDAL@noticia.cl
29.	Gonzalo Azencio	Guzma Constr Hores	Lot 2267 of 805	3357651		gonzalo@guzm.cl
30.						
31.						
32.						
33.						

COLLECC



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

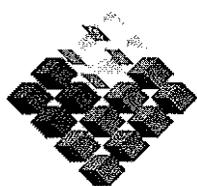
DIA: 23 de Diciembre del 2008
LUGAR: Sala de Reuniones 4° piso - Sala 409
HORA: _____

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
1.	HERNAN CONTRERAS C.	CNE	ALAMEDA 1449 PISO 14	3656876		hcontreras@cne.cl
2.	Candina Gómez A	CNE	Alameda 1449 PISO 14	3656876		cgomez@cne.cl
3.	TEO SAAVEDRA	DDU. MINVU	ALAMEDA 924 PISO 6	3513633		tsaaavedra@minvu.cl
4.	Martje Jodijic	CONAMA	Teatinos 258	2405685		mjodijic@conama.cl
5.	Claudia Valenzuela	CONAMA	Teatinos 258	2405658		cvalenzuela@conama.cl
6.	Kurt Homma J.	Ecofy Valgenta	—	94497448	—	K.Homma@ecofyvalgenta.com
7.	Luis Cortés	"	—	4939987	—	

001100

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX	E-MAIL
8.	CAROLINA RIVEROS	CONAMA		2405797		criveros@conama.gob.ec
9.	Carmen Contreras F.	CONAMA		2405772		cjcontreras@conama.gob.ec
10.	Gonzalo Aguís	Trisma Consultores		3357651		gonzalo@trisma-dl.com
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						

091160



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

001161



CNE OF. ORD. N° 2045 /

ANT: Oficio N° 083423 Solicitud de respuesta técnica a definición de fuente a regular.

MAT: Se pronuncia sobre materia que se indica.

SANTIAGO, 18 DIC 2008

A: SR. HANS WILLUMSEN ALENDE
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

DE: SR. JAIME BRAVO OLIVA
JEFE ÁREA MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍAS RENOVABLES
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

En atención a lo solicitado en el Oficio Ordinario del Antecedente, en cuanto a proporcionar una respuesta técnica de definición de "Unidad de Generación a través de Termoeléctricas", se informa a usted que no existe en nuestra normativa sectorial una definición formal.

Por tanto, respecto a su consulta y en el contexto de la futura norma de emisión para termoeléctricas, donde esta institución es parte integrante del Comité Operativo de elaboración de la norma, se podría utilizar la siguiente definición:

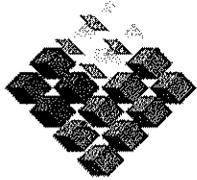
Una central termoeléctrica es una instalación de infraestructura energética¹ cuyo principio de funcionamiento está basado en la conversión de energía térmica, mediante la combustión de uno o más combustibles fósiles, biomasa o desechos inorgánicos, en energía mecánica, y a partir de ésta, en energía eléctrica.

La conversión de energía térmica en energía mecánica se produce a través del uso de un fluido que producirá trabajo, en su proceso de expansión. La conversión de la energía mecánica en eléctrica se efectúa a través del accionamiento mecánico de un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina o motor.

Adicionalmente, es importante hacer la distinción conceptual entre central, unidad y componente de generación.

Una central puede tener una o más unidades de generación y ésta a su vez puede tener una o más componentes. Por ejemplo, una central termoeléctrica puede estar constituida por una unidad de ciclo combinado y una o varias unidades de ciclo abierto; una unidad puede contener una o más componentes, por ejemplo, una unidad de ciclo combinado puede contener como componentes una turbina a gas y una o más turbinas a vapor.

¹ DS 47/92 MINVU Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

001162

Esta definición considera lo señalado en la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina, Boletín Energético N° 10, en el libro "Termotecnia, teoría y métodos en termodinámica aplicada" Ignacio Lira, PUC y en la nomenclatura usada en el CDEC SING, "Nomenclatura a emplear para la identificación de las Instalaciones de los Coordinados", Dirección de Peajes CDEC SING.

En todo caso la CNE entrega esta definición como una referencia, sin perjuicio que en el contexto de la norma se pueda entregar una definición más específica.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

JAIME BRAVO OLIVA
Jefe Área Medio Ambiente y Energías Renovables
Comisión Nacional de Energía

JBO/DSJ/CGC/AYC/CGA/HCC/DZO/PRM/vme



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 06 de Enero del 2009

LUGAR: Sala de Reuniones 4° piso - Sala 409

HORA: _____

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Jeanine Hermansen G.	SAG Central	Bulnes, 140 5to PLAO	345-1531 345-1540	jeaninehermansen@ Sap.gov.cl
2.	CRISTIAN CRIVETTA	CONAMA BOBO	Lincom 145 Cecopu	41-2791754	crivetta@conama.cl
3.	César Vásquez H.	Ecofys Valgesta	Andrés de Fuenzalida	9-9059824	cevazque@ móvil.k.cl
4.	Kurt Homm J.	Ecofys Valgesta S.A.	Andrés de #47 Fuenzalida	9-449-74-48	K.HOMM@ECOFYS VALGESTA.COM
5.	Luis Castro	ECOFYS VALGESTA	"	3350207	lcastro@e...com
6.	Gonzalo Asencio	Gisuma Consultores	Lot 2267	3357651	gonzalo@gisuma.cl
7.	MARCELO MENA	CONAMA		2405647	mmena@ CONAMA conama.cl

001153

Santiago, 08 de enero de 2008
GCMASSO/001-2009

Señor
Álvaro Sapag R.
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
PRESENTE

**REF.: Designa Representantes Comité
Ampliado Proceso de Elaboración Norma
de Emisión Centrales Termoeléctricas**

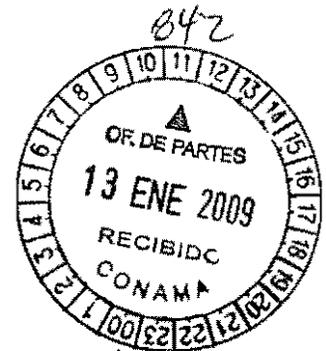
Señor Director:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a fin de informar que a partir de esta fecha participarán como representantes de Celulosa Arauco S.A. en el Comité Ampliado del Procedimiento de Dictación de la Norma de Emisión para Centrales Térmicas, ROL 04/06, las siguientes personas:

- Miguel Osses, teléfono (63) 271 400, mosses@arauco.cl
- Patricio Martínez, teléfono (41) 250 9630, patricio.martinez@arauco.cl

Sin otro particular, saluda atentamente,


Andrés Camaño Moreno
Gerente Corporativo Medio Ambiente,
Seguridad y Salud Ocupacional
ARAUCO



cc. Hans Willumnen, Jefe Departamento Control de la Contaminación CONAMA
Carmen Gloria Contreras, Departamento Control de la Contaminación CONAMA

001165

Carmen Gloria Contreras Fierro

De: Carmen Gloria Contreras Fierro**Enviado el:** viernes, 09 de enero de 2009 17:42**Para:** 'Pedro Bardessi C.'; 'Lorenzini, Alejandro'; 'carolina.nobili@gmail.com'; 'Hector Rojas B.'; 'sdelcampo@guacolda.cl'; 'Marcia Montero'; 'Luis Castro'; 'Jorge Halabi'; 'Viviana Flores'; 'Andres Cabello'; 'Italo Cuneo'; 'Vicente Saglietto S.'; 'm_alday@jaimeillanes.cl'; 'mescobar77@hotmail.com'; 'jpcarden@aes.com'; 'Perez Guzman, Hugo, ENDESA CHILE'; 'Fernandez Sepulveda, Natalia, ENDESA CHILE'; 'Miguel Angel Amestica Leon'; 'pablo.astudillo@power.alstom.com'; 'Pedro Augusto Navarrete Ugarte'; 'Sara Larrain'; 'Sixto Fraile S.'; 'Juan Carlos Olmedo H.'; 'rvidal@montticia.cl'; 'Javier Vergara Fisher'; 'Paulina Pino'; 'artcar84@gmail.com'; 'Jaime Zuazagoitia V.'; 'carolina.soler@arauco.cl'; 'pvasconiterram@gmail.com'; 'Kurt Homm'; 'gonzalo@gisma.cl'; 'mescobar77@hotmail.com'; 'Verónica Constanza Díaz Dosque'; 'CED Sustentabilidad Ambiental y Social'; 'dgordon@colbun.cl'; 'candreani@gasatacama.cl'; 'Carolina Soler'; 'HCuadro@colbun.cl'; 'pespinoza@edelnor.cl'; 'cituc@med.puc.cl'; 'pguzman@med.puc.cl'; 'lfarina@terram.cl'; 'psuarez@terram.cl'; 'sdelcamp@guacolda.cl'; 'pulloamen@gmail.com'**CC:** Maritza Jadrijevic Girardi; Hans Willumsen; Gonzalo Leon Silva**Asunto:** Reunión C.Ampliado Norma Termoelectrica

Estimados Comité Ampliado,

Se recuerda reunión de norma termoeléctricas miércoles 14 en auditorium CORFO.

Temas a tratar:

1. Análisis de valores límites de emisión y fundamentos para establecer un intervalo de límites mínimos y máximos.
2. Unidades recomendadas para el valor límite de emisión
3. Análisis del parque existente
 - Descripción del Parque 2005
 - Metodología para estimar reducciones del parque existente, estimación del potencial de reducción de emisiones
 - Resultados de escenarios de reducción de emisiones considerando límite mínimo y límite máximo
 - Costo para el sistema de reducir en un escenario mínimo y máximo.
 - Costo Marginal del sistema c/tecnología de abatimiento
4. Criterios a considerar para recomendar el tamaño de las termoeléctricas a regular

Agradece atención y difundir entre los grupos de interés para esta futura regulación,

Atte.,

Carmen Gloria Contreras Fierro



"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión Para Termoeléctricas."

DIA: 14 de Enero del 2009

LUGAR: Salón CORFO

HORA: _____

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Marcelo Alday	Jaime Ibanez Asociada	Av. Concepcion 266 OF 2001	2641325	M. Alday@jaime ibanez.cl
2.	Sergio del Campo	Electrica General	Av. Maipo 111 2° piso	3624000	delcamp@electrica.cl
3.	Pedro Bardeni	AES GENERAL	Alameda Cordón 5151 of 12	5979319	Pedro.Bardeni@AES.cl
4.	RODRIGO GUERRERO	✓	MACIARO SANCHEZ FONTAQUILA 910 3° F	6868901	RGUERRERO@AES.cl
5.	JUAN CARLOS OLIVERO	NORGE NOR	✓	6868844	solivero@AES.cl
6.	Alejandro Lorenzini	EDELNOR ELECTROANDINA	El Bosque Norte 500, 902	3533200	alorenzini@edelnor.cl
7.	JOSUE DURAN	COIBUN NEHUENCO	RUETA 4160 S/N Km 27 QUILLOTA	33-334625	JDURAN@COIBUN.cl

601166

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
8.	Jorge Mayano F	Electrica Guscolda	Isla Guscolda SIN HUASCO	02-3624102	Jmayano@guscolda.cl
9.	HUGO PENEZ G.	CELTA S.A. ENDESA CHILE	STA ROSA 76 STGO.	02-6309681	HPG@ENDESA.CL
10.	JORGE HALABI	UST - UDEC			JHALABI@UST.CL
11.	Eduardo Calderón A	Colbun S.A	Apquindo 4775 Piso 11	4604230	ecalderone@colbun.cl
12.	JUAN ANDRES MOREL	COLBUN S.A.	Apquindo 4775 Piso 3	4604217	juamored@colbun.cl
13.	Natalia Fernández S	Endesa	Santa Rosa 76	6309519	n.f.s@endesa.cl
14.	José Corallo	Colbun SA	Apquindo 4775	4604165	jcorallo@colbun.cl
15.	Miguel Osses	ARAUCO	El Golf 150	63-271400	mosses@arauco.cl
16.	Carolina Soler	Ferrada Nehme	Esidora Goyenechea 3477	6529000	csoler@fn.cl
17.	DANIEL GORDON	COLBÚN SA	APQUINDO 4775 PISO 3	4604216	DGORDON@COLBUN.CL
18.	Javier Vergara F	Vergara - Gehms Carrea	Pedro Planas 103 al 206	2368077	jvergara@vycabros.cl
19.	CARLOS RAUL J.	ARAUCO GENERACIÓN S.A.	EL GOLF 150 P. 7 - LOS CONDOS	4623700	craul@arauco.cl
20.	HERNAN CONTRERAS C.	COMISION NACIONAL DE ENERGIA		3056076	hcontreras@ene.cl

602167

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	FAX
21.	Carolina Gómez A	CNE	Alameda 1449 Piso 14	3656876	
22.	Carolina Nobili B.	Ambiosis		7738541	
23.	Benjamin Oros J.	GENEL S.A	Barrio de Arroyo 5151, of 902, La Taboza	02/5979302	
24.	Paulina Riquelme	Eelaw LTDA.	Av. Apopo Indio 5555 Of 605, Los Indios	229-9567	
25.	CHRISTIAN DIAZ	ESSA	JORGE HERNANDEZ 2864 ZENGA	6804801	
26.	Marcia Montoro	ESSA	"	6804754	
27.	PABLO ASTUDIO	ALSTOM	SANCTI FEMTECILLA 270 OF 209.	2908547	
28.	CRISTIAN VIDALINO	CONANTIA	LINCOYAN 148 CONCEPCION	41-2791754	41-2791788
29.	Rubén Vidal Montoro	MONTY CIA. S.A.	MUNATEGUI 277 PISO 9	6885037	
30.	BERNHARD	EMPRESAS COPEC SA.	El Golf 150 PISO 17	4617021	4617070
31.	PAMELA HARRIS	"	"	"	"
32.	Kurt Henning	Ecopya Valgorta	Andrés de Buenafuente 47	09-4497448	
33.	MARCELO MORA	CONAMA	TENTENOS 254	2405647	

E-mail

- carolina.nobili@gmail.com
- benjamin.oros@aes.fm
- priquelme@eelaw.cl
- CHRISTIAN.DIAZ@AES.CO.UK
- marcia.montoro@aes.com
- PABLO.ASTUDIO@ALSTOM.COM
- currutia.8@conama.cl
- RVIDAL@FRONTICIA.CL
- Bernhard.Storvick@empresascopec.cl
- pamela.harris@empresascopec.cl
- K.Henning@EcopyaValgorta.com
- m.mora@conama.cl
- mjdrizvidino@conama.cl

Montefreda y Conama
 Testimonios USB 2407688



001169

Santiago, 22 de enero de 2009.

Sr. Alvaro Sapag
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente



De nuestra consideración:

Fundación Terram es una organización que se ha caracterizado por participar de las distintas instancias convocadas por el gobierno para la elaboración de políticas, planes y normas.

Sin embargo, en esta ocasión a través de la presente solicitamos dejar de ser parte del Comité Ampliado para la elaboración de la Norma de emisión para las centrales termoeléctricas. Nuestros aportes en este tema en particular los haremos en el período de consulta pública y a nivel del Consejo Consultivo Nacional de la Conama del cual soy parte en mi calidad de directora ejecutiva de Terram.

Sin otro particular se despide cordialmente de ud.,

Flavia Liberona C.
Directora Ejecutiva
Fundación Terram





**APP N° 48:
Catastro de Proyectos de
Generación Eléctrica en Chile¹**

Flavia Liberona², Paola Vasconi³ y Arturo Carreño⁴

Enero 2009

PUBLICACIONES FUNDACIÓN TERRAM

www.terram.cl

I. Introducción, matriz energética, crisis y proyecto

La energía es el motor fundamental del desarrollo actual de los países. En ese sentido, la manera en que cada país explota y utiliza sus recursos energéticos le permitirá enfrentar de mejor o peor manera los desafíos actuales y futuros en términos económicos, sociales y ambientales. Por más de 60 años la producción y consumo de energía a nivel mundial se ha basado en los combustibles fósiles y, principalmente, en los hidrocarburos. Sin embargo, esta panorámica está iniciando un proceso de cambio debido, por un lado, a consideraciones ambientales como el fenómeno del calentamiento global y el cambio climático y, por el otro, a su escasez (agotamiento) como recurso disponible en un periodo no tan lejano, junto con la variación e incremento en los precios de los combustibles fósiles.

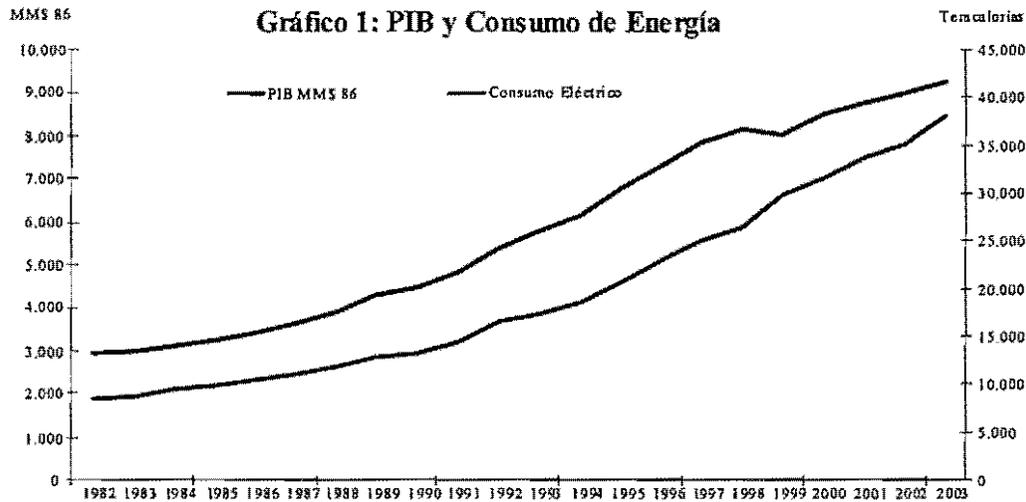
Chile no está fuera de este contexto. El crecimiento de la economía nacional (PIB), de alrededor de un 5% anual durante las últimas dos décadas, se ha traducido en un creciente aumento de la demanda energética, en torno al 8% anual aproximadamente, es decir, muy por encima del PIB.

¹ Este documento contó con el apoyo de Fundación AVINA.

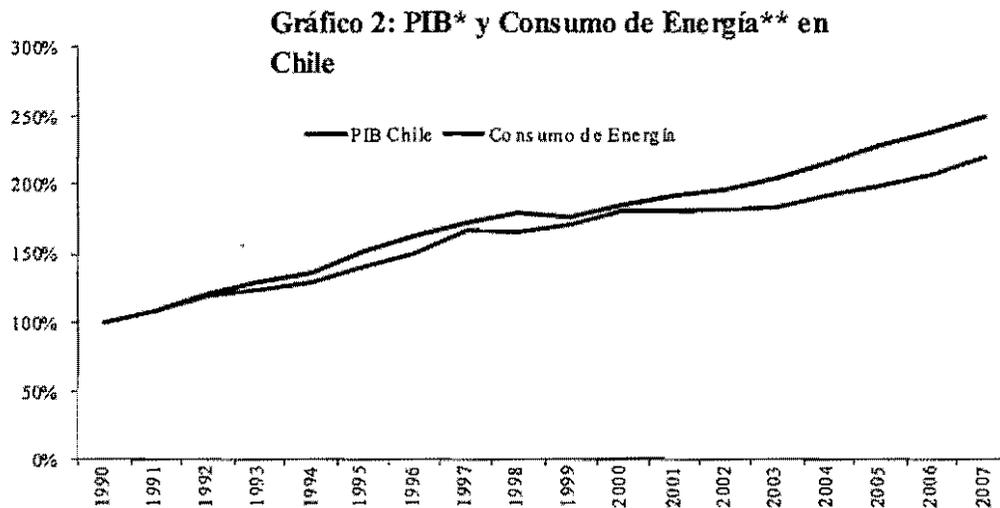
² Directora Ejecutiva de Fundación Terram

³ Coordinadora Programa de Medio Ambiente de Fundación Terram

⁴ Economista de Fundación Terram



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Central y CNE



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNE y CEPAL

*Producto Interno Bruto expresado a precios constantes de mercado (dólares de 2000).

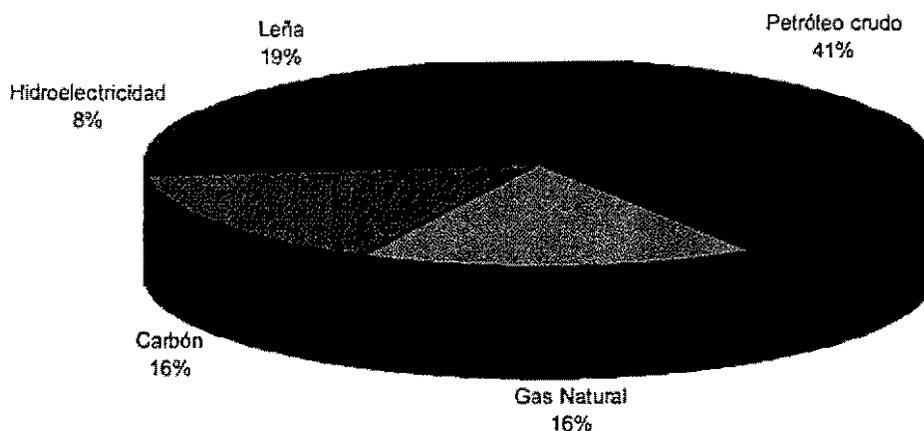
**Consumo de Energía corresponde al consumo final de energéticos secundarios e incluye al sector Transporte; Industria y Minas; Comercial; Público y Residencial (en Temcalorías).

En términos de consumo de energía primaria⁵ Chile da cuenta de una matriz energética relativamente diversificada, pero importada -el 72% de la energía que se consume en el

⁵ Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa (como la energía hidráulica, eólica y solar) o indirecta (después de atravesar por un proceso minero, como por ejemplo el petróleo, el gas natural, el carbón mineral, etc.) para su uso energético sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación. Se refiere al proceso de extracción, captación o producción (siempre que no conlleve transformaciones energéticas) de portadores energéticos naturales, independientemente de sus características. Estas son: petróleo crudo, gas natural, biomasa, carbón, recurso hídrico, leña, energía nuclear, biogás, eólica, solar y geotermia.

país se importa en forma de petróleo, carbón, gas natural y derivados del petróleo-, lo que la hace altamente vulnerable y dependiente de combustibles fósiles que no son obtenidos ni producidos en el país.

Gráfico 3: Consumo de Energías Primarias, 2007

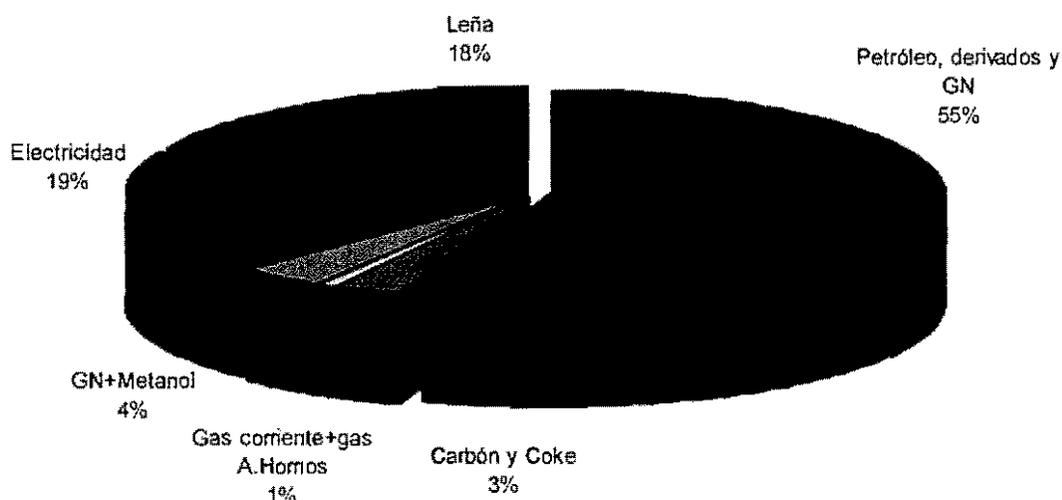


Fuente: Balance de Energía, 2007. CNE

En el caso de la matriz de energía secundaria⁶ un 63% del total de los energéticos que se consumen proviene de los hidrocarburos, un 19% de la electricidad y un 18% de la leña. En este sentido, cabe señalar que a pesar de la importancia que representan dentro de la matriz los derivados del petróleo y la leña, las políticas públicas son débiles en el caso de los primeros y en el caso de la leña no existen. Sin embargo, a partir del 2008 comienza a vislumbrarse un interés creciente por la leña como un energético importante dentro de la matriz, al que hay que darle una atención especial. Como consecuencia de ello, la Comisión Nacional de Energía ha iniciado una serie de estudios destinados a conocer en mayor profundidad los aspectos económicos, sociales y ambientales de la leña con el propósito de establecer políticas, regulaciones que fomenten su uso de una manera adecuada en términos sociales y ambientales.

⁶ Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarios) o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada (por ejemplo, alquitrán). El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación y el único destino posible un centro de consumo. Este proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico, modificándose así sus características iniciales. Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, toda la amplia gama de derivados del petróleo, el carbón mineral, y el gas manufacturado (o gas de ciudad).

Gráfico 4: Consumo final de Energía Secundaria, por fuentes, 2007



Fuente: CNE, 2008.

Como señalamos, en los últimos años el consumo de energía -tanto primaria como secundaria- ha crecido de manera sostenida y acoplada al crecimiento del PIB. Llama la atención que esta creciente demanda de energía ha estado destinada a satisfacer cuatro sectores de la economía fundamentalmente: transporte; industria y minería; comercio, público y residencial; y centros de transformación.

Tabla 1: Participación en consumo de energía por sector (%)

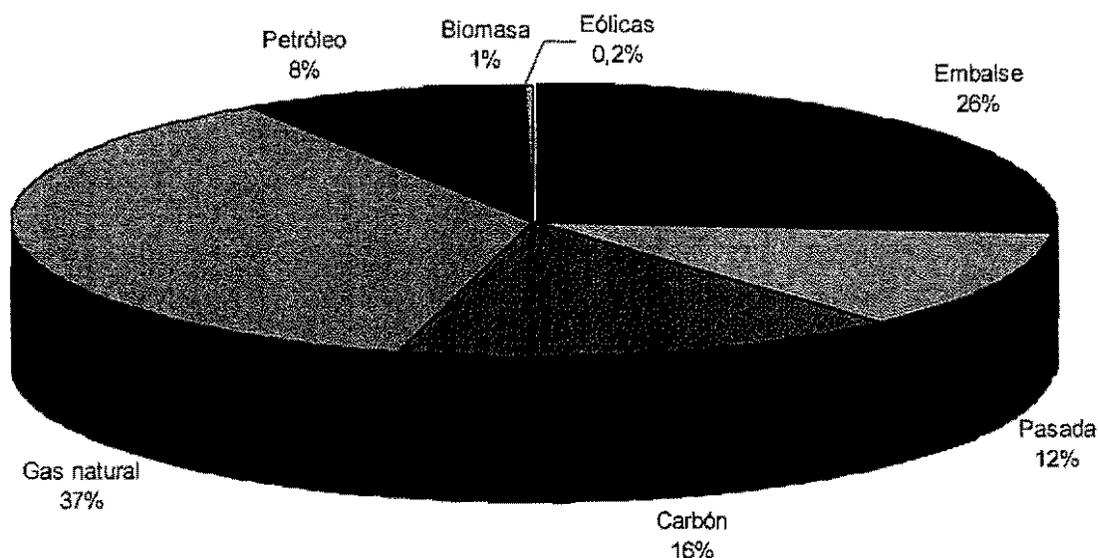
Transporte	24
Industrial y minero	26
Comercial, público y residencial	17
Centros de transformación	33

Fuente: CNE, 2008

Este crecimiento se explica por la nula acción del Gobierno en regular la demanda energética y debido a la ausencia de una política energética destinada a disminuirla y a promover el ahorro y el uso eficiente de la energía, lo que nos ha llevado a afrontar escenarios de estrechez o crisis en el sector eléctrico, pasando esto a ser el centro de la discusión pública sobre energía. En este contexto nos parece relevante hacer una revisión de lo que pasa en el sector eléctrico en Chile.

La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en el país, a diciembre de 2007, es de 12.847.5 MW, contabilizando los cuatro sistemas existentes: Interconectado Norte Grande (SING) entre Tarapacá y Antofagasta; Interconectado Central (SIC) entre Taital y Chiloé; Aysén y Magallanes. De ese total un 38,2% se produce en base a hidroelectricidad, un 61,6% en centrales térmicas y sólo un 0,2% en base a energía eólica.

Gráfico 5: Capacidad Instalada de Generación Eléctrica, 2007



Fuente, CNE, 2008

Tabla 2: Capacidad Instalada de Generación Eléctrica según tipo de central y energético ⁽¹⁾ a diciembre 2007, (cifras en MW)

ENERGÉTICO TIPO DE CENTRAL	SING ⁽²⁾	SIC ⁽³⁾	SISTEMA AYSÉN ⁽⁴⁾	SISTEMA MAGALLANES ⁽⁵⁾	TOTAL ⁽⁶⁾
Hidráulicas	12,8	4.874,3	19,9	0,0	4.907,0
Embalse	0,0	3.393,4	0,0	0,0	3.393,4
Pasada	12,8	1.480,9	19,9	0,0	1.513,6
Térmicas	3.589,1	4.225,8	25,9	79,6	7.920,4
Carbón	1.205,6	837,7	0,0	0,0	2.043,3
Gas Natural	2.111,7	2.539,3	0,0	68,1	4.719,0
Petróleo ⁽⁷⁾	271,8	657,9	25,9	11,5	967,1
Biomasa ⁽⁸⁾	0,0	190,9	0,0	0,0	190,9
Eólicas	0,0	18,2	2,0	0,0	20,1
TOTAL	3.601,9	9.118,2	47,8	79,6	12.847,5

(1) Los valores de este cuadro corresponden a la potencia nominal (o valor de placa) de cada central.

(2) SING: Sistema Interconectado del Norte Grande. Para el resto de los cuadros, se utilizará solo la abreviatura.

(3) SIC: Sistema Interconectado Central. Para el resto de los cuadros, se utilizará solo la abreviatura.

(4) Sistema Aysen incluye Puerto Aysen y Coyhaique.

(5) Sistema Magallanes incluye Punta Arenas, Puerto Porvenir y Puerto Natales.

(6) Los valores de este cuadro no incluyen Autoprodutores, Cogeneradores y otras empresas no conectadas a los Sistemas. En el caso del SIC se considera la estimación de autoprodutores conectados al sistema dada por el CDEC-SIC.

(7) Petróleo incluye derivados del petróleo, diesel e IFO 180.

(8) Biomasa incluye desechos forestales y licor negro.

Fuente: CDEC: SING - SIC, EDELMAG, EDELAISEN.

Elaboración: CNE, Sept., 2008

Como vemos, Chile es un país que tiene una matriz eléctrica medianamente diversificada pero basada fuertemente en la importación de materias primas para la generación de electricidad, cerca de 7.730 MW se generan a partir de energéticos

importados (gas natural, carbón y petróleo) y, sólo el 39,2% de la matriz eléctrica proviene de fuentes nacionales (hidroelectricidad, eólica, biomasa).

Desde la perspectiva ciudadana la generación de electricidad resulta muy importante para el desarrollo de la vida cotidiana y, por tanto existe una suerte de tensión y temor en relación a no contar con suministro eléctrico, no así con la falta de otros energéticos. Así, la necesidad de diversificar la matriz, garantizar la seguridad energética, especialmente el abastecimiento del suministro eléctrico en el mediano y largo plazo, se ha tornado cada vez más urgente, producto de la estrechez energética a la que se ha visto expuesta Chile en los últimos años.

En materia eléctrica durante años en Chile ha existido un marco regulatorio que ha impedido la diversificación de fuentes hacia las energías renovables no convencionales (ERNC), y que ha significado que la generación eléctrica quedara bajo el control de unas pocas empresas. Sin embargo, a partir del 2004 esta situación inicia un proceso de cambio con la promoción por parte del Gobierno de una serie de modificaciones legislativas cuyo objetivo es dinamizar el sector. Entre ellos, la promulgación en el 2004 de Ley 19.940, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos; en el 2005 la promulgación de la Ley 20.018, que modifica el marco normativo del sector eléctrico, y la promulgación de la Ley 20.257, de promoción de las ERNC⁷ en abril de 2008.

No obstante, las autoridades de Gobierno han basado y basan sus estrategias de búsqueda de mayor oferta de energía eléctrica, fundamentalmente, en la utilización de energías convencionales, sin cambios de fondo en el sistema y dejando de lado consideraciones económicas, sociales, ambientales y/o culturales. Esto junto a la poca diversificación de la matriz eléctrica, la ausencia de una política pública en la materia de mediano y largo plazo y la falta de un ordenamiento/planificación territorial para los proyectos de inversión, determinan un escenario incierto para todos los habitantes. De hecho, al observar los proyectos de generación eléctrica que se encuentran en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), un porcentaje no menor de ellos genera problemas y/o conflictos con las comunidades locales y con otras actividades económicas, que se ven afectadas principalmente por su ubicación. La prioridad las autoridades de turno ha sido hasta ahora una y simple: generar más y más energía eléctrica de manera de satisfacer la creciente demanda.

Esto se debe fundamentalmente a la falta de una Política Nacional de Energía de largo plazo que establezca cuál será el desarrollo energético para Chile, en la que se defina o se den lineamientos para las formas de producción, distribución y consumo de la energía en el país y, especialmente, de la matriz eléctrica. La construcción de una política de estas características requiere necesariamente de un debate nacional en el que las comunidades, autoridades, empresas, académicos, ONG's y sociedad civil en

⁷ Ley 20.257, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, fijando las condiciones para atraer inversiones en base a energías limpias y obligando que desde 2010 un 5% de la electricidad provenga de estas tecnologías. Cuota que deberá aumentar en 0,5% anual a partir de 2015, para llegar a 10 % en 2024

general, discutan respecto de la manera en que se enfrenta la creciente demanda y los desafíos energéticos actuales y futuros. En este contexto, además, se hace necesario revisar el marco regulatorio en materia de electricidad, verificando si se adecua a las necesidades que se proyectan a mediano y largo plazo para el país, así como promover la eficiencia energética y el uso de ERNC, pero por sobre todo realizar un ordenamiento/planificación territorial de los proyectos energéticos para compatibilizar su emplazamiento con otras actividades que se desarrollan en el territorio.

La inexistente planificación energética y el también inexistente ordenamiento territorial, tiene como consecuencia que hoy se encuentren en curso proyectos de generación eléctrica en prácticamente todas las regiones del país. A grandes rasgos se puede señalar que los proyectos termoeléctricos se ubican en la zona norte y centro del país, y proyectos hidroeléctricos en el sur.

En este contexto, el catastro tanto de los futuros proyectos de generación eléctrica (formalmente ingresados al SEIA) como de las centrales actualmente en funcionamiento, busca determinar con exactitud cuáles son y dónde se ubican los proyectos de generación eléctrica en Chile y, a partir de esto, determinar quiénes y qué comunidades son afectadas por los mismos. De esta manera es posible visualizar territorialmente los problemas y/o conflictos socioeconómicos-ambientales que se generan a partir de la ubicación de iniciativas de generación eléctrica con el fin de contribuir a la discusión de la necesidad de Chile de contar con una política energética de largo aliento.

II. Metodología

El objetivo principal de este estudio es identificar cuáles son y dónde se ubican los proyectos de generación de electricidad en Chile y a partir de ello determinar quiénes, qué comunidades y qué otros sectores se ven afectados por los mismos, con la finalidad de visualizar en el territorio los problemas y/o conflictos socioeconómicos-ambientales que se generan a partir de su ubicación. Nuestro objetivo final es instalar un elemento más en la discusión de política energética de largo plazo que inexcusablemente tiene que abordar nuestro país.

Para la búsqueda y levantamiento de información se optó por hacer una primera revisión de los sitios web especializados en temas de energía y evaluación de proyectos, tanto de organismos gubernamentales (por ejemplo, www.e-seia.cl, www.cne.cl) como del sector privado (www.cdec-sing.cl, www.cdec-sic.cl, www.endesa.cl, www.colbun.cl, www.gener.cl, etc.), así como la prensa escrita impresa y electrónica.

Dada la cantidad de iniciativas de generación eléctrica, tanto operativas como proyectadas, se optó por considerar aquellos proyectos ingresados al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA)⁸ de la Comisión Nacional del Medio Ambiente

⁸ SEIA: Instrumento de gestión ambiental encargado de evaluar los impactos ambientales así como las medidas de mitigación y compensación de los proyectos de inversión a través de la emisión de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

(CONAMA) entre el período 2000-2008⁹. Cabe señalar que contamos con un respaldo electrónico de toda la información revisada a partir de la prensa, las páginas web empresariales y, en especial, del plan de obras recomendado por la Comisión Nacional de Energía.

El período de estudio escogido para el levantamiento de la información, que comprende entre los años 2000 y 2008, responde al objetivo de analizar un espacio de tiempo en el que el país no evidenciaba un período de crisis/estrechez energética, abarcando el inicio de la crisis actual, dada fundamentalmente, por la ausencia de gas natural proveniente de Argentina, así como por el alza en el mercado internacional de los precios de los combustibles fósiles. Este período corresponde a los gobiernos de los presidentes Ricardo Lagos y Michelle Bachelet.

A partir de la información contenida en el sitio electrónico www.e-seia.cl perteneciente a CONAMA, se elaboró una ficha para cada una de las iniciativas de generación eléctrica (nombre del proyecto, titular/empresa, localización, tipo de proyecto, tecnología que utiliza, sistema de interconexión, capacidad instalada en MW, impactos socioeconómicos-ambientales, genera o no conflicto/ tipo de conflicto, DIA o EIA, fecha de presentación, estado de evaluación, inversión, link ficha web).

En base a toda esta información se construyó una base de datos en Excel, de manera de facilitar el procesamiento de la misma y la visualización de sus resultados.

Como se señaló, la idea fundamental es distinguir, dentro de la gama de proyectos de generación eléctrica instalados y por implementar en el país, cuáles son aquellos que generan o enfrentan algún tipo de conflicto. Para calificarlos en este sentido se consideró: denuncias ciudadanas y de comunidades, artículos y reportajes de prensa escrita y electrónica, e información obtenida a partir del portal del SEIA, entre otros.

III. Análisis y Resultados

A partir del análisis de la información de los proyectos de generación eléctrica contenida en la Base de Datos y teniendo siempre presente el objetivo de este estudio –visualizar territorialmente los conflictos alrededor de las iniciativas energéticas- presentamos los siguientes hallazgos.

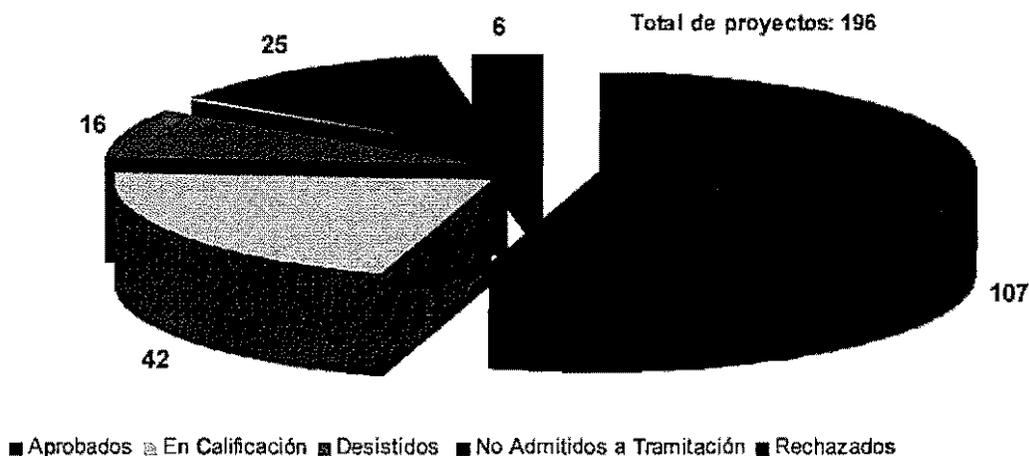
Entre enero de 2000 y el 17 de octubre de 2008, período de análisis del estudio, el total de proyectos de generación eléctrica ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) ya sea vía EIA o DIA, asciende a 196 considerando aquellos proyectos que se encuentran Aprobados como aquellos En Calificación Ambiental, Desistidos por sus titulares, No Admitidos a Tramitación y Rechazados por la autoridad ambiental (ver gráfico N° 6). Sin embargo, un análisis más detallado da cuenta de que de los 42 proyectos desistidos y no admitidos a tramitación, 25 fueron reingresados al SEIA, y 20 de ellos ya cuenta con su aprobación ambiental mientras el 5 restante todavía se encuentra en etapa de calificación (ver tabla N° 3). En el caso de los

⁹ El año 2008 contiene información hasta el día 17 de octubre.

proyectos cuya evaluación terminó en rechazo, hasta ahora no hemos identificado alguno que haya reingresado al Sistema.

Por ello y teniendo presente casos excepcionales de proyectos que generan conflictos en sus respectivas comunidades y que han sido rechazados o desistidos -como el Proyecto Río Cuervo de Xstrata en la Undécima Región¹⁰; el proyecto Farellones de Codelco en la Tercera Región¹¹-, para procesar la información se optó por trabajar sobre la base de los proyectos en estado de calificación y aprobados, los cuales representan el 76% del total de proyectos identificados, es decir 149 iniciativas a lo largo de todo el país. De este total, 89 son iniciativas de centrales termoeléctricas, 21 de hidroeléctricas, 31 proyectos de energías renovables no convencionales (fundamentalmente eólico y minicentrales hidroeléctricas de pasada) y de los 2 restantes, uno es un proyecto geotérmico y el otro en base a la utilización de biomasa. Esto evidencia una fuerte tendencia hacia el uso de las fuentes de energías convencionales y por sobre todo de la termoelectricidad.

**Gráfico 6: Proyectos de Generación Eléctrica
ingresados al SEIA, 2000-2008***



Fuente: Elaboración propia con datos del SEIA

*Incluye datos hasta 17 de octubre.

¹⁰ Proyecto que genera conflicto, rechazado por el artículo 24 de la Ley 19.300 y que en cualquier momento se espera reingrese al Sistema.

¹¹ Proyecto que genera fuerte rechazo en la comunidad y que el 17 de octubre de 2008 fue desistido por la empresa tras comprobar que los informes de los organismos con competencia ambiental encargados de la evaluación tenían muchos reparos lo que preveía un rechazo en la Corema de la Región.

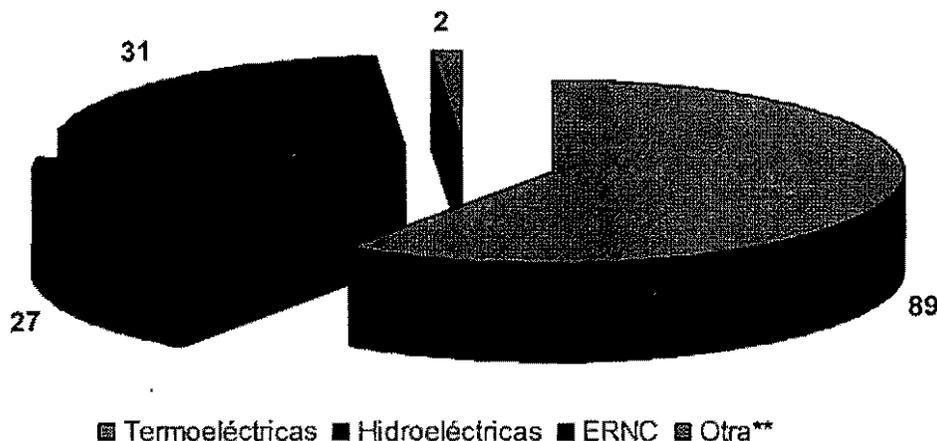
Tabla 3: Proyectos Desistidos y No admitidos a tramitación, 2000-2008*

	Desistidos	No admitidos a tramitación	Total
Total	16	26	42
Reingresados	5	20	25
Aprobados	3	17	20
En calificación	2	3	5
No reingresados	11	6	17

Fuente: Elaboración propia en base al SEIA

*: incluye datos hasta el 17 de octubre.

Gráfico 7: N° de proyectos por tipo de fuentes, 2000-2008*



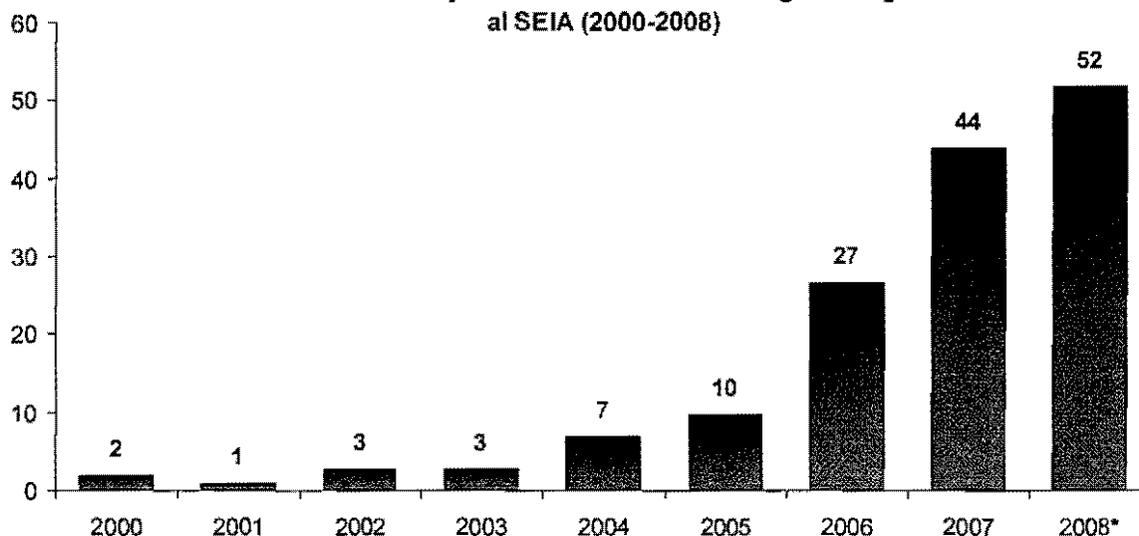
Fuente: Elaboración propia en base a SEIA

*: incluye datos hasta el 17 de octubre.

**: Incluye fuentes en base a proceso geotérmico y utilización de

Dentro de este grupo de proyectos (aprobados y en calificación) se detectó que el 82% de los proyectos ha sido ingresado en los últimos dos años. Es más, al considerar los últimos 22 meses de análisis, el número de proyectos ingresados al SEIA asciende a 96, lo que equivale a decir, que en promedio han ingresado 4 iniciativas de generación energética mensualmente. Esto se debe, fundamentalmente a las modificaciones legales realizadas por el Gobierno en los últimos años con la finalidad de dinamizar el sector y de fomentar la entrada al sistema de las energías renovables no convencionales (ERNC) con el objetivo final de enfrentar de mejor manera la crisis/estrechez energética.

Gráfico 8: N° de Proyectos de Generación Energética Ingresados al SEIA (2000-2008)

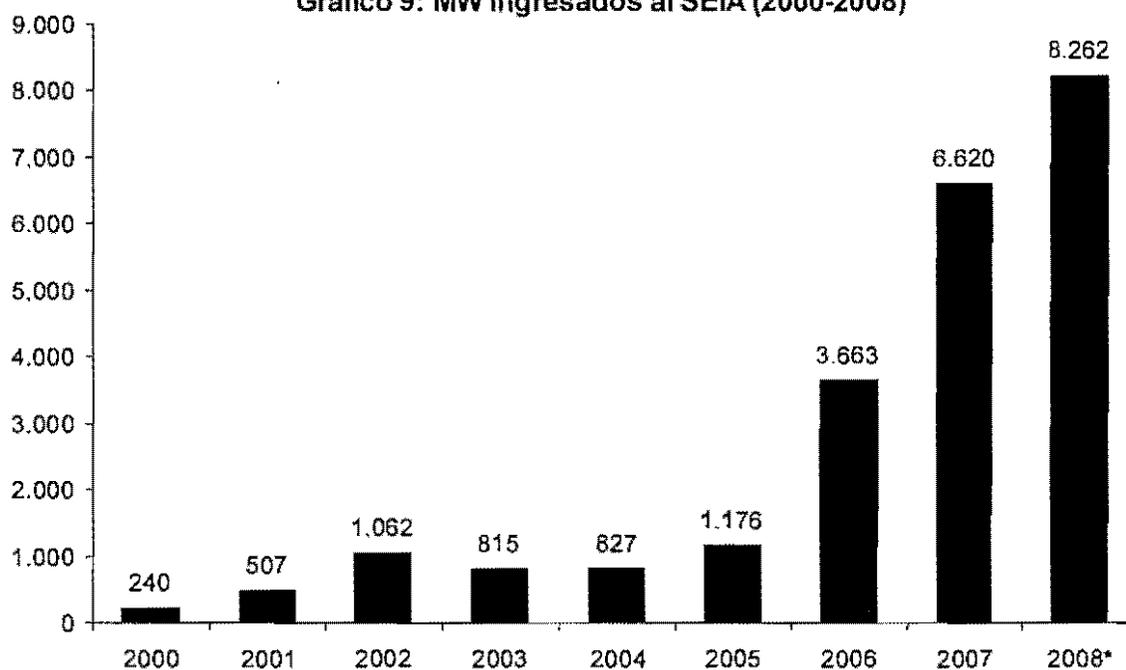


Fuente: Elaboración propia en base a datos de SEIA

*Incluye datos hasta 17 de octubre.

Al realizar el mismo análisis sobre la base de la capacidad instalada de los proyectos (gráfico N° 9), se advierte que estos 149 proyectos implican un total de 21.133 MW de potencia, mostrando una tendencia al alza en los últimos 2 años, lapso de tiempo en el que se ha ingresado el 80% de esa cifra (16.958 MW).

Gráfico 9: MW Ingresados al SEIA (2000-2008)

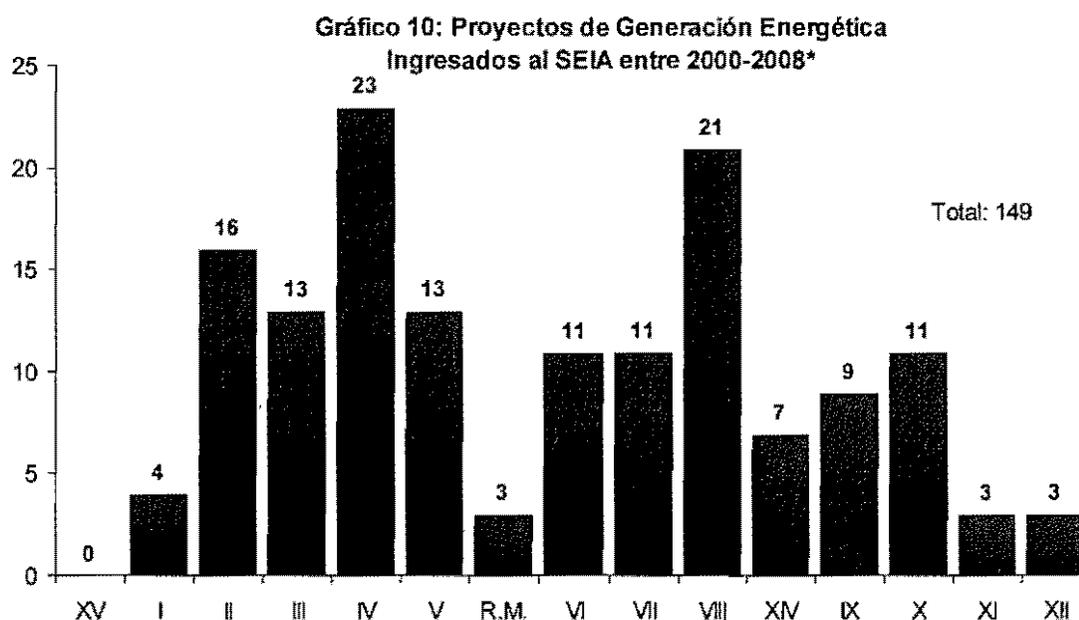


Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA

*Incluye datos hasta 17 de octubre

Es importante señalar que hasta octubre de 2008 el total de MW ingresados al SEIA, asciende a 8.218 MW. De esa cifra un 33,4% corresponde sólo al Proyecto Hidroeléctrico Aysén, con una potencia de 2.750 MW se convierte en la iniciativa de mayor envergadura dentro del período de análisis. Otros proyectos con gran potencial de generación son: central Termoeléctrica Energía Minera (1.050 MW), central Termoeléctrica Farellones (800 MW), central Termoeléctrica Los Robles (750 MW), central Termoeléctrica Totihue (740 MW), entre otros. Todos estos proyectos generan problemas o conflictos con las comunidades como veremos más adelante.

Al realizar un análisis regional, se observa que las Regiones de Coquimbo y del BioBío abarcan cerca del 30% del total de proyectos. En tercer lugar aparece la Región de Antofagasta con un total de 16 iniciativas energéticas. Sin embargo, al fijar la atención en el potencial de generación (MW) que implican tales proyectos (gráfico N° 11), se advierte que entre las tres regiones concentran el 41% del total de MW ingresados al sistema durante el período de análisis.

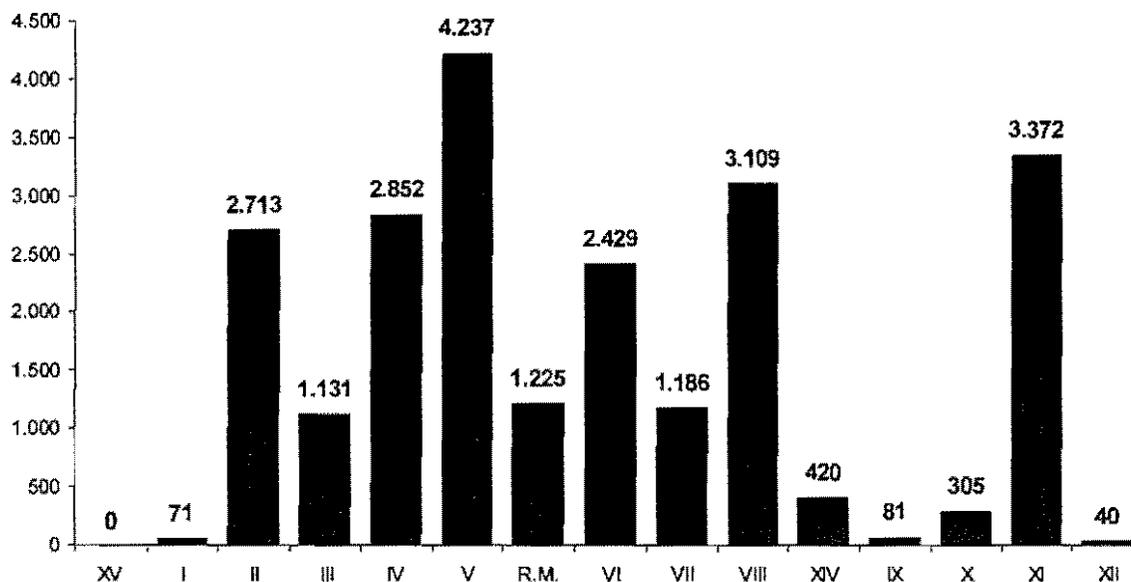


Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA

*Incluye datos hasta 17 de octubre

En la misma línea, es posible identificar que la región en la cual se han ingresado más MW al SEIA, es la de Valparaíso, en donde se han incorporado iniciativas por un total de 4.137 MW, lo que equivale al 20% aproximado de todo el potencial ingresado al sistema durante el período de análisis.

Gráfico 11: MW Ingresados al SEIA por Región (2000-2008*)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA

*Incluye datos hasta 17 de octubre

Un caso especialmente atrayente es el de la XI región, ya que en esta localidad se han incorporado 3 proyectos, cifra baja al contrastarla con las regiones antes mencionadas, sin embargo, tales iniciativas implican 2.772 MW. Es necesario aclarar que esta situación se genera por la envergadura del Proyecto Hidroeléctrico Aysén (ENDESA-Colbún S.A.), el cual en este instante se encuentra en estado de Calificación, a la espera de que se dé respuesta a la gran cantidad de preguntas que formularon los respectivos servicios públicos, las que se suman a las observaciones entregadas por los ciudadanos/as.

Al analizar el número de proyectos y los MW ingresados al SEIA y compararlos con las centrales que ya están en funcionamiento y la capacidad instalada por región (ver tabla 4) se visualiza que un número importante de proyectos en evaluación se concentra en las regiones donde ya están operando varias centrales, tal es el caso de las regiones II, V, VI, VII, VIII. Esta situación sería una de las variables que explicaría los crecientes conflictos en torno a los proyectos de generación eléctrica, debido a la existencia de comunidades sensibilizadas frente a la ubicación de nuevos proyectos en sus localidades, debido a los impactos al medioambiente y en su calidad de vida que ya han generado durante mucho tiempo las centrales en operación (ver gráfico N° 17).

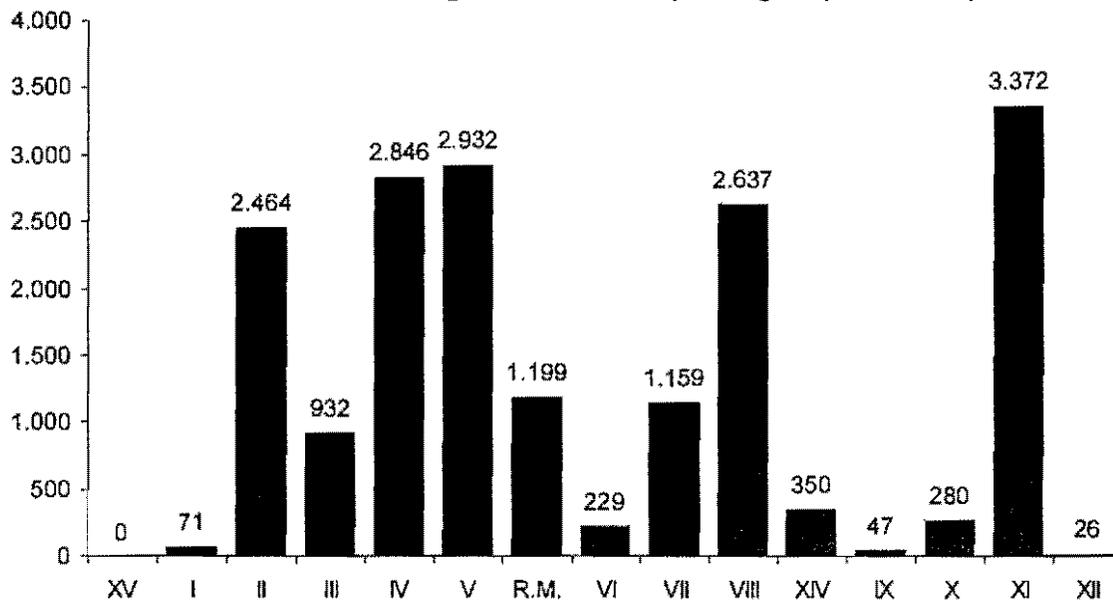
Tabla 4: Proyectos en funcionamiento y capacidad instalada vs proyectos y MW en evaluación por región

Región	Nº de proyectos funcionando	Capacidad instalada en MW	Nº de Proyectos en el SEIA	MW en evaluación
XV	2	24,5	0	0
I	4	233,4	4	71
II	8	3343,912	16	2.664
III	6	648	13	950
IV	4	52,2	24	2.848
V	18	2213,1	13	4.137
RM	11	779,226	3	643
VI	8	737,4	11	2.129
VII	15	1437	11	1.186
VIII	25	2792,4	21	3.109
IX	5	56,05	7	276
XIV	3	156,9	9	81
X	5	203,4	11	227
XI	4	47,8	3	2.772
XII	4	79,6	3	40
Total	122	12804,888	149	21.133

Fuente: elaboración propia en base a información de la CNE y del SEIA

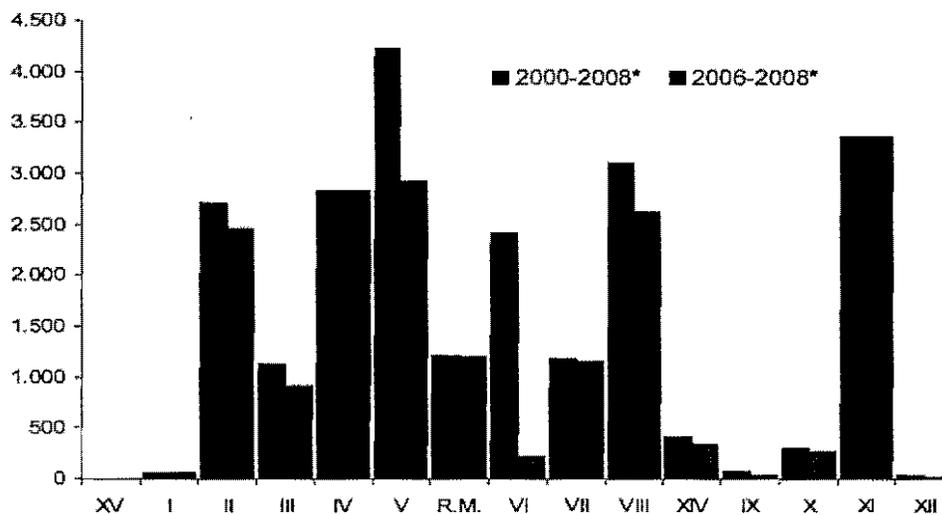
Como ya mencionamos entre el 2000 y el 2008 los proyectos de generación de energía ingresados al Sistema suman un potencial de generación de 21.133 MW. No obstante, si uno considera sólo el período 2006 al 2008 (gráfico N° 12) se observa que el 80% de los MW fueron ingresados en este lapso de tiempo, esto posiblemente sea explicado por la situación que afecta a Chile en cuanto a disponibilidad de gas, hecho que ha traído como consecuencia problemas energéticos que han estimulado a las empresas a invertir en este importante sector económico. También es importante considerar que las modificaciones de los últimos años al marco regulatorio del sector eléctrico han permitido la incorporación de las ERNC, lo que ha implicado un aumento en los proyectos de generación de menor escala.

Gráfico 12: MW Ingresados al SEIA por Región (2006-2008*)



Fuente: Elaboración propia con datos de SBA
*Incluye datos hasta 17 de octubre

Gráfico 13 : MW ingresados al SEIA por región



Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA
*Incluye datos hasta 17 de octubre

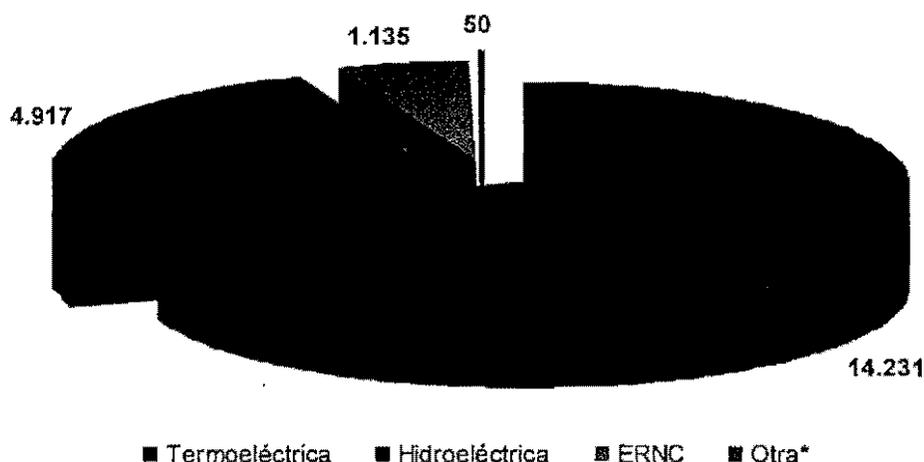
Al realizar un análisis en términos de potencial de generación de los distintos proyectos ingresados al Sistema también se advierte una marcada tendencia hacia la termoelectricidad (ver gráfico N° 13) con un 71% del total de los MW, seguidos por las iniciativas de origen hidroeléctrico que representan el 23,2% del total de MW y, posteriormente por las ERNC con un 5% de importancia. En último lugar se encuentran

las iniciativas basadas en procesos relacionados con biomasa y geotermia, con sólo un 0,23 % del total de MW bajo análisis.

Dentro de los proyectos termoeléctricos, se aprecia que los que utilizan petróleo en sus procesos representan un 60% del total, seguidos por los proyectos en base a gas y carbón y/o petcoke con un 19% y un 17% respectivamente. En último lugar, aparecen los procesos basados em biomasa con sólo un 2% de ingreso.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos, se advierte una marcada tendencia a ingresar centrales de pasada, las que significan un 89% del total de iniciativas de este tipo. En segundo lugar, y muy alejado del porcentaje precedente, se encuentran las centrales de embalse, con sólo un 8% del total. Finalmente, aparecen los proyectos que combinan estas dos formas de tecnología y que aportan un 3% al total observado.

Gráfico 14: Potencial de Generación por Tipo de Fuente 2000-2008* (cifras en MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA
*Incluye fuentes en base a proceso geotérmico y utilización de biomasa

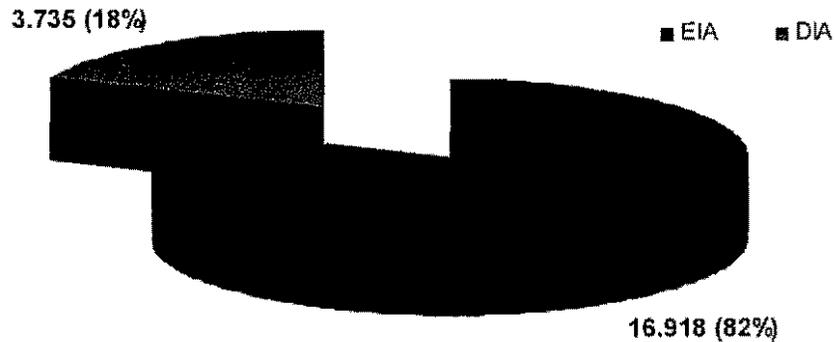
En el contexto de las ERNC, las que corresponde a 1.135 MW en evaluación, se distingue un total de 31 iniciativas de generación energética, de las cuales 58% corresponden a parques eólicos y 42% a minicentrales hidroeléctricas. Dentro de las iniciativas eólicas, destaca el Parque Eólico Talinay ubicado en la Región de Coquimbo, el cual proyecta un potencial de 500 MW, y una inversión que asciende a los US\$ 1.000.

Otro dato que destaca de la información recolectada es que para el periodo de análisis del estudio, el 82% de los proyectos energéticos que ingresa al SEIA¹² lo hace en forma de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) mientras que el 18% restante lo hace en forma de Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Lo mismo ocurre para el período de 2006

¹² Según el artículo 10 de la Ley 19.300, Bases Generales del Medioambiente las centrales generadoras de energía mayores de 3 MW deben ingresar al SEIA.

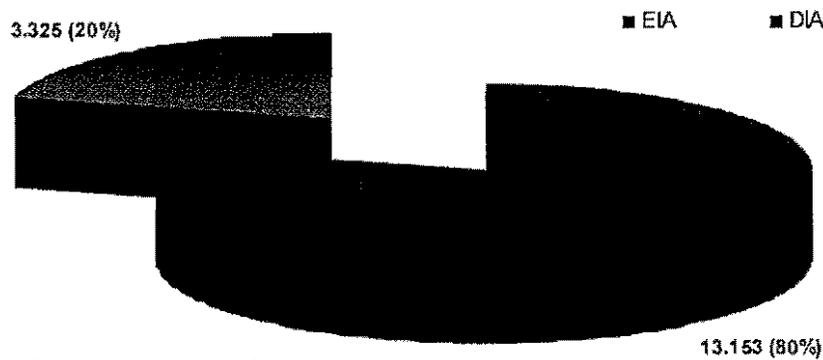
al 2008, donde los EIA representan el 80% del total y las DIA el 20% restante (gráficos nº 14 y 15). Esto da cuenta de que, en términos generales, los proyectos de generación eléctrica que ingresa al SEIA generan impactos a las comunidades y al medioambiente según lo definido en el artículo 11 de la Ley 19.300, de Bases Generales del Medio Ambiente.

Gráfico 15: Potencial de Generación de los Proyectos Presentados al SEIA, 2000-2008* (en MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA
*Incluye datos hasta 17 de octubre

Gráfico 16: Potencial de Generación de los Proyectos Presentados al SEIA, 2006-2008* (en MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEIA
*Incluye datos hasta 17 de octubre

Proyectos que presentan conflictos

Como mencionamos anteriormente, los cambios legales para dinamizar el sector energético han significado que ingresen al SEIA un número importante de iniciativas de generación eléctrica, sobre todo durante el período 2006-2008.

De total de proyectos (149) ingresados a evaluación ambiental (aprobados o en calificación) hemos identificado que 37 de ellos genera o han generado algún tipo de conflicto, lo que representa cerca del 25% de los proyectos de generación eléctrica propuestos a lo largo de todo Chile. Cabe destacar que, y como veremos más adelante, existen proyectos que han sido rechazados o desistidos y que generan conflictos con las comunidades, tal es el caso de la central Río Cuervo de Xstrata y la termoeléctrica Farellones de Codelco. Incluso podemos señalar que existen iniciativas que sólo han sido anunciadas públicamente por las empresas y que ya generan problemas/conflictos con las comunidades. Sin embargo, estos casos no han sido incluidas dentro del análisis de este estudio.

El aumento en el número de conflicto en torno a los proyectos de generación eléctrica se debe fundamentalmente a la falta de una planificación energética de largo plazo, de políticas de ordenamiento territorial, a una ciudadanía cada vez más atenta a lo que pasa en su entorno y, en algunos casos donde por ejemplo ya existían un número importante de centrales funcionando -como el caso de la comuna de Concón en la V Región- una comunidad sensibilizada, producto de los problemas ambientales a los que ya ha estado expuesta. En términos generales se puede señalar que los conflictos se dan con las comunidades aledañas, con otros sectores productivos y/o con organizaciones dedicadas a cuidar el medioambiente.

Dentro de los conflictos más relevantes podemos mencionar:

- Proyecto Hidroeléctrico Aysén (Hidroaysén, 2750 MW).
- Central Hidroeléctrica San Pedro (Colbún S.A., 144 MW).
- Ampliación Central Bocamina, Segunda Unidad (ENDESA, 350 MW).
- Central Termoeléctrica Los Robles (Aes Gener S.A, 750 MW).
- Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo (Aes Gener S.A, 534 MW).
- Central Termoeléctrica Farellones (Termoeléctrica Farellones S.A., 800 MW).
- Central Térmica Barrancones (Central Térmica Barrancones S.A., 540 MW).
- Central Termoeléctrica Cruz Grande (Abastecimientos CAP S.A., 300 MW).
- Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar-Correntoso (Hidroaustral S.A., 13 MW).

Sin embargo, estas no son las únicas iniciativas de generación que presentan conflictos. La tabla 5 muestra la información con la cantidad de proyectos ingresados al SEIA y el número de los que presentan conflictos por región. En el anexo N° 1, además presentamos un listado completo con los proyectos que hemos identificado con conflicto.

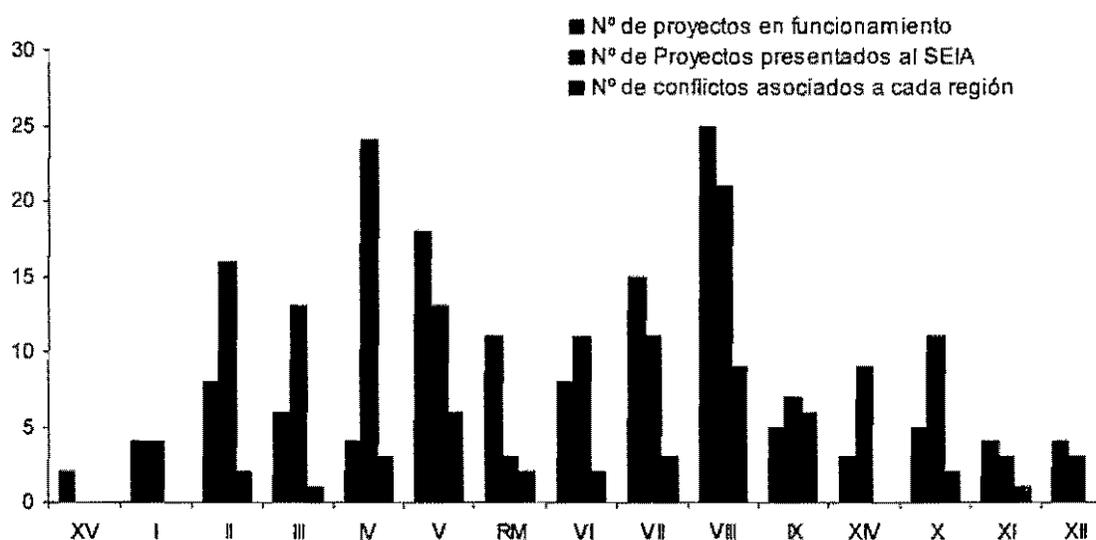
Tabla 5: Proyectos presentados al SEIA; MW ingresados y conflictos asociados por región (2000-2008)

Región	N° de Proyectos presentados al SEIA	MW	N° de conflictos asociados en cada región
XV	0	0	0
I	4	71	0
II	16	2.664	2
III	13	950	1
IV	24	2.848	3
V	13	4.137	6
R.M.	3	643	2
VI	11	2.129	2
VII	11	1.186	3
VIII	21	3.109	9
XIV	7	276	6
IX	9	81	0
X	11	227	2
XI	3	2.772	1
XII	3	40	0
Total	149	21.133	37

Fuente: Elaboración propia en base a información del SEIA

En ella podemos visualizar que las regiones donde se concentran el mayor número de conflictos son las del Bio Bío, de Los Ríos y de Valparaíso, en donde se identificaron en conjunto más del 50% de los conflictos del país. En el caso específico de las regiones del Bío Bío y de Valparaíso son localidades que ya concentran un número importante de centrales de generación eléctrica en funcionamiento, lo que significa que las comunidades están sensibilizadas en torno a la ubicación de nuevos proyectos en sus comunas debido al impacto medioambiental y a la disminución de su calidad de vida al que ya han estado expuestas.

Gráfico 17: Proyecto en funcionamiento, en el SEIA y N° de conflictos por región



Fuente: elaboración propia en base a información de la CNE, del SEIA.

A continuación un pequeño resumen de algunos de los casos más emblemáticos:

En la comuna de La Higuera, Región de Coquimbo, se identificó una situación preocupante, pues se pretenden instalar 3 centrales termoeléctricas a escasos kilómetros de importantes reservas marinas y nacionales. Ellos son el proyecto Farellones de la empresa minera CODELCO¹³, Barrancones de Suez-Energy y Cruz Grande de la Compañía Minera del Pacífico. Esta situación ha generado un fuerte rechazo en las comunidades aledañas, así como en los pescadores artesanales que ven una amenaza hacia su entorno y a la actividad que desarrollan en relación con las iniciativas. Esto porque las termoeléctricas de ciclo combinado, al enfriar las turbinas disipan calor que hace que la temperatura del mar suba, impacto que no ha sido evaluado por ninguno de los proyectos. Cabe destacar, que las comunidades afectadas han desarrollado múltiples actividades de sensibilización exponiendo a distintas autoridades de gobierno y parlamentarias el impacto ambiental, económico y social que significarán para ellos la construcción de estos tres proyectos y, en el último tiempo han realizado varias manifestaciones que han terminado en enfrentamiento con las policías. En estos momentos, el proyecto Farellones, ante un escenario adverso por los informes negativos de varios de los servicios con competencia ambiental, se encuentra suspendido pero se espera que en cualquier momento reingrese al Sistema. Los otros dos, en tanto, están a la espera del pronunciamiento de la Corema regional.

Otra región que presenta gran conflictividad es la de Valparaíso, en donde proyectos como la Central Termoeléctrica Campiche (Aes Gener S.A., 270 MW), Central

¹³ A partir del 17 de octubre de 2008 este proyecto fue desistido por Codelco pero se espera que en cualquier momento reingrese al SEIA.

Termoeléctrica Energía Minera (Energía Minera S.A., 1.050 MW), Central Termoeléctrica Nueva Ventanas (Aes Gener S.A., 250 MW), han encontrado una fuerte oposición por parte de la ciudadanía y de algunas autoridades, ya que la zona donde se pretenden instalar las centrales fue declarada saturada de material particulado y dióxido de azufre en 1993 y, además, ya se encuentran operando varias centrales termoeléctricas.

En tanto en la Región Metropolitana, específicamente en la comuna San José de Maipo, la empresa Aes Gener S.A. pretende instalar el Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo, con un potencial de generación de 534 MW. Esta iniciativa ha generado una serie de conflictos y discrepancias principalmente por temas relacionados con los derechos de agua. Actualmente se encuentra en estado de Calificación ambiental.

Otro caso que ha desatado una fuerte oposición ciudadana y en torno al cual se constituyó el Consejo de Defensa de la Patagonia –formado por más de 40 organizaciones nacionales e internacionales– son las 5 megacentrales hidroeléctricas que pretenden construir las empresas ENDESA y Colbún S.A. en los ríos Baker y Pascua en la región de Aysén con una inversión que asciende a US\$ 3.200 millones. El proyecto que ingresó al sistema el 14 de agosto de 2008, actualmente se encuentra suspendido debido al plazo solicitado por la empresa para responder las más de 11 mil observaciones que formularon los servicios públicos encargados de su evaluación ambiental.

Otra iniciativa que resulta emblemática y que ha generado conflicto, es la Central Hidroeléctrica Río Cuervo que la empresa Energía Austral (de la Suiza Xstrata) pretende construir en la Región de Aysén y que ha tenido al Consejo de Defensa de la Patagonia como fuerte opositor. Con un potencial de 600MW y una inversión de US\$ 645 millones este es parte de un conjunto de iniciativas que pretende desarrollar Xstrata en la zona, entre las que se encuentran la Central Río Blanco (360 MW, US\$ 387 millones) y Central Lago Cóndor (54 MW, US\$ 69 millones). Si bien el EIA de este proyecto (Río Cuervo) ingresó al SEIA el 2 de enero de 2007 su evaluación terminó en rechazo por parte de la Corema de la XI región, que decidió aplicar por primera vez en la historia del SEIA el artículo 24 de la Ley 19.300, debido a que el estudio carecía de información relevante y esencial para evaluar y calificar el proyecto desde el punto de vista medioambiental. No obstante, la empresa ya ha anunciado que en cualquier momento reingresará este proyecto para una nueva evaluación.

Otros casos que han generado bastante conflictividad son la Central Termoeléctrica Los Robles, en la Séptima Región; Central Hidroeléctrica San Pedro, en la región de Los Ríos; Ampliación Central Bocamina II y Central Ñuble de Pasada, en la región del Bío-Bío; Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar-Correntoso, en la Décima Región, entre otros.

Si bien los conflictos que se identificaron resultan preocupantes, más lo es el hecho de que ciertas iniciativas energéticas que generan externalidades negativas están siendo aprobadas por la autoridad ambiental (COREMAS) a pesar de la conflictividad que genera y sin tomar las medidas necesarias para resguardar el medioambiente. Tal es el caso de la Central Hidroeléctrica San Pedro, las Mini Centrales Hidroeléctricas de

Pasada Palmar-Correntoso, la Ampliación Central Bocamina (Segunda Unidad), la Central Nuble de Pasada, la Central Termoeléctrica Los Robles, la Central de Generación Eléctrica Trapén, entre otros.

Es por ello que dentro de la base de datos se elaboró una clasificación, mediante la cual se puede identificar el tipo de conflicto que generan y las externalidades observadas en cada una de éstas iniciativas.

IV. Conclusiones

Desde el punto de vista de la ciudadanía y de cómo se da la discusión pública en torno al sector energía, la matriz eléctrica es percibida como la matriz energética del país siendo que esta sólo representa el 18% de la misma. Es por ello, que el debate público se centra en la discusión de la matriz eléctrica y en los proyectos de generación eléctrica.

Desde esta misma perspectiva se puede señalar que a pesar de que la leña constituye un energético importante dentro de las matriz energética tanto primaria como secundaria, no es percibido como tal y, por tanto, no existen políticas destinadas a su regulación.

Entrando de lleno en el objetivo de este estudio, destacamos que desde 2000 hasta el 17 de octubre de 2008 han ingresados al SEIA un total de 196 proyectos de generación eléctrica. Sin embargo, considerando aquellos que ya están aprobados o en estado de calificación ambiental la suma llega a 149 iniciativas, lo que representa un potencial de generación eléctrica de 21.133 MW. De éstos, 107 cuentan con su aprobación y el 42 restante se encuentra en estado de calificación ambiental.

Del total de iniciativas de generación energética, 37 de ellas han presentado algún tipo de conflicto ambiental, lo que representa un 24,8%. De los 37 proyectos que presentan conflictos, al 17 de octubre de 2008, 24 han sido aprobados con un potencial de generación de 4.842 MW. El resto -en proceso de calificación- representa un potencial de generación de 7.398 MW (2.750 MW pertenecen a las megacentrales hidroeléctricas de Aysén y los 4.648 MW restantes al conjunto de los proyectos en evaluación). La creciente conflictividad en torno a este tipo de emplazamientos debe ser mirada y resuelta por el Gobierno.

Al 17 de octubre de 2008, han sido aprobados en el SEIA un total de 10.810 MW, mientras que en evaluación ambiental se encuentran proyectos por un total 10.323 MW.

De los 21.133 MW identificados en el período de estudio, 17.362 MW han ingresado al sistema mediante Estudio de Impacto Ambiental y los 3.771 MW como Declaración de Impacto Ambiental. Asimismo, durante el período 2006-2008 han ingresado al Sistema más del 80% del total de los MW en evaluación.

En el período de análisis, del total del potencial de generación, el 71% ha corresponde a proyectos termoeléctricos, el 23,3% a iniciativas hidroeléctricas, mientras que las

iniciativas renovables no convencionales representan un 5,3% del total de MW. En términos de número de proyectos, el 60% de los ingresados al SEIA corresponde a termoeléctricas, 18% a hidroeléctricas, 21% a ERNC y 1,34% a biomasa y geotermia. Esto evidencia una acentuación en términos de uso de hidrocarburos y, por tanto, mayor vulnerabilidad y dependencia.

A pesar de que en la matriz energética chilena, sólo el 19% está destinado a electricidad, la discusión sobre energía en el país se centra en la generación eléctrica. Esto es relevante si se considera que son los proyectos de generación eléctrica los que causan los principales conflictos socioeconómicos-ambientales en los territorios. Del análisis realizado se desprende, además, que existe una relación entre número proyectos aprobados (y en operación), el número de de proyectos en calificación y conflictos territoriales, en una misma zona. Esto, considerando que en el período 2000-2008 existe un importante incremento de proyectos ingresados al SEIA, lo que se ha intensificado aún más a partir del año 2006.

Es por ello que Chile necesita cuanto antes discutir seriamente y entre todos los actores (gobierno, sector privado y ciudadanía) una política energética de largo plazo teniendo en cuenta no sólo consideraciones económicas como hasta ahora, sino también sociales y ambientales. En ese sentido, esperamos que este estudio contribuya poniendo sobre la mesa de discusión la conflictividad en torno a los proyectos de generación eléctrica debido a la falta de planificación energética de largo plazo, de políticas de ordenamiento territorial y a una ciudadanía cada vez más involucrada en la temática ambiental y con lo que pasa en su entorno.

En este sentido nos parece que los anuncios de dos iniciativas legales realizados por la Presidenta de la República, Michelle Bachelet, en la Cena Anual de Energía 2009 "para encontrar mecanismos que permitan reducir la oposición local a los proyectos energéticos, internalizando en las comunas parte de los beneficios nacionales que generan los proyectos", se implementará a través de dos medidas: la primera, una modificación reglamentaria para que a partir del primer semestre de 2010 el pago de patentes de las generadoras eléctricas se realice en los municipios donde se instalen; y la segunda, establecerá la obligación a las empresas de contribuir al desarrollo local de las comunas en que se encuentren mediante el pago por cada megawatts instalado a través de un subsidio otorgado por el Estado. Consideramos que dichas propuestas no abordan la creciente conflictividad en torno a la ubicación de nuevos proyectos de generación eléctrica, más bien inhiben la participación de las comunidades y los gobiernos locales en la evaluación ambiental de los proyectos, debido a la entrega de compensaciones directas a los municipios. Del mismo modo, estas propuestas no abarcan la protección del medioambiente y la calidad de vida de las comunidades afectadas, y evidencian la falta de una visión estratégica incapaz de ver más allá de la coyuntura y de enfrentar el problema de fondo en torno a los conflictos socioambientales, que se relaciona con la ausencia de una política energética de largo plazo y la inexistencia de una política planificación territorial a lo largo del país.

Anexo 1: Proyectos en el SEIA que presentan conflictos		
Nombre del Proyecto (MW)	Titular	Localización
Perforación Geotérmica Profunda El Tatio Fase I (40 MW)	Empresa Geotérmica del Norte S.A	II Región, Calama
Central Térmica Andino (400 MW)	Suez Energy Andino S.A.	II Región, Mejillones
Central Guacolda Unidad N° 3 (200 MW)	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	III Región, Huasco
Central Termoeléctrica Cruz Grande (300 MW)	ABASTECIMIENTOS CAP S.A.	IV Región, La Higuera
Central Térmica Barrancones (540 MW)	Central Térmica Barrancones S.A	IV Región, La Higuera
Central Termoeléctrica Farellones (800 MW)	Termoeléctrica Farellones S.A.	IV Región, La Higuera
Central Termoeléctrica Energía Minera (1.050 MW)	Energía Minera S.A.	V Región, Puchuncaví, Quintero
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN (700 MW)	Río Corriente S.A.	V Región, Puchuncaví
Central Termoeléctrica Campiche (270 MW)	AES GENER S.A	V Región, Puchuncaví
Central Termoeléctrica Nueva Ventanas (LFC) (250 MW)	AES GENER S.A	V Región, Puchuncaví
Proyecto Turbina de Respaldo Las Vegas (136 MW)	AES GENER S.A	V Región, Uayllay
AMPLIACION CENTRAL SAN ISIDRO (2º Unidad) (370 MW)	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	V Región, Quillota
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO (534 MW)	AES GENER S.A	R.M., San José de Maipo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN (104 MW)	ENERGIA COYANCO S.A.	R.M., San José de Maipo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO (26,84 MW)	HYDROCHILE SA	VI Región, San Fernando
Central Hidroeléctrica Chacayes (106 MW)	Pacific Hydro Chile S.A.	VI Región, Machalí
"Central Eléctrica Teno" (64,8 MW)	ENERGÍA LATINA S.A.	VII Región, Teno
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES (750 MW)	AES GENER S.A	VII Región, Constitución
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores" (150 MW)	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	VII Región, San Clemente
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	VIII, Bío Bío, Santa Bárbara y Quilaco
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa (396 MW)	AES GENER S.A	VIII Región, Cabrero

Central Ñuble de Pasada (136 MW)	Javier Guevara Moreno	VIII Región, San Fabián de Allico y Coihueco
central hidroeléctrica Laja (25 MW)	Alberto Matthei e hijos Ltda.	VIII Región, Laja
Central Hidroeléctrica San Pedro (144 MW)	Colbún S.A.	XIV Región, Los Lagos y Panguipulli
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad (21,1 MW)	HIDROAUSTRAL S.A.	XIV Región, Río Bueno
Central Hidroeléctrica Puleifu (9 MW)	Generación Eléctrica	XIV Región, Entrelagos
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHILCOCO (12 MW)	Ganadera y Forestal Carran Ltda.	XIV Región, Lago Ranco
Central Hidroeléctrica Rucatayo (602 MW)	Hidroeléctricas del Sur S.A.	XIV Región, Río Bueno, Puyehue
Proyecto Hidroeléctrico Licán Río Licán X Región (2º Presentación) (10 MW)	Inversiones Candalaria	XIV Región, Río Bueno
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén (90 MW)	ENERGÍA LATINA S.A.	X Región, Puerto Montt
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso (13 MW)	Hidroaustral S.A.	X Región, Puyehue
Proyecto Hidroeléctrico Aysén (2.750 MW)	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (ENDESA/COLBÚN)	XI Región, Cochare, Tortel, O'Higgins

Fuente: Elaboración propia

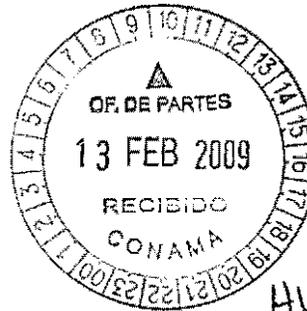


001195

Av. Apoquindo 4775, piso 11
Las Condes, Santiago - Chile
Tel.: (56-2) 460 40 00
Fax: (56-2) 460 40 05

Santiago, 03 de febrero de 2009
AMB N° 017/2009

Señor
Hans Willumsen
Jefe Departamento Control de la Contaminación
CONAMA Dirección Ejecutiva.
Teatinos 254
Santiago



Ref.: Envía observaciones al Anteproyecto de Norma de Emisión a la Atmósfera para Termoeléctricas

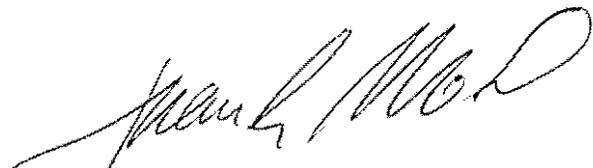
Att: Srta. Carmen Gloria Contreras

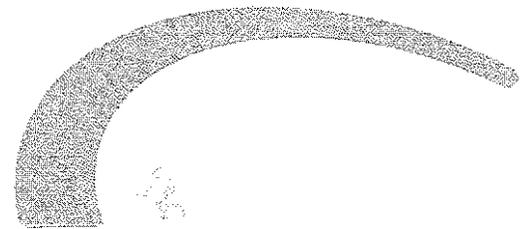
De nuestra consideración:

En el marco de la participación de Colbún en el Comité Ampliado, se adjuntan las observaciones de Colbún S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión a la Atmósfera para Termoeléctricas.

Aprovecho esta oportunidad para poner a vuestra disposición toda nuestra experiencia, información y antecedentes que se requieran para la elaboración de esta Norma.

Sin otro particular, le saluda atentamente,


Juan Andrés Morel Fuenzalida
Gerente de Desarrollo Sustentable
COLBÚN S.A.



Observaciones relacionadas con el Anteproyecto de Norma (V.4 del 17/12/2008)

1. Generales

Colbún como empresa tiene una política de medio ambiente, en la cual expresamos nuestro objetivo de minimizar los posibles impactos ambientales, y toda gestión que se haga en ese sentido, como generar nuevas normas de emisión, la apoyamos.

Sin embargo, estimamos que es importante considerar la experiencia de otros países en la materia, en especial los países con más recursos, dado que ellos han hecho estudios amplios y detallados, llegando a generar normas que han resultado ser eficientes, en el sentido de disminuir la contaminación, y que también han permitido el desarrollo en el área eléctrica. Es importante adaptar los conceptos de la normativa de otros países, pero en forma global, evitando adaptar solo los aspectos más restrictivos de cada uno, terminado de esta manera con una norma extremadamente exigente. Hay que considerar especialmente la normativa de países similares a Chile, y si es posible analizar los efectos que tuvo en el país respectivo su aplicación.

Adicionalmente, el hecho de que exista una norma facilita el proceso de obtención de los permisos ambientales para los nuevos proyectos, evitando arbitrariedades, pero si esta es extremadamente restrictiva podría impedir el desarrollo de nuevos proyectos e incluso obligar a detener la operación de algunas existentes.

2. Aspectos del anteproyecto aún en revisión:

Ámbito de aplicación:

- Al igual que la norma de la Comunidad Europea, el límite de emisión debiera aplicarse para unidades cuya potencia sea igual o superior a 50 MW
- Es posible que ciertas unidades existentes no podrán adaptarse a la nueva normativa, y por lo tanto van a tener que dejar de operar. Para ello se debería establecer un límite de funcionamiento en el tiempo, del orden de 40.000 horas, de otro modo se estarían cambiando abruptamente las condiciones, impidiendo el desarrollo de una actividad económica previamente aprobada, afectando con ello a toda la comunidad (inversionistas y consumidores por el encarecimiento de la energía eléctrica).
- Hay zonas donde conviven centrales térmicas con otras actividades generadoras de emisiones (fundiciones, refinerías, etc.), y se estaría discriminando entre los

diferentes rubros productivos. La normativa debiera considerar a todas las grandes fuentes de combustión, o al menos debiera dar la posibilidad de analizar la posibilidad de disminuir las emisiones de una fuente cercana (mecanismos transables), dado que puede ser más eficiente bajar las emisiones en éstas.

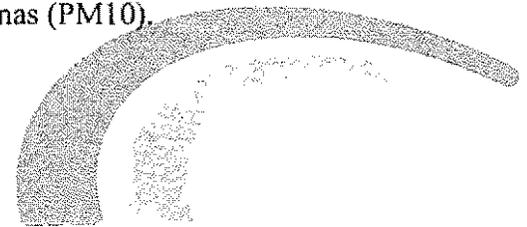
Plazos:

- La norma debiera especificar para las unidades existentes una fecha de aplicación en un período de 5 años a partir de la fecha de su publicación, considerando dentro de éstas, a las que están en operación y/o las que están en construcción, dando de esta manera suficiente tiempo para; primero determinar la forma de medición de las emisiones, luego tener un rango de tiempo o un número de mediciones válido y posteriormente identificar, evaluar y decidir sobre la instalación de los equipos adicionales que se requieran.
- El límite de funcionamiento de 40.000 hrs., para las instalaciones donde se decida dejar de operar, debiera empezar aplicar también a partir de los 5 años de la fecha de publicación de la norma.
- Lo anterior se basa en que las inversiones en centrales eléctricas se hace en base a contrato / venta de energía eléctrica a largo plazo, y si se hace un cambio abrupto, pone en riesgo económico a las empresas, y eventualmente afectaría el suministro eléctrico y/o encarecería el precio de la energía.

Límites de emisión:

Es necesario diferenciar las centrales bajo distintos criterios:

- Por tamaño o potencia generada
- Por condiciones de operación, distinguiendo las que operan como base del sistema de aquellas que tienen un régimen de respaldo.
- Por el combustible que usan.
- Por antigüedad, distinguiendo nuevas y existentes debido a que los planes de inversión para cumplir con la norma en una unidad existente pueden hacer inviable su funcionamiento.
- Se considera necesario establecer un límite de emisión de material particulado que considere el tamaño de las partículas, considerando que las partículas pequeñas son las más nocivas para la salud de las personas (PM10).



Cupos de emisión

Se sugiere considerar en esta norma un mecanismo de emisiones transables con cupos de emisión y la posibilidad de transar emisiones en los siguientes escenarios:

- Cupo límite de emisión por empresa, que permita compensar emisiones entre las distintas unidades existentes de cada empresa.
- Cupo límite de emisión por zona geográfica, que permita compensar emisiones entre instalaciones de la misma zona geográfica.

3. Respecto del texto :

Artículo 2:

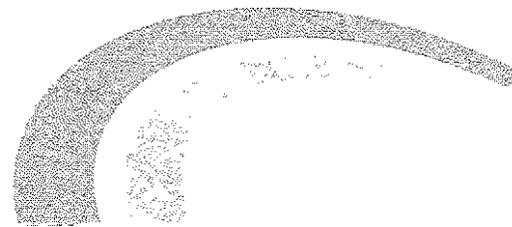
Debe definirse y diferenciarse “centrales de base” y “centrales de respaldo” (en base las horas de despacho históricas y/o proyectadas).

e) En la definición de combustible principal se debe indicar cómo se va a definir el “combustible que se consume en mayor proporción”. No queda claro si se usará el histórico, mensual o anual, o la operación acumulada de un período definido. Se debe considerar la posibilidad de cambiar el combustible principal a medida que pase el tiempo y en función de su uso, considerando las restricciones como falta de suministro de gas, por ejemplo.

Es necesario definir el criterio de coeficiente de correlación a utilizar para aprobar el sistema de medición de material particulado.

Artículo 3:

En las centrales a carbón, si se fijan valores límites bajos de NOx, se deberán montar equipos para bajar dicho gas del orden de 100 USD/Kwh. Esto puede hacer inviable su ejecución.



Artículo 4:

Este artículo es muy general y no indica qué fiscaliza cada organismo (SAG y Autoridad Sanitaria)

Artículo 5:

Las centrales de respaldo sólo deberían acreditar cumplimiento de la norma mediante mediciones puntuales (frecuencia en base a nivel de operación). No tiene ningún sentido obligarlas a contar con monitoreo continuo (los datos registrados serán escasos y poco confiables).

El plazo de ejecución de 6 meses es muy corto para implementar el sistema de medición continuo.

Artículo 6:

Es necesario establecer cómo se va a definir el tamaño, si utilizando la potencia de placa, la potencia en condiciones ISO o la potencia en las condiciones medias del lugar donde está instalada la central.

Artículo 7:

Se debe establecer claramente que las mediciones discretas de metales sólo deben aplicar a las centrales que utilizan carbón o petcoke, tal como estaba en la versión anterior del anteproyecto.

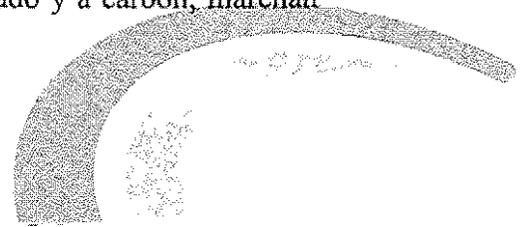
Artículo 8:

Se debe establecer cómo se determina el combustible principal de una unidad, considerando el diseño, el de mayor consumo y el período de tiempo en que se medirá el consumo de combustible.

Artículo 9:

a): Se debe aclarar qué se entiende por "valores horarios de emisión de un mes calendario", ya que no pueden ser todos los datos registrados por el monitor continuo. Se debe abordar el tratamiento de datos válidos, es decir, cómo se considerarán las horas de operación fuera de régimen normal (paradas, puestas en marcha, calibraciones).

A mayor abundamiento, es indispensable tratar estos períodos transientes de una manera especial, dado que las centrales de ciclo combinado y a carbón, marchan



por razones de calentamiento, a tiempos variables en que la generación de energía es nula o muy baja, con lo cual la expresión de las emisiones expresada en unidades de (kg/MWh) tiende a infinito.

Este punto está relacionado también con la definición de "exactitud relativa" (correlación monitoreo continuo y puntual) que no está lo suficientemente desarrollada.

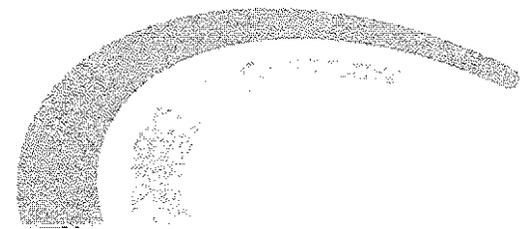
También, debe especificarse cómo se entenderá sobrepasada la norma para centrales de menor tamaño (mediciones discretas de MP y gases). Las centrales de respaldo debieran estar en esta categoría (evaluar si la diferenciación por tamaño es independiente de la diferenciación por régimen de operación).

Artículo 11:

De los datos informados por el sistema de medición continuo, las temperaturas de combustión mínima y máxima, la generación y la eficiencia de remoción del equipo de control, deberían acotarse al periodo de tiempo en que la unidad está en régimen.

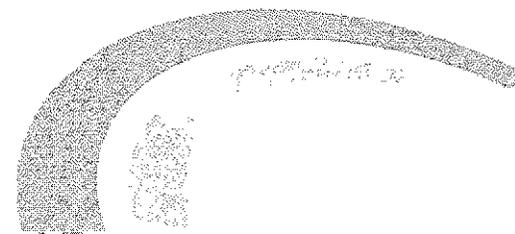
4. Otros

- * Debe abordarse la manera en cómo la norma se relaciona con el permiso ambiental ("RCA") para todas las unidades post-SEIA.
- * La norma debería establecer claramente las condiciones de exclusión para el cumplimiento de los límites de emisión, considerando que en un equipo de combustión no es factible técnicamente, cumplir la norma en los siguientes casos:
 - Procesos de partida de las unidades.
 - Falla en equipos de monitoreo.
 - Falla en equipos para mejorar las emisiones.
 - Marcha a potencias inferiores a las de diseño, donde aplique.
 - Pruebas de funcionamiento de unidades.
- * Para evaluar las exigencia de monitoreo es necesario diferenciar también por régimen de operación (base o respaldo) y horas efectivas de operación de cada unidad..



Observaciones relacionadas con la reunión de Comité Ampliado (14/01/2009)

1. El análisis de valores límites de emisión y fundamentos para establecer un intervalo de límites mínimos y máximos debe considerar la diferenciación del parque térmico según tecnología y combustible, régimen de operación (base o respaldo), tamaño y si se trata de unidades nuevas o existentes. Además para los valores límites, la normalización del flujo de gases debe especificarse la condición estándar de temperatura y presión.
2. Como "parque existente" deben considerarse todas las unidades en operación al menos a Diciembre del 2007, para los cuales existe información disponible (D.S.138) que es fundamental considerar para los análisis técnico de apoyo a la norma.
3. Las metodologías para estimar el potencial de reducción de emisiones del parque existente debe considerar las diferencias de características de las unidades en cuanto a tecnología y combustible, régimen de operación (base o respaldo), tamaño y si se trata de unidades nuevas o existentes. En este sentido y para llegar a conclusiones válidas y reales respecto de los escenarios de reducción, costos de reducción y costos del sistema; los análisis deben ser desagregados.



REPÚBLICA DE CHILE
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE



001202

**AMPLIA PLAZO PARA PREPARACIÓN DE
ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN PARA
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.**

SANTIAGO, 25 FEB. 2009

RESOLUCIÓN EXENTA N° 1005

VISTOS:

Lo dispuesto en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; el Decreto Supremo N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que establece el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; la Resolución Exenta N° 1690 de la Dirección Ejecutiva de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, de fecha 10 de julio de 2006, publicada en el Diario Oficial el 7 de agosto del mismo año, que dio inicio a la elaboración de la norma.

CONSIDERANDO:

Que, el plazo para la elaboración de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas fue ampliado por las Resoluciones Exentas N° 6/07, N° 2223/07 y N° 3912/08, todas de la Dirección Ejecutiva de CONAMA. El plazo fijado en la última resolución mencionada vence el 20 de febrero del presente.

Que, el Departamento de Control de la Contaminación de CONAMA, mediante Memorándum N° 45 de 5 de febrero de 2009, ha planteado la necesidad de ampliar los plazos para la preparación del anteproyecto de la norma referida, fundado en la necesidad de contar con los resultados del estudio de "Análisis Técnico- económico de la Aplicación de una Norma de Emisión para Termoeléctricas".

Que, durante el desarrollo del estudio mencionado, adjudicado a la consultora ECOFYSVALGESTA S.A., la contraparte técnica del estudio finiquitó en forma anticipada el contrato con la consultora, fundamentando las razones de esta decisión; mediante Memorándum N° 40 de 30 de enero de 2009, por el cual se solicita al Departamento de Administración y Finanzas de CONAMA, proceder a dar término anticipado al contrato.

Que, dada la situación expuesta, se requiere modificar la planificación para la elaboración del anteproyecto de la norma, fundamentado en la necesidad de contar con los antecedentes de la evaluación socio- económica. De esta forma se ha estimado que el próximo paso de este proceso, comprende realizar una contratación directa para adjudicar la elaboración del estudio mencionado.

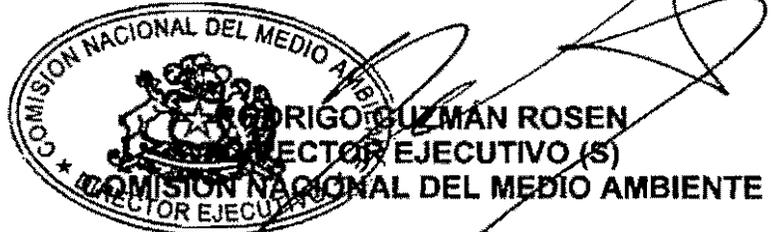
001203

Por todo lo anterior, es que se requiere contar con un plazo adicional para la entrega del anteproyecto de la norma, el que sería hasta el día 26 de junio de 2009.

RESUELVO:

AMPLÍESE el plazo para la preparación del anteproyecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, hasta el día 26 de junio de 2009.

Anótese, comuníquese, y archívese.



ORIGEN: GUZMAN ROSEN
DIRECTOR EJECUTIVO (S)
COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
DIRECTOR EJECUTIVO

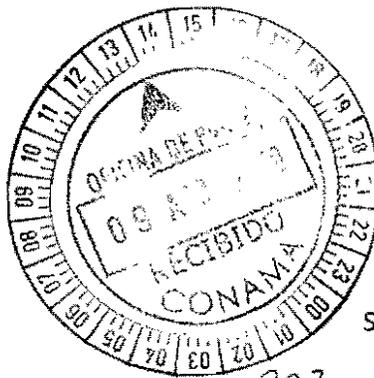
IHC/CGC

- Distribución:
- División Jurídica, CONAMA.
 - Departamento de Control de la Contaminación, CONAMA.
 - Expediente Público de la Norma.
 - Comité Operativo de la Norma.

Lo que transcribo a Ud.
para su conocimiento
saluda atentamente a Ud.
NURY VALBUENA OVEJERC
Oficial de Partes
Comisión Nacional del
Medio Ambiente (CONAMA)



1001/061.09



Santiago, 08 de abril de 2009

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

Ref.: Procedimiento de Elaboración Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas

De mi consideración:

A través de la presente, queremos manifestar nuestro interés en participar en el Comité Ampliado, contemplado dentro del proceso de elaboración de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Lo anterior, en razón de que nuestra empresa, Campanario Generación S.A., participa en el mercado de la generación termoeléctrica, tanto con plantas en funcionamiento como con proyectos en desarrollo.

En caso de que nuestra solicitud sea acogida, agradeceré el envío de información a las siguientes personas:

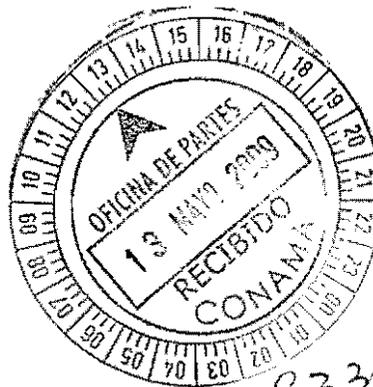
- Oscar Barrientos, Gerente Comercial, correo electrónico: obarrientos@swc.cl;
- Benjamín Fernández, Gerente Técnico, bfernandez@swc.cl;
- Gonzalo Jiménez, Abogado, correo electrónico: gjimenez@cariola.cl;
- Martín Astorga, Abogado, correo electrónico: mastorga@cariola.cl; y
- Erik Saphores, Gerente General, correo electrónico: esaphores@campanariogeneracion.cl

Sin otro particular, lo saluda atentamente,


Erik Saphores Martínez
Gerente General
CAMPANARIO GENERACIÓN S.A.

N° 052/2009
N° 069/2009

Señora
Ana Lya Uriarte
Ministra de Medioambiente
Presente



De mi consideración:

En relación a los estudios que se están desarrollando para la elaboración de la Norma de Emisión de Termoeléctricas, tenemos el agrado de informarle que nuestras representadas han contratado recientemente un estudio que efectuará un análisis técnico-económico de los niveles de abatimiento de emisiones eficientes desde un punto de vista de evaluación social.

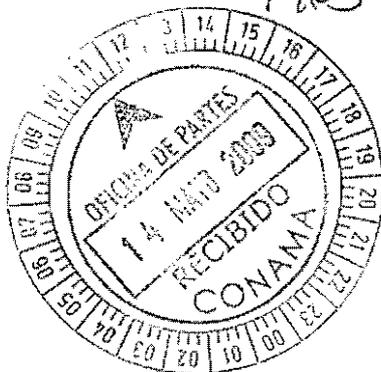
Dicho estudio será realizado por EMG Ambiental S.A, bajo la dirección de los investigadores Sergio García y Luis Abdón Cifuentes.

Es nuestra intención que los resultados de este estudio se pongan a vuestra disposición para contribuir a la elaboración de la norma.

Agradecidos desde ya por la buena acogida que tenga en Ud. esta iniciativa, le saludan atentamente,

Juan Carlos Olmedo Hidalgo
Gerente General
NORGENER S. A.

Sergio del Campo Fayet
Gerente General
E. E. GUACOLDA S. A.



001206

Valparaíso 14 de Mayo del 2009.

PP-CL-511/2009

Ref : "Participación en
discusión anteproyecto
Norma de Emisiones para
Termoeléctricas"

Señor
ALVARO SAPAG
Director Ejecutivo
CONAMA
Teatinos 258
Santiago

De nuestra consideración:

En mi calidad de Gerente de Negocios de Wärtsilä, empresa finlandesa, con gran presencia en el mercado mundial en el área de soluciones de energía (www.wartsila.com), me dirijo a Usted para manifestarle el interés de la empresa que represento en ser un miembro activo en la Comisión que estudia y discute el anteproyecto de emisiones para termoeléctricas.

Wärtsilä ha desarrollado una vasta experiencia en la producción de motores de combustión, y ha podido comprobar los beneficios que tales motores reportan para el medio ambiente, centrandolo su desarrollo en una producción limpia y amigable con el medio ambiente.

Antofagasta Branch
Fono: +56 55 267773
Fax: +56 55 268343
Avda. Edmundo Pérez Zujovic 5554, Local N°3
Antofagasta

Wärtsilä Chile Ltda.
Fono: +56 32 2 570 600
Fax: +56 32 2 570 601
Av. Brasil 2060
Valparaíso

Talcahuano Branch
Fono: +56 41 2 421 561
Fax: +56 41 2 420 229
Autopista 5980
Talcahuano



Wärtsilä es también miembro activo de las siguientes organizaciones:

CIMAC, "The International Council on Combustion Engines"
(www.cimac.com).

US based EMA, "Engine Manufacturers Association"
(www.enginemanufactures.org)

German based EUROMOT "The European Association of International
Combustion Engine Manufacturers"
(www.euromot.org)

donde entre otras actividades, ha colaborado en el estudio y análisis en el control de las emisiones en motores a combustión.

Atendido lo expuesto, y considerando que podemos aportar con interesantes antecedentes y experiencias de otros países, quedamos a su entera disposición para colaborar abiertamente en la discusión y análisis de la nueva Norma de Emisiones.

Esperando que la presente tenga una favorable acogida,

saluda atentamente a Usted,

Carlos Lobos
Business Manager
Wärtsilä Power Plant
+56 9 97451748
carlos.lobos@wartsila.com

Antofagasta Branch
Fono: +56 55 267773
Fax: +56 55 268343
Avda. Edmundo Pérez Zujovic 5554, Local N°3
Antofagasta

Wärtsilä Chile Ltda.
Fono: +56 32 2 570 600
Fax: +56 32 2 570 601
Av. Brasil 2060
Valparaíso

Talcahuano Branch
Fono: +56 41 2 421 561
Fax: +56 41 2 420 229
Autopista 5980
Talcahuano

Emissions to air from engine driven power plants

Primary methods to decrease NO_x are:

- Liquid fired engine: base engine optimized for low NO_x, fuel injection retard, addition of water
- Spark ignited, dual fuel engine in gas mode: "lean burn" technique

The only secondary method applicable for diesel engines is SCR (Selective Catalytic Reduction).

- Regarding SO₂ and particulate the primary method is to use a low sulphur/ash fuel oil or gas.
- See appendix 1 for typical costs for secondary NO_x, SO₂ and particulate reduction methods.

A big (size > 500 KWe) reciprocating engine used in power plants has typically an excess oxygen in the range of: **13 ... 15 vol-%** in flue gas. A secondary flue gas cleaning equipment works at "actual" conditions (flue gas excess air range and temperature). **Therefore it is important to give the reference oxygen close to the "actual" (= real) concentration i.e. at 15 vol-% for the emissions from the engine driven plant.** Below are measured values from selected power plants around the world. Tables 1 and 5 show typically achievable emission values.

Emissions measured in liquid fired engine plants

Table 1:

Typically achievable NO_x / particulate emissions are (Note: reference point 15 vol-% O₂, dry gas). Nm³ is given at 0 degree C, 101.3 kPa. Steady state 85 ... 100 % load of engine.

NO _x :	Emission (fuel: heavy fuel oil)	Remarks
Base engine optimized for NO _x (generation I)	NO _x < 2300 mg/Nm ³	Standard diesel engine in production, until 2000
Base engine optimized for NO _x (generation II)	NO _x < 2000 mg/Nm ³	Standard diesel engine in production of today
Injection retard	Typically up to 10...20 % NO _x reduction (dependent on engine type)	Fuel consumption increase is dependent on injection retard degree, typically up to 3 %.
Addition of water	NO _x < 1300 ... 1600 mg/Nm ³	Used mostly in ships, fuel consumption increases
SCR	NO _x < 750 mg/Nm ³ , Lower levels can be achieved, but operating cost rises sharply.	Operating cost is very dependent on used reagent and NO _x -level to achieve.
Particulate (fuel: heavy fuel oil)	ISO 9096 standard or equivalent other method	
Heavy fuel oil: > 1 wt-% S and < 0.08 wt-% ash	Particulate < 75 mg/Nm ³	
Heavy fuel oil: < 1 wt-% S and < 0.06 wt-% ash, CCR < 12 wt-%	Particulate < 50 mg/Nm ³	
Diesel oil (max. 0.02 wt-% ash)	Particulate < 30 mg/Nm ³	

In below tables (2, 3 and 4) (measurements from selected references) the following applies: emissions are in mg/Nm³ (Nm³ given at 0 degree C, 101.3 kPa) at dry gas, 15 vol-% O₂. SO₂ is dependent on fuel oil sulphur content and particulate emission is mainly dependent on ash content of the fuel oil. Fuel is heavy fuel oil (HFO), if not explicitly otherwise stated. Steady state full engine load.

Table 2
NO_x optimized engine used. Unit is mg/Nm³ (dry, 15 vol-% O₂, dry gas).

Installation	Fuel oil S wt-% or SO ₂ (MCR = Micro Carbon Residue)	NO _x (as NO ₂)	Dust (ISO 9096, or equivalent other method), average	Remarks
Base Low-NO _x engine I opti-mized for NO _x	1.88 wt-% S, 0.05 wt-% ash, 13.8 wt-% MCR	2163 – 2178	56 ... 60	70 MWe power plant in Caribbean
Base Low-NO _x engine II opti-mized for NO _x	1.83 wt-% S, 0.06 wt-% ash, 13.6 wt-% MCR	1739 ... 1881	54 ... 61	100 MWe plant ,in America

Table 3
A SCR is used. Emission unit is mg/Nm³ (dry, 15 vol-% O₂, dry gas).

Installation	Fuel oil S wt-% or SO ₂	NO _x (as NO ₂)	Dust (ISO 9096, or equivalent measurement method), average	Remarks
SCR	0.45 wt-% S	325	44	30 MWe power plant in Asia

Table 4
A primary method: water addition is used. Unit mg/Nm³ (dry, 15 vol-% O₂).

Installation	Fuel oil S wt-% or SO ₂	NO _x (as NO ₂)	Dust (ISO 9096, or equivalent measurement method), average	Remarks
Slow-speed engine + "water addition"	2 wt-% S HFO	1540	55	20 MWe power plant in Caribbean

Emissions in gas fired engine plants

Table 5
Typically achievable NO_x emission values. Nm³ is given at 0 degree C, 101.3 kPa, steady state engine load 85 ... 100 % of MCR.

Technique	NO _x mg/Nm ³ (dry, 15 vol-% O ₂)	Note 1
Spark ignited gas engine	190 (normal rating)	- Optimal specific fuel consumption - Minimum unburned emissions
	94 (Low-NO _x tuned)	- Increase of specific fuel consumption and unburned emissions
Dual fuel engine		LFO = light fuel oil

- Gas mode	190	
- Back-up mode (LFO)	2000	

In table 6 measured values from some selected references are given.

Table 6

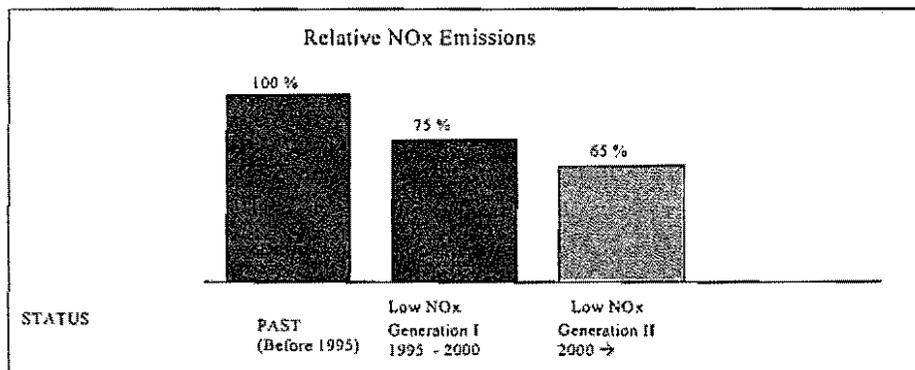
Emission unit is in mg/Nm³ (Nm³ is given at 0 degree C, 101.3 kPa) at 15 vol-% O₂, dry gas.

Steady state full engine load.

Installation	Used fuel oil or SO ₂ (MCR = Micro Carbon Residue)	NO _x (as NO ₂)	Dust (ISO 9096 or equivalent other method), average	Remarks
Gas Diesel, - Gas mode	natural gas main fuel, pilot fuel: heavy fuel oil (2.9 wt-% S, 0.05 wt-% ash, 9 wt-% MCR)	1584 – 1612	10 ... 13	120 MWe power plant in Asia
Spark ignited gas engine, SG	N/A	161 – 190	N/A	5 MWe plant in Northern Europe
Spark ignited gas engine, SG (Low NO _x tuned)	N/A	71 – 83	N/A	40 MWe plant in Americas. Fuel consumption about 3 % higher compared to "normal" rated SG.
Dual fuel engine - Gas mode - LFO mode	< 0.05 wt-% S, < 0.01wt-% ash	147 – 177 1531 – 1751	N/A 6 – 27	5 MWe plant in Northern Europe

Appendix 1

During the 90's the NO_x-emission from big liquid fuel fired diesel engines has been reduced remarkably by primary measures as a result of an extensive R&D work on the engine alone compared to the previous values while maintaining the high efficiency of the engine.

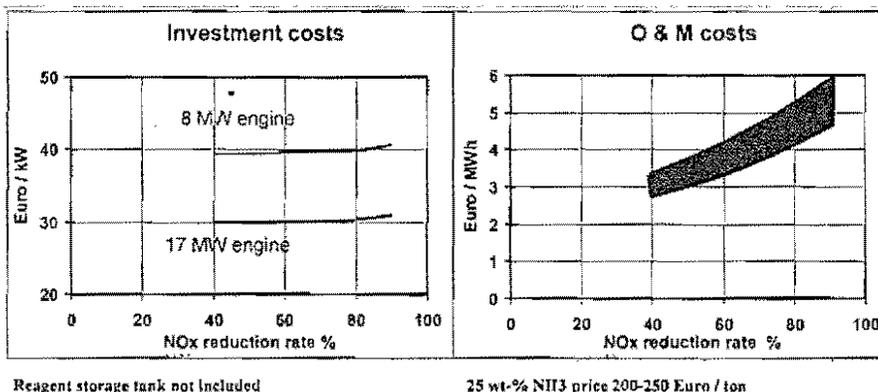


Picture 1. NO_x-emission development for a 17 MWe four stroke medium speed diesel engine during the 90's, the NO_x-emission has almost decreased 40 %.

NO_x Abatement Technologies

Typical SCR Costs as a Function of NO_x Reduction Rate

(heavy fuel oil fired medium speed diesel engine power plant), kW = kW_e, MWh = MWh_e



Reagent storage tank not included

25 wt-% NH₃ price 200-250 Euro / ton

Picture 2. Typical investment and O&M-costs for the SCR-system. No tax is included in the price.

Operation & maintenance cost of the SCR system is very dependent on the used reagent price. If, urea granulate (note to be of high quality (table 1A), dito for blending water table (1B)) is used, the O&M cost (with a urea granulate cost of 225 ... 250 Euro/tonnes) can typically be decreased up to 40 ... 45 % compared to above shown curve. SCR is a sensitive method: a certain minimum temperature of the exhaust gas is needed in order to avoid salt formation (SO₂-sensitivity) on the catalyst elements, some trace metals which might be present in the fuel oil act as "catalyst poisons" and deactivate the catalyst. A soot blowing system is to be installed in the reactor containing the catalyst elements. The SCR has an upper technical reduction limit. At high reduction rates the control system is critical, due to operation within a narrow window. At high reduction rates the size of the SCR-reactor increases, more complicated premixing and reagent injection systems are needed, which increase the investment cost. High NH₃/NO_x-ratio is needed at high NO_x-reduction rates, high NH₃/NO_x-ratios may lead to increased ammonia slip.

Table 1A
Urea granulate quality specification.

Composition	Unit
Nitrogen minimum	46.5 wt-%
Water maximum	0.4 wt-%
Biuret maximum	0.8 wt-%
Particulate size	1 – 3 mm
Fe maximum	0.3 mg/kg
Substances insoluble in water	10 mg/kg

Table 1B: *Water (blending) quality specification.*

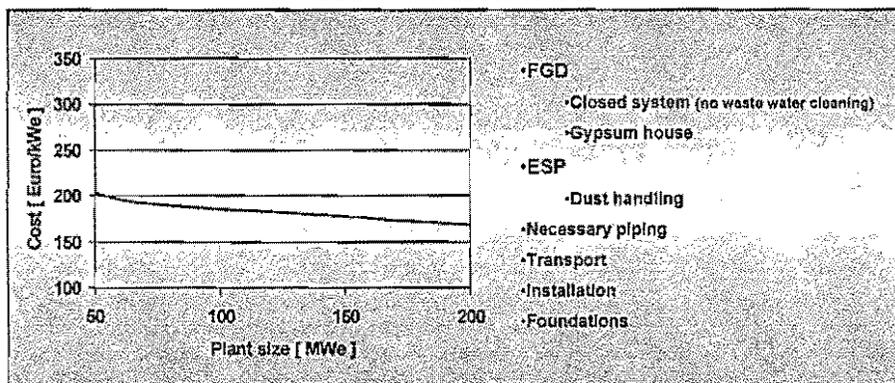
Parameter	Max. value
Conductivity	< 50 mS/m
Hardness	< 10 degree dH
Silica	< 50 mg/l
Chlorides	< 80 mg/l
Sulphates	< 150 mg/l
Suspended solids	< 10 mg/l

"Addition of water" methods are used in some ships, only a few power plant references exist with this application. Several different "water addition" methods are existing or are under development (water emulsion, direct water injection or air humidification dependent on engine manufacturer). A big amount of raw water is needed for high NO_x -reductions. As a rule of thumb can be said that 1 ... 2 % water input flow (related to fuel consumption) will decrease NO_x with 0.5 .. 1 %. Investment and O&M costs are very dependent on the available raw water quality/amount and therefore no general price can be given without knowing the actual raw water specification. Used water is to be of good quality: filtered fresh water, free from foreign matters, pH close to 7, with a low hardness and a low chloride ion content, etc. Achievable NO_x reduction is typically up to 30 .. 50 % dependent on chosen method/engine type, available water amount and allowed increase in fuel consumption. The fuel consumption increase is typically in the order 2 .. 3 % dependent on the method and reduction rate. At high NO_x reduction rates unburned emissions (CO , HC) and particulate tend to increase.

In pictures 3 and 4 typical investment and O&M costs (not including taxes, interest rate, etc.) are given for a CaCO_3 -FGD (Flue Gas Desulphurization) system. Investment costs are very dependent on chosen material in the FGD-system (dependent on raw water chloride content, etc.), automation level, sulphur dioxide reduction rate, etc. and can therefore vary a lot. In below example case it is assumed that raw water (make-up water) chloride (Cl^-) content is max. 40 mg/l, no reheat system is included in the price. The main difference in the O&M costs are due to the different raw water price. SO_2 removal efficiency is about 90 % for shown curves.

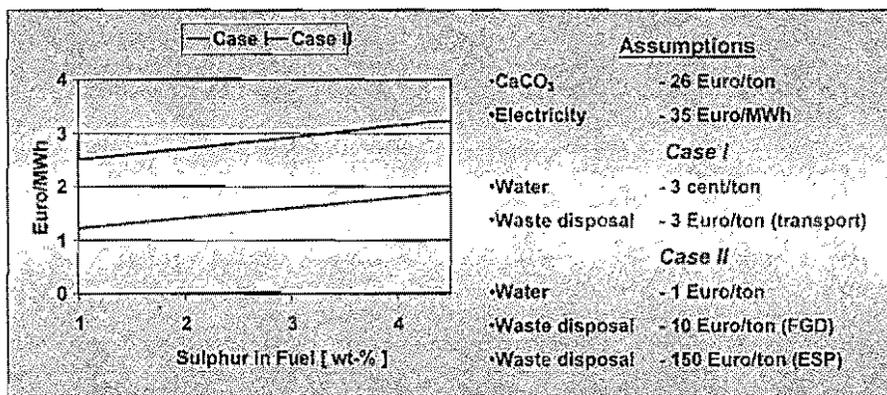
Dry ESP + FGD: Typical Investment Costs

CaCO₃-scrubber & ESP



Picture 3. Typical investment costs for a CaCO₃-plant.

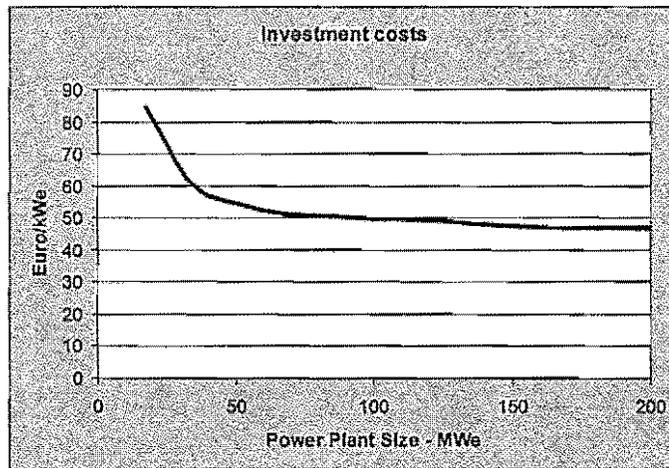
CaCO₃-Scrubber&ESP: O&M costs



Picture 4. Typical O & M costs for a CaCO₃-plant. MWh = MWhe.

Secondary cleaning equipment for particulate is new in context with big oil fired diesel engines. Due to different temperature and oxygen content of the diesel flue gas, the electrical properties of the diesel particles are different compared to particles from a boiler flue gas. In picture 5 the investment costs are given for a dry electrostatic precipitator (ESP).

Dry ESP: Typical Investment Costs



- ESP + fly ash conveyor and silo + wet unloading system; Price for installed system
- With typical HFO - Outlet particles max. 50 mg/Nm³ (dry, at 15 % O₂)

Picture 5. Typical investment costs

Typical O&M costs are 0.35 Euro/MWhe, with following assumptions: electricity price 35 Euro/MWhe, disposal cost 150 Euro/tonnes for the erased dust.

601215

Euromot

O₂ Reference Point In Exhaust Emission Legislation

The Euromot Position

The European Association
of Internal Combustion
Engine Manufacturers
President:
Horst Dikena
General Secretary:
Dr Hartmut Mayer

EUROMOT 2002
© Frankfurt/Main

Lyoner Strasse 18
60528 Frankfurt/Main

fon 0049 69 6603-1354
fax 0049 69 6603-2354
eMail euromot@vdma.org
web www.euromot.org

EUROMOT
Engine-in-Society

Euromot is the European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers.

We represent the leading manufacturers of internal combustion engines used in a broad range of nonroad and marine applications (construction, mining and material handling equipment, trucks and buses, agricultural and forestry equipment, commercial marine and seagoing vessels, workboats and pleasure boats, rail traction, lawn/garden and recreational equipment, power generation).

Euromot has been working for many years with international regulatory bodies, eg European Union, the UN Economic Commission for Europe (UN-ECE), the UN International Maritime Organizations (IMO) and the Central Commission for the Navigation on the Rhine (CCNR). In addition, we are seeking an open and fair dialogue with national governments to provide reliable know-how on advanced internal combustion engine technologies in general and, in particular, on the feasibility of environmental as well as cost-effective product regulations. To achieve a pro-active engagement of all stakeholders in international harmonisation of regulations affecting engines and equipment, we coordinate our activities worldwide with trade associations of the non-road and marine industry sector.

For further information about our Association please refer to our Annual Report 2001 or pay us a virtual visit at <http://www.euromot.org> – your bookmark for engine power worldwide.

General

The market for reciprocating engines has increased rapidly in the last years and today the world wide market is annually (for units **bigger than 1 MWe**, new power plants) more than 11000 MWe (in the year 2000). This makes it the third biggest power technology with bigger annual deliveries than hydro and nuclear power. Both bigger base load engine driven power plants with an output up to 150 MW electricity and decentralized smaller simultaneous heat and power (CHP) production plants are common today.

The advantages of the reciprocating engine for this kind of applications are many: high thermal efficiency (low fuel consumption), optimal matching of different load demands, fast load response and good load following characteristics, short construction time, flexible fuel choice, easy maintenance and robust design.

Nowadays the Kyoto Protocol is in focus. Carbon dioxide is in focus due to its' expected impact on the global warming. One practical way to decrease the CO₂ emission is to increase the total efficiency of the power plant or/and (lower Carbon/Hydrogen-ratio of the fuel) to use oil instead of coal and natural gas instead of oil. Other measures to reduce the carbon dioxide emissions are increased combined heat and power (CHP) production of simultaneous electricity and heat.

Engine driven plants are well suited for the CHP-approach. These plants can be located close to the heat and electricity consumer and thus the need for transmission lines is reduced. Associated energy losses and land need can be minimized. The CHP-plants are well suited for e.g. industry applications, local utility companies, residential and commercial buildings, the heat can be recovered e.g. as steam, hot water for district heating/cooling, desalination processes, etc. In CHP-mode total efficiencies, when producing hot water typically up to 85 % in liquid and up to 90 % in gas mode are achieved. The electricity efficiency at alternator terminals is typically up to about 45 % for big engines and lower for small engines.

Emission limit reference oxygen

General:

In the following typical flue gas oxygen contents of some well-known prime-movers are listed:

- Gas turbine (oil/gas fired): 12 - 16 vol-% O₂
- Boilers:
 - Oil fired: 2 - 5 vol-% O₂
 - Gas fired: 2 - 6 vol-% O₂
 - Coal fired 5 - 8 vol-% O₂
- Big size reciprocating engines (stationary power plant engines, typically > 1500 kWe):
 - Oil operated: 13 - 16 vol-% O₂
 - Gas operated: 11 - 15 vol-% O₂

The secondary cleaning equipment (such as a SCR, etc.) "sees" the pollutant at the "actual" concentration and the reference O₂ is therefore to be close to this value to ensure an optimal design. This is also seen in most legislation for boilers and gas turbines: a gas/liquid fired gas turbine has a reference point of 15 vol-% O₂ and a gas/liquid fired boiler a reference O₂ of 3 vol-% O₂, (close to the actual O₂-values ("real") in the flue gas).

United Kingdom (UK), India, World Bank 1998 ("Thermal Power-Guidelines for New Plants"), etc. are following the above approach for engine driven plants, i.e. the emission limit reference point is 15 vol-% O₂. In Japan the reference emission reference point for oil fired diesel engines is 13 vol-% O₂. Surprisingly in some other national legislation big engine plants are not treated equally with above mentioned techniques and some "artificial" O₂ references are used for instance 5 or 8 vol-% O₂ mainly due to historically reasons **not** representing today's technology status of high power output/efficient engine generation, but rather "old" small size rich burn engines with a low flue gas "actual" oxygen content, etc.

Consequences:

In the following the technical requirements of a secondary emission reduction system: e.g. an electrostatic precipitator (ESP) are highlighted in the respect of the oxygen reference point for the emission. The "actual conditions" the secondary flue gas cleaning equipment is facing is depending on "real" flue gas temperature and the oxygen content.

Boiler (liquid fuel):

Typical "real conditions" of the flue gas conditions are: temperature about 170 degree C and 3 vol-% O₂. European Union (EU) stipulated in the new Large Combustion Directive (LCP) 2001/80/EC following strict dust emission limits for liquid fired boilers 50 ... 100 MW_{th}: 50 mg/Nm³ (3 % O₂) and 30 mg/Nm³ (3 % O₂) for bigger boiler plants. This means that an ESP situated after the boiler has to "clean" the flue gas of particulate down to about 31 mg/"actual m³" or 18 mg/"actual m³" depending on plant size.

Big diesel engine:

Typical "real conditions" of the flue gas are dependent on engine type: temperature 350 ... 400°C, 13 ... 15 vol-% O₂. In UK¹⁾ the particulate emission limit (oil firing) is 50 mg/Nm³ (dry, 15 vol-% O₂). The secondary flue gas cleaning device such as an ESP is to be situated after the engine before the SCR (if used) and boiler in the flue gas train, in order to protect these from fouling. For a diesel engine having 13 vol-% O₂ and a temperature of 350 degree C of the flue gas this means that the ESP is to clean the flue gas down to about 29 mg/"actual m³".

If the stipulated emission limit of 50 mg/Nm³ is given e.g. at an artificial oxygen content of 5 vol-% this means that the ESP is to work down to 11 mg/"actual m³", which is much stricter than requirement set for big oil fired boiler plants (see above).

¹⁾ Achievable Releases to Air, HM Inspectorate of Pollution: Processes Subject to Integrated Pollution Control, Chief Inspector's Guidance Note, Series 2 (S2), S2 1.03 Combustion Processes: Compression Ignition Engines 50 MW_{th} and Over (September 1995)

Conclusion:

From above examples the importance of using "actual conditions" for the stipulated emission limits can be seen. This sets equal requirements on the secondary flue gas cleaning equipment for the different prime movers, which is a fair approach. By expressing the emission limit reference point close to "actual conditions" the real performance of the secondary cleaning device is best described.

The approach to have the emission reference point close to the "actual conditions" is widely accepted for boilers (liquid/gas fuels 3 vol-% O₂) and gas turbines (liquid/gas fuels, 15 vol-% O₂). Using the same approach for **reciprocating internal combustion engine driven plants** as for the above mentioned prime movers means that the **reference oxygen point is to be at 15 vol-% O₂**, which is also the case in some existing legislation. Using artificial reference points such as 5 vol-% O₂, etc. for the emission limits from big engine driven plants is not a logical approach, as this will set very different requirements towards other competing different prime movers and it is not describing the required performance requirement of the secondary cleaning equipment.

2002-10-15

001220

Chile: Anteproyecto norma de emision para termoelectricas

Version dated 26.11 -08

1 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:



•General (proposal)

- Article 5: Same emission limits for:
 - Existing and new power plants
 - Gaseous, liquid and solid fuels
 - Emissions: particulate, SO₂, NO_x for all fuels and for coal/petcoke Hg, Ni, V
 - Emission limits not dependent on plant size nor prime mover technology
 - CEMS in general preferred for PM, SO₂ and NO_x
 - Exception e.g. for natural gas: PM , SO₂
 - Three intermittent verification measurements annually required

2 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:



Proposed emission limits and reference O₂-%

001221

Contaminant	Emission limit mg/Nm ³ Nm ³ givet at 25 degree C, 101 kPa	Fuel	O ₂ - % reference
Particulate	30 - 50	Solid	6
SO ₂	200	Liquid	3
NOx (as NO ₂)	400	Gaseous	?
Hg	0.1		
Ni	0.5		
V	1		

3 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:



Consequences (liquid/gaseous fuels):

- NOx:
 - Boiler specific limit (primary method: low NOx burner)
 - Liquid stationary engine always secondary technology SCR MUST
- SO₂: a 0.1 wt-% S distillate oil needed or a FGD to be applied
- PM: Stationary engine plant:
 - Upper range, primary method: low sulfur/low ash oil
 - Heavy fuel oil; not reachable

4 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:



General trends aspects around the world

1A. Prime mover specific: (boiler, gas turbine, stationary engines) emission concentration limits with own oxygen reference point;

- e.g. World Bank Guidelines ("Thermal Power Plants EHS Guidelines") 2008:

- Coal fired boiler plants	6 vol-% O ₂
- Oil/Gas fired boiler plants	3 vol-% O ₂
- Oil/Gas fired gas turbines	15 vol-% O ₂
- Engine driven power plants	15 vol-% O ₂ (see also /6/)

1B. Standards (prime mover specific ones):

- World Bank Guidelines is the most well-known international standard.
- National standards/guidelines for stationary engine plants are in: India, Japan, Taiwan, UK, France, Germany, Italy, Finland, Portugal, Ecuador, etc.

2. Existing infra-structure impact (SO₂ and particulate limits):

- India: max. 2 wt-% S (urban area), max. 4 wt-% S (rural area) HFO
- Finland: max. 1 wt-% S HFO (EU Directive 1999/32/EC)
- etc.

General trends aspects around the world cont.

3. Efficiency bonus: In some legislations/norms granted:

- e.g. in Britain (The environmental Protection Act 1990 Part 1 (1995 Revision)
Engine of 20 ..50 MWth: Corrected emission limit = emission limit*ISO
Net Base Efficiency/40
- EU LCP Directive 2001/80/EC (big natural gas fired gas turbine: corrected
NOx emission limit = limit*efficiency(at ISO base load conditions)/35);
bonuses are also given for high CHP, combined cycle efficiencies,
mechanical drive applications)

4. Plant Size: Bigger power plants have stricter limits and smaller leaner limits (e.g. World Bank/IFC/EU 50 MWth is a "threshold").

5. Area dependence: Environmental quality need driven standards are e.g:

- India ("big urban", "other areas")
- Japan ("nation wide general limits", "city standards")
- Finland ("city area", normal area)

6. Most important pollutants are NOx, SO₂ and particulate. In some national legislation CO, etc. are also regulated.

Emission Norm: Ecuador

STANDARD FOR EMISSIONS TO THE AIR FROM STATIONARY COMBUSTION SOURCES, DINAPA, Environmental Ministry of Ecuador, book VI annex 3 (2003), page 400

Component	Existing sources	New sources
Particles	350	150
Nitrogen oxides	2 300	2 000
Sulfur dioxide	1 500	1 500

Units: mg/m³: milligrams per cubic meter of gas, under normal conditions, at a pressure of 1 013 millibars, and at a temperature of 0 °C, on a dry base, and corrected at 15% O₂

Emission monitoring frequency: every sixth month.

Emission norm: Japan (nation wide general limits)

Federal Stack Emission Limits for Diesel Engines in Japan,

Stricter limits may be stipulated locally, e.g. in Tokyo max. allowed NO_x-value is 114 ppm-v (dry, 13 vol-% O₂)

	NO _x	SO _x	Particles
Diesel Engines (> 50 l/h fuel oil)	950 ppm-v * 1200 ppm-v **		100 mg/Nm ³ (all areas) 80 mg/Nm ³ (special areas)

The limits are given at 13 % O₂ (dry gas) for diesel engines, (Nm³ defined at 273 K, 101.3 kPa).

* Cylinder diameter < 400 mm

** Cylinder diameter ≥ 400 mm

The allowed SO_x level is regulated locally by a total quantity approach (max. SO₂ quantity per time unit (Nm³/h)).

Emission norm: UK

001224

The Environmental Protection Act 1990, Part 1 (1995 Revision) Engine of 20 to 50 MWth)

	NO _x (after 01.04.98)	SO ₂ *	Particles	CO	Non-Methane Hydrocarbons (as C)
Distillate oil	1300 mg/Nm ³		100 mg/Nm ³ **	150 mg/Nm ³	150 mg/Nm ³
Heavy fuel oil	1400 mg/Nm ³		100 mg/Nm ³ **	150 mg/Nm ³	150 mg/Nm ³
Gas (dual fuel)	500 mg/Nm ³		50 mg/Nm ³ (for new plants)	450 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³

The limits are given at 15 % O₂ (dry gas), NO_x as NO₂ (Nm³ defined at 273 K, 101.3 kPa).

* The sulphur content of heavy fuel oil (residual oil) should not exceed 2 wt-%, with distillate oil the sulphur content should not exceed 0.2 wt-%. NOTE 1 1 wt-% S HFO, 0.1 % S LFO (EU Directive 1999/32/EC)

** Consideration should be given for new process at the time of application to whether 50 mg/Nm³ is achievable.
Corrected emission limit (mg/Nm³) = emission limit (mg/Nm³) * ISO Net Base Efficiency/40. ISO Net Base Efficiency is calculated according to ISO 3046 Part 1.



Emission Guidelines: Finland (BAT 5 – 50 MWth Plant¹)

Emission unit in tables are: mg/Nm³ (dry, 15 % O₂), Nm³ at 0 degree C and 101.3 kPa, NO_x-emission value within brackets for "special area" such as cities

Oil diesel engine

Component	Existing sources	New sources
Particles	70	60
Nitrogen oxides	2300	1600 (750)
Sulfur dioxide	600	600

Gas diesel engine

Component	Existing sources	New sources
Nitrogen oxides	1750	1600 (750)

Gas fired Spark Ignited/Dual fuel engines

Component	Existing sources	New sources
Nitrogen oxides	185	175

"BAT 5 – 50 MWth Plants Guideline ("Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT)", issued August 2003



IFC Thermal Power EHS Guidelines (stationary engine) 2008*

Liquid Fuel	NDA: > 50 MW _{th}	NDA: ≥ 300 MW _{th} **	DA: > 50 MW _{th}	DA: ≥ 300 MW _{th} **
PM emissions (mg/m ³ , dry, 15 % O ₂ , 0 °C & 1 atm)	50	50	30	30
SO ₂ emissions (mg/m ³ , dry, 15 % O ₂ , 0 °C & 1 atm) or wt-% S. N/A on biofuels.	1170 or max. 2.0 % S	585 or max. 1.0 % S	0.5 % S	0.2 % S
NO _x emissions (mg/m ³ , dry, 15 % O ₂ , 0 °C & 1 atm)	- Diesel engine: 1460 (< 400 mm) 1850 (≥ 400 mm) - Dual Fuel engine: 2000 - Bio oils + 30 %	- 740 (contingent upon water availability for injection) - Bio oils + 30 %	400	400
Gas Fuel	NDA:		DA:	
PM emissions (mg/m ³ , dry, 15 % O ₂ , 0 °C & 1 atm), for other gases than natural gas	50		30	
SO ₂ emissions (% S in fuel)	-		-	
NO _x emissions (mg/m ³ , dry, 15 % O ₂ , 0 °C & 1 atm)	- 200 (spark ignition) - 400 (dual fuel) - *** (compression ignition (CI)) - Other gases than natural gas + 30 %		- 200 (spark ignition on natural gas) - 400 (other)	



IFC Thermal Power EHS Guidelines (stationary engine) 2008 cont.

* Note MW_{th} based on Higher Heat Value (HHV). NDA = Non Degraded Area, DA = Degraded Area

- ** Plants ≥ 300 MW_{th} CEMS need for:
- Liquid fuel: NO_x and SO₂ (if FGD)
 - Natural Gas: NO_x

Note ! For all plant sizes:
Annual performance measurement of regulated emissions.
Heavy metals also to be measured (liquid fuel)

*** Emission value should be evaluated on a case-by case basis through the EA process

NOTE ! Page 1 "Justification":

"If less stringent levels or measures than those provided in these EHS Guidelines are appropriate, in view of specific project circumstances, a full and detailed justification for any proposed alternatives is needed as part of the site-specific environmental assessment. This justification should demonstrate that the choice for any alternate performance levels is protective of human health and the environment."



IFC/WB GENERAL EHS Guideline 2007 "for 3 .. 50 MWth plant", mg/Nm³ (15% O₂) or as indicated, for plants operating > 500 h/year with (annual utilization factor > 30%)

Emission	PM	SO ₂	NOx (as NO ₂)
Liquid	50 .. 100*	1.5 .. 3 wt-%*	Bore < 400 mm: 1460 .. 1600 ** Bore ≥ 400 mm: 1850
Gas	N/A	N/A	SG: 200 DF: 400 GD: 1600

* If justified by project specific justifications (economic feasibility, environmental capacity of site)

**If justified to maintain high energy efficiency

***Higher performance levels should be applied to facilities in urban/industrial areas with degraded airshed or close to ecologically sensitive areas.



Emission Norm: India

MINISTRY OF ENVIRONMENT AND FORESTS NOTIFICATION New Delhi, the 9th July, 2002
EMISSION STANDARDS FOR DIESEL ENGINES (ENGINE : RATING MORE THAN 0.8 MW (800 KW)
FOR POWER PLANT, GENERATOR SET APPLICATIONS AND OTHER REQUIREMENTS.

Category A: Areas within the municipal limits of towns/cities having population more than 10 lakhs and also upto 5 km beyond the municipal limits of such towns/cities. Category B: Areas not covered by category A.

Parameter	Area Category	Total engine rating of the plant (includes existing as well as new generators sets)	Generator sets commissioning date		
			Before 1.7.2003	Between 1.7.2003 and 1.7.2005	On or after 1.7.2005
NO _x (as NO ₂) (AT 15% O ₂), dry basis, in ppmv	A	Upto 75 MW	1100	970	710
	B	Upto 50 MW			
	A	More than 75 MW	1100	710	360
	B	More than 150 MW			
NMHC (as C) (at 15% O ₂), mg/Nm ³	Both A and B		150	100	
PM (at 15% O ₂), mg/NM ³	Diesel Fuels - HSD & LDO	Both A and B	75	75	
		Pumace Oils-LSHS & FO	150	100	
CO (at 15% O ₂), mg/Nm ³	Both A and B		150	150	

Particulate Matter, Non-Methane Hydrocarbon and Carbon Monoxide results are to be normalized to 25°C, 1.01 Kilo Pascal (760 mm of mercury) pressure and zero percent moisture (dry basis).



India continues:

001207

MINISTRY OF ENVIRONMENT AND FORESTS NOTIFICATION New Delhi, the 9th July, 2002
EMISSION STANDARDS FOR DIESEL ENGINES (ENGINE : RATING MORE THAN 0.8 MW (800 KW)
FOR POWER PLANT, GENERATOR SET APPLICATIONS AND OTHER REQUIREMENTS

Parameter	Area Category	Total engine rating of the plant (includes existing as well as new generators sets)	Generator sets commissioning date		
			Before 1.7.2003	Between 1.7.2003 and 1.7.2005	On or after 1.7.2005
Sulphur content in fuel	A		<2%		
	B		<4%		
Fuel specification	For A only	Up to 5MW	Only Diesel Fuels (HSD, LDO) shall be used.		
Stack height (for generator sets commissioned after 1.7.2003)	Stack height shall be maximum of the following, in meter : (i) $14 Q^{0.5}$, Q = Total SO ₂ emission from the plant in kg/hr. (ii) Minimum 6 m. above the building where generator set is installed. (iii) 30 m.				

Nm3 defined at 25C and 760 mmHg

EU LCP BREF /5/ BAT spans, stationary engine plant > 50 MWth

Liquid fired

- PM (engines > 1.3 MWth):
 - HFO (Heavy Fuel Oil): 50 mg/Nm³ (15 % O₂)
 - LFO (Light Fuel Oil): 30 mg/Nm³ (15 % O₂)
- SO₂:
 - First BAT choice is a low sulphur oil or natural gas

- NOx:

- No BAT range is given due to:

" SCR is an applied technique for diesel engines, but can not be seen as BAT for engines with frequent load variation, including frequent start up and shut down periods due to technical constraints.."

- For more info about SCR stationary engine aspects see page 360 in the EU LCP BREF /5/

US SI NSPS (40 CFR parts 60, 63, 85 et al.)

001248

Final US SI (Spark Ignition) NSPS (New Source Performance Standards):

- Published January 18 2008. Based on Best Demonstrated Technology (BDT)

- NSPS (≥ 500 hp) SI 4SLNB gas engine, (natural gas), ppm-v given at 15 % O₂:

from July 1, 2007:		from July 1, 2010:	
- 2.0	(160 ppm)	1.0	g/HP-hr (82 ppm) NOx
- 4.0	(540 ppm)	2.0	g/HP-hr (270 ppm) CO
- 1.0	(86 ppm*)	0.7	g/HP-hr (60 ppm*) VOC**

* As propane, ** VOC **excludes**: methane, ethane and formaldehyde !

• **Note ppm-v and g/HP-hr are alternative limits !**

Proposed Measurement standards:

Contaminant	Measurement Method
Particulate	US EPA 5
SO ₂	US EPA 6C
NOx	US EPA 7E
Oxygen	US EPA 3A

General items (outside world):

001233

- Measurement standard (defines **sampling location** (e.g. ISO 9096 "*.. straight duct should be at least seven hydraulic diameters long. Over the length of the straight section, locate the sampling plane at a distance of five hydraulic diameters from the inlet ..*"), equipment, collecting/handling/analyzing of sample, etc.).
- **Uncertainty practise:** German VDI 2048, Part 1: Result shall be deemed to exceed the limits if measured value minus uncertainty exceeds guarantee limit. WEC DOC.19 - 1990 "Guidelines for the Expression and Evaluation of Measurements in Calibration" gives guidelines for uncertainty assessment.
- **Normal steady load** (85/90 ... 100 % of MCR) measurement.
- Start-ups/Shut-downs **excluded**.
- Stand-by operation < 500 h/year or operation on back-up fuel in gas supply interruption cases not regulated.

"Internationally used measurement methods"

Widely used methods or principally similar other ones /1/ :

- NO_x: US EPA Method 7E
- Particulate: ISO 9096, VDI 2066, US EPA 17 (**Note 1:** 1) Glass fibre filters should be *avoided* with flue gases containing SO_x (SO₃), 2) Flue gas temperature to be *above 160 C* in order to yield reproducible results, see ISO 9096/EN 13284-1 for more info)
→ **US EPA Method 5 is not recommended !**
- SO₂: ISO 8178 (calculation) (no FGD), US EPA Method 6C (FGD installed)
- O₂: US EPA Method 3A
- H₂O: US EPA Method 4

Measuring methods

001230

Measuring methods:

- German TUV:
 - SO₂: NDIR, NDUV
 - NO_x: NDIR, NDUV, chemiluminescence
 - O₂: Paramagnetic, electrochemical sensor

General CEMS aspects /2/

Stationary reciprocating plant	Boiler Plant
Overpressure and pressure fluctuations in the exhaust gas	Under-pressure & stable pressure in the flue gas
Temperature 200 .. 400 degree C	Temperature 170 degree (about oil plant)
Liquid/gas fuel particulate spectre small	Coal: coarse particulate Liquid/gas fuel particulate spectre small
Sticky and oily particulate	
CEMS new in the application	CEMS well-proven in the application

CEMS experience at HFO stationary engine plants/2/

001231

Summary of experience on CEMS at some big HFO-fired diesel engine plants (ANNEX 1)

Extractive systems and based on a time-sharing CEMS-concept: The sulphur content in fuel oils used in the example plants typically varied between 1-1.5 wt-% and the ash content normally between 0.02 and 0.04 wt-%. The CEMS concepts varied somewhat from one plant to another depending on the supplier but generally the observations of the problems were pretty similar but the magnitude of a specific problem differed from one plant to another.

- 1. Acid droplet formation in the analyzers:** Even though gas drying systems allowing water dew point temperatures of about -30 °C was used, the formation of acidic components after the drying system was not been able to be eliminated totally. Acid droplets (sulphuric acid) condensate inside the tubes, sensors and valves, and caused gradual deterioration of the components. The deterioration rate was often unacceptable and caused high maintenance costs as well as competence and resource requirements. After more than two years optimization in two plants the CEM system was managed to get into condition that the client accepted the extent of this droplet formation. In diesel flue gas there is some components or a mixture of components that promote this kind of boosted formation of acids that is observed in other type of installations only with exceptionally high sulphur fuels.
- 2. Filter fouling:** Diesel PM (Particulate Matter) was found to be a problematic component for the fine filters (hot and cold filters) and there was a need to remove dust from the sample gas before it entered into the gas conditioning system and analyzer(s). Diesel PM was so fine-graded that it entered into the pores of the filters and started to plug them. Even though in many boiler applications the dust amounts are much higher than those from diesel engines, due to the size and nature of the dust from diesel engines, diesel PM is difficult to be removed with automatic blow-back units or similar. The only remedy was to replace filters e.g. in the probes often enough. Even though the removed filters could be manually cleaned with solvent and pressurized air a couple of times and reused, a lot of new filters were need.

CEMS experience at HFO stationary engine plants/2/ cont.

- 3. Maintenance need / lack of competence:** Maintenance is an essential part of many components at power plants; it is vital with CEMS. The operators and maintenance personnel of diesel power plants in South and Central America as well as in Asia are used to service normal power plant units with components in size an order of magnitude bigger than those in the CEMS. A lot of guarantee issues were handled, in which small parts had been broken by accident or mistreatment during service because the maintenance, cleaning or replacement the small components required totally different care than the rigid big components in other units.
- 4. Operation / lack of competence:** In order to achieve continuous monitoring and storage of emission data, the system must run reliably and also provide accurate enough emission data. There are critical items, such as calibration procedures, scheduled maintenance and tracking of faults and fixing of them. It was found out that operators, even after been specifically trained at site and after a couple of months operation, did not yet understand the operation and maintenance principles of the CEMS. This was mainly due to the lack of the education.
- 5. Electrical problems:** The quality of electricity at many of the power plants either caused failures in the electronics of the analyzers or errors in the data. Voltage stabilizers were normally required, even though e.g. in Europe any such problems with electricity have very seldom faced with such equipment.

CEMS experience at HFO stationary engine plants/2/ cont.

001232

6. **Probe filter cracking problem:** The vibration caused by the engine and flue gas caused a lot of maintenance in one installation. The normally used ceramic filters cracked at the plant in a far too short time.
7. **Complicated system – a lot of components (even in time-shared unit):** This feature mixed with the items described above catalyzes the sensitivity of the CEMS units for the faults and stoppages of monitoring.
8. **Other minor challenges:** Such problems, such as jamming of data acquisition system, might sound minor but one have to remember that a CEMS is as reliable as its weakest link. If there are interruptions in the data transfer and storage, the data of that downtime period might be totally lost.

It is important to notice that when increasing the size of the plant, the amount of the engines and stacks normally tends to increase and hence more probes, sample lines, channels and maybe gas conditioning units and analyzers are required. And the more small (and sensitive in a certain meaning) components are installed the more probable are also failures in the system.

For more CEMS info, please see Annex 4 in /1/

CEMS /7/

CIMAC /1/ appendix 4:

- "Reciprocating engine can be considered a stable process"
- "... Many technical challenges still have to be resolved before CEM systems for engine applications can be considered a feasible way of collecting reliable measurement data"
- CIMAC paper recommends use of surrogate methods

"Surrogate parameters" /4/

601233

Surrogate parameters:

- SO₂ (in a plant with no FGD), calculation with help of fuel consumption and fuel oil sulphur content (e.g. acc. to ISO/CD 8178-1, chapter 7.4.3.7). Monitor fuel oil sulphur content per batch.

- Particulate, fuel oil ash main contributor, monitor fuel oil ash content per batch.

- With an unchanged injection retard setting of the engine, NO_x-value is relative stable. Air humidity has an effect on NO_x emission. Unchanged injection timing (NO_x measured for this setting) and humidity registration towards correction curves from supplier gives good estimates.

- **Benefits of surrogate monitoring:**
 - No complicated maintenance and calibration of continuous monitoring equipment needed

 - Practical: Usually appropriate training of the operating personnel is enough

IFC/WB /3/: (Stationary engine plant)

- Liquid fired:
 - 50 ... 300 MWth:
 - PM: continuous or indicative
 - SO₂: If FGD continuous otherwise monitor by fuel S content
 - NO_x: Continuous or indicative
 - ≥ 300 MWth:
 - PM and SO₂ as above
 - NO_x continuous

- Natural gas fired:
 - PM: N/A
 - SO₂: N/A
 - NO_x:
 - < 300 MWth: continuous or indicative
 - ≥ 300 MWth continuous

EU LCP Directive

There exists **no** specific European Union Directive for stationary engines in respect of CEMS. According to the EU Directive 2001/80/EC, Annex VIII is CEMS (of NO_x, SO₂ and dust concentrations) required for **big > 100 MW thermal input** boiler and gas turbine power plants.

- CEMS is not required for particulate and SO₂ measurements from natural gas fired boilers and gas turbines
- CEMS for SO₂ is not required for gas turbines and boilers (with no FGD) firing oil with a known sulphur content

Where continuous measurements are not required, discontinuous measurements shall be required at least every sixth months.

EU LCP BREF (Stationary engine plant > 50 MWth) /5/

PM measurement:

- **Discontinuous** once every 6 months
- Steady state **85 .. 100 % load of engine**

SO₂ measurement:

- First BAT is to use low sulphur fuel oil or natural gas (**note** LCP measurement notes !)

NO_x measurement:

- Continuous

Conclusion (Stack emissions):

001235

- NO_x, SO₂ and particulate usually of main interest
- Existing infrastructure often taken into account
- Each prime mover own specific emission limits
- Plant size dependent limits
- Location (Rural, urban) effect
- "Surrogate" measurements practical
- BATNEEC approach in some standards, an Environmental quality need driven approach is most cost-effective.
- Efficiency correction (Kyoto Protocol impact). "Non-regulated" emission such as CO₂ considered via efficiency bonuses.

31 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:



Sources:

- /1/ CIMAC recommendation – Standards and methods for sampling and analysing emission components in non-automotive diesel and gas engine exhaust gases – Marine and land based Power Plant sources, issued 2004
- /2/ Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants; *The Euromot Position as of 9 May 2008* at http://www.euromot.org/download/news/positions/efficiency_group/WB_Thermal_Power_Plants_Guidance_final_position_Euromot_050508.pdf
- /3/ Thermal Power Plants EHS Guidelines, IFC/WB 2008 at
- /4/ Euromot CEMS http://www.euromot.org/download/news/positions/efficiency_group/WB_Thermal_Power_Plants_Guidance_final_position_Euromot_050508.pdf
- /5/ EU LCP BREF at http://ftp.gpl.europecollege.com/bref_0708.pdf
- /6/ Euromot Position Paper O2-reference point in exhaust emission legislation at http://www.euromot.org/download/news/positions/efficiency_group/WB_Thermal_Power_Plants_Guidance_final_position_Euromot_050508.pdf
- /7/ Emission Monitoring, Euromot 2008 at http://www.euromot.org/download/news/positions/efficiency_group/WB_Thermal_Power_Plants_Guidance_final_position_Euromot_050508.pdf

32 © Wärtsilä 22 May 2009 Presentation name / Author, DocumentID:





GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

601236

9403

Carta D.E. N° 092043 /

Ant.: Carta del Sr. Carlos Lobos, de
fecha 14 de mayo del 2009.

Mat.: Proceso de formulación del
proyecto norma de emisión para
termoeléctricas.

Santiago, 11 JUN. 2009

Señor:
Carlos Lobos
Business Manager
Wärtsilä Power Plant
Presente

Estimado Señor,

A través del presente, me dirijo a usted para comunicar que se ha recibido su carta y sus presentaciones con antecedentes que aportan al proceso de formulación del proyecto norma de emisión para termoeléctricas.

Cabe destacar que tales antecedentes han sido integrados al expediente público del proceso y que los profesionales encargados de esta materia, del Dpto. Control de la Contaminación de CONAMA, se contactarán con usted en caso de ser requerido o en sus efectos las materias presentadas se tratarán en la instancia del Comité Ampliado.

Agradece su participación y aporte a este proceso,

Sin otro particular, le saluda atentamente,



HWA/GES/MJG/CGC/aat

C.c.:

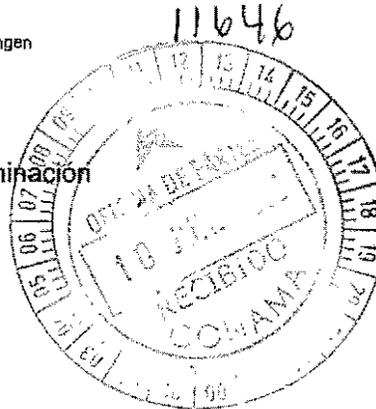
- Archivo Dpto. Control de la Contaminación
- Archivo Expediente Norma



AE&E LENTJES

AE&E Lentjes GmbH · P.O. Box 10 21 75 · D-40844 Ratingen

CONAMA
 Mr. Hans Willumsen
 Departamento de Control de Contaminación
 Atmosférica
 Teatons 254/258
 Santiago
 Chile



AE&E LENTJES GMBH
 Daniel-Goldbach-Straße 19
 D-40880 Ratingen

PL-BD/We
 Dr. George von Wedel
 Business Development
 Phone: +49 2102 166 1478
 Fax: +49 2102 166 2478
 GvonWedel@aee-lentjes.de

Ratingen, 08.06.2009

Presentation of AE&E Lentjes to CONAMA

Dear Mr. Willumsen,

As a German company with strong references in the field of flue gas desulphurisation we are currently working on several projects in Chile requiring such technology.

To support such activities we intend to visit Chile to meet with the principal institutions and companies involved in the power plant business and the required flue gas desulphurisation.

We recognize the role of CONAMA in establishing the standards for the environmental protection laws in Chile. We would like to inform you about the technologies we can provide and the relative approximate order of magnitude of investment and operational costs. We would be highly interested in meeting you. It is our wish to familiarize you with the following environmental technologies, which we can offer to our potential clients in Chile for desulphurisation:

- the dry circulating fluidized bed process
- the wet limestone process
- the seawater process
- an ammonia water process

and for NOx reduction

- the selective catalytic reduction of nitrogen oxides (SCR DeNOx)

During a presentation in the morning of the Thursday, Jun 18, 2009 we would like to highlight some details of these technologies, show their merits for the environment and give ranges of their specific application. This presentation would take place at 09.30 a.m.. We would like to arrange

Registered Office
 Daniel-Goldbach-Str.19
 40880 Ratingen | Germany
 Phone: +49 2102 166 0
 Fax: +49 2102 166 2500

Video Conference:
 +49 2102 579 3770
 +49 2102 579 3778
 info@aee-lentjes.de
 www.aee-lentjes.de

Bank Account
 Deutsche Bank AG | Düsseldorf
 Bank Code: 300 700 10 | Kto.: 25 77 112
 IBAN: DE 60 3007 0010 0257 7112 00
 BIC: DEUT DE 33

Chairman of Supervisory Board: Oliver Kitzke
 Board of Management: Henrik Soggild, Thomas Wehrheim
 Registered Office: Ratingen
 Commercial Registry: Düsseldorf HRB 52 649
 VAT REG No.: DE814548870

a company of A-TEC INDUSTRIES AG



Page 2 dated June 8, 2009 to: Mr. Willumsen, CONAMA

such a meeting in the Hotel San Francisco, or an alternative location (should this hotel no longer be available), after receiving your confirmation of the number of persons attending from your side.

Your preliminary information indicated that we should expect about 20 specialists from CONAMA, including interested parties from the Ministries of Agriculture, Mining, etc. We would also like to invite you for a lunch to conclude our presentation and to allow question and answers during the lunch hour.

From our side there will be five persons attending such a meeting. These are:

Paul Nador, our local agent

Antonio Dourado Rocha, our Representative in Brazil

Thomas Stetter, Head of Sales and Proposals

Frank Oberheid, Proposal Manager

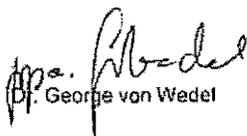
Dr. George von Wedel, Business Development Director

Your quick response to this letter would be highly appreciated.

With best regards

AE&E LENTJES GMBH


Thomas Stetter


Dr. George von Wedel

AE&E GROUP The Clean Energy Specialist

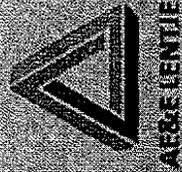


Basic Presentation

Chile Visit
June 2009

a company of AITEC INDUSTRIES AG

www.aee-lentjes.de



001280

De NOx Technology – Why?

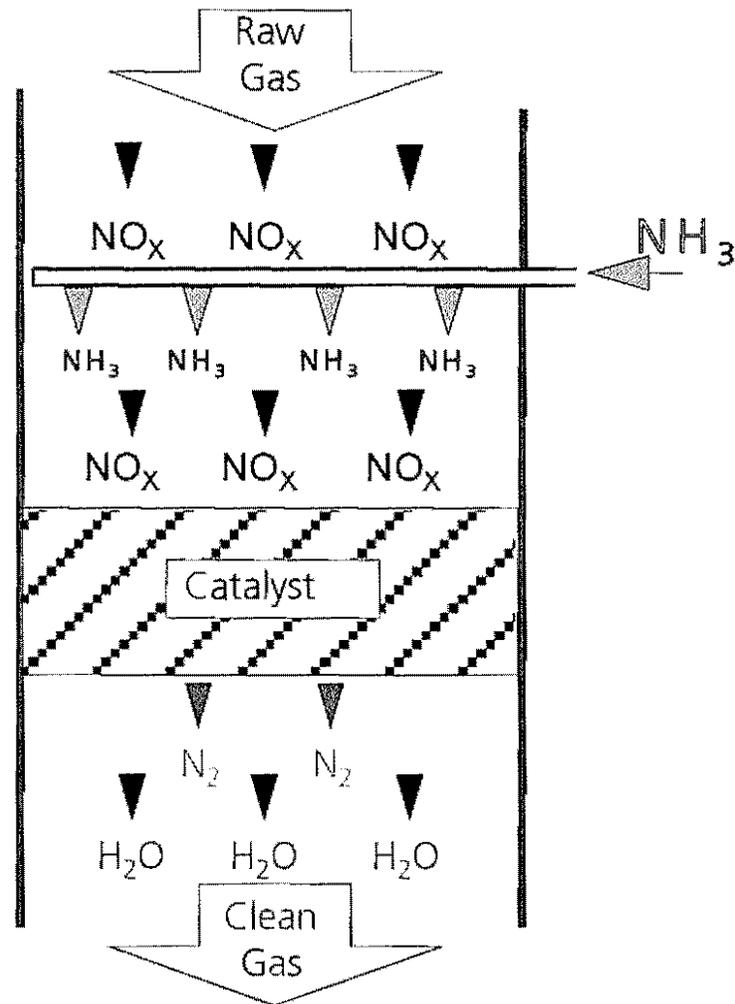
- ❑ NOx harmful pollutant
 - ❑ Toxic for human beings
 - ❑ Greenhouse gas

- ❑ Current limit values
 - ❑ EU: 200 mg/m³ STP in future 100 mg/m³ STP expected
 - ❑ Worldbank: 750 mg/m³ STP
 - ❑ Chile:?

- ❑ NOx produced in thermal power plants
 - ❑ NOx > 400 mg/m³ STP in hard coal fired power plant
 - ❑ NOx < 200 mg/m³ STP in lignite fired power plant

Basic Theory I of SCR Process

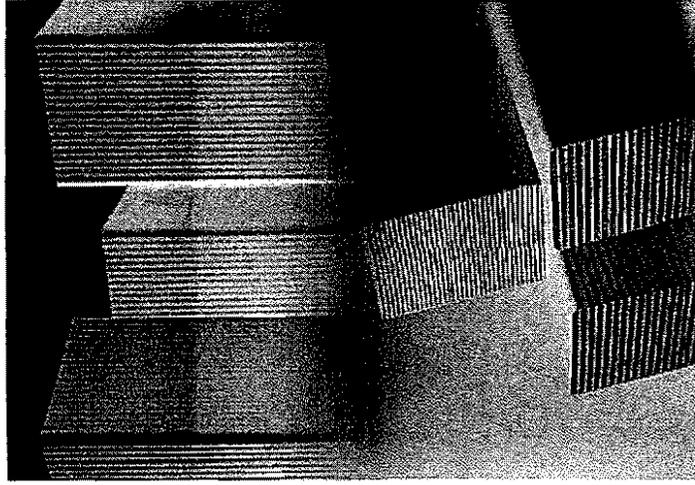
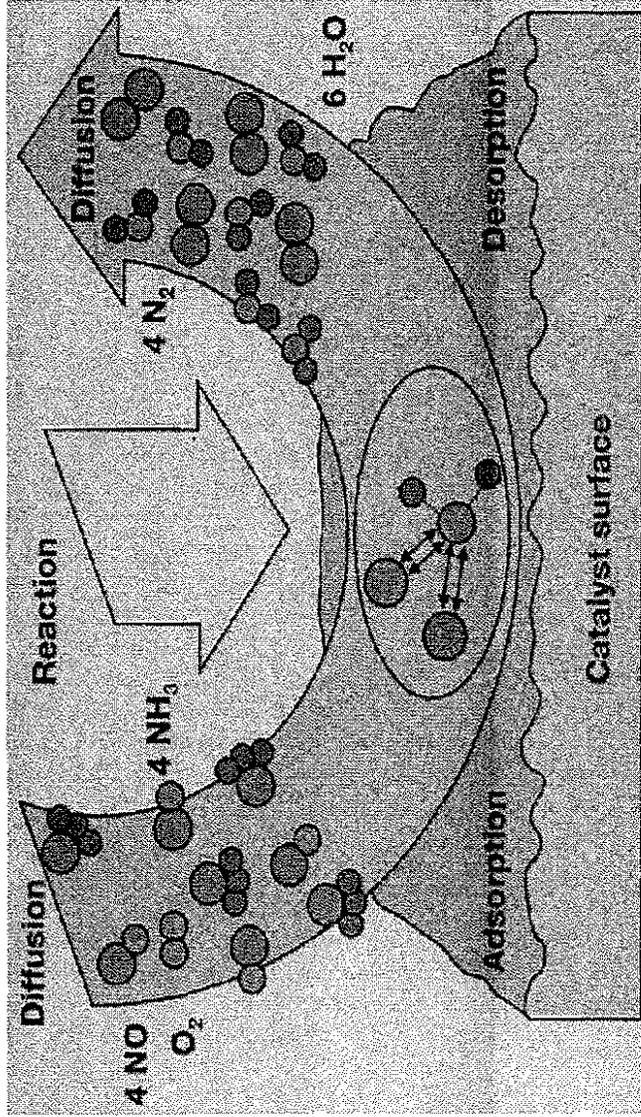
- NH_3 -Diffusion to catalyst pores and absorption on active centers
 - Diffusion of NO in catalyst
 - Reaction $\text{NO} + \text{NH}_3$ to $\text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}$
 - Desorption of N_2 , H_2O and diffusion into gas phase
-
- $4 \text{NO} + 4 \text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 4 \text{N}_2 + 6 \text{H}_2\text{O}$
 - $6 \text{NO}_2 + 8 \text{NH}_3 \rightarrow 7 \text{N}_2 + 12 \text{H}_2\text{O}$
 - $1 \text{NO}_2 + 1 \text{NO} + 2 \text{NH}_3 \rightarrow 2 \text{N}_2 + 3 \text{H}_2\text{O}$



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



Basic Theory II



Honeycomb
Catalyst Modules

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001242

Unwanted Reactions SCR Process

- $\text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{SO}_3$ Sulphur Trioxide
 - $\text{NH}_3 + \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NH}_4\text{HSO}_4$ Ammonia Bisulphate
 - $2 \text{NH}_3 + \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow (\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ Ammonia Sulphate
 - $\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$ Sulphuric Acid
-
- **Condensation of ammonia sulphate and ammonia bisulphate**
 - Occurs at temperatures around 200 - 240°C in flue gas downstream of the reactor
 - At temperatures of approx. 300 - 330°C on porous catalyst surface (capillary condensation)

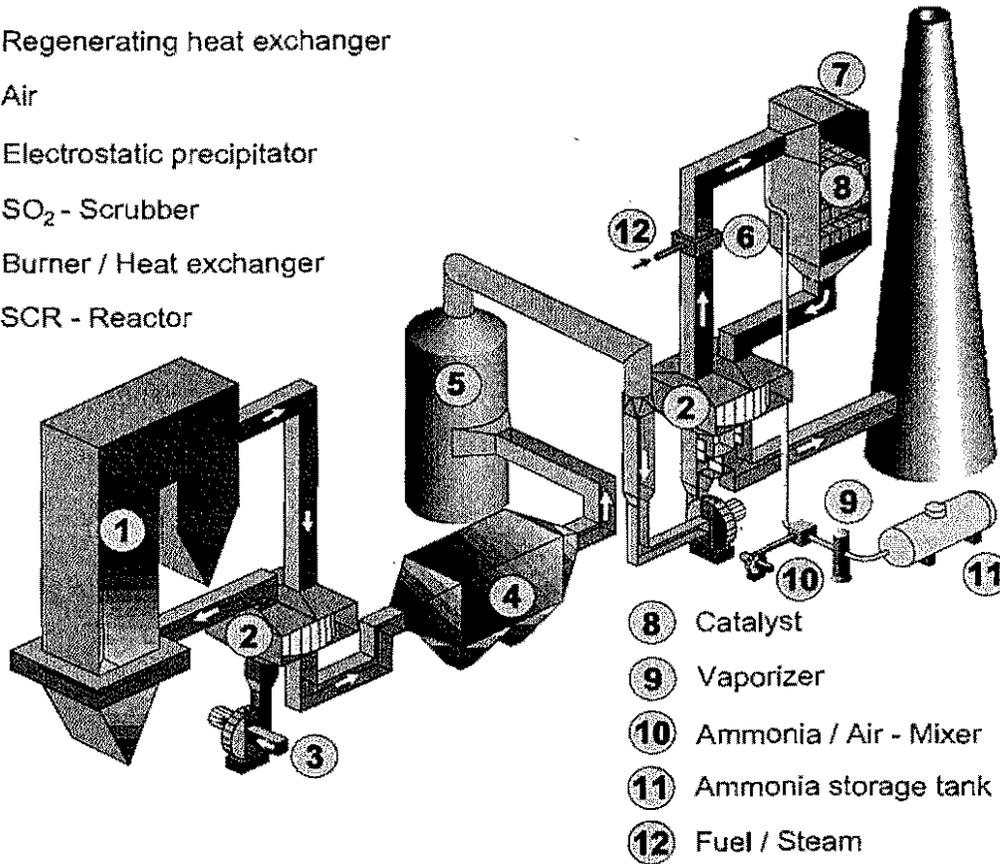
Formation of ammonia sulphate/bisulphate

Some effects of ammonia bisulphate / sulfurous acid condensation

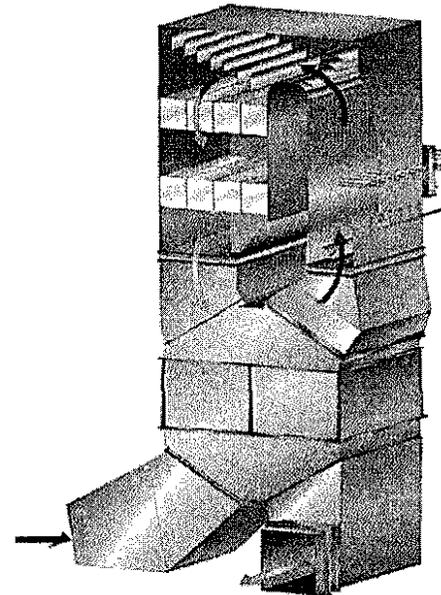
- ❑ Blocking of catalyst pores with ammonia bisulphate resulting in loss of catalyst activity
- ❑ Deposition of ammonia bisulphate and binding of fly ash on air preheater surface
- ❑ Accumulation of ammonia salts in ESP ash resulting in reduction of fly ash quality
- ❑ Sulfurous acid corrosion of air preheater and GGH
- ❑ Formation of aerosols on the clean gas side of the GGH

Low Dust Arrangement

- ① Steam generator
- ② Regenerating heat exchanger
- ③ Air
- ④ Electrostatic precipitator
- ⑤ SO₂ - Scrubber
- ⑥ Burner / Heat exchanger
- ⑦ SCR - Reactor



- ⑧ Catalyst
- ⑨ Vaporizer
- ⑩ Ammonia / Air - Mixer
- ⑪ Ammonia storage tank
- ⑫ Fuel / Steam



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001246

Features of the Low Dust Arrangement

- **Reactor is placed in treated flue gas behind ESP and FGD**
- **Reheating of flue gas from FGD outlet temperature to catalyst working temperature required**
- **Installation of GGH followed by duct burner resp. steam heat exchanger to bridge temperature gradients. Additional energy consumption!**
- **Low content of dust, acidics and alkali metals allows use of much more compact reactor**
- **High catalyst lifetime, no problems with dust plugging**
- **Generally advantages of LD-Arrangement are offset by the cost of reheating the flue gas**

Low Dust SCR-DeNOx

Advantages

- Operating temperature less than 300 °C, due to lower SO₂/SO₃ content in flue gas (arrangement downstream of scrubber)
- Lower risk of catalyst poisoning due to arrangement downstream of ESP.
- Longer expected life time of catalyst
- Short time for boiler outage

Disadvantages

- Requires further components to heat up the flue gas above the minimum catalyst operating temperature (e. g. regenerative heat exchanger)
- Requires additional non regenerative heating up in a typical range of 20 °C to 40 °C (by means of gas, oil burner or steam heat exchanger)
- Higher pressure drop with significantly high energy consumption

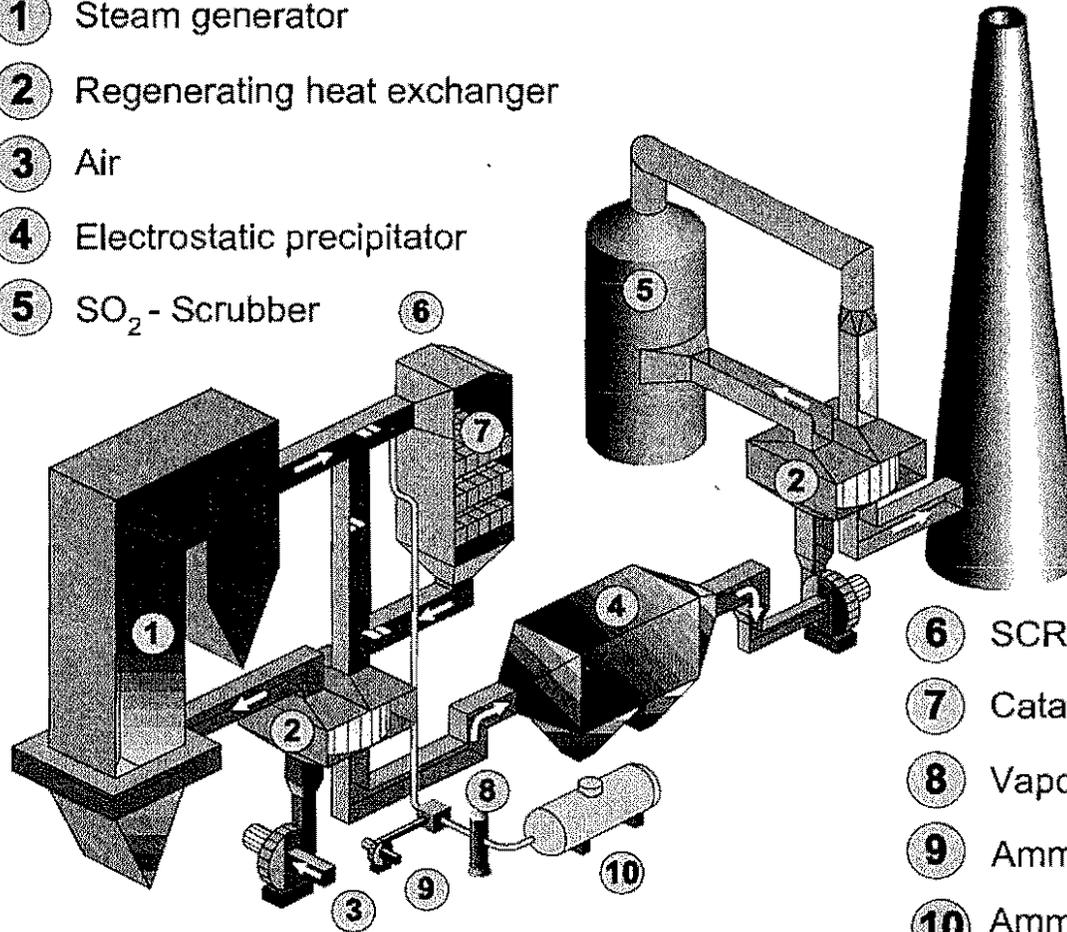
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001347

High Dust Arrangement

- ① Steam generator
- ② Regenerating heat exchanger
- ③ Air
- ④ Electrostatic precipitator
- ⑤ SO₂ - Scrubber



- ⑥ SCR - Reactor
- ⑦ Catalyst
- ⑧ Vaporizer
- ⑨ Ammonia / Air - Mixer
- ⑩ Ammonia storage tank

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



Features of the High Dust Arrangement

- Reactor placed in untreated flue gas between boiler and air preheater
- Boiler outlet temperature sufficiently high to operate the catalyst
- Catalyst is exposed to dust-laden and acidic gas which can lead to deactivation, plugging and erosion of the catalyst material
- Homogeneous flue gas distribution mandatory to avoid catalyst erosion and plugging problems
- Low Ammonia slip levels and SO_2/SO_3 -conversion required to prevent formation of ammonia bisulphate
- In case of retrofit, space limitation may sometimes not allow a high dust arrangement of the reactor
- *HD-Arrangement dominates the fossil fuel boiler market*

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



High Dust SCR-DeNOx

Advantages

- **Process uses the high temperature of the flue gases**
- **No additional consumables as steam, oil or natural gas required**
- **No reduction of boiler efficiency**

Disadvantages

- **Risk of catalyst poisoning (max. admissible As content in coal < 1ppm).**
- **May require higher flue gas temperature (> 320°C at min. load) due to high SO₂/SO₃ content by means of economiser modification within the boiler**
- **Additional economiser installation downstream the SCR reactors may be required to maintain boiler efficiency**

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



09270

Pop Corn Ash Screen

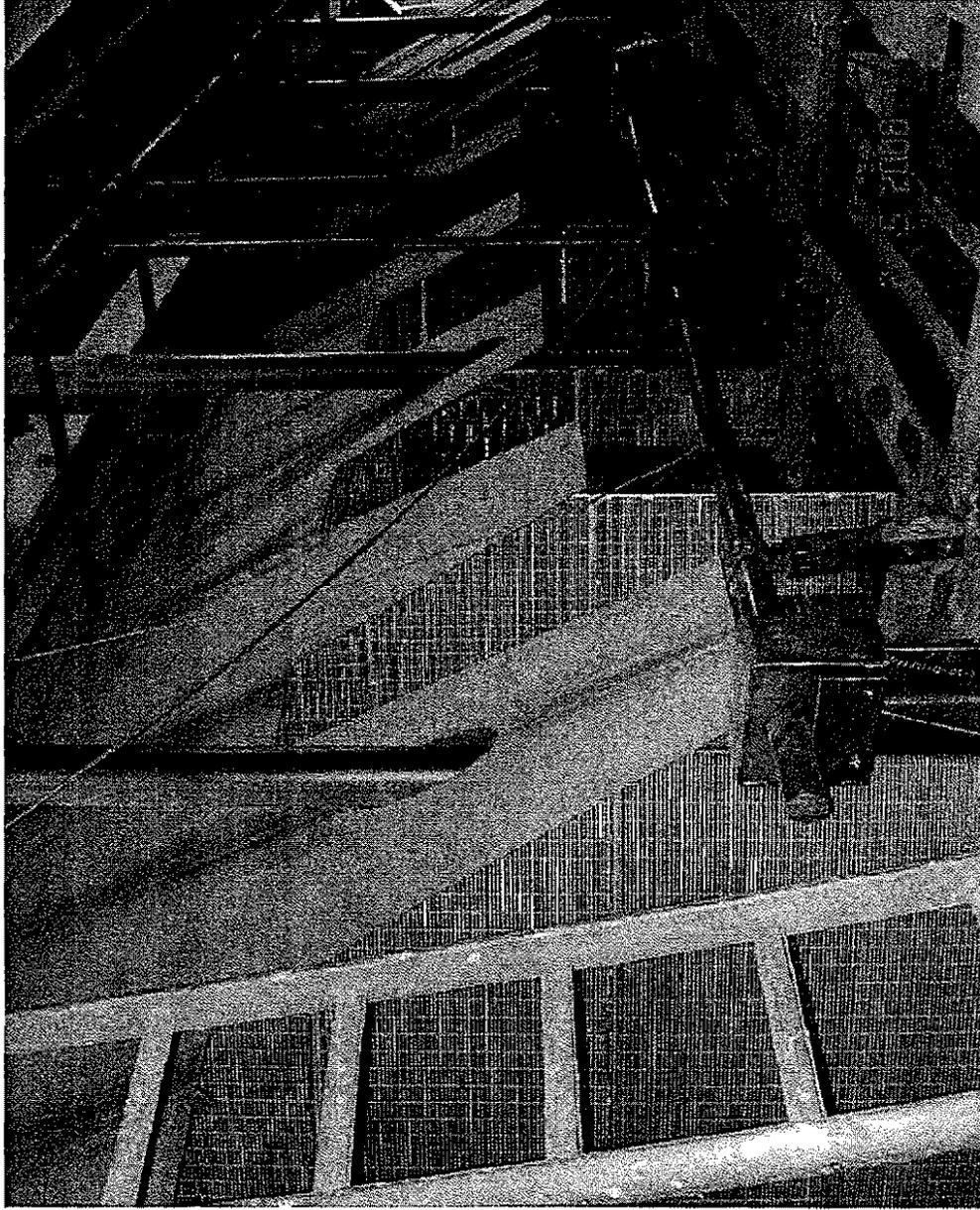
What is Pop Corn Ash ?

- Agglomeration of small ash particles
- Form and look are like pop corn
- Low density
- Size 3 – 15 mm
- Able to fly → velocity > 9 m/s

When does it occur?

- Fired coal
- Kind of combustion

Arrangement of Pop Corn Ash Screen II



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.

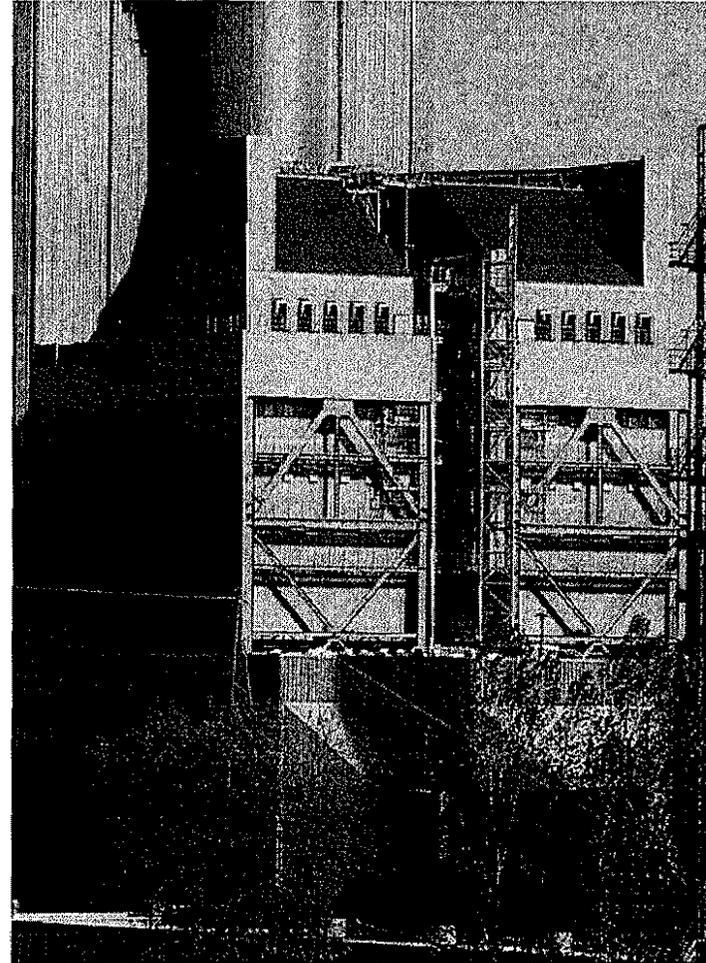


001252

SCR DeNOx Process

□ References

- **Number of References**
 - 46 SCR DeNOx plants
 - 66 units in total (22 units by licencees)
- **Total installed capacity**
 - 27,400 MWe equivalent in total
 - (8,600 MWe by licencees US, China)
- **Maximum Capacity**
 - 2 x 1,000 MWe (China)



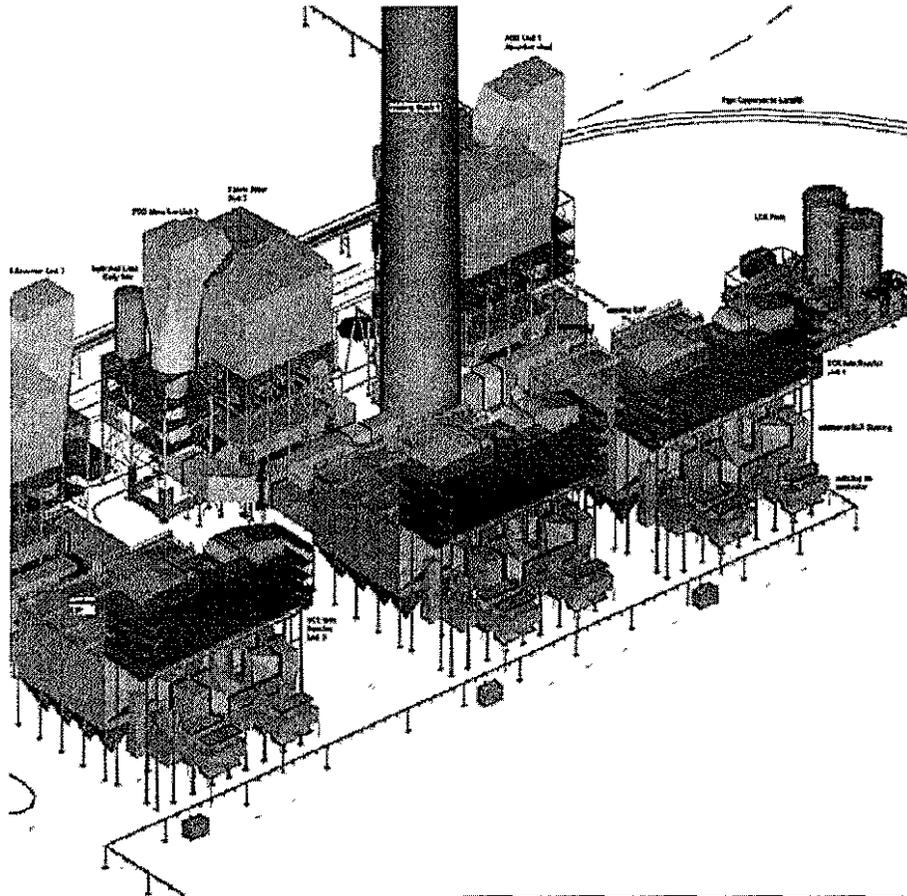
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001253

Moneypoint, Ireland SCR Reference

3 x 305 MWe / coal fired



Guaranteed Emission Data

NO_x ≤ 150 mg/m³ (STP, dry)

NH₃ Slip ≤ 2 ppm

Design Data

Gas Flow: 1,000,000 m³/h (STP, wet)

Temperature: 320-435 °C

SO₂ inlet: 4,200 mg/m³ (STP, dry)

NO_x inlet: 1,100 mg/m³ (STP, dry)

No of process lines: 6 (2 per boiler)

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001234

AE&E GROUP The Clean Energy Specialist

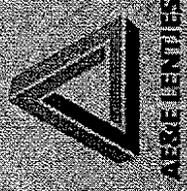


Basic Presentation

Chile Visit
June 2009

a company of ATEC INDUSTRIES AG

www.aee-lentjes.de



001255

FGD Processes – Comparison

Description	Unit	CFB FGD	Seawater-FGD	Wet Limestone-FGD
Suitable for High Sulphur	mg/tm ³	not economic	only with additional additives	yes
SO ₂ -removal efficiency	%	> 98	> 98	> 98
SO ₃ -removal efficiency	%	> 99	approx. 50%	approx. 50%
Absorbens	-	lime	seawater	limestone / lime
Investment Cost ¹⁾	%	70-80	70-80	100
Power Consumption	% of PP capacity	1 - 1.5	0.8-1.5	1 - 2
Space Requirement	%	60	70	100
Maintenance	%	80	30	100
Absorbens Costs	%	200	0	100
By - product	-	dry calcium sulfite / calcium sulfate mixture	sulfate ions (dissolved in seawater)	gypsum
By - product Costs	-	high disposal costs	none	saleable (low price)

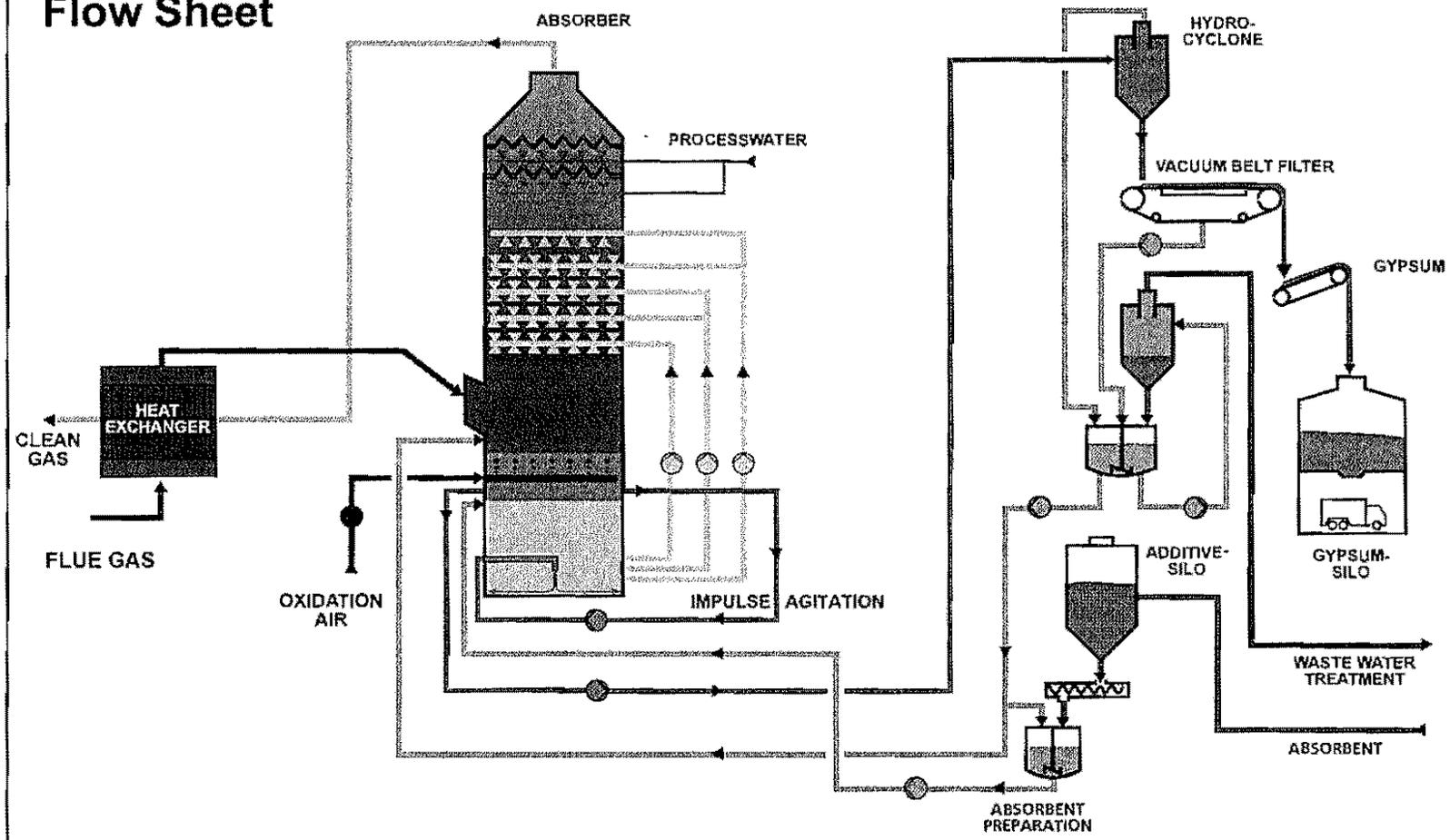
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



026770

Wet Limestone FGD Process

Flow Sheet



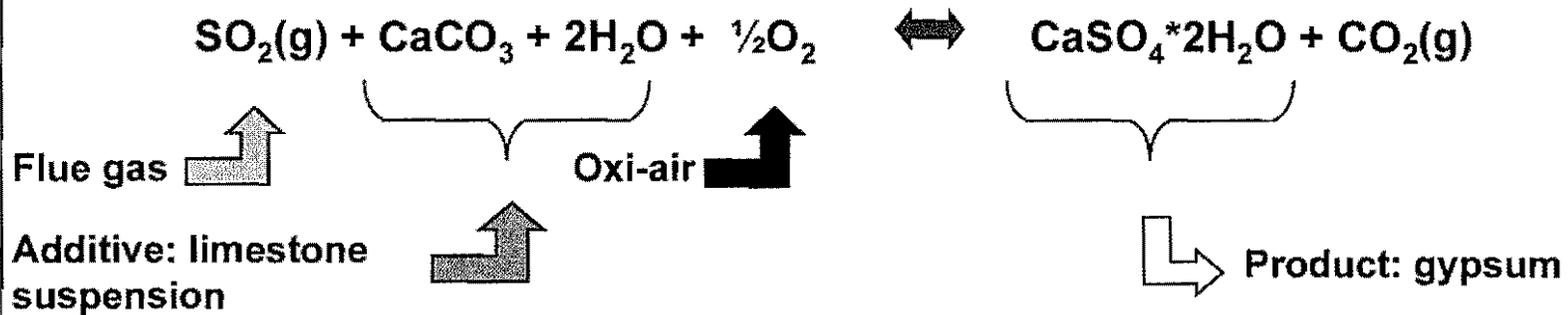
TECHNOLOGIES FOR FUTURE GENERATIONS.



003857

Wet Limestone FGD Process

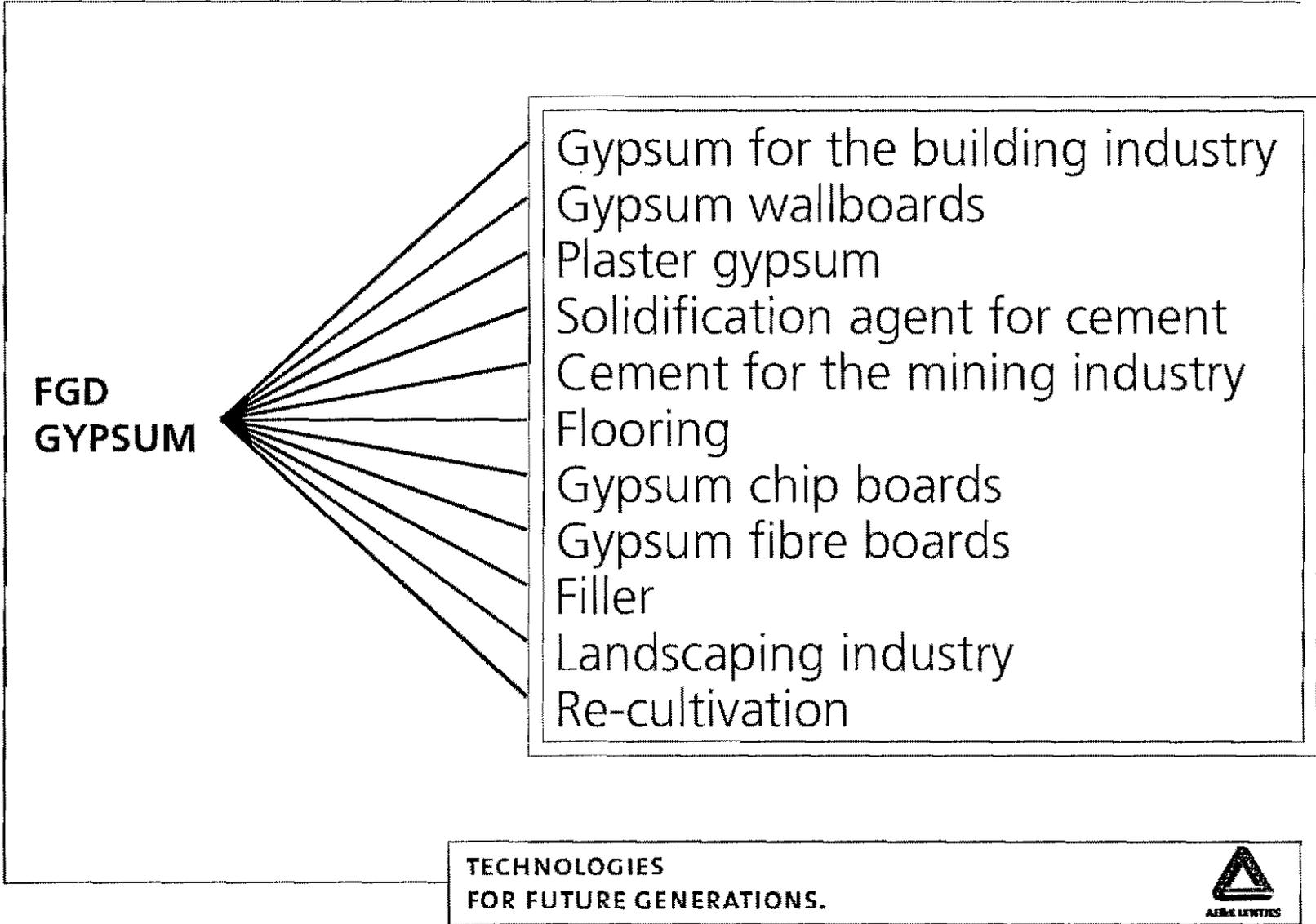
Overall Reaction



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



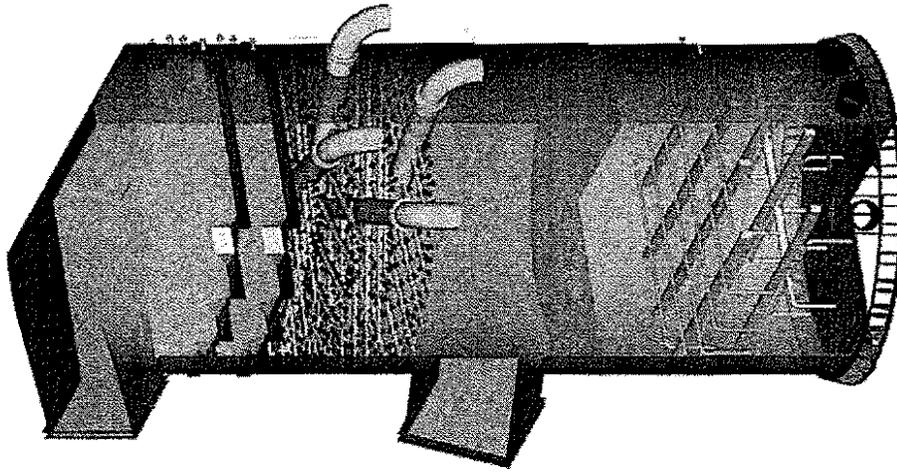
Wet Limestone FGD Process



002700

Wet Limestone FGD Process

Absorber



Mist Eliminators

Spraying Zone

Sump Design

Impulse Suspending System

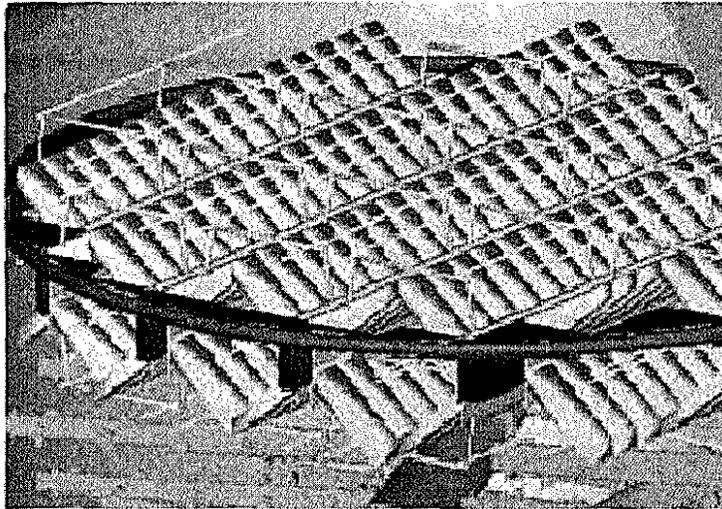
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



092700

Wet Limestone FGD Process

Mist Eliminators



- Optimized Arrangement
- One Support Level for two Stages
- Optimized Flushing
- Low Pressure Drop

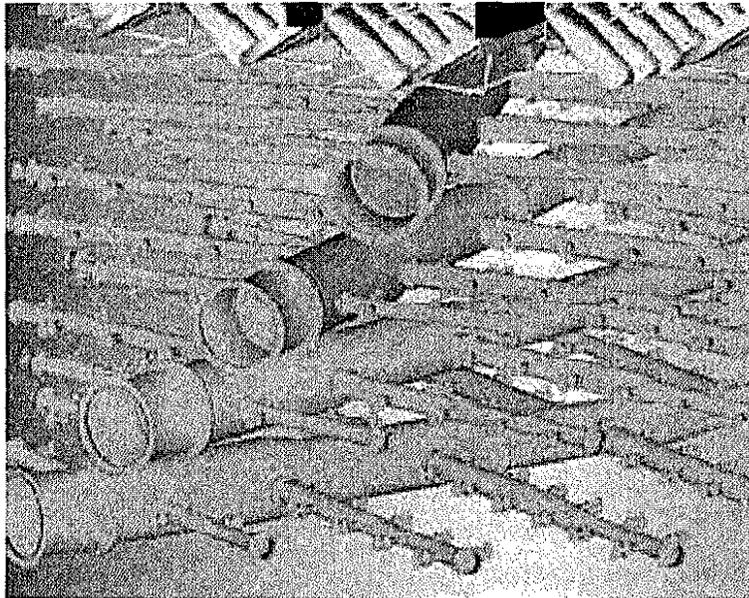
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001264

Wet Limestone FGD Process

Spraying Zone



- High Mass Transfer Surface
- Moderate Pressure Drop
- CFD Optimised Spray Nozzle Arrangement
- Homogeneous Liquid Distribution
- Minimised Recirculation Rate

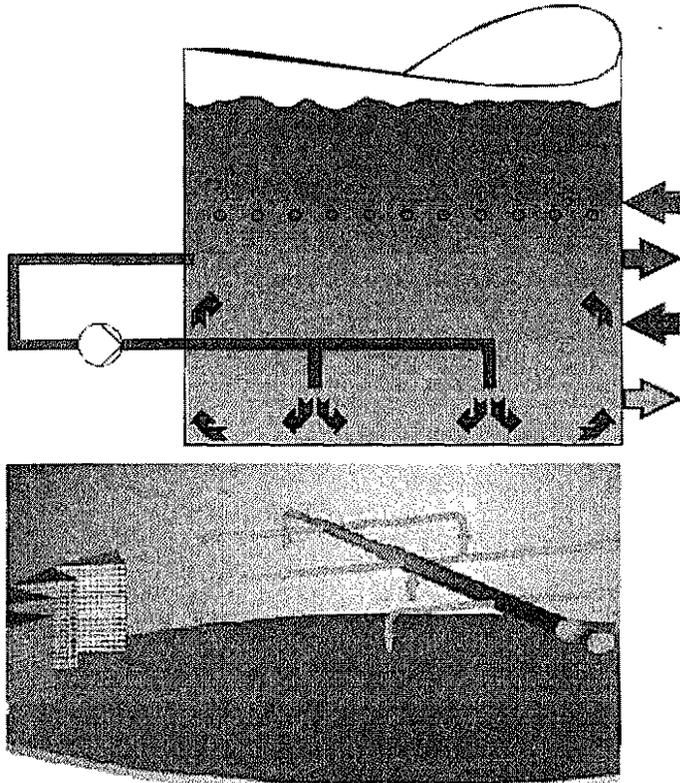
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001262

Wet Limestone FGD Process

Sump Design and Impulse Suspending System



Special Advantages only available with AE&E Lentjes Sump System

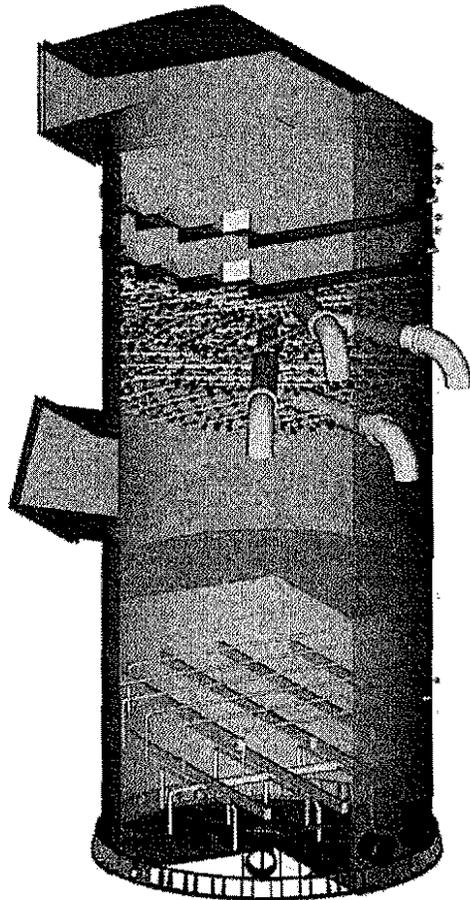
- Suspending without moving parts within the absorber
- Two different zones for oxidation and crystallisation
- Better utilisation of consumables
- Higher quality of gypsum
- Trouble-free restart of IS-System
- No operation of the Impulse Suspending System during shut-down

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



Wet Limestone FGD Process

Absorber Type: Single Loop Spray Tower



Advantages

- Few Internal Parts
- Easy Maintenance
- High Reliability
- Removal Efficiency > 98 %
- High SO₂ inlet (> 27,000 mg/m³ STP)
- Low Investment Costs
- Adoption to Load Requirement
- Long-term Experience
- Experience with seawater as process water

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



References Flue Gas Desulphurization

□ References Wet FGD

□ Number of References

- 97 Wet Limestone FGD plants
189 absorbers in total (85 absorbers in China)
- 4 Seawater FGD plants
4 absorbers

□ Total installed capacity

- 64,600 MWe equivalent in total
(36,000 MWe in China)

□ Maximum Capacity

- 900 MWe (two absorbers)
- 1,000 MWe (single absorber in China)
- 660 MWe (seawater FGD)

□ References CFB FGD

□ Number of References

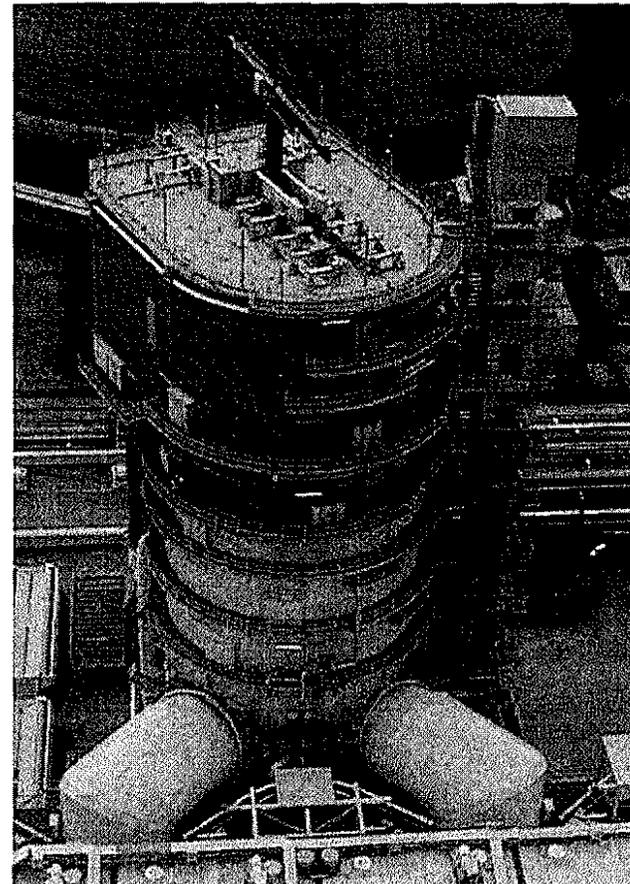
- 47 Dry CFB plants
86 absorbers (14 absorbers in China)

□ Total installed capacity

- 37.1 Mio m³/h STP, wet, in total
(12.6 Mio m³/h STP, wet, in China)

□ Maximum Capacity

- 915 MWe (3 absorbers, 305 MWe each)
350 MWe (single absorber)

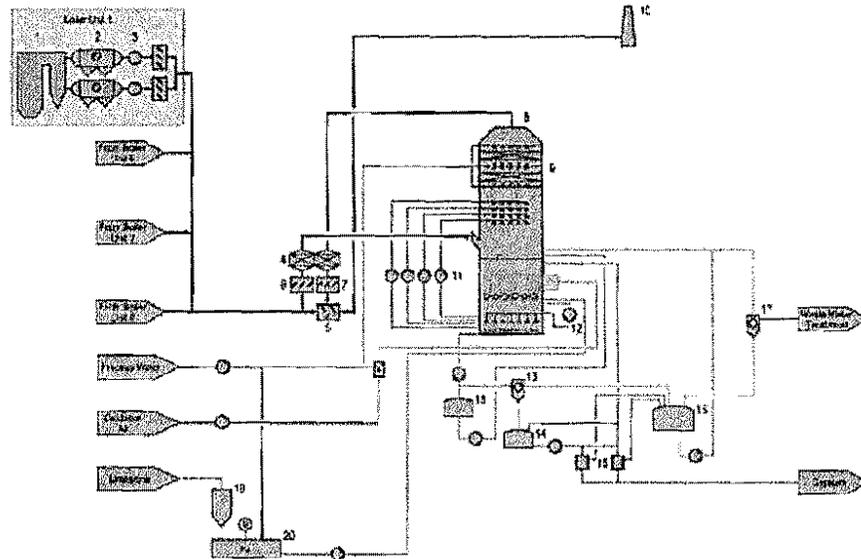
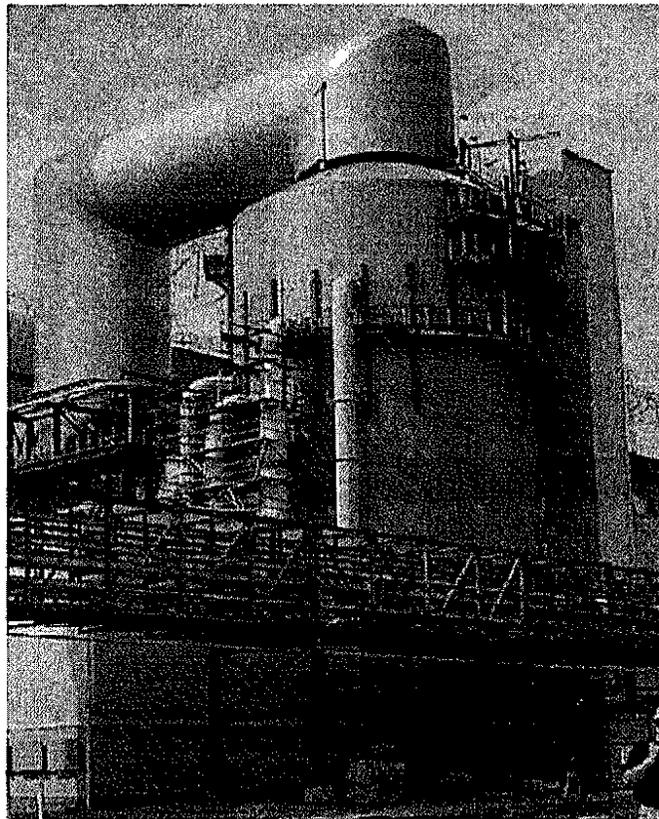


TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



Wet Limestone FGD Process

Dolna Odra - 440 MWe hard coal fired - retrofit



Guaranteed Emission Data
 SO_x ≤ 200 mg/m³ (STP dry)
 SO_x Removal Efficiency ≥ 92 %

Design Data
 Gas Flow 1,926,000 m³/h STP, wet

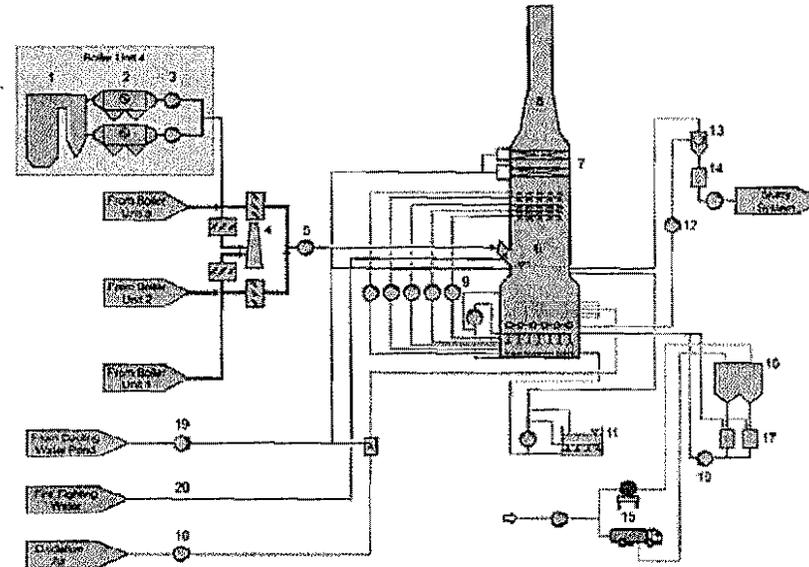
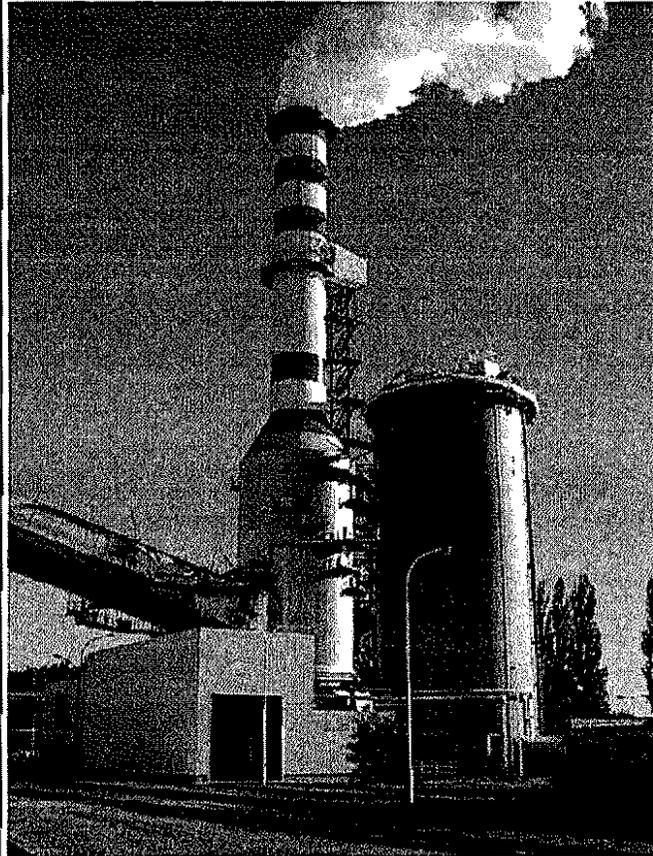
TECHNOLOGIES
 FOR FUTURE GENERATIONS.



032700

Wet Limestone FGD Process

Oroszlany - 240 MWe lignite fired – Wet Stack design



Design Data

Gas Flow 1,140,000 m³/h (STP wet)
 SO_x Inlet 14,000 mg/m³ (STP dry)
 HCl Inlet 50 mg/m³ (STP dry)
 HF Inlet 20 mg/m³ (STP dry)
 Dust Inlet < 100 mg/m³ (STP dry)

Guaranteed Emission Data

SO_x ≤ 400 mg/m³ (STP dry)
 SO_x Removal Efficiency ≥ 97 %
 HCl ≤ 20 mg/m³ (STP dry)
 HF ≤ 5 mg/m³ (STP dry)
 Particles ≤ 30 mg/m³ (STP dry)
 Droplets ≤ 100 mg/m³ (STP dry)

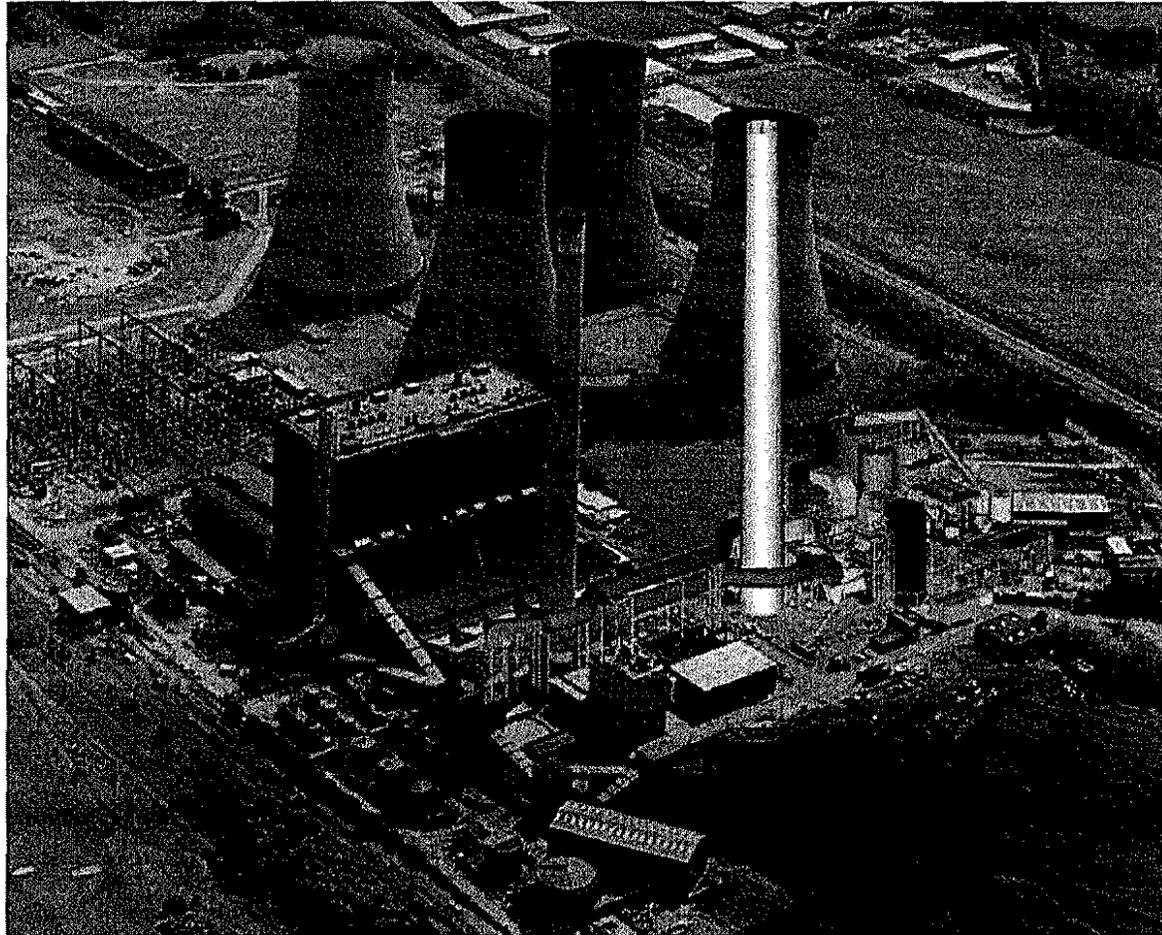
**TECHNOLOGIES
 FOR FUTURE GENERATIONS.**



001267

Wet Limestone FGD Process

Rugeley - 2 x 500 MWe coal fired – Retrofit



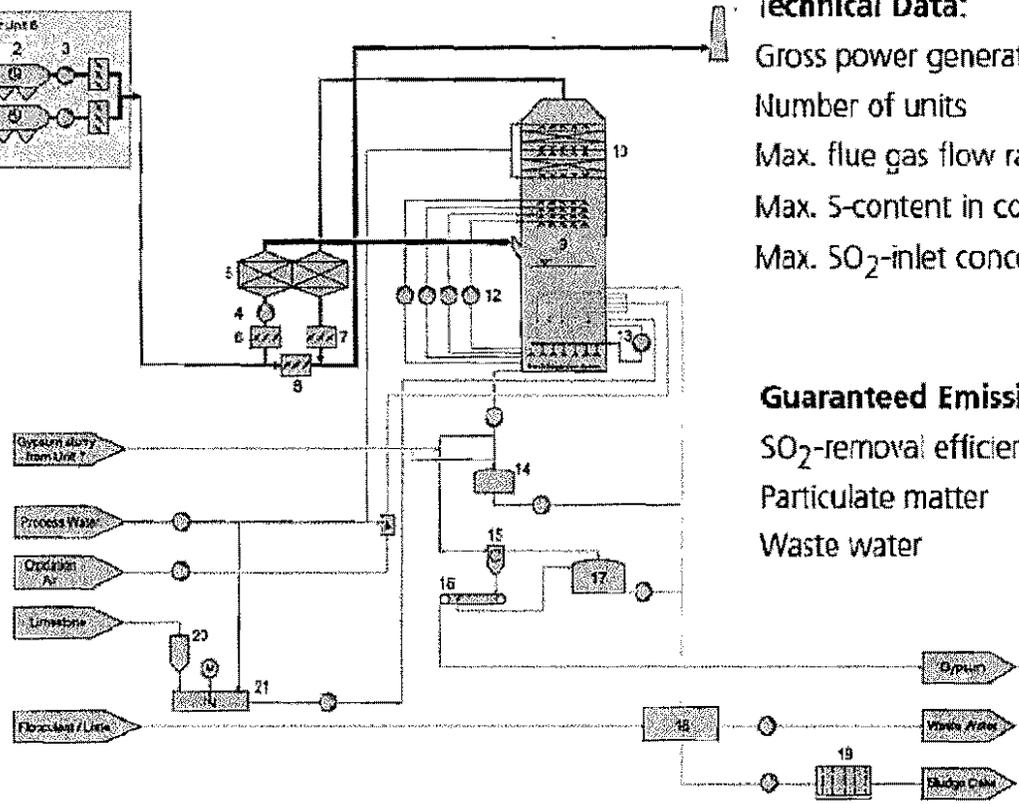
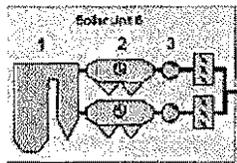
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



004268

Wet Limestone FGD Process

Rugeley - 2 x 500 MWe coal fired – Retrofit



Technical Data:

Gross power generation (per unit)	500 MWe
Number of units	2
Max. flue gas flow rate (wet)	2,103,000 m ³ /h (STP)
Max. S-content in coal	1 %
Max. SO ₂ -inlet concentration	2,076 mg/m ³ (STP)

Guaranteed Emissions (acc. to 6 % O₂, dry):

SO ₂ -removal efficiency	94 %
Particulate matter	25 mg/m ³ (STP)
Waste water	10.5 m ³ /h

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



09250

AE&E GROUP The Clean Energy Specialist



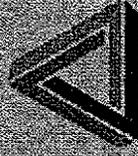
CFB FGD Technology

Basic Presentation

Chile Visit
June 2009

a company of AITEC INDUSTRIES AG

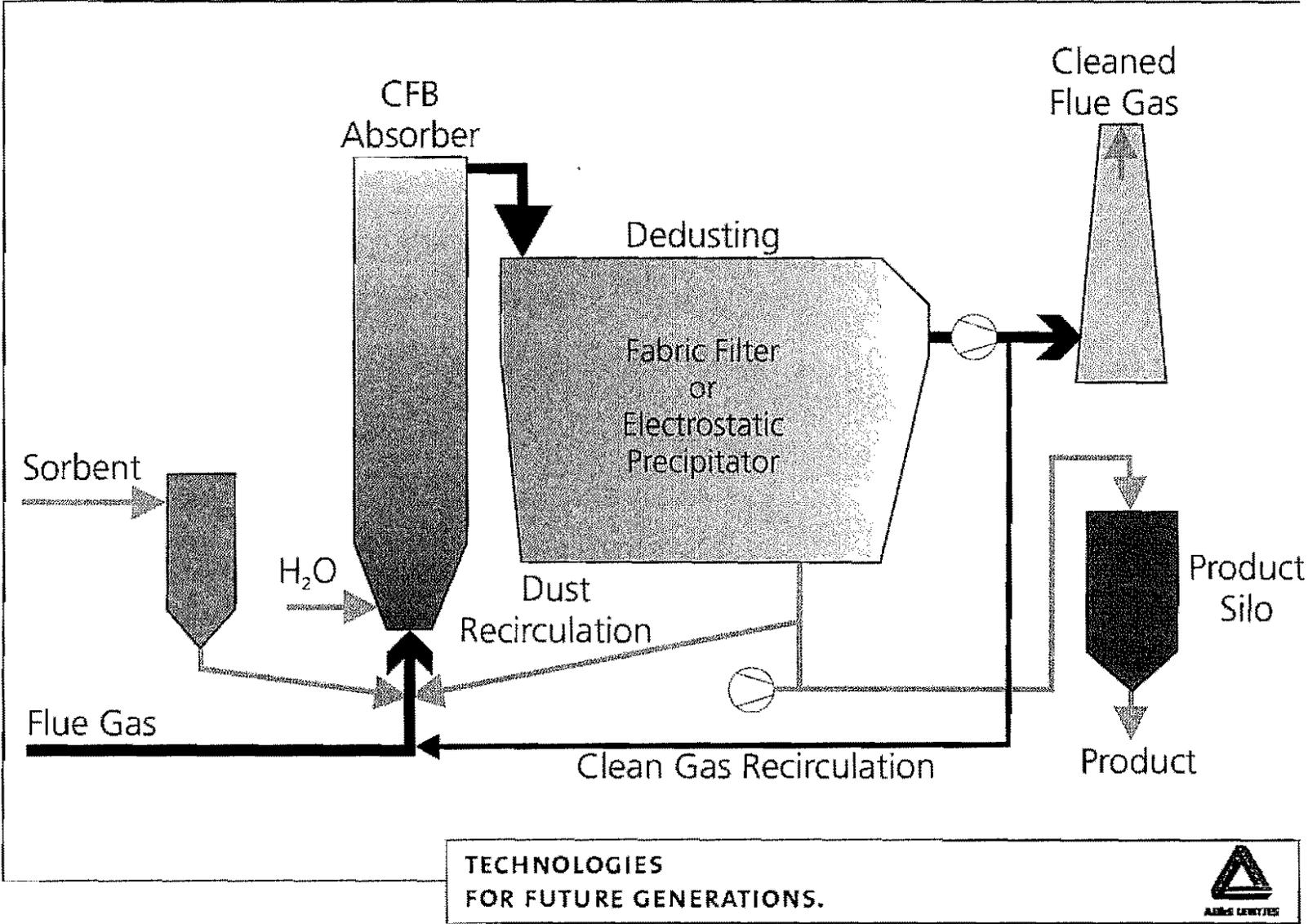
www.aee-lentjes.de



AE&E LENTJES

001270

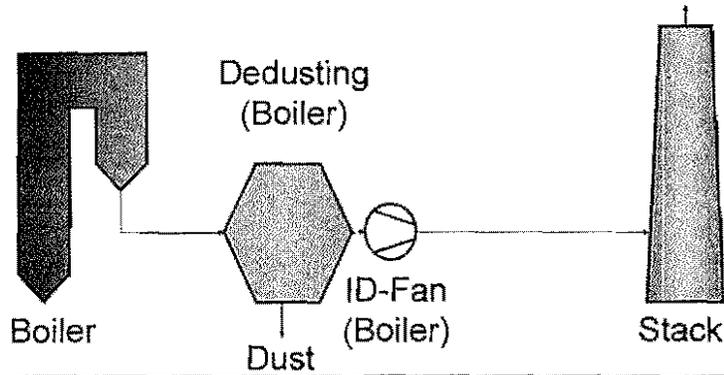
Flow Sheet of the CFB FGD Process



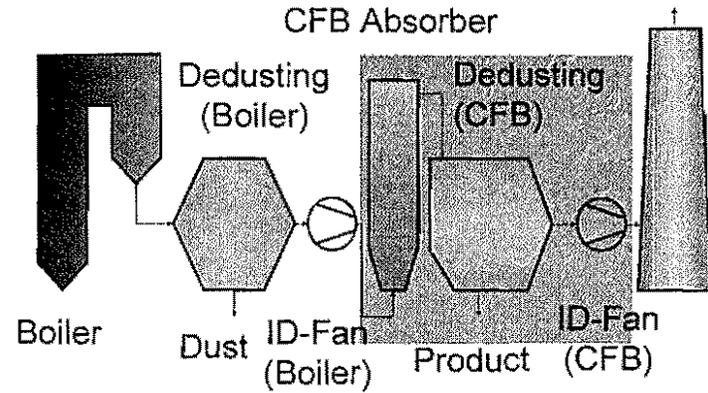
(1) 1.5.2014

Retrofit of CFB FGD

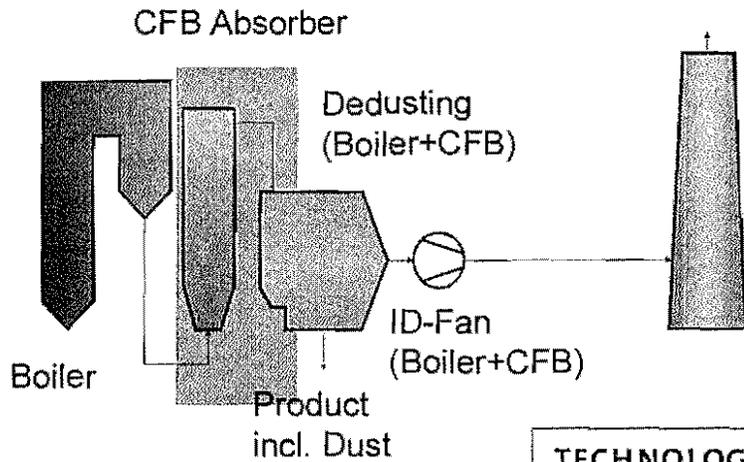
Existing Power Plant



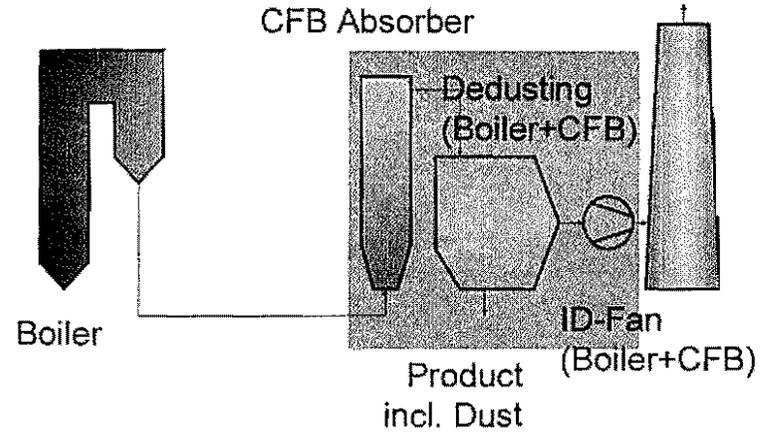
Retrofit Variant A



Retrofit Variant B



Retrofit Variant C

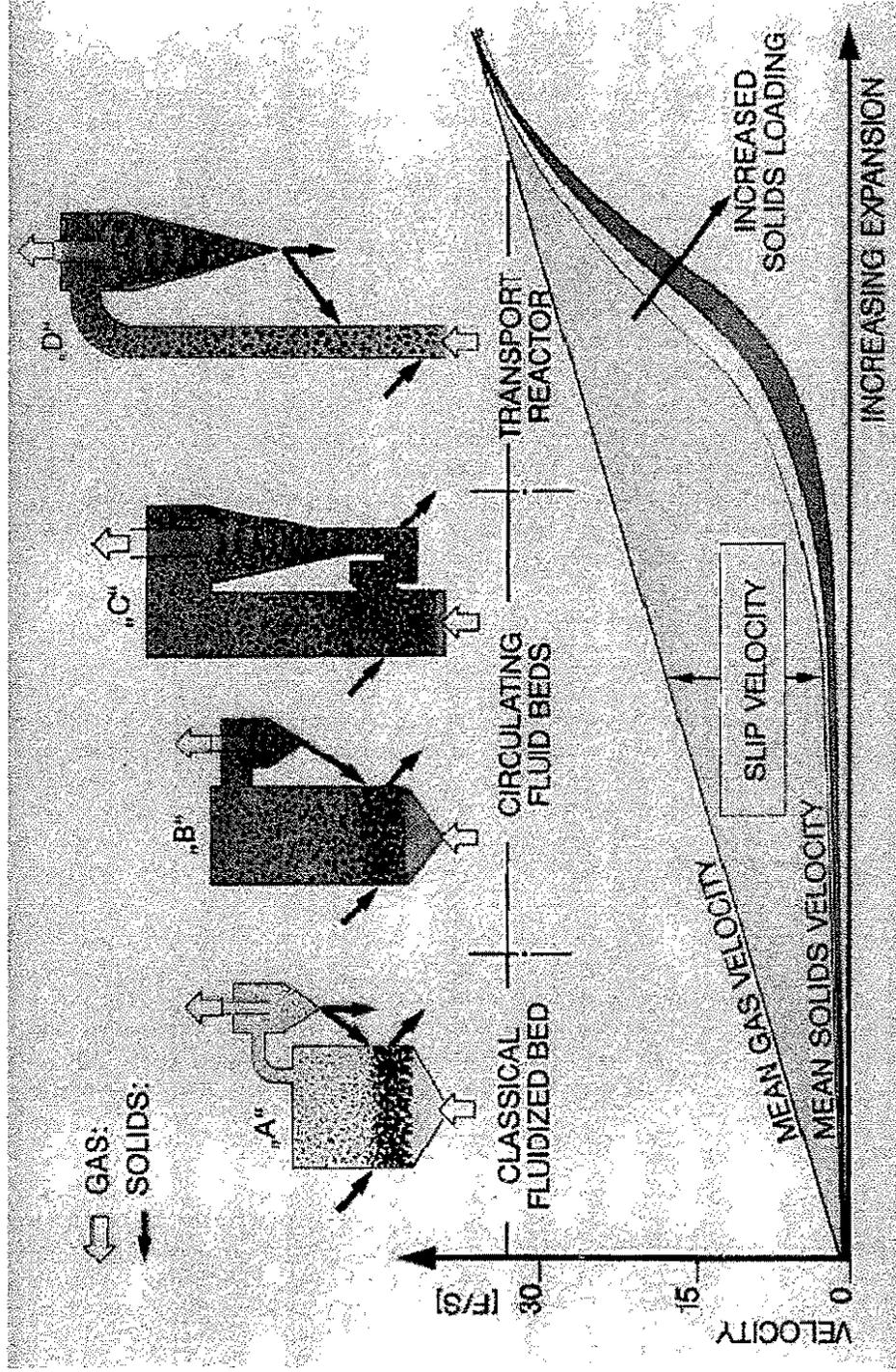


TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



101272

Basic Fluidised Bed Systems



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001273

Overall Reactions

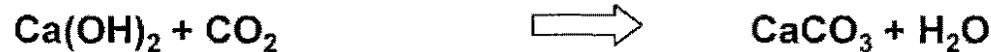
Main reactions, significant for the flue gas desulphurisation in the fluidised bed



Additional reactions with chlorides and fluorides



Parallel reaction with CO_2 , forming Limestone



CaO hydrated in a dry hydrating plant on site



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



5.2.2.1

Sorbent utilized in CFB FGD Process

Hydrated lime	Ca(OH)_2	direct use in the absorber
Burnt lime	CaO	hydrated on site
Limestone	CaCO_3	calcined in a CFBC boiler activated to hydrated lime in the CFB absorber (= very efficient Combination of CFBC + CFB FGD)

Results in:

- High efficient SO_3 removal capabilities
- High efficient HCl and HF removal capabilities
- Removal efficiency can be adjusted to meet actual requirement



Typical Composition of By-product

Typical Composition in weight % (dry)

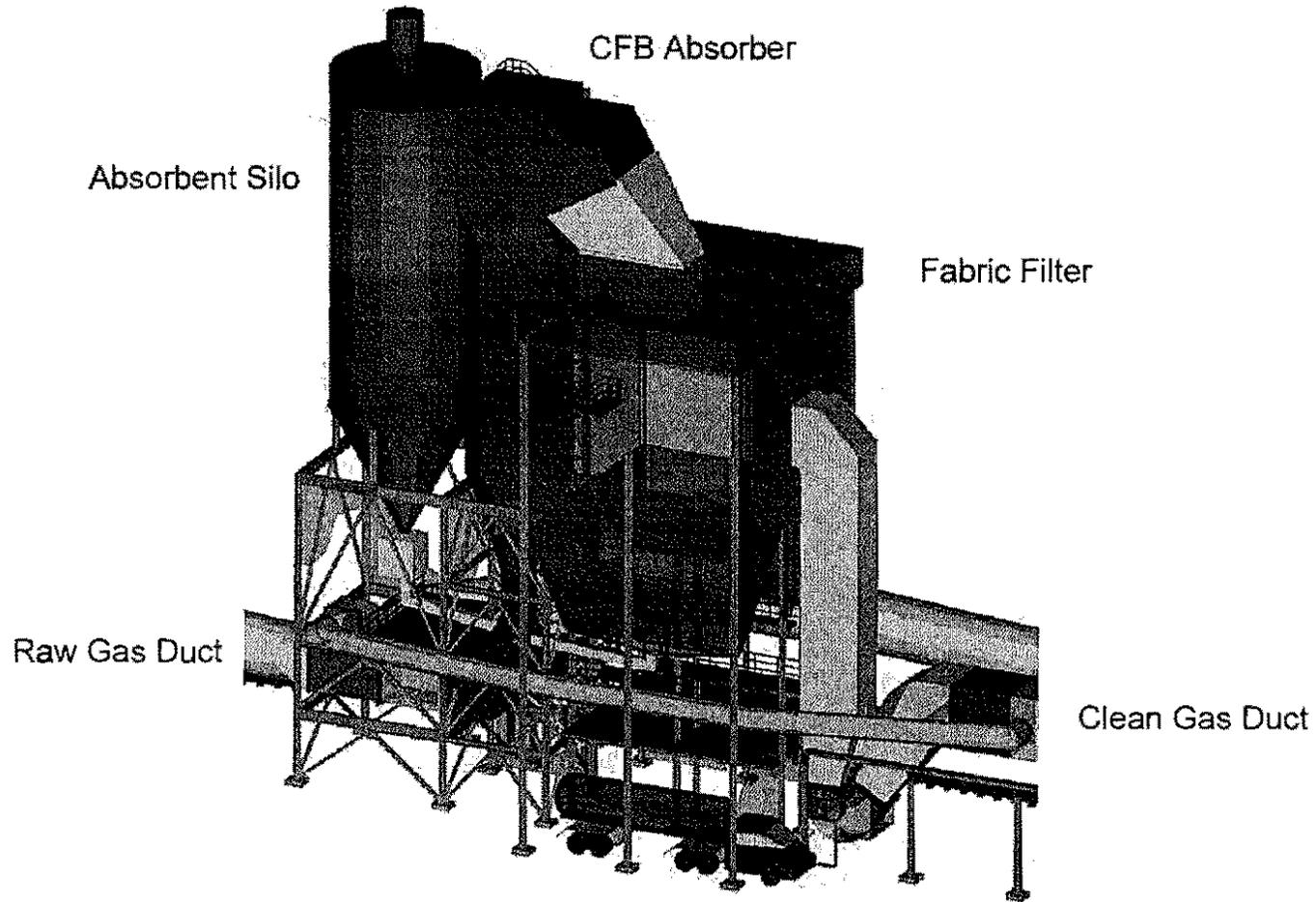
Component	without predestusting	with predestusting
$\text{CaSO}_3 \times 1/2 \text{H}_2\text{O}$	23 - 28	55 - 60
CaCO_3	5 - 10	15 - 20
$\text{CaSO}_4 \times 1/2 \text{H}_2\text{O}$	5 - 10	17 - 22
$\text{CaCl}_2 \times 2 \text{H}_2\text{O}$	0 - 1	0 - 1
CaF_2	0 - 1	0 - 1
Ca(OH)_2	1 - 3	1 - 4
Inerts from additive	1 - 3	1 - 5
Dust (Ash) from flue gas	50 - 60	0 - 3
Free humidity	0,5 - 1	0,5 - 1

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001256

General Arrangement



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



01.2019

Advantages / Disadvantages of CFB FGD Process

Advantages

- Moderate process water consumption
- Small power consumption
- Small foot print
- No waste water – dry particles only
- High SO₃ removal
- No flue gas re-heating
- Absorber made of carbon steel
- Easy handling and control
- Easy adoption to higher SO_x removal
- Attractive investment costs

Disadvantages

- Non stoichiometric reagent consumption
- Additional costs for landfill

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



01270

Special Features of the CFB FGD Process

Clean Gas Recirculation

- Advanced part load capabilities
- Single absorber for multiple boilers

Solids Feeding below Venturi Nozzle(s)

- Better solids distribution
- Compact design
- Lower absorbent consumption
- Less residues

Dry CaO Hydration at Site

- Water addition independent from absorbent feed rate

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



0.2702

References Flue Gas Desulphurization

References Wet FGD

Number of References

- 97 Wet Limestone FGD plants
189 absorbers in total (85 absorbers in China)
- 4 Seawater FGD plants
4 absorbers

Total installed capacity

- 64,600 MWe equivalent in total
(36,000 MWe in China)

Maximum Capacity

- 900 MWe (two absorbers)
- 1,000 MWe (single absorber in China)
- 660 MWe (seawater FGD)

References CFB FGD

Number of References

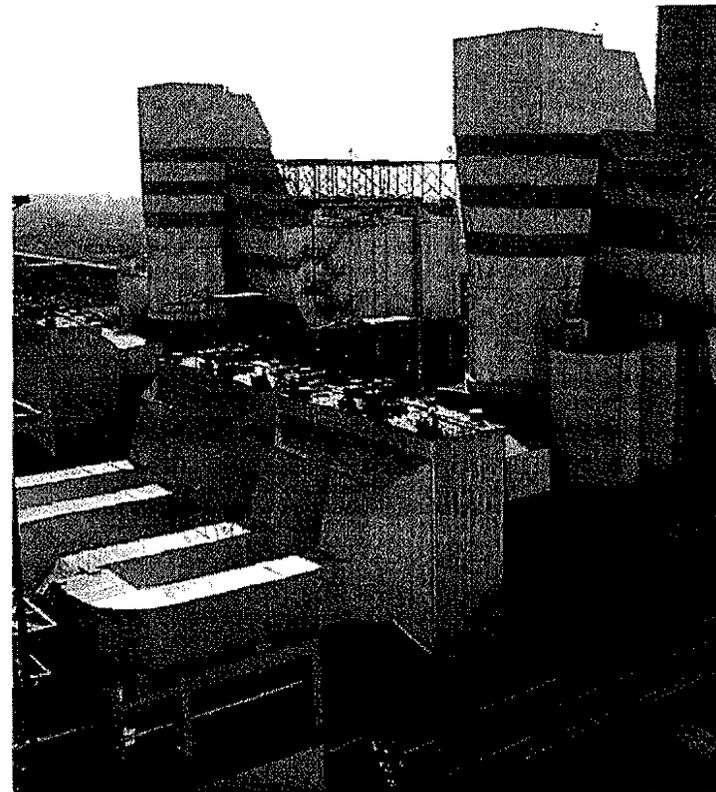
- 47 Dry CFB plants
86 absorbers (14 absorbers in China)

Total installed capacity

- 37.1 Mio m³/h STP, wet, in total
(12.6 Mio m³/h STP, wet, in China)

Maximum Capacity

- 915 MWe (3 absorbers, 305 MWe each)
350 MWe (single absorber)



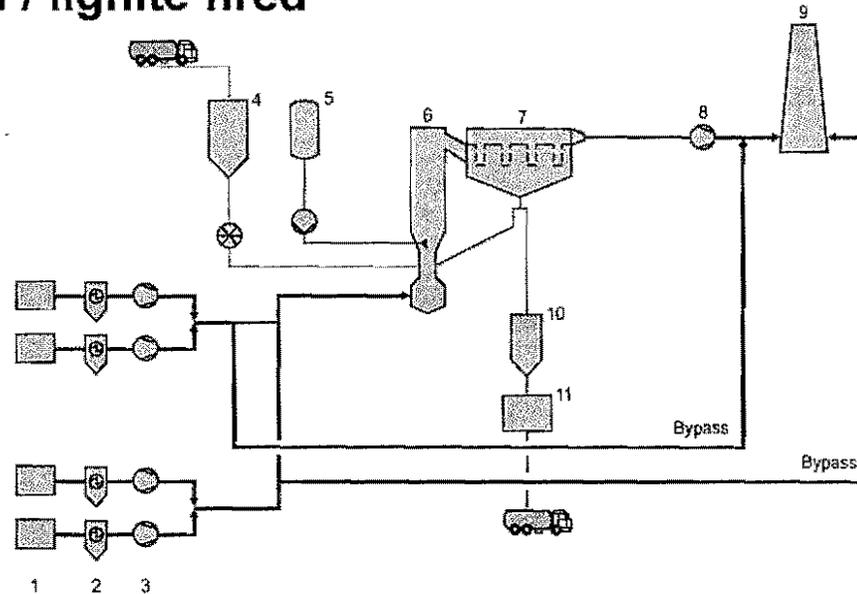
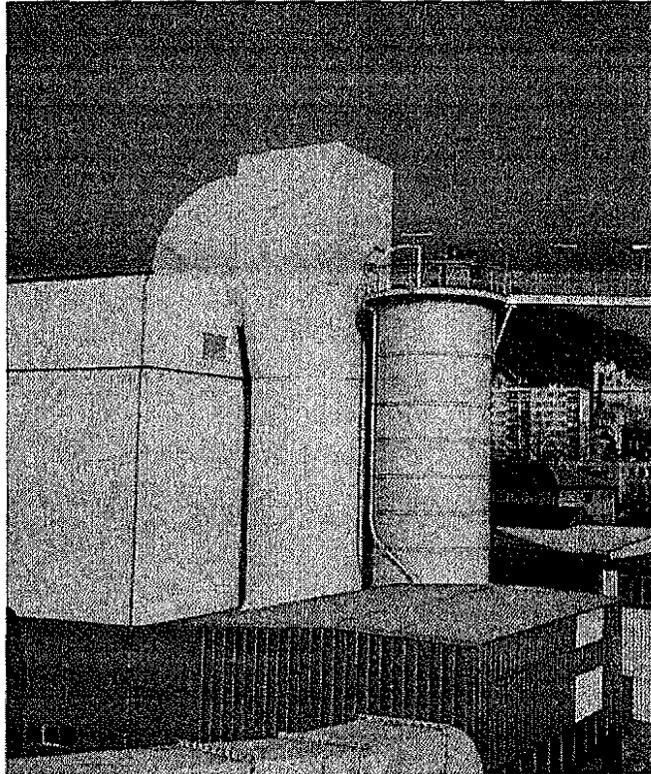
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



08270

Setuza (Czech Republic) CFB FGD Reference

2 x 60 t/h + 2 x 75 t/h steam / lignite fired



Guaranteed Emission Data

SO₂ ≤ 200 mg/m³ (STP, dry)

SO₂ Removal Eff.: ≥ 93 %

Particles: 50mg/Nm³

Design Data

Gas Flow: 290,000 m³/h (STP, wet)

SO₂ inlet: 2,900 mg/m³ (STP, dry)

Reagent: Ca(OH)₂

No of process lines: 1 (for 4 boilers)

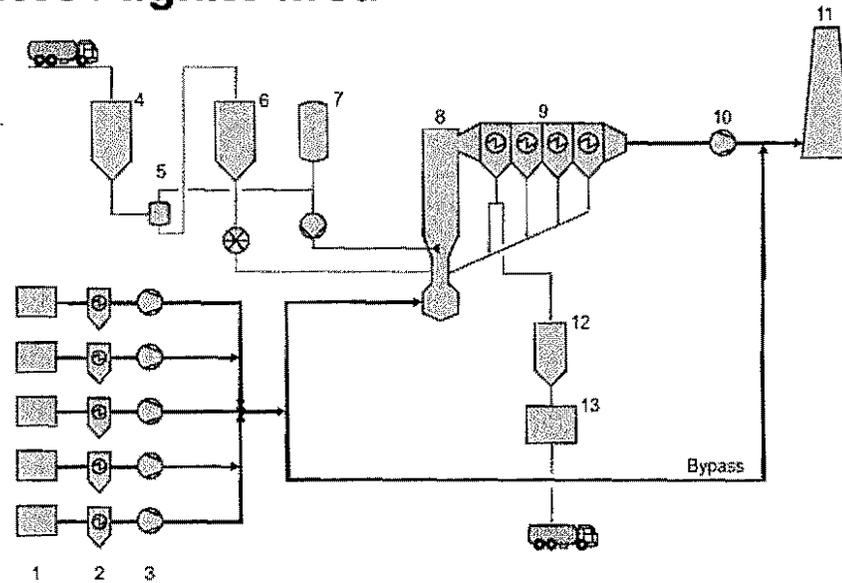
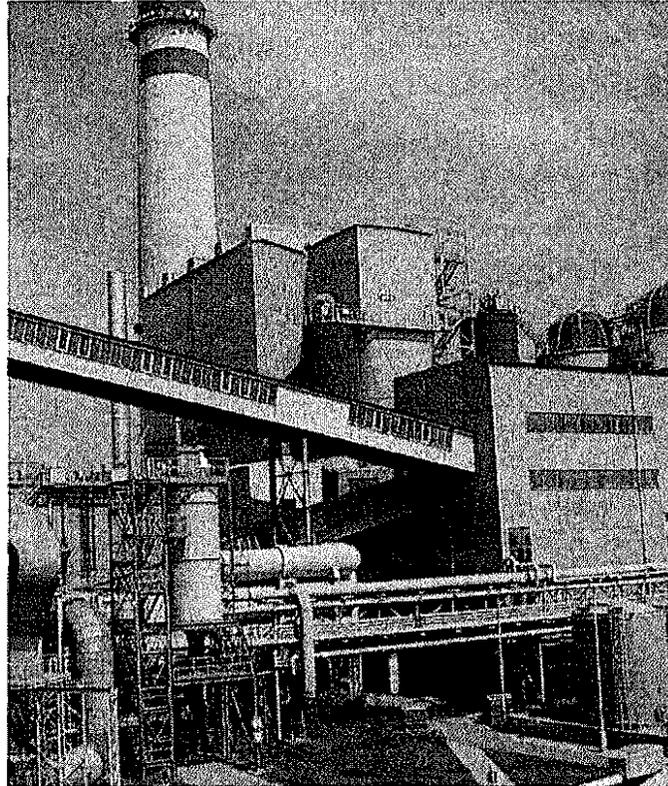
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



0012004

Plzen (Czech Republic) CFB FGD Reference

2 x 175 t/h steam + 3 x 35 MWe / lignite fired



Guaranteed Emission Data

SO₂: ≤ 400 mg/m³ (STP, dry)

SO₂ Removal Eff.: ≥ 92 %

Particles: 50mg/Nm³

Design Data

Gas Flow: 688,000 m³/h (STP, wet)

SO₂ inlet: 5,200 mg/m³ (STP, dry)

Reagent: CaO (on-site dry hydrator)

No of process lines: 1 (for 5 boilers)

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



01282

Yushe, China CFB FGD Reference

2 x 300 MWe / coal fired



Guaranteed Emission Data

SO₂ ≤ 345 mg/m³ (STP, dry)

SO₂ Removal Eff.: ≥ 90 %

Design Data

Gas Flow: 1,116,000 m³/h (STP, wet)

SO₂ inlet: 3,450 mg/m³ (STP, dry)

Reagent: CaO / Ca(OH)

No of process lines: 2 (1 per boiler)

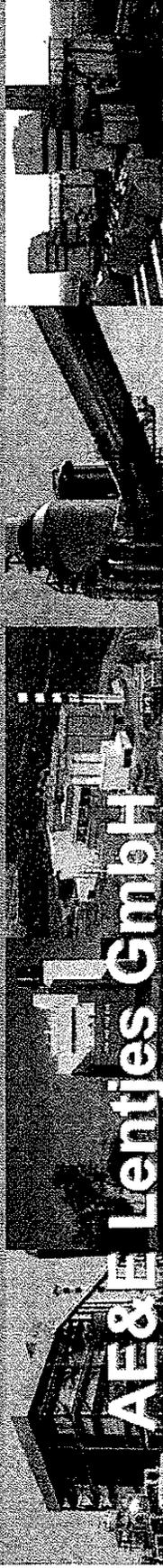
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



012003

AE&E GROUP

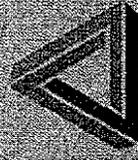
The Clean Energy Specialist



FGD Activities

a company of ATEC INDUSTRIES AG

www.aee-lentjes.de



AE&E LENTJES

001284

Company Contact Information

Contact Person:

Frank Oberheid

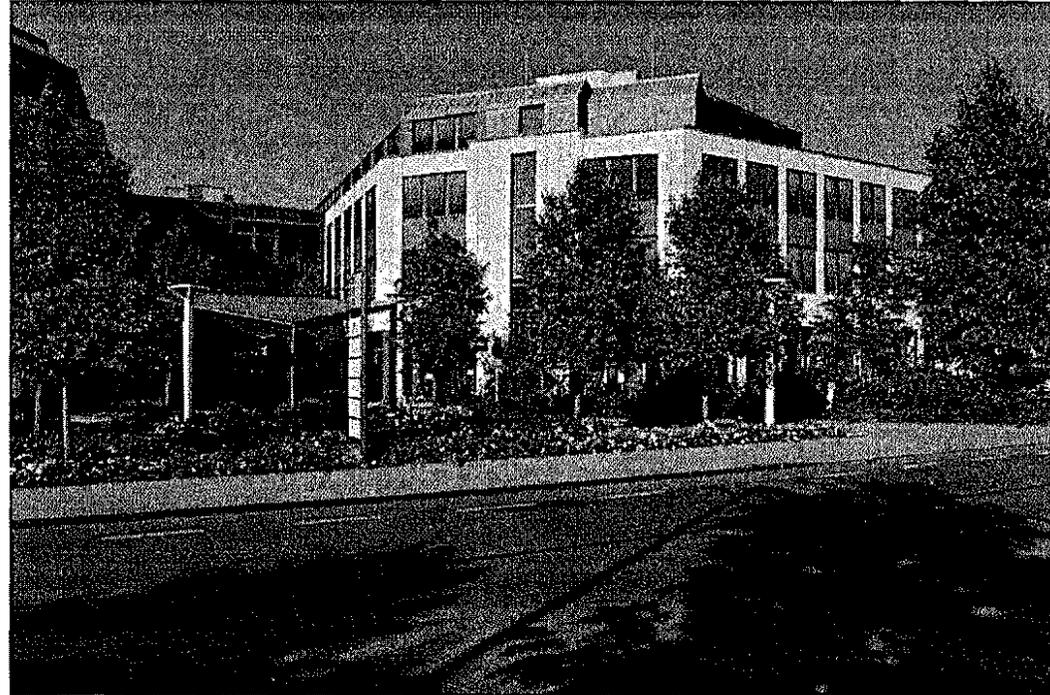
Daniel-Goldbach-Straße 19

D-40880 Ratingen

Tel.: +49 2102 166 1484

Fax: +49 2102 166 2484

frank.oberheid@aee-lentjes.de



www.aee-lentjes.de

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



004285

LCPD

- Emission limit values to be applied from 2008 for SO₂ and NO_x from existing plants (built before 2003), all data in mg/m³

	SO ₂			NO _x	
Plant size MWth	50-100	100-500	>500	50-500	>500
Solid fuels	2000	2000-400	400	600	500
Plant size MWth	50-300	300-500	>500	50-500	>500
Liquid fuels	1700	1700-400	400	450	400
Plant size MWth	>50			50-500	>500
Natural gas	35			300	200

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



03270

LCPD

- Emission limit values for SO₂ and NO_x from plants to be built after 2003
All data in (mg/m³)

Plant size MWth	SO ₂			NO _x		
	50-100	100-300	>300	50-100	100-300	>300
Solid fuels	850	200	200	400	200	200
Liquid fuels	850	400-200	200	400	200	200
Biomass	200	200	200	400	300	200
Natural gas	35	35	35	150	150	100

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001237

Where are we coming from - Bischoff Branch

Gottfried Bischoff GmbH & Co. KG	1910 - Foundation
Gottfried Bischoff GmbH & Co. KG	1984 - Acquisition by Lentjes
Lentjes Bischoff GmbH	1996
Lurgi Lentjes Bischoff GmbH	1998
Lurgi Energie und Entsorgung GmbH	2002
Lurgi Lentjes AG	2004
Lentjes GmbH	2004
AE&E Lentjes GmbH	2007

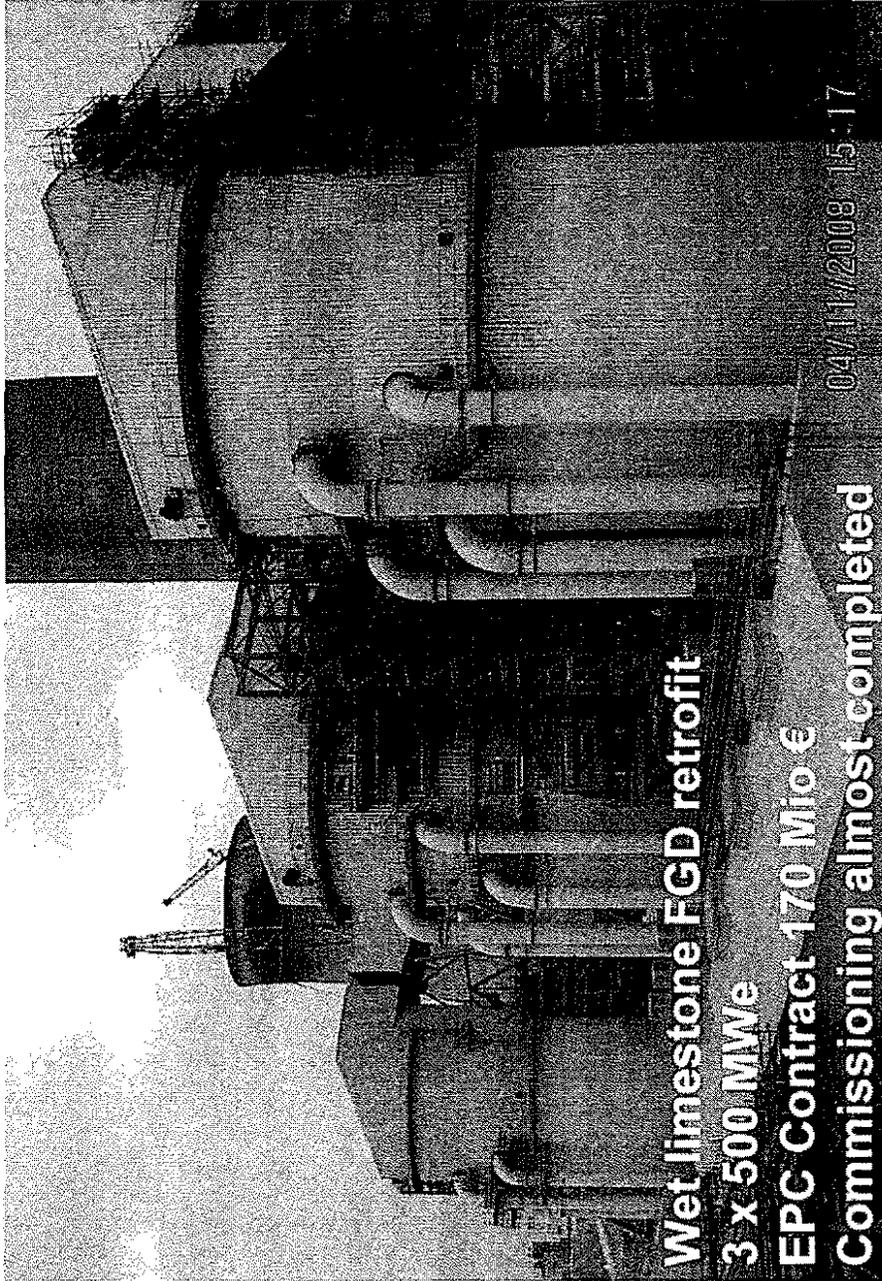
Name Change due to Acquisition of Lentjes GmbH by Austrian Energy and Environment AG & Co KG

TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



Our Current Work Load

- Fiddlers Ferry, England

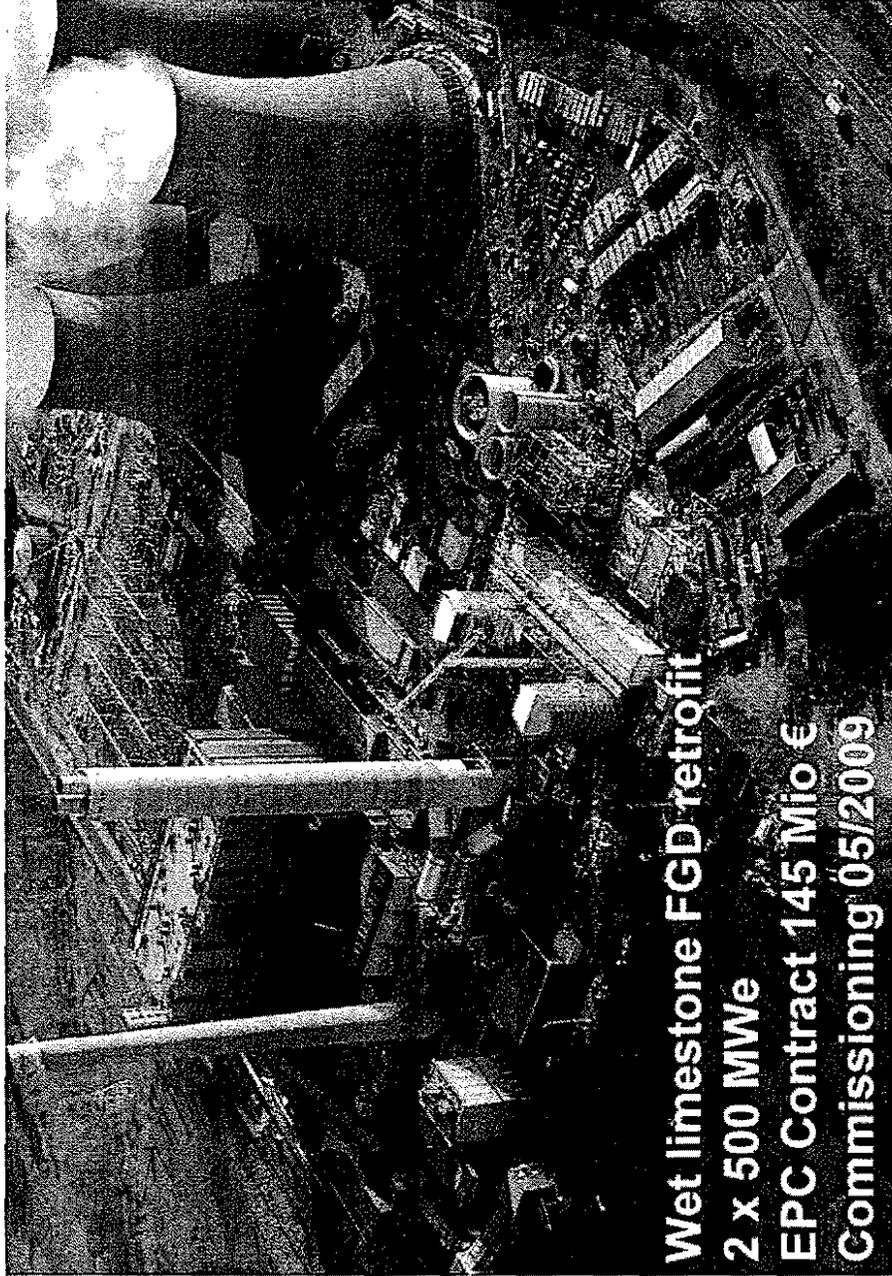


**TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.**



Our Current Work Load

- Rugeley, England



**Wet limestone FGD retrofit
2 x 500 MWe
EPC Contract 145 Mio €
Commissioning 05/2009**

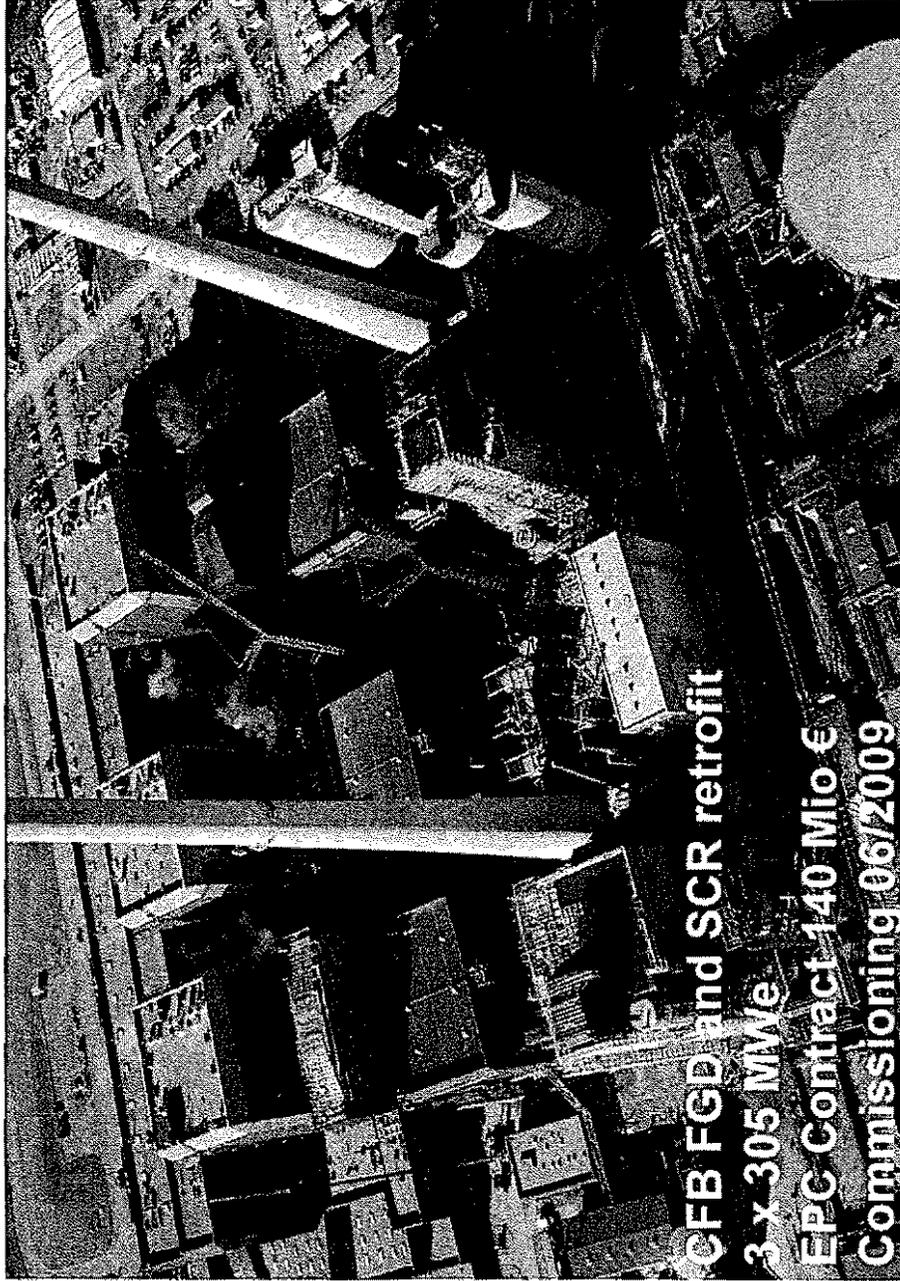
**TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.**



001291

Our Current Work Load

- Moneypoint, Ireland



**CFB FGD and SCR retrofit
3 x 305 MWe
EPC Contract 140 Mio €
Commissioning 06/2009**



**TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.**

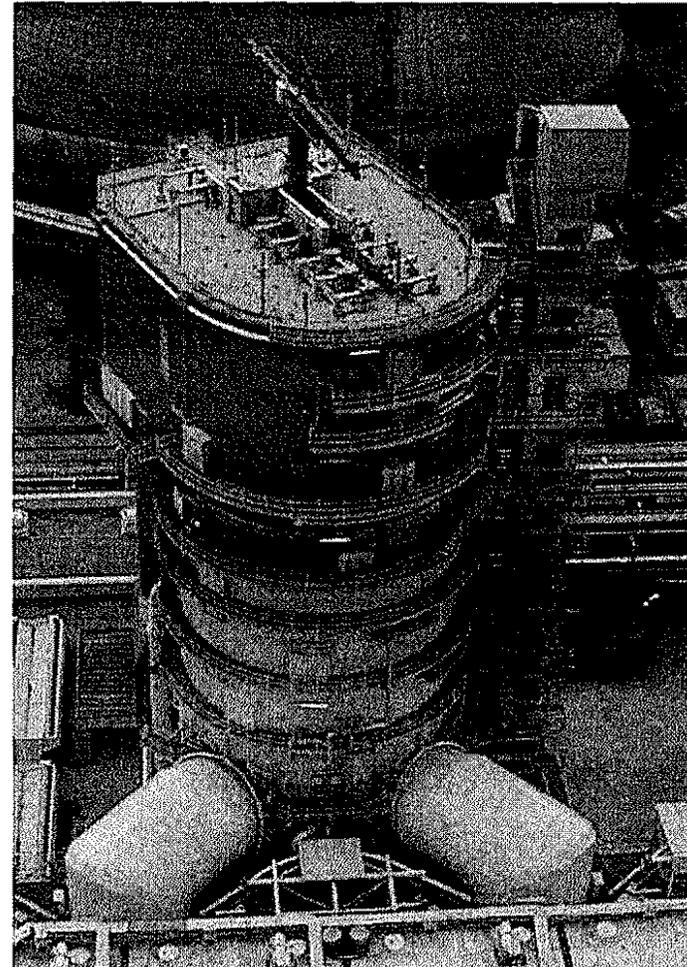
References Flue Gas Desulphurization

□ References Wet FGD

- **Number of References**
 - 97 Wet Limestone FGD plants
189 absorbers in total (85 absorbers in China)
 - 4 Seawater FGD plants
4 absorbers
- **Total installed capacity**
 - 64,600 MWe equivalent in total
(36,000 MWe in China)
- **Maximum Capacity**
 - 900 MWe (two absorbers)
 - 1,000 MWe (single absorber in China)
 - 660 MWe (seawater FGD)

□ References CFB FGD

- **Number of References**
 - 47 Dry CFB plants
86 absorbers (14 absorbers in China)
- **Total installed capacity**
 - 37.1 Mio m³/h STP, wet, in total
(12.6 Mio m³/h STP, wet, in China)
- **Maximum Capacity**
 - 915 MWe (3 absorbers, 305 MWe each)
350 MWe (single absorber)



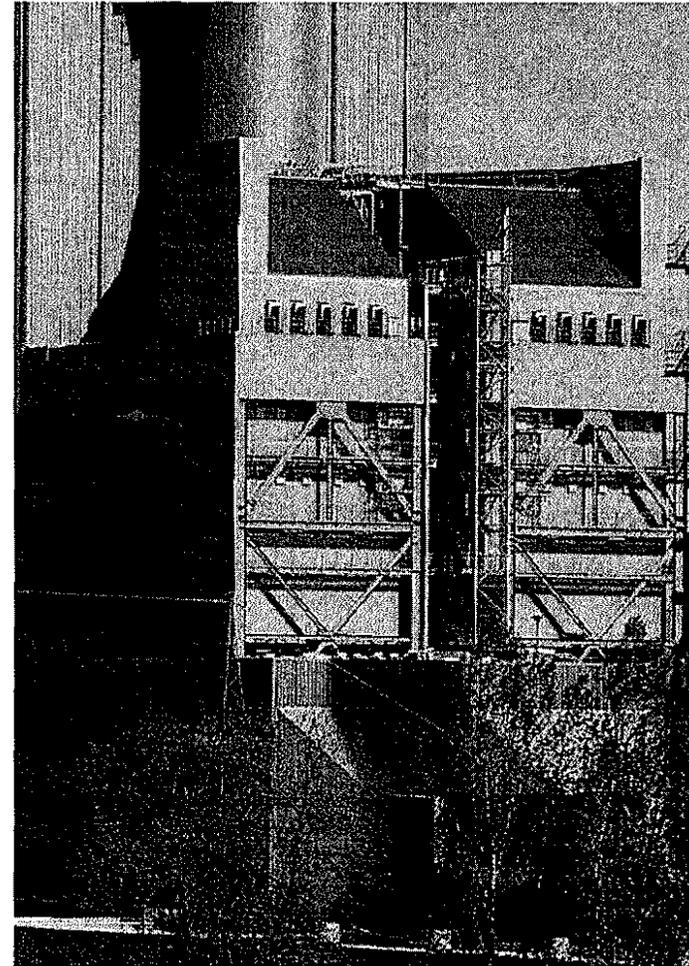
TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



001293

SCR DeNOx Process

- **References**
 - **Number of References**
 - 46 SCR DeNOx plants
66 units in total (22 units by licencees)
 - **Total installed capacity**
 - 27,400 MWe equivalent in total
(8,600 MWe by licencees US, China)
 - **Maximum Capacity**
 - 2 x 1,000 MWe (China)



TECHNOLOGIES
FOR FUTURE GENERATIONS.



6012954

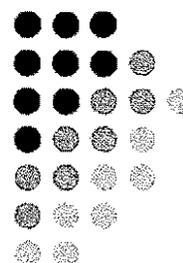
001255

Regulación del Sector Eléctrico en Chile

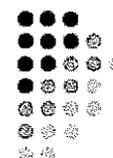
M. Soledad Arellano

(sarellano@dii.uchile.cl)

Centro de Economía Aplicada
Universidad de Chile



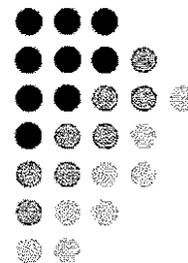
Contenido



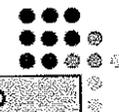
- Sistemas Eléctricos en Chile
 - SIC - SING
 - Arquitectura Básica del Sector en Chile: Quién es Quién?
- Operación y Regulación (hasta 2004)
 - Aspectos generales
 - Comentarios – Evaluación
- Cambios a la Normativa (2004 y 2005)
- ¿Dónde estamos y hacia dónde vamos?

Sistemas Eléctricos en Chile

(Algunos Indicadores)



Sistemas Eléctricos en Chile (2004)



Sistema Interconectado Central (SIC)

Potencia Instalada: 7.867 MW
 Generación Anual: 36.258 GWh
 Demanda Máxima: 5.430.8 MW
 Cobertura: III a X Reg + RM (92%)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Potencia Instalada: 3596 MW
 Generación Anual: 12.330 GWh
 Demanda Máxima: 1.566 MW
 Cobertura: Regiones I y II (5.7% pobl)

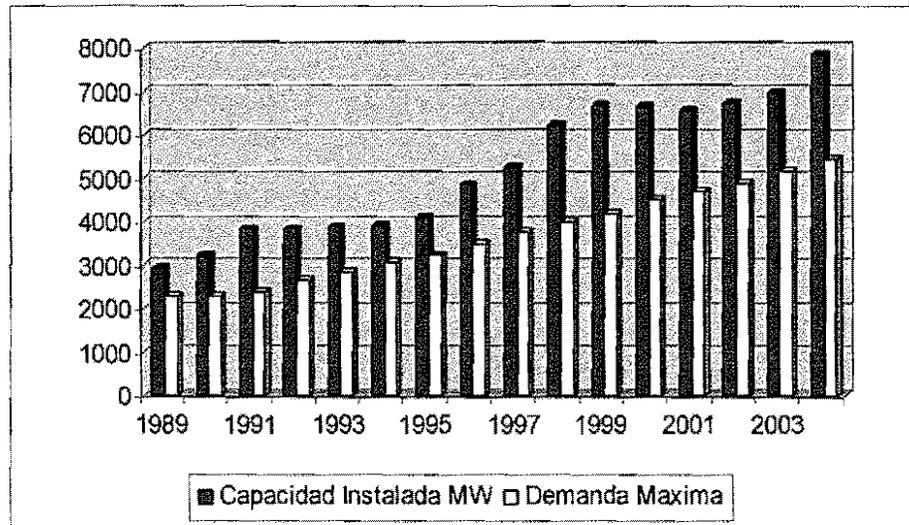
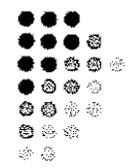
Sistema de Magallanes

Potencia Instalada: 64.7 MW
 Generación Anual: 194.3 GWh
 Demanda Máxima: 32.7 MW
 Cobertura: XII Región (1%)

Sistema de Aysén

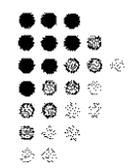
Potencia Instalada: 33.5 MW
 Generación Anual: 96.9 GWh
 Demanda Máxima: 17.6 MW
 Cobertura: XI Región (0.8%)

Demanda Máxima y Potencia Instalada en el SIC

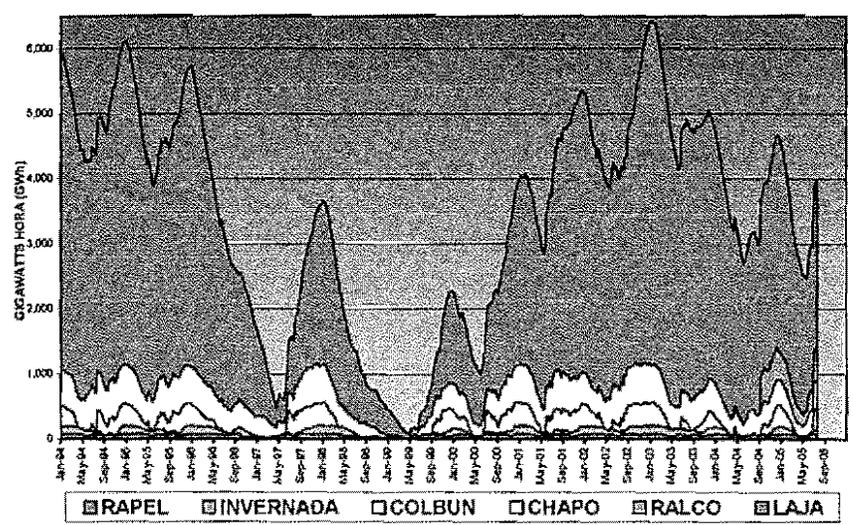


Tasa de Crecimiento anual	1989-1999	1999-2003	1999-2004
Dda Máxima :	6.3%	5.4 %	5.3 %
Potencia Instalada:	8.6 %	1.1 %	3.3 %

Alta Dependencia Hidrológica

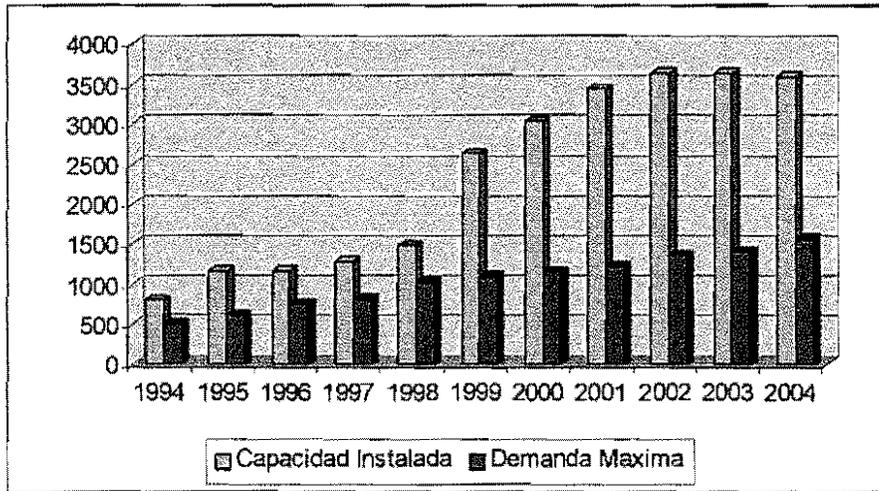


ENERGIA EMBALSADA SIC



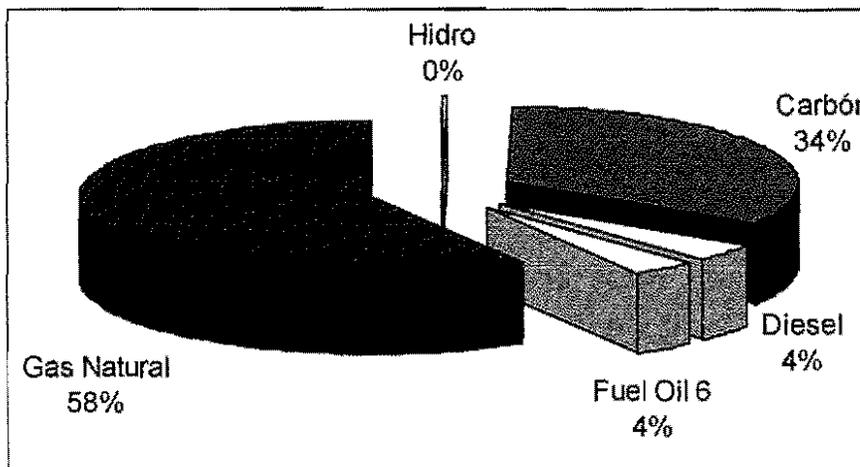
Fuente: CNE

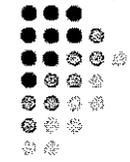
Demanda Máxima y Potencia Instalada en el SING (MW)



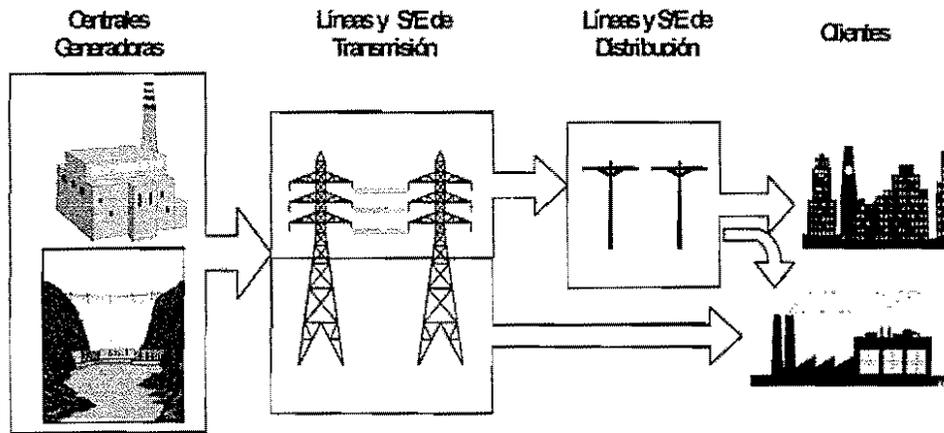
Entre 1999 y 2001 entraron ~ 2000 MW en centrales CC-GN
 Alta "dependencia" del Gas Natural

Composición Parque Generador SING

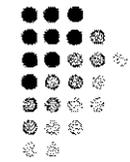




Los Segmentos Básicos del Sector Eléctrico...Quién es Quién?



Quién es Quién en el Sector Eléctrico: Generación (Julio 2005)

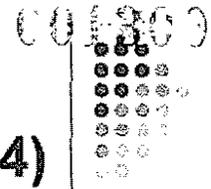


Distribución Capacidad Instalada (MW)

Grupo Economico	SING	SIC
Endesa	965 (27%)	4172 (51%)
Gener	920 (26%)	1482 (18%)
Colbun / (Suez Energy)	1711 (48%)	1925 (23%)
Otros		647 (8%)
Total	3596	8225

Fuente: CNE

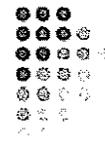
- Alto grado de concentración en generación:
 - sin embargo "mejor" que 1992: Endesa 63% SIC
 - Tractebel tiene pacto de accionistas con controlador de Colbun
 - Entrada de Pacific Hydro, Innergy



Quién es Quién en el Sector Eléctrico: Transmisión (Dic 2004)

- Obligaciones del Transmisor
 - Dar acceso abierto al uso de sus instalaciones a terceros.
 - No hay obligación de ampliar el sistema. (**Cambio Ley Corta**)
 - Obligación de entregar información (VNR, COYM)
- SIC
 - Predominancia Transelec (transmisora)
 - 100 % líneas en circuitos \geq 154 KV
 - Excepción 220 KV, 80% (Caso Colbún)
- SING
 - Mayor Diversificación (Minería)
 - Transelec / Tractebel / Gener

Quién es Quién en Segmento Distribución (Dic. 2004)



Grupo Económico	Clientes	Ventas
SING		
Emel	252,615 (100%)	1,101.7
SIC	3,850,000	23,418.9
Chilectra	1,352,220 (35%)	10,991.1 (47%)
CGE	1,392,209 (36%)	6,573.9 (28%)
Chilquinta	509,110 (13%)	2,058.9 (9%)
Saesa	536,416 (14%)	1,894.1 (8%)
Emel	277,404 (7%)	1,295.1 (6%)

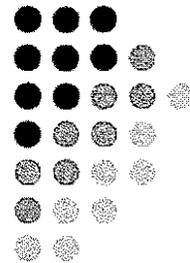
Chilectra vendió Río Maipo (8% clientes) a CGE

Saesa controla Edelayés

Integración Vertical: Chilectra y Endesa → Enersis

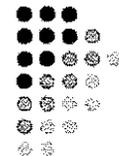
Operación y Regulación

(hasta 2004)

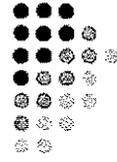


Introducción

- Chile fue el primer país del mundo que reformó y desreguló el sector eléctrico (1982)
 - Separación de las actividades (G / T / D)
 - Privatización de Empresas
 - No se evitó la concentración.
- En general los cambios han sido positivos para el sector

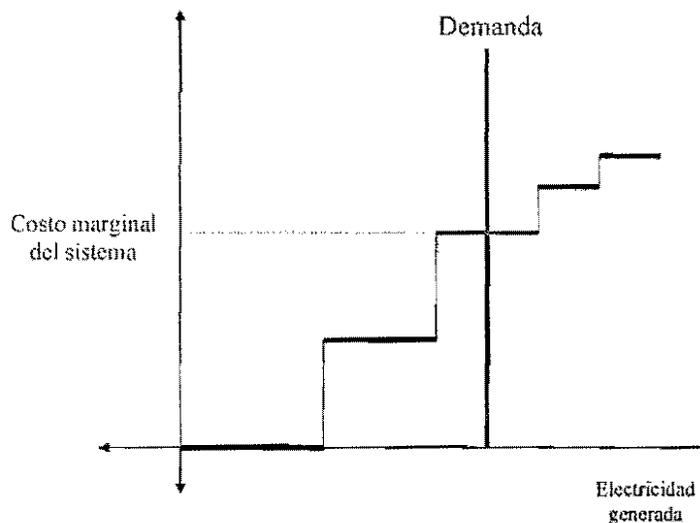
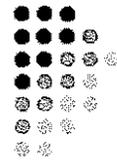


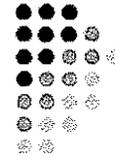
Principios Básicos Operación del Sistema



- Competencia “donde se pueda”
 - Generación → “Competencia”
 - T / D → Monopolio Natural → “Regulación”
- Acceso No Discriminatorio a Sistema de Transporte
 - Obligación de Interconexión
- Despacho según orden de mérito
 - Centrales más baratas se despachan antes que centrales más caras
 - Despacho independiente de contratos y retiros
 - Determina el Costo Marginal Instantáneo

Despacho por Orden de Mérito



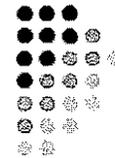


Agentes del Sector

- Agentes Reguladores:
 - CNE: define normativa, calcula precios
 - SEC: fiscalización

- CDEC
 - Integrantes: Generadores y Transmisores
 - Funciones:
 - Coordinación Operación del Sistema - Despacho
 - Cálculo Costo Marginal Instantáneo
 - Asegurar acceso al sistema de transmisión

Agentes del Sector (cont.)

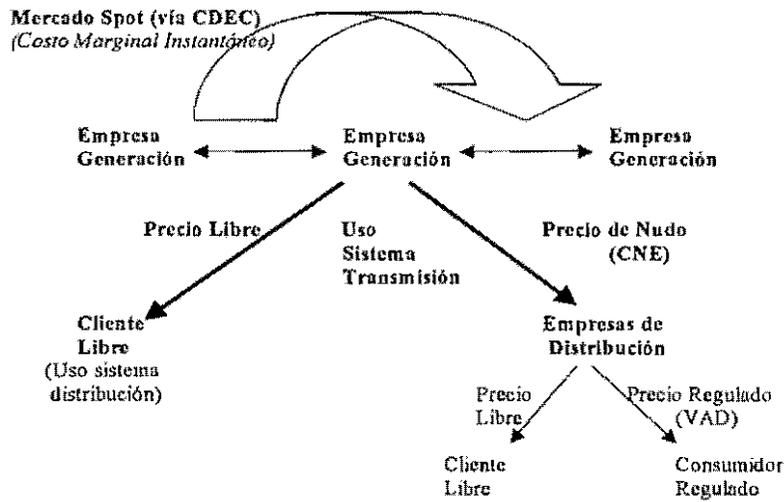
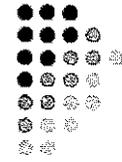


- Tipos de Consumidores
 - Regulados:
 - No Regulados: > 2000 KW

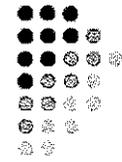
Sistema	Ventas a Clientes (GWh)		Ventas a Clientes (%)	
	Regulados	Libres	Regulados	Libres
SING	1,076	10,164	10%	90%
SIC	23,515	11,088	68%	32%
AYSEN	82	-	100%	0%
MAGALLANES	147	33	82%	18%
Total	24,819	21,285	54%	46%

Fuente: CDEC-SIC, Anuario

Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)

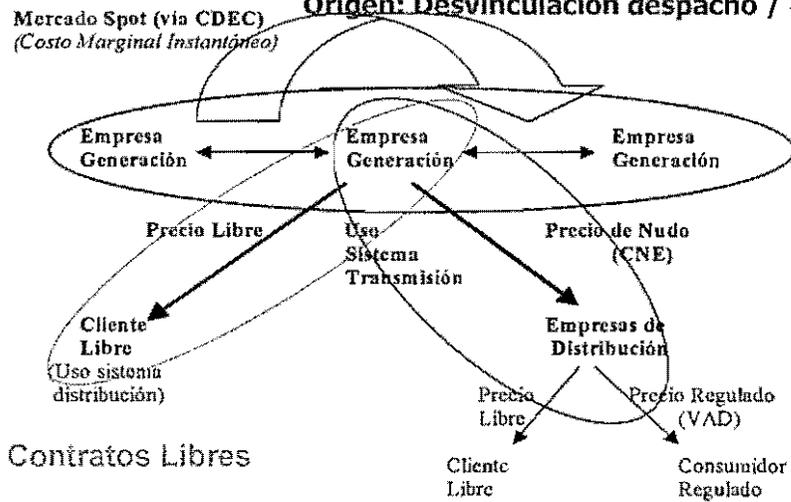


Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)



"Mercado" spot: Transferencias entre generadores

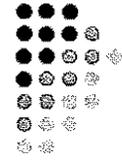
Origen: Desvinculación despacho / contratos



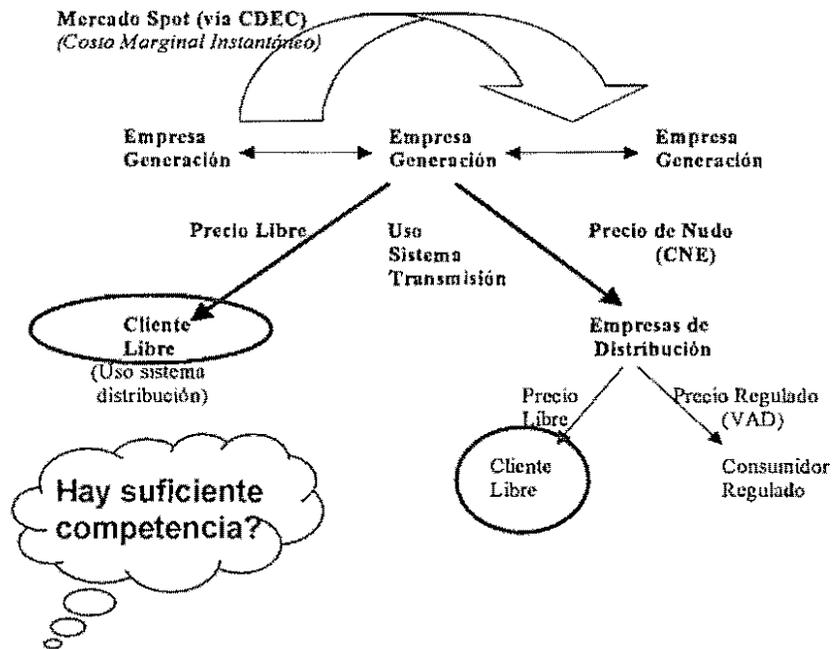
Contratos Libres

Distribuidoras sólo compran vía contratos

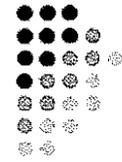
Contratos a Precio Regulado (Nudo)



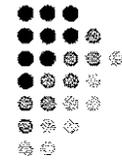
Arquitectura Básica Regulación Sistema Eléctrico en Chile (hasta 2004)



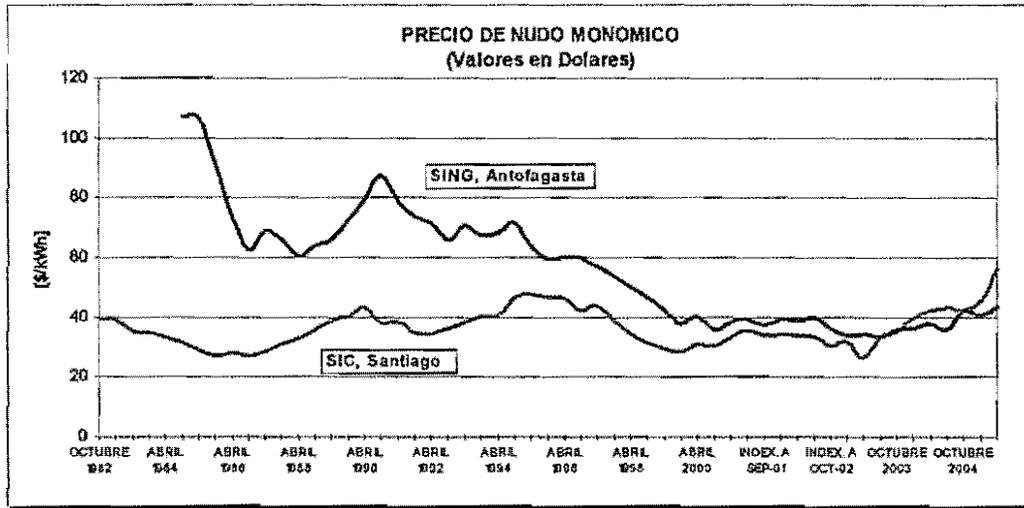
Los Precios...



- Precio "Spot"
 - Calculado por CDEC
 - = Costo Marginal Instantáneo
- Precio de Nudo
 - Precio regulado a nivel de generación / transmisión
- Precio a Cliente Final
 - Incluye Distribución, Generación y Transmisión
- Peajes
 - Transmisión
 - Distribución



Precios de Nudo: SING vs SIC

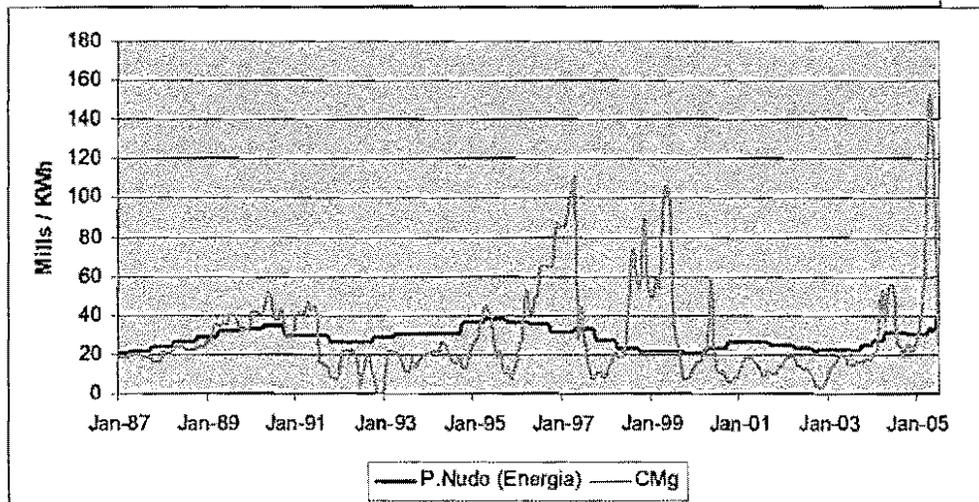
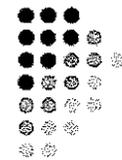


Fuente: CNE

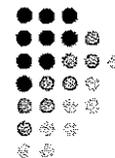
Factores de Carga 2005:

SIC: 0.74 — SING: 0.82

Precio de Nudo Energía vs Precio Spot (SIC)



Incentivo a vender contratos?



Precio Final de Distribución

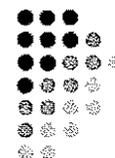
- Calculado por la CNE cada 4 años (última fijación 2004)
- 2 componentes:

Precio Final	=	Precio de Nudo	+	Valor Agregado de
de Distribución				Distribución

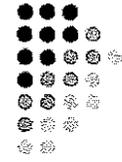
(esto es esquemático, fórmula exacta difiere!)

- Comentarios:
 - Precio de Nudo se traspasa completamente al consumidor final (**passthrough**)
 - Rentabilidad de la empresa dada por VAD

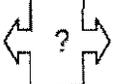
Valor Agregado de Distribución (VAD)



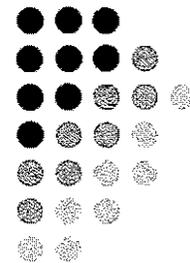
- Calculado en base a:
 - Costos de inversión (según VNR)
 - Costos de Operación y Mantenimiento de las líneas
 - Costos Fijos (administración, facturación, medición, etc.)
 - Pérdidas de Energía y Potencia
- Costos según empresa de distribución "modelo" (operación eficiente)
- Uso de áreas típicas
- En caso de divergencias estimación VAD,
 - Ponderación: 2/3 CNE y 1/3 empresas
- Chequeo de rentabilidad de la Industria (6 – 14%)

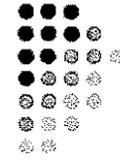


Peajes – Sistema de Transporte

- Transporte de Energía
 - Actividad con características de Monopolio Natural
- Peajes Relevantes:
 - Transmisión:
 - Negociación entre las partes o arbitraje (***) cambio 2004)
 - Ley proporciona método referencial (uso opcional)
 - Distribución
 - No regulado
 - Distribuidora lo define
- Monopolio Natural  Peajes No Regulados

Situación Inicio 2000

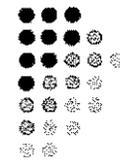




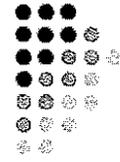
Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
 - Generación
 - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
 - Clientes libres “cautivos”, pocos
 - “passthrough”
- Métodos de Resolución de conflictos insatisfactorios

Esquema de Regulación de Precios



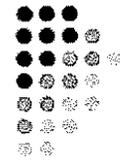
- Precio de Nudo no da señal de escasez adecuada
 - Consideraciones metodológicas (constante 6m)
 - Discrecionalidad regulatoria.
 - Implicancias Consumo e Inversión.
- No regulación de peajes genera problemas.



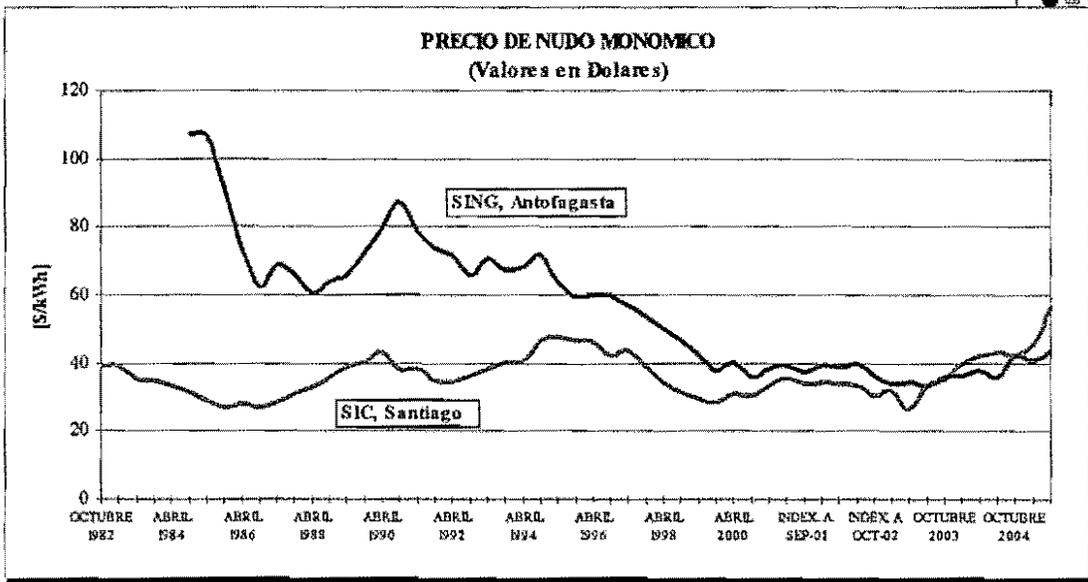
Situación Inicios 2000

- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
 - Generación
 - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
 - Clientes libres "cautivos", pocos
 - "passthrough"
- Otros

Incentivo a invertir en Generación?



- Poco Incentivo a invertir
 - Art. 99 bis
 - Señales de Precio no adecuadas?
 - Discrecionalidad cálculo de precio de nudo
 - Crisis de Gas Natural y Precios
 - Señales de la Autoridad poco claras
 - Fantasma: "y si vuelve el gas?"



Precio de Nudo cae en período de sequía

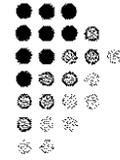
Período 99 – 02: Pnudo cae a pesar de escasez de inversiones

PROGRAMA DE OBRAS EN EL SIC
Cuadro Nº 3A

ABRIL 2003

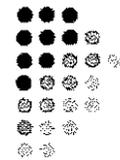
Desarrollo del sector definido en función del Gas Natural

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Febrero	2005	Aumento de capacidad A. Jahuél-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final.	390 MVA 1400 MVA
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azúcar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Octubre	2005	Aumento de capacidad C. Navia-Polpaico 220 kV	300 MVA
Enero	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA
Abril	2006	Nueva línea Charrúa-Temuco 220kV	1x270 MVA
Julio	2006	Línea de Interconexión SIC-SING Segundo circuito Diego de Almagro-Carrera Pinto 220 kV Línea Carrera Pinto-Cardones 220 kV Nueva línea Cardones-Maitencillo 220kV Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220kV Línea Pan de Azúcar - Los Vilos 220kV	250 MW 210 MVA 210 MVA 200 MVA 235 MVA 230 MVA
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 1	372.6 MW
Enero	2008	Central a gas ciclo combinado 2	372.6 MW
Octubre	2008	Central a gas ciclo combinado 3	372.6 MW
Abril	2009	Línea de Interconexión SIC-SADI	400 MW
Enero	2010	Central a gas ciclo combinado 4	372.6 MW
Octubre	2010	Central a gas ciclo combinado 5	372.6 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 6 Central Hidroeléctrica Neltume	372.6 MW 400 MW
Abril	2012	Central a gas ciclo combinado 7	372.6 MW



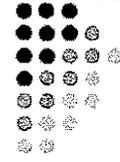
Crisis de Gas Natural y Precios

- Pre-Crisis:
 - Desarrollo del sector definido en función del Gas Natural.
 - Dependencia 2003: 24%
 - Dependencia 2013: 45%
 - Precios no “internalizan” el problema en forma inmediata.



Confusas Señales de la Autoridad

- Mensajes
 - “Se acabó el Gas”
 - “Necesidad de ampliar matriz energética”
 - “Anillo energético”
 - ¿Plan de Obras?

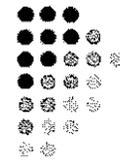


Confusas Señales de la Autoridad

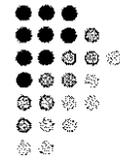
Plan de Obras **Abril 2004**

		MW	
2006	Abril	Rehab Coya Pangal	25
2007	Oct	Hidro V Region	65
2007	Oct	CC 1 (VIII Region)	385
2008	Enero	Hidro La Higuera	155
	Abril	CC 2 (VIII Region)	385
2009	Abril	Geotermica Calabozo	100
	Abril	CC 3 (VIII Region)	381
2010	Enero	Hidro Confluencia	155
	Abril	Geotermica Calabozo	100
2011	Enero	CC 4 (VIII Region)	381
	Abril	Hidro Neltume	400
	Abril	Geotermica Calabozo	100

Incentivo a invertir en Generación?



- Poco Incentivo a invertir
 - Art. 99 bis
 - Señales de Precio no adecuadas?
 - Discrecionalidad cálculo de precio de nudo
 - Crisis de Gas Natural y Precios
 - Señales de la Autoridad poco claras
 - ➔ ● Fantasma: "y si vuelve el gas?"



Implicancias

- Aumento de Precios y Costos de Operación

CMg Abril 05 = 159 Mills/Kwh (promedio)

CMg Mayo 05 = 109 Mills/Kwh (promedio)

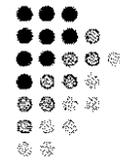
- Postergación / Atraso de Inversiones

Nuevas Inversiones según Plan de Obras Octubre 2005 (MW)

	Hidro	Termica	Total
2006	25	50	75
2007	157	715	872
2008	155	200	355
2009		970	970
2010	145	1010	1155
Total 2006 - 2010	482	2945	3427

- Situación precaria hasta 2008

Situación Inicios 2000



- Poca flexibilidad en precios

- Deficientes incentivos a invertir

- Generación

- Transmisión

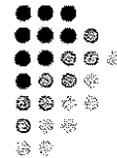
- Competencia en Generación insuficiente

- Clientes libres "cautivos", pocos

- "passthrough"

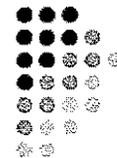
- Otros

Poco Incentivo a invertir en Transmisión

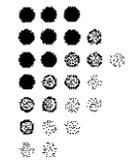


- Falta de claridad en la normativa
 - ⦿ Normas demasiado generales y ambiguas
- Negociación Bilateral en Cálculo de los Peajes
 - ⦿ Financiamiento del Transmisor determinado, en la práctica, por Fallos Arbitrales
- Normativa en torno a la expansión del sistema (no hay obligación.. Cambio ley corta)
 - ⦿ Implicancias barrera de entrada segmento generación.
 - ⦿ Implicancias seguridad del sistema como un todo

Situación Inicios 2000



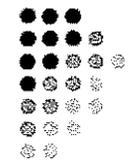
- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
 - ⦿ Generación
 - ⦿ Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
 - ⦿ Clientes libres "cautivos", pocos
 - ⦿ "passthrough"
- Otros



Competencia en Generación Insuficiente (SIC)

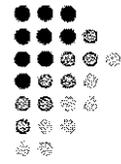
- Segmento Clientes Libres pequeño
- Peajes de Distribución no regulados
- Distribuidoras no tienen incentivo a contratar
- Integración Vertical G/D

Situación Inicios 2000



- Poca flexibilidad en precios
- Deficientes incentivos a invertir
 - Generación
 - Transmisión
- Competencia en Generación insuficiente
 - Clientes libres "cautivos", pocos
 - "passthrough"

● Otros

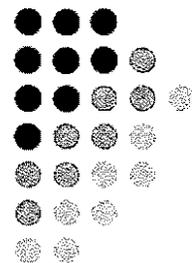


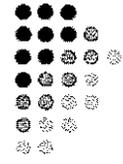
Otros Problemas

- Método de Resolución de Conflictos poco satisfactorio.
- Regulación con “empresa eficiente”: costosa
- Actividad de Comercialización NO es monopolio natural.

Cambios a la Normativa

Ley Corta (2004)
Modificación (2005)

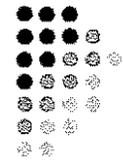




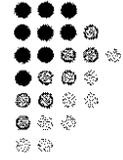
Cambios a la Normativa : Ley Corta (2004)

- Grandes clientes: 2 MW → 500 KW
(puede ser menor, si TDLC autoriza)
- Banda +/- 10% → +/- 5%
- Peajes T y D: regulados
 - 80 / 20 peajes troncal
- Expansión Sistema Troncal
 - Plan de Desarrollo del Sistema Troncal (cada 4 años)
 - Licitaciones para expansiones (obligatorias) del Troncal
- Panel de Expertos
 - Plazos limitados, independiente.
- Otros...

Cambios a la Normativa Ley Eléctrica 2005



- Licitaciones para consumo regulado
 - Precio fijo (máx. 15a) → fin del PNudo en el LP
 - Precio Máx: 120% Px libre (138% Px Libre)
 - Precio pagado por distribuidoras no puede diferir mucho.
- Mayor flexibilidad para ajustar precios
 - Anuncios a través de distribuidora
- “Sequía de Gas” → no es fuerza mayor → paga compensaciones.

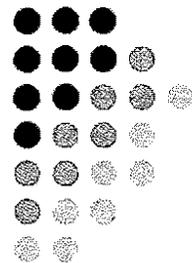


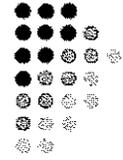
Impacto de las Modificaciones

- Financiamiento seguro red de Transmisión
- Mejores condiciones para competencia en G:
 - Regulación de peajes
 - Aumento tamaño clientes libres
 - Precio de Nudo más cercano al libre
- Mejores condiciones para inversión en G
 - Precio "asegurado" por período largo
 - Incentivo a entrar.
- "Demand side management"

Conclusiones

¿Dónde estamos y
hacia dónde vamos?

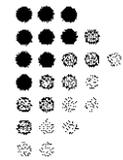




Situación Actual

- Mayor seguridad pero a mayor costo
- Preocupaciones:
 - ⊗ Normativa no reconoce la diferenciación
 - ⊗ Serán las licitaciones competitivas?
 - ⊗ Incentivo distribuidor deficiente
 - ⊗ Que pasa por el lado del generador?
 - ⊗ Figura deseable: comercializador

Hacia dónde vamos?



- Cierta inestabilidad 2007-2009
 - ⊗ Período de precios altos
- Expansión del sistema:
 - ⊗ Corto Plazo: carbón / diesel
 - ⊗ Mediano plazo: hidro / carbón / GNL
 - ⊗ (no es conveniente basar el crecimiento energético únicamente en energía hidro)
- Mayor seguridad en el LP pero a mayor costo.

Regulación internacional de emisiones atmosféricas para Termoeléctricas

Priscilla Ulloa Menares
Carmen Gloria Contreras Fierro

Junio, 2009

1

Tópicos a discutir:

1. Descripción de la normativa internacional
2. Niveles de emisión de casos emblemáticos Chilenos
 - Bocamina
 - Petropower
3. Exigencia de valores límites de emisión y PIB, según estudio realizado por consultora GAC para Gas Atacama

2

¿Por qué analizar la regulación internacional?

- Replicar enfoques de modelos regulatorios
 - Minimizar errores
 - Evolución de la normativa
- Cuánto y qué exigir considerando el modelo económico de Chile
 - Se asume que la tecnología debería ser la misma
 - En Chile el carbón es importado (~ 80%)
- Convenios Internacionales (Hg)
- Avanzar en:
 - Estadígrafo para dar cumplimiento
 - Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones

3

Descripción de la normativa internacional:

- Se identifica regulación para termoeléctricas y procesos de combustión
- La regulación ha evolucionado según contaminante prioritario
 - 1970: Material Particulado
 - 1980: Anhídrido Sulfuroso
 - 1990: Óxidos de Nitrógeno
 - 2005: Mercurio
- Distingue entre Fuentes Nuevas y Existentes
- La mayoría distingue límites de emisión entre combustibles (fósiles y biomasa), sólo dos países con enfoque neutro (EEUU y Canadá)
- Distingue por tamaño a regular (MWt)
- Tres países distinguen por zonas (México, Brasil y Japón)

4

Estados Referentes (D.S. N° 95/2001)	Regulación	Aspectos Regulatorios				
		Fuentes Reguladas			Contaminantes Regulados	Unidad
		Fuente	Tamaño	Combustible		
Argentina ⁽¹⁾	Resolución N° 108/2001SEYM	Nuevas Existentes	menor y mayor a 75 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂ , O ₂	mg/m ³ N
Brasil	Resolución N° 8/1990 CONAMA ⁽²⁾	Nuevas	menor y mayor a 70 MW (potencia nominal total)	Sólidos Líquidos Gases	MP, SO ₂	g/Gcal (térmico)
México	Regulación N° 085/1994 SEMARNAT ⁽³⁾	Nuevas Existentes (hasta el 31/12/1997)	> 30.5 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ (MP) kg/100kcal µMPV (gases)
Banco Mundial ⁽¹⁾	Thermal Power Guidelines for New Plants 1996	Nuevas (desde 1998)	< 500 MW > 500 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ N
	Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power, 2008	Nuevas (desde 2008)	> 50 MW - < 300 MW > / = 300 MW Calderas (Tabla 6C): > 50 MW y < 600 MW > / = 600 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ N
Comunidad Europea	Directiva 2001/80/CE	Nuevas Existentes	50-100 MW 100-300 MW > 300 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ N
Alemania	Ordenanza 13-BImSchV/2004	Nuevas Existentes	> 50 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂ , COV, CO, MP, D&F	mg/m ³
	Requisitos Técnicos TA Luft	Nuevas Existentes	< 50 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP (Org/inorg), NOx, SO ₂ , COV, CO	mg/m ³
España	Real Decreto N° 430/2004 Ministerio de la Presidencia	Nuevas Existentes	< 500 MW > 500 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ N
Países Bajos	Boletín de Actas, Ordenanzas y Decretos N° 167/1998	Nuevas Existentes	todas	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂	mg/m ³ N
Japón	Control de la Contaminación del Aire Ley N° 32/1996 9	Nuevas Existentes	> 50 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂ Parámetros de Chimenea Otros	g/m ³ N (MP) pMP (Nox) m ³ -N/h (SO ₂)
Suiza	Ordenanza OAPC Control de la Contaminación del Aire, 2000	Nuevas Existentes	> 0.5 MW	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SOx, COV, CO, NH ₃ Parámetros de Chimenea Sust. Inorgánicas gaseosas y en el particulado	mg/m ³ N
EEUU ⁽¹⁾	CFR Título N° 40, Parte 60, Sección Da A vapor	Nuevas (desde 28.02.2005) Regulación de Hg (30.01.2004) Existentes	> 73 MW	Enfoque Neutro	MP, NOx, SO ₂ , Hg	ng/l lb/MMBtu lb/MWh %
	CFR Título 40, Parte 60, Sección 6G Turbinas a gas	Nuevas (desde el 3.10.1977)	> 297 MW	Enfoque Neutro	NOx, SO ₂	ng/l lb/MWh output
Estado de California ⁽¹⁾	Código de Regulaciones Título N° 17, Sección 93115	Nuevas Existentes	todas	Sólidos Líquidos Gases	MP, NOx, SO ₂ , VOC, CO	lb/MMBtu lb/MWh %
Canadá ⁽¹⁾	New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation, 2003	Nuevas	> 73 MW	Enfoque Neutro	MP, NOx, SO ₂ (o 99% de reducción mínima)	kg/MWh output ng/J input
	Recomendaciones de Emisión Nacional para Turbinas de Combustión, 1993	Existentes	todas	Sólidos Líquidos Gases	CO, NOx, SO ₂	g/GJ

⁽¹⁾ Regulación para termoelectricas

⁽²⁾ Regulación de Brasil distingue zonas:

Clase I: Zonas de conservación o preservación

Clase II: Zonas reguladas por normas de calidad secundaria

Clase III: Zonas reguladas por normas de calidad primaria

⁽³⁾ Regulación de México distingue zonas en:

Zona ZMCM: Zona Metropolitana de la Ciudad de México

Zona ZC: Zonas Críticas

Zona Resto del País (RP)

Por otra parte:
"Plan de Gestión de Riesgos sobre el Hg"
objetivos 1 y 4 medidas para centrales térmicas

El año 2008, a raíz de los resultados del **"Inventario de Usos consumos y liberaciones de Hg"** (CONAMA, 2007) sostuvo reuniones con la CNE y MINSAL, donde se determinó como necesario:

- Mejorar la información sobre emisiones de Hg de las termoeléctricas (que en el inventario fueron estimadas con factores entregados por PNUMA).
- Analizar la posibilidad de incorporar al Hg en la norma de Centrales Termoeléctricas
- Analizar la exigencia de caracterizar el contenido de Hg en el carbón.

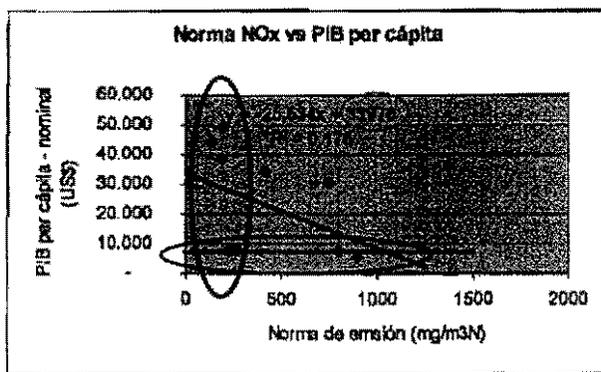
5

Comentarios al informe realizado por el sector privado, que forma parte del Expediente Público del Proceso:

"Análisis de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a nivel Internacional y Propuesta para Chile" realizado por la consultora GAC para Gas Atacama, 2006.

6

Figura III-2: Gráfico de normas de emisión para NOx vs. PIB per cápita de cada país



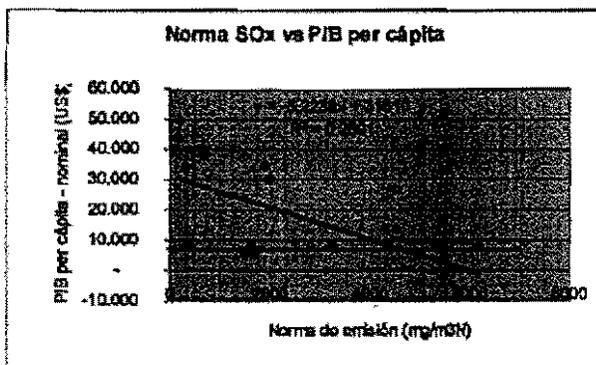
Comentario:

La relación no es robusta (R^2)

No es concluyente que exista una relación entre PIB y valor límite exigido para NOx.

Priscilla Ulloa/Carmen G. Contreras

Figura III-1: Gráfico de normas de emisión para SOx vs. PIB per cápita de cada país



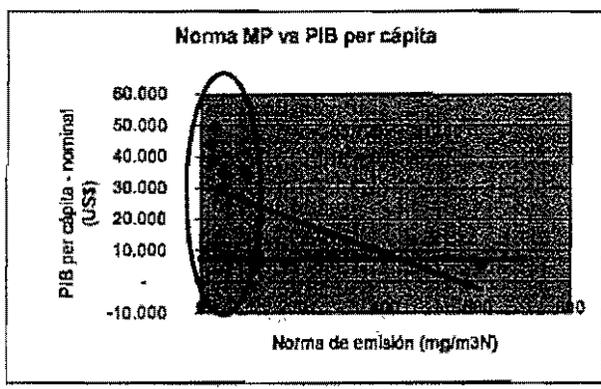
Comentario:

La relación no es robusta (R^2)

No es concluyente que exista una relación entre PIB y valor límite exigido para SOx.

Priscilla Ulloa/Carmen G. Contreras

Figura III-3: Gráfico de normas de emisión para MP vs. PIB per cápita de cada país



Comentario:

La relación no es robusta (R^2)
 No es concluyente que exista una relación entre PIB y valor límite exigido para MP.

Priscilla Ulloa/Carmen G. Contreras

Tabla III-43: Países analizados clasificados en dos grupos

Grupo I: Latinoamérica y BM					
País	SO ₂ mg/m ³ N	NOx mg/m ³ N	PM mg/m ³ N	PIB per cap PPP* (\$)	PIB per cap nominal* (\$)
Argentina	1700	900	120	14.838	5.497
Brasil	1519		607	8.964	5.507
México (ZMCM)	1640	235	68	10.604	7.926
México (ZC)	3273	235	285	10.604	7.926
México (RP)	6196	799	399	10.604	7.926
Banco Mundial	2000	750	50		
Promedio con valores más exigentes	1715	628	211	11.469	6.310
Promedio con valores menos exigentes	2854	816	294	11.469	6.310
Grupo II: Países Desarrollados					
País	SO ₂ mg/m ³ N	NOx mg/m ³ N	PM mg/m ³ N	PIB per cap PPP* (\$)	PIB per cap nominal* (\$)
Canadá	689	189	26	35.748	38.659
Estados Unidos	192	139	20	43.203	44.168
Japón (Más exigente)	327	411	50	31.838	34.590
Japón (Menos exigente)	1990		100	31.838	34.590
Suiza	413	268	54	33.794	49.485
Unión Europea	200	200	30	32.710	30.342
Promedio con valores más exigentes	364	241	36	35.459	39.449
Promedio con valores menos exigentes	681	241	46	35.459	39.449

El estudio concluye que:

Por lo tanto, se puede concluir que existe una clara relación entre el nivel de exigencia de los países y su nivel de ingresos. Esto se podría deber a que en última instancia los costos del abatimiento de los distintos contaminantes serán absorbidos por el consumidor final, por lo que en los países con mayores ingresos es más factible instalar tecnologías con menores emisiones pero de mayor costo.

Tabla VI-2: Límites de emisión propuestos para plantas nuevas en Chile

	SO ₂	NO _x	MP
Límite Propuesto (en ng/l output bruto)	1000*	375*	25

* Límites en base a promedio móvil de 30 días

Tabla VI-1: Rango de valores para los límites de emisión (en ng/l)

	SO ₂	NO _x	MP
Más exigente	192	139	20
Banco Mundial	2.000	750	50
Menos exigente	6.196	900	607
Mediana	1.579	251	61

Figura VI-1: Límites de emisión para SO₂

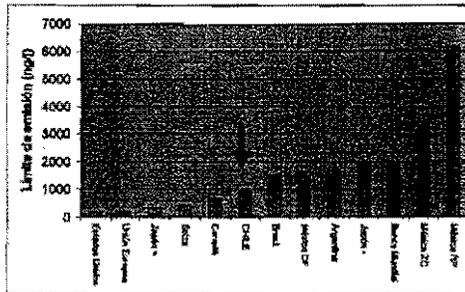


Figura VI-2: Límites de emisión para NO_x

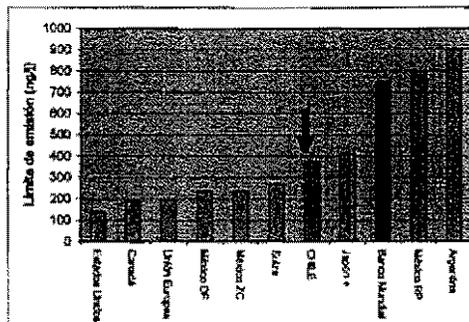
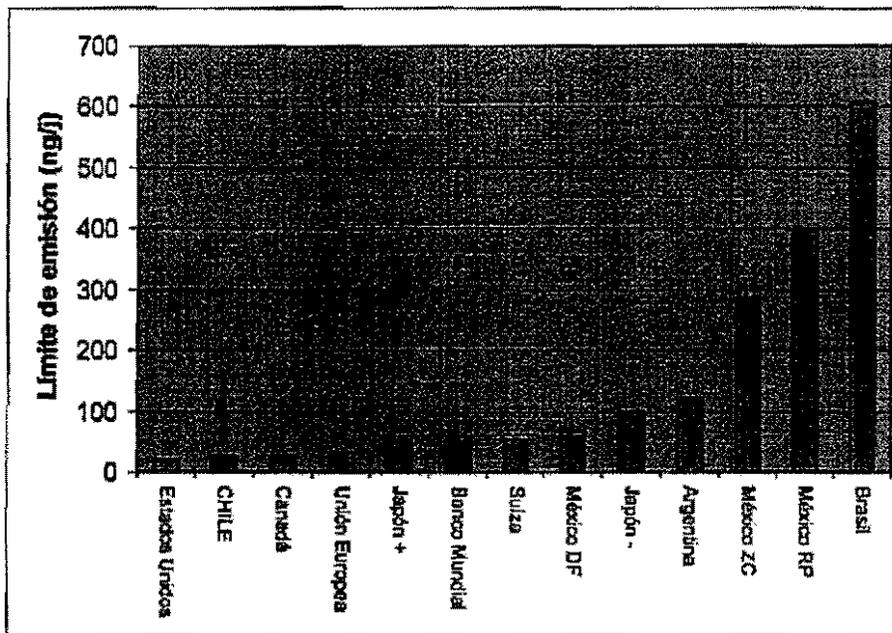


Figura VI-3: Límites de emisión para MP



Es importante decir que los valores aquí propuestos han sido demostrados de ser factibles en Chile para proyectos específicos aprobados por el SEIA. Tal como ocurre en Estados

Tabla VI-3: Emisiones de Centrales en Chile (en ng/j de output bruto) y su comparación con la norma propuesta

Contaminante	Mejillones (Edelnor)	Nueva Ventanas	Guacolda 3	Norma Propuesta	Norma cumplida por central:
SO ₂	5.814	962	1.401	1.000	Nueva Ventanas
NOx	757	411	367	375	Guacolda 3
MP	22	57	93	25	Mejillones

Qué se espera del actual estudio

- Análisis crítico del parque de generación (existente y futuro) de algunos países y su respectiva normativa internacional
- Identificar y fundamentar aspectos útiles para la futura regulación Chilena
- Análisis específico de las recomendaciones del Bco. Mundial (Equators Principles).

15



Discusión:

**Regulación de Mercurio (Hg) en
la norma de emisión para
termoeléctricas**

9 de junio de 2009

Carmen Gloria Contreras Fierro, CONAMA D.E.
Priscilla Ulloa Menares, CONAMA D.E.

1

¿regular metales?

¿por qué?

¿Cuáles, qué regular?

¿es necesario contar con una línea de base?

¿Cuánto emiten las termoeléctricas?

Si se regula ¿qué valor límite exigir?

¿Qué tipo de monitoreo exigir?

¿Cuál es la opinión del sector público?

¿Cuál es la opinión del sector a regular?

¿Qué opinión técnica tienen quienes coordinan la
formulación de esta regulación?

2

Ya vimos qué el “Plan de Gestión de Riesgos sobre el Hg” en sus objetivos 1 y 4, medidas para centrales térmicas, indica:

Se determinó como necesario:

- Mejorar la información sobre emisiones de Hg de las termoeléctricas (que en el inventario de emisiones fueron estimadas con factores entregados por PNUMA).
- Analizar la posibilidad de incorporar al Hg en la norma de Centrales Termoeléctricas
- Analizar la exigencia de caracterizar el contenido de Hg en el carbón.

3

Tópicos a presentar

1. Efectos/riesgos de exposición al Hg
2. Emisiones de Hg en centrales a carbón
3. Discusión: alternativas de regulación para Chile

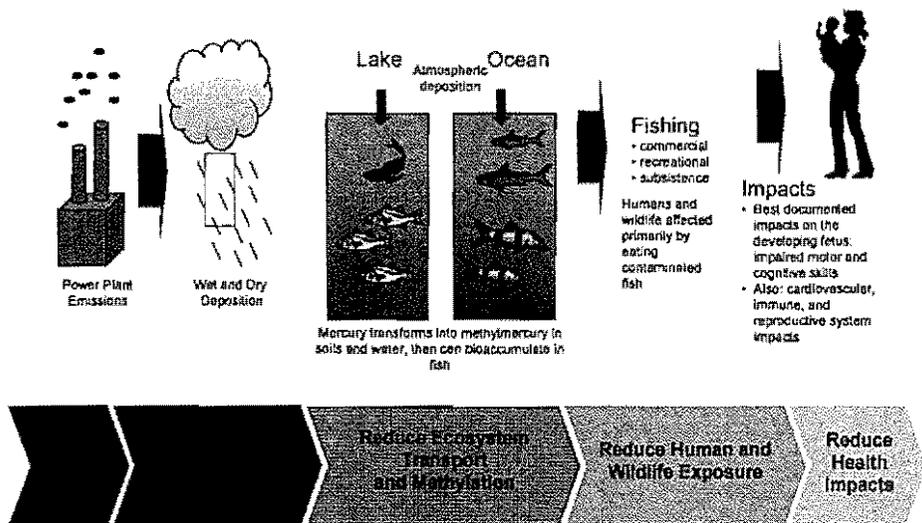
4

Efectos/riesgos de exposición al Hg

¿Cuánto cuesta no regular?
 ¿Cuánto es el riesgo/costo evitado?

5

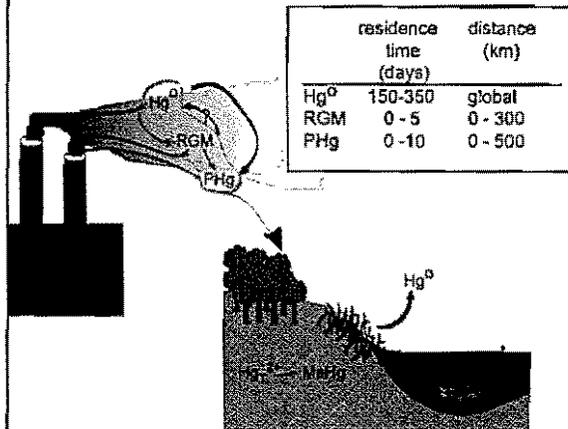
Emisiones de Hg y Exposición



Referencia: "Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal (?) Regulations".
 Preveen Amar. NESCAUM. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics, August 3-5, 2004

6

Ciclo simplificado del Hg



- El mercurio es emitido de tres formas:
 - elemental (Hg⁰)
 - iónico (también llamado reactivo o divalente RGM); y
 - partículas (PHg).
- El mercurio elemental se convierte a mercurio iónico en la atmósfera.
- El mercurio elemental puede viajar y ser depositado muy lejos de su fuente inicial.
- El mercurio iónico se deposita rápidamente (lluvia), cerca de su fuente inicial.

Referencia: "Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal (?) Regulations". Praveen Amar. NESCAUM. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics August 3-5, 2004 7

Emisiones de Hg en centrales a carbón

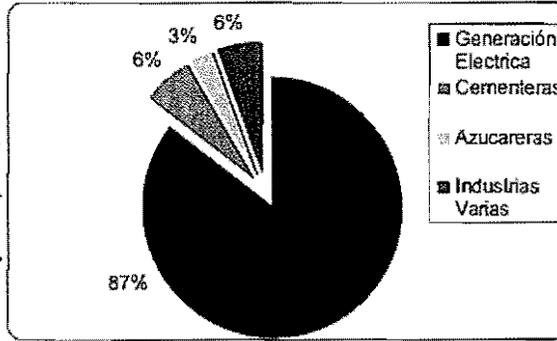
Carbón Térmico, 2006

Carbón Importado:
 Bituminoso 73%,
 Subbituminoso 27%
 Indonesia (34%), Australia (31%), Canadá (15%), Colombia (9%), etc.

Carbón Nacional:
 Bituminoso 15%, VIII
 Subbituminoso 85%, XII

92%

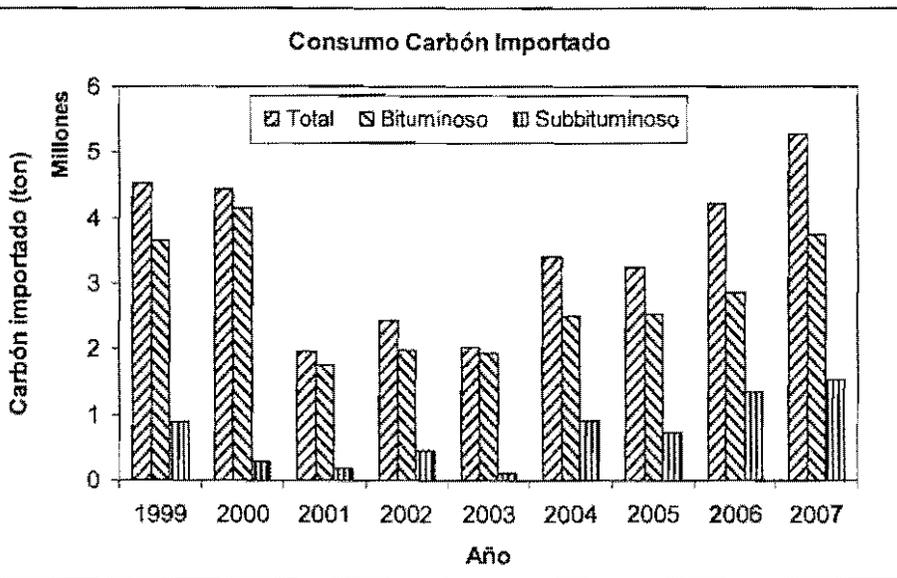
8%



Carbón térmico: se utiliza en la producción de calor, básicamente en hornos, generación de vapor, y otros sistemas térmicos.

Fuente: CNE (2006), http://www.cne.cl/cnwww/opercms/03_Energias/Otros_Niveles/hidrocarburos_1/Tipos_Energolicos/carbon/cadona_sunirgsto.html

Carbón Importado 1999 a 2007: 80% Bituminoso, 20% Sub-Bituminoso

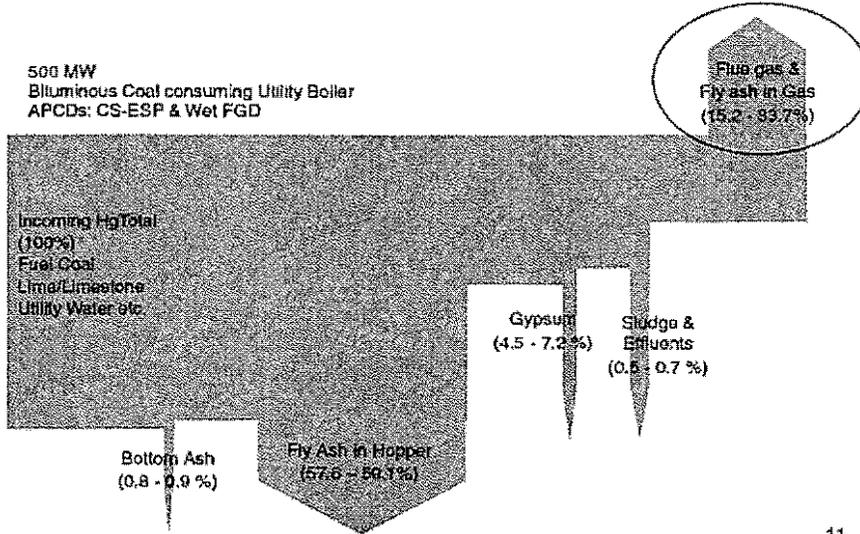


Fuente: Hidrocarburo, CNE, <http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/petroleo/hidrocarburos.html>

Balance de Mercurio en Centrales a Carbón Bituminoso

Fuente: Lee et. al (2006) Atmospheric Environment, Vol. 40, N°12, pág. 2215-2224

500 MW
Bituminous Coal consuming Utility Boiler
APCDs: CS-ESP & Wet FGD



11

ESP: electrostatic precipitator; FGD: flue-gas desulfurization

Estimación global de Hg 2007, Chile

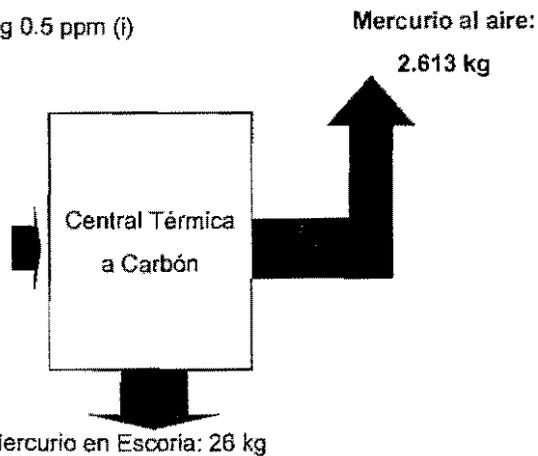
(i) 0.02-1 ppm Hg Díaz-Sommaro et al. (2005), "Using Wet-FGD systems for Mercury removal", J. Environ. Monit. 2005, 7, 906-909

Supuestos:

Concentración promedio de Hg 0.5 ppm (i)

Carbón Importado

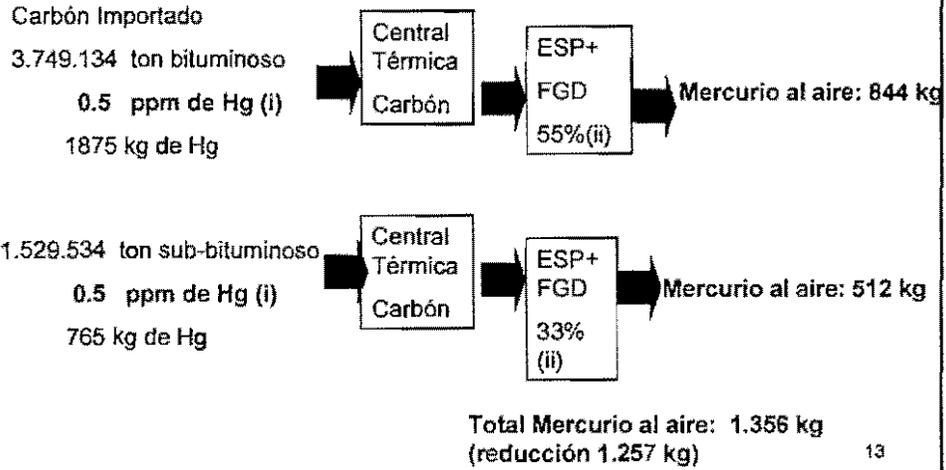
- 3.749.134 ton bituminoso
- 1.529.534 ton sub-bituminoso
- 2.639 kg de Hg (Bit+Sub)



En 20 años (al mismo ritmo de consumo) se tendrá aprox. 52 ton Hg depositado en Chile

Balance de Hg con Equipo de Abatimiento de MP

- (i) 0.02-1 ppm Hg Díez-Somoano et al. (2005), "Using Wet-FGD systems for Mercury removal", J. Environ. Monit. 2005, 7, 906-909
- (ii) Fact Sheet on Power Plant Emissions of Mercury in Virginia (July 13, 2004), <http://www.deq.state.va.us/export/sites/default/air/sab/powplfhs.pdf>



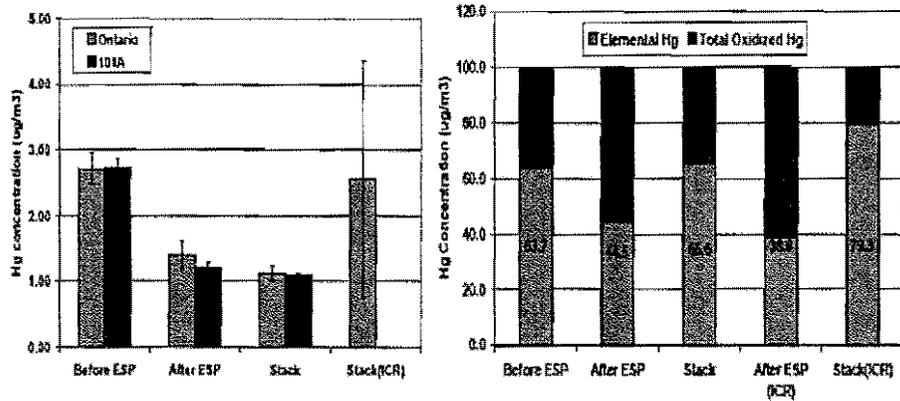
% de remoción de Hg en equipos de abatimiento de MP y gases para carbón bituminoso y sub-bituminoso

Controls	Bituminous (% removal)	Duke Energy expectations for conformance with the NC Clean Smokestacks Act (% removal from bituminous)	Subbituminous (% removal)
PM Only			
Cold side (CS)-ESP	46	25 to 35	16
Hot side (HS)-ESP	12	0 to 9	13
Fabric Filter (FF)	83		72
PM scrubber	14		0
Dry FGD			
SDA + ESP			38
SDA + FF	98		25
Wet FGD			
CS-ESP + Wet FGD	81	80 to 90 (with SCR) 55 to 65 (w/o SCR)	35
HS-ESP + Wet FGD	55		33
FF + Wet FGD	96		

ESP: electrostatic precipitator; FGD: flue-gas desulfurization; SDA: spray dryer adsorber; SCR: selective catalytic reduction of NOx.

Fuente: Fact Sheet on Power Plant Emissions of Mercury in Virginia (July 13, 2004), <http://www.deq.state.va.us/export/sites/default/air/sab/powplfhs.pdf>

Resultados estudio internacional sobre reducción de Hg en Termoeléctricas



Current Status of Mercury Regulation and Control Technology in Korea. Dr. Sihyun Lee Principal Researcher Korea Institute of Energy Research (KIER), Korea, February 2007

Source; Professor Y.C. Seo, Yonsei University [ICR (Information Collection Request) is data from USA EPA, 1999]

Alternativas de regulación:

Alternativas de regulación

1. No regular, no hacer nada
2. No regular, sólo solicitar mediciones
3. Regular a través de la reducción de MP + mediciones
=> Se justificaría un valor de MP al mínimo posible y a un costo razonable
4. Regular Hg con equipo de abatimiento para Hg + mediciones

ANALISIS:
COSTO EVITADO
EFFECTIVIDAD
BENEFICIOS
RIESGO EVITADO
PASIVO
PRECEDENTE DE REGULACION DE Hg EN NORMA DE INCINERACION

17

¿Qué se espera del estudio?

- Los impactos, riesgos y reducciones de Hg está ampliamente documentado.
- Estimar el impacto en Chile (con y sin norma)
- Conocer el costo – efectividad de reducir Hg a través de equipos de abatimiento para MP, para gases, propios para Hg.
- Conocer costos sociales, privado y beneficios.

18

001340

**Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Power Plants:
A Preliminary Cost Assessment**

Thomas Brown, William O'Dowd, Robert Reuther, and Dennis Smith
U.S. Department of Energy
Federal Energy Technology Center

ABSTRACT

Mercury emissions from coal-fired power plants are currently being evaluated by the Environmental Protection Agency (EPA) for possible regulation. Because of the possibility for such regulation, this paper discusses a preliminary assessment of mercury capture technologies and associated costs based on commercially available technology. Sorbent-based technologies that may be amenable for mercury control include: sorbent injection; sorbent injection with spray cooling; and sorbent injection with spray cooling and particulate collection. Important design criteria for each of these systems are critically assessed for operability, maintainability, and reliability. The projected impacts of the control system on power plant operations are also evaluated.

Documentos técnicos sobre emisiones y control de metales pesados en anexo a expediente.
Carmen G. Contreras F. / junio 2009

INTRODUCTION

Mercury cycles in the environment as a consequence of both natural and human activities. The annual global cycling of mercury in the earth's atmosphere amounts to about 5,000 tons.¹ It is estimated that 4000 tons are the consequence of anthropogenic activities. The United States is responsible for 3 percent of the global anthropogenic emission. Coal-fired power generation in the United States contributes approximately one-third of this amount. The base year for these emission estimates is 1994.

As a consequence of the large natural emissions of mercury to the atmosphere and the difficulty in accurately measuring anthropogenic emissions, these emissions and their subsequent influence on terrestrial deposition and uptake in the food chain is a subject of significant uncertainty. Nonetheless, the EPA has already issued regulations to control emissions from several types of processes, including municipal waste combustors and medical waste incinerators, and is considering issuing regulations for coal-fired power generators (i. e., electric utilities).² Municipal waste combustors are estimated to emit nearly 20 percent of all U. S. anthropogenic emissions; they will be required to reduce these emissions by 90 percent of 1990 emission levels by the year 2000. Medical waste incinerators emitted nearly 10 percent of all U. S. anthropogenic emissions of mercury; they will be required to reduce these emissions by 94 percent of 1990 emission levels by 2002.

In addition, the U.S. recently completed negotiations, under the United Nations Economic Commission for Europe's Convention on Long Range Transboundary Air Pollution, on a protocol for reducing heavy metals, which includes mercury.³ It is anticipated that this protocol will be finalized and signed by member countries in the summer of 1998.

Within this context, the U.S. Department of Energy's (DOE) Federal Energy Technology Center (FETC) is conducting research in its Fossil Energy Program to develop technology options for the characterization and control of air toxics, including mercury, that are emitted from fossil fuel combustion systems. The EPA has recently submitted two Reports to Congress^{1,4} on the mercury emissions from coal-fired power plants. FETC made significant contributions to these reports. In this context, the cost and performance models were incorporated into the Report to Congress with FETC's analysis of cost being preferred. In addition, the improved understanding of mercury emission and its control is a direct result of the close collaboration between DOE/FETC and other private and public sector organizations, including the Electric Power Research Institute (EPRI) and the EPA.

COAL-FIRED POWER PLANTS

Coal-fired power plants are the predominant type of power generation in the United States. U.S. electric utility sales of electricity to consumers was 3,098 billion kW-hrs in 1996.⁵ Coal-fired electricity generation accounted for 1,737 billion kW-hrs, or 56% of total generation, with a consumption of about 875 million tons of coal.

The most common characteristics of the coal-fired power plant that are thought to influence mercury emissions are the mercury content of the coal, the type of burner(s) on the plant, the boiler operating conditions, the design and operation of any particulate collection devices, and the design and operation of any flue gas treatment systems. A general depiction of a power plant configuration and the potential control system configurations used in this study is provided in Figure 1.

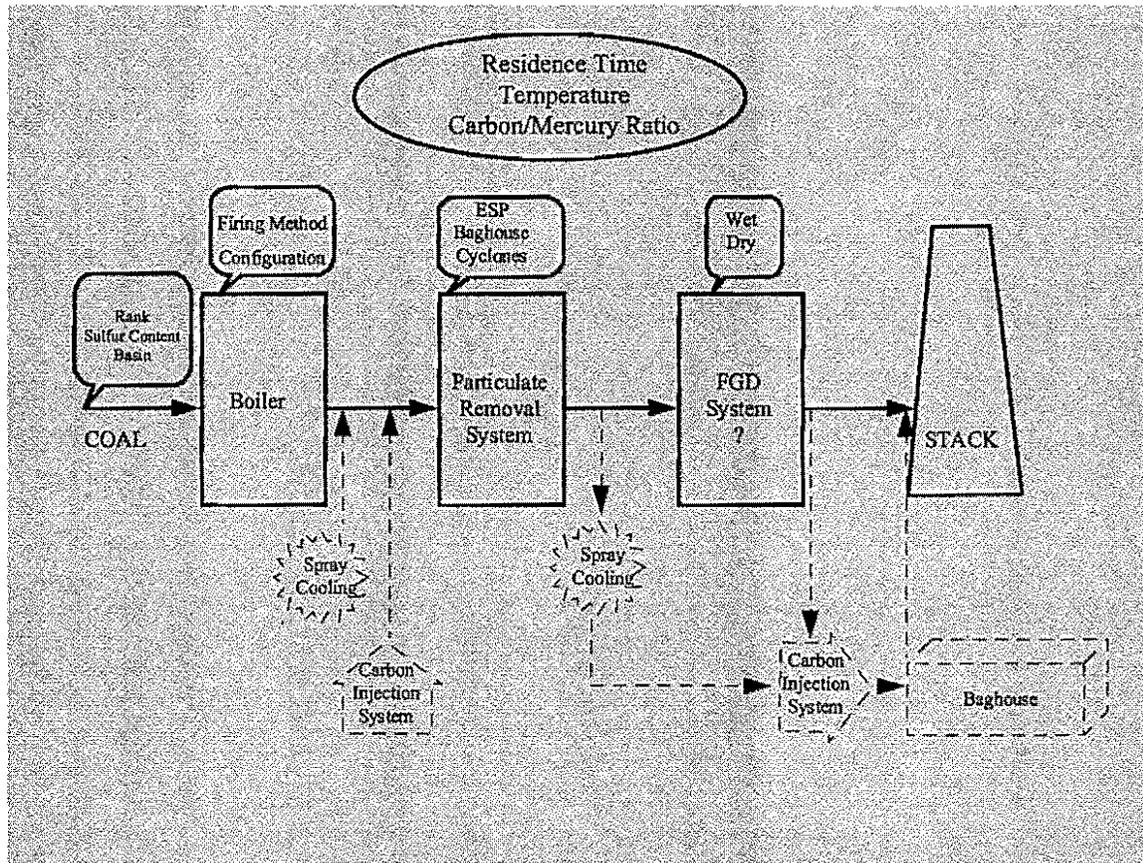


Figure 1. Power Plant and Mercury Control System Configurations.

Environmental equipment used to control pollutants emitted from coal combustion flue gas must meet local, state, and federal regulations. The trend in these regulations is to tighten requirements for new sources of pollution as well as to require retrofit of existing power generating equipment with environmental controls. The modern power plant is typically equipped with a high efficiency baghouse (fabric filter) or an electrostatic precipitators (ESP) for particulate removal, staged combustion burner configurations for low- NO_x emissions, and post-combustion flue gas treatment devices for NO_x and SO_2 control. Examples of the latter devices are selective catalytic reduction (SCR) and selective non-catalytic reduction (SNCR) technologies for NO_x control and high efficiency flue gas desulfurization (FGD) scrubbers for SO_2 control. Additionally, advanced coal-fired power generation technologies are evolving from cooperative efforts between the U.S.

Department of Energy and industry, such as those being demonstrated in the Clean Coal Technology Program. Technologies such as integrated gasification combined cycle (IGCC) and pressurized fluidized bed combustion (PFBC) are capable of producing electricity more efficiently than a conventional pulverized coal combustion power plant. These advanced power systems are also equipped with very high efficiency gas cleanup technologies.

Many of the existing coal-fired power generation facilities do not contain modern flue gas treatment systems, however. In 1996, the net dependable capacity of coal-fired power generation was about 300 billion watts (GW), of which nearly 75 GW (25%) had conventional scrubbing technology for controlling SO₂. Much of the remaining capacity meets regulatory requirements for SO₂ emissions through fuel switching, either to lower sulfur coal or by co-firing low sulfur fuels such as natural gas or biomass.

Similarly, control of NO_x emissions are primarily accomplished with low-NO_x burners (LNB), which are cheaper than SCR or SNCR, but do not reduce the emissions as much. The applications of LNB are limited at present to dry bottom boiler configurations. The burner type distribution for coal-fired power plants is provided in Table 1. This distribution is broken into coal consumption patterns, capacity distribution, and number of boilers. The largest segment of the population (80%) is comprised of tangential and opposed firing burners.

Table 1. Firing Type Distribution for Coal-Fired Power Plants (1996)*

Firing Type	Coal Consumption, million tons	Net Dependable Summer Capacity, GW	Number of Boilers
Front	82.1	33.9	254
Tangential	393.3	128.5	424
Opposed	314.5	107.5	203
Vertical	7.7	3.5	28
Cyclone	68.0	22.4	86
Other	9.0	3.1	40
Total	874.7	299.0	1035

* Compiled from FETC database

Particulates from coal-fired power plants are principally controlled with either ESPs or fabric filters. The majority of ESPs are located on the "cold-side" of a system, i. e., after the air preheater.

The distribution of all typical particulate and SO₂ flue gas cleanup devices by amount of coal burned (in all coal-fired power generation plants in the U. S. in 1996) is provided in Table 2. It can be seen that the predominant particulate cleanup device is a "cold-side" ESP, and that most of the SO₂ removal is performed by (wet) flue gas desulfurization.

Table 2. Flue Gas Cleanup Systems for Coal-Fired Power Plants (1996)*

Particulate Control	Coal Consumption, (million tons)	Net Dependable Summer Capacity (GW)	Number of Boilers
Cold-Side ESP	650.2	226.7	777
Fabric Filter	67.2	19.3	74
Particulate Scrubber	14.6	4.0	10
Other	142.8	49.0	174
Total	874.7	299.0	1035
SO ₂ Control			
FGD	240.2	69.5	159
Spray Dryer	22.6	5.2	16
Other	611.9	224.2	860
Total	874.7	299.0	1035

* Compiled from FETC database

The "other" particulate matter control systems are principally comprised of "hot-side" ESPs (where control occurs upstream of the air preheater) and mechanical devices such as cyclones and multiclones. The "other" sulfur control is mainly due to fuel switching with a minor amount of control associated with sorbent injection and regenerable SO₂ control systems.

MERCURY EMISSIONS

Flue gas cleanup systems and other operational strategies imposed at the power plant have a variable impact on the emissions of mercury. Table 3, modified from a table in the Electric Utility Report to Congress,⁴ qualitatively describes the impact these have on mercury emissions. The carbon adsorption system is the only system deliberately installed to control mercury emissions. This, and other mercury control options, to be discussed later, are expensive to implement. One reason for the expense is the large flue gas volumes that must be treated to capture a very small amount of mercury; typical mercury concentrations in uncleaned flue gas are in the low parts per

billion range. The mercury in the flue gas can be characterized as being in two forms: oxidized or elemental. The ability of systems to capture the mercury is dependent, in part, on the species of mercury in the flue gas, as evidenced by Table 3.

Table 3. Power Plant Operations Affecting Mercury Emissions*

Power Plant Configuration and Operations Strategy	Effect on Mercury Emissions	
	Primarily Oxidized Mercury	Primarily Elemental Mercury
Conventional Coal Cleaning	Decrease in emission (highly coal specific)	
Fuel Switching: Coal to Gas	Decrease in emission	
Electrostatic Precipitator	Some decrease in emission	Some decrease in emission
Fabric Filter	Some decrease in emission	Greater decrease in emission
Scrubber	Decrease in emission	No Effect
Spray Dryer/Fabric Filter	Some decrease in emission	Limited decrease in emission
Carbon Adsorption System	Decrease in emission (based on pilot-scale studies)	

*Updated by FETC

Further elaboration of the impact various unit processes in a power plant have on mercury emissions has been investigated and was described by FETC in the Electric Utility Report to Congress.

An emission modification factor (EMF) was developed by EPA that reflects the ratio of the mercury emissions after installation of a particular subsystem or unit process to the mercury emissions that would be realized if 100% of the mercury entering the subsystem or unit process left in the flue gas. EPA EMF's, shown in Table 4, are subject to a degree of uncertainty since only limited measurements of mercury are available for each unit process or subsystem.

An inventory of mercury emissions from fossil fuel power plants was prepared by the EPA in the Utility Report to Congress. The base year for this inventory was 1994. For coal-fired electric utility power plants, the total emission inventory for the U.S. was estimated to be 51.34 tons. Coal consumption at electric utility plants was 817.3 million tons.⁶ The most recent data of annual coal consumption that contain sufficient detail on coal quality is for 1996, where consumption rose to 874.7 million tons. Using the method established by EPA, a detailed estimate of annual mercury emissions can be made from available data sets that characterize the coal-fired power generation industry in 1996.

Table 4. EPA Mercury Emission Modification Factors

Emission Modification Factors for Coal-Fired Power Plants	Mercury Emission Modification Factor
Front-Fired Dry Bottom without NOx Control	0.94
Tangentially-Fired Dry Bottom with NOx Control	0.92
Tangentially-Fired Dry Bottom without NOx Control	0.81
Opposed-Fired Dry Bottom with NOx Control	0.81
Vertically-Fired Dry Bottom with NOx Control	0.78
Opposed-Fired Dry Bottom without NOx Control	0.41
Cyclone-Fired Wet Bottom without NOx Control	0.93
Cyclone-Fired Wet Bottom with NOx Control	0.54
Particulate Matter Scrubber	0.96
Flue Gas Desulfurization Scrubber	0.66
Spray Dryer Absorber / Fabric Filter	0.70
Cold-Side Electrostatic Precipitator	0.68
Fabric Filters	0.56

Coal consumption at each power plant facility is obtained from the Utility Data Institute's Power Plant Statistics.⁷ The consumption of coal at the boiler level is assigned by capacity distribution within the facility. The quality of the coal and the state of origin is used as a proxy to estimate the average state-wide mercury concentration in the coal. The impact of coal cleaning is assigned as prescribed in Appendix D of the Utility Report to Congress. Power plant characteristics, such as firing configuration, particulate control, and flue gas treatment, are identified on a boiler level basis, and the subsequent EMFs are assigned based on measurements at representative coal-fired power plants (Table 4).

From this analysis, it is possible to build an estimate of mercury emissions for 1996 using the following expression:

$$M_{coal} * \frac{C_{hg}}{10^6} * ccf * \prod EMF_i = M_{hg}$$

Where M_{coal} is the coal consumption (tons/yr), C_{hg} is the mercury content in the coal (ppmw), ccf is the coal cleaning factor, $\prod EMF_i$ is product of the applicable emission modification factors on a boiler level basis, and M_{hg} is the mercury emissions (tons/yr). The mercury content in the coal was estimated from Table D-8a of the Utility Report to Congress and a coal cleaning factor of 0.79 was assigned to coal mined in thirteen states where coal cleaning is a common practice. A

summary of the estimated annual emissions of mercury as a function of firing configuration and points within the mercury capture pathway is provided in Table 5.

Table 5. Summary of Mercury Emission Inventory from Coal-Fired Power Plants*

Mercury Emissions (1996), tons/yr					
Firing Configuration	Uncontrolled	After Coal Cleaning	After Combustion	After Particulate Control	Stack Emission
Front	10.5	8.9	8.7	6.1	5.9
Tangential	48.5	43.5	38.1	27.7	24.6
Opposed	39.7	34.3	24.1	18.1	15.7
Vertical	1.2	1.0	0.9	0.6	0.6
Cyclone	7.2	6.7	6.1	4.3	3.9
Other	1.5	1.3	1.3	0.8	0.8
Total	108.6	95.7	79.1	57.6	51.46

* Compiled by FETC using EPA EMFs and EPA methodology

It can be seen that the largest amount of mercury released to the atmosphere (from coal-fired power plants in the U. S.) is from tangentially fired boilers. This is a direct result of the amount of coal consumption for this firing configuration relative to the total coal consumption. Stack emissions are reduced by about half (53%) of the uncontrolled emissions. The greatest reduction occurs in the particulate control area of the power plant and represents 20% of the uncontrolled emission reduction. This reduction is strongly influenced by the widespread use of cold-side ESPs. Coal cleaning and scrubbers provide an additional reduction of about 17%, and the coal combustion boiler island pathway provides an additional 15% reduction over the uncontrolled emissions. At this time, the mercury inventory should be considered preliminary.

MERCURY CONTROL SYSTEMS

Three carbon injection based technologies will be considered for mercury emission control options: carbon injection alone, carbon injection with spray cooling, and carbon injection with spray cooling and a fabric filter. The control system is assumed to be retrofitted into an existing power plant with moderate congestion at the control points. The configuration of the control system is designed around two coal-fired power plant models using the EPA methodology developed in Appendix B of Volume VIII of the Mercury Study Report to Congress.

Both plants operate with a capacity factor of 65 percent. Fuel characteristics include chloride levels assumed to be sufficiently high that all the mercury in the flue gas is in the form of HgCl_2

(i. e., oxidized). The inlet mercury level in the flue gas to the control systems associated with each coal-fired model plant is assumed to be 10 $\mu\text{g}/\text{dscm}$ (4.4 gr/million dscf) at 20°C (68°F).

Model plant 1 is a 975-megawatt (MW) boiler firing low-sulfur coal with a chloride content of 0.1 percent. The plant has a flue gas volume of 4,050,000 dscm/hr and is equipped with a cold-side ESP. The temperature ahead of the ESP is 157°C (314°F), and the temperature exiting the ESP is 150°C (302°F). No mercury control across the ESP is assumed.

Model plant 2 is similar to Model plant 1, except that it has a capacity of 100 MW (Noblett et al., 1993). This plant has a flue gas volume of 411,000 dscm/hr. The gas temperature ahead of the ESP is 146°C (295°F), and the ESP outlet temperature is 137°C (280°F). Again, no mercury control across the ESP is assumed.

Mercury control of the units is accomplished by one of the following methods:

- A → Direct injection of activated carbon ahead of the existing particulate control device;
- B → Spray cooling of the flue gas after the existing particulate control device, followed by activated carbon injection and a fabric filter to collect the mercury-laden carbon;
- C → Spray cooling of the flue gas after the air preheater, followed by activated carbon injection before the existing particulate control device.

Table 6 summarizes the model utility boilers and mercury controls used in the cost analysis.

Table 6. Description of Utility Model Cases

Utility Model		1A	1B	1C	2A	2B
Boiler Size	MWe	975	975	975	100	100
Hg Concentration	$\mu\text{g}/\text{dscm}$	10	10	10	10	10
Flue Gas Temperature	°C	157	93	93	146	93
Flue Gas Temperature	°F	315	199	199	295	199
Carbon Usage*	g C/g Hg	100,000	9,398	30,000	100,000	12,572
Carbon Injection Rate	Kg C/hr	4,050	381	1,215	411	52
Flue Gas Flow	dscm/hr	4,050,00	4,050,00	4,050,000	411,000	411,000
Spray Cooling		No	Yes	Yes	No	Yes
Carbon Injection		Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Fabric Filter		No	Yes	No	No	Yes
Existing Controls		ESP	ESP	ESP	ESP	ESP

Utility Model	1A	1B	1C	2A	2B
Coal Sulfur Content	low	low	low	low	low
Hg Removal	90%	90%	90%	90%	90%
Capacity Factor	65%	65%	65%	65%	65%

^a Derived from laboratory and pilot-scale mercury sorbent tests.⁸⁻¹⁶

The utility model numbering system conforms with that in Appendix B of Volume VIII of the Mercury Study Report to Congress. Cases 1A and 2A refer to carbon injection upstream of an existing ESP. Cases 1B and 2B refer to spray cooling of the flue gas after the existing ESP, followed by activated carbon injection and a fabric filter particulate cleanup module. Model 1C refers to spray cooling after the air preheater followed by carbon injection upstream of an existing ESP. The mercury removal efficiency of each control system is designed to remove 90% of the mercury in the flue gas. It should be noted that spray cooling is an effective method for reducing the temperature of the flue gas stream, which in most cases reduces the amount of required carbon sorbent for mercury capture.

Incremental costs associated with mercury control in this setting are addressed first. The design criteria and assumptions that specify each of the three control modules are addressed next. Finally, a summary of the control system costs for each case is provided.

Incremental Costs - Capital Cost Adjustment for Retrofit

The retrofit factors for the mercury control systems are used to account for site specific criteria such as:

- access and congestion
- underground obstructions
- ductwork tie-in difficulty
- distance between control system and waste handling system

EPRI¹⁷ has developed rough guidelines for capital adjustments that consider these factors. As indicated, "...for a relative comparison of costs for crude comparisons, suggested retrofit factors are 1.25 for plants 5 years old, 1.30 for 15 year old plants and 1.4 for plants 25 years old or over." In the present cost analysis, a conservative retrofit factor of 1.3 for the model control systems is used in the development of installation costs.

Incremental Costs - Operating Penalties

It is estimated¹⁸ that 90 million tons of solid by-products are produced each year from coal combustion. The American Coal Ash Association, Inc. (ACAA) data for 1994 indicate that about 61% of the solid by-product is fly ash. Fly ash used offsite amounts to approximately 10 million tons per year, of which 7.5 million tons is used as high quality pozzolan cement in concrete applications. "The price of high quality fly ash pozzolan is beginning to rise in areas where there

are shortages and prices of \$25 to \$30 per ton are not uncommon.¹⁸ The cost for transportation is between \$0.10 and \$0.30/ton-mile.

Based upon the above observations, 18.2% of all fly ash generated will be rendered unfit for by-product sales in the activated carbon injection process (used in Models 1A and 2A). This cost is reflected in the levelized cost estimate for mercury control for Models 1A and 2A. A conservative estimate of \$3/ton for lost revenue in fly ash sales is assigned to carbon injection systems, since the carbon-to-mercury ratios are high enough to push fly ash beyond the specification for pozzolan.

Carbon Injection System

The carbon injection system design consists of a carbon storage silo equipped with pneumatic loading capabilities, a feed bin, a gravimetric feeder, a pneumatic conveyer system, and carbon injection ports. The carbon injection system is evaluated for cases 1A, 1C, and 2A. In case 1C, the carbon injection system is integrated with a spray cooler.

For the activated carbon storage silo, a Class III (detailed) level estimate was made with the use of the ICARUS Process Evaluator.¹⁹ The silo was designed for 15 days of storage and compliance with all relevant construction codes. The design considerations included elevation legs of 8 feet for access criteria, a carbon steel shell, and a pulse jet baghouse for loading the activated carbon from a pneumatic truck transfer system.

The remainder of the carbon injection system cost estimate was made based on a recent EPA report.²⁰ This report provides algorithms for carbon injection systems for hazardous waste combustors that have been validated both by quotes and by an architectural and engineering design team for the Office of Solid Waste and Emergency Response within the EPA. The level for this estimate is considered to be between a Class I (simplified) and Class II (preliminary). Only one change has been made in the use of this model: a change in the retrofit factor from 1.15 to one more suitable for the utility industry of 1.3.

Table 7 provides a capital cost breakdown for the carbon injection system applied to a 100-MW and a 975-MW power plant, including a listing of the major design criteria and assumptions. Only one carbon silo is used in the 100-MW plant. Two silos operating in parallel are used in the 975-MW plant.

Spray Cooling

Spray cooling or humidification is used to cool the flue gas from coal-fired power plants upstream of the ESP. In addition to increasing the sorbent reactivity of the activated carbon, it also can improve the ESP collection performance by reducing the flue gas volume and fly ash resistivity. Humidification prior to a fabric filter can be of concern, however, since the increase in moisture content of the flue gas can lead to blinding (e.g., condensed sulfuric acid mist) and cake release problems within the fabric filter.

Table 7. Carbon Injection System Design and Costs

Reference Power Plant Size	100 MWe	975 MWe
bulk carbon density, lb/ft ³	24	24
carbon injection rate, lb/hr	906	8929
silo volume (15 day storage), ft ³	13,600	134,000
Mass of carbon, lb	326,000	3,210,000
Equipment Item Costs	thousand \$	
carbon silo	143	1,722
feed bin	6	24
gravimetric feeder	10	12
pneumatic conveyor	35	96
carbon injection ports	25	36
Total Equipment (1989 basis)	218	1,891
Equipment w/instrument, tax & freight	257	2,231
Escalated Total Equipment (Jan 1, 1996)	291	2,526
Purchased Equipment w/retrofit	379	3,283
Total Capital Cost (Jan 1, 1996)	708	6,139

The spray cooling system consists of a water supply tank, pump, compressor, water level control system, in-duct temperature sensor array, and a spray bar with an array of nozzles. The spray cooling chamber is normally designed for a gas residence time on the order of 0.5 seconds, but in the present study the existing ductwork is considered to be able to substitute for the spray cooling chamber and provide for sufficient residence time. Water is injected into the flue gas through a spray distribution header equipped with aerated nozzles. Aeration is provided with compressed air. The water feed tank is a conventional vessel with no mixers.

The water injection rate is estimated by the following expression derived from an energy balance:

$$w_i = \frac{(T_i - T_o) * (G_i - M_i) * c_{pg}}{\lambda_{vap}}$$

W_i is the water injection rate requirement. T_i and T_o refer to the inlet and outlet flue gas temperatures, respectively. The mass flow rate of flue gas into the spray cooler (dry basis) is the quantity $(G_i - M_i)$. The specific heat capacity of the flue gas is expressed by C_{pg} , and the heat of vaporization for the water is expressed as λ_{vap} .

The capital cost estimate for both the spray cooler and fabric filter provided in the Mercury Study Report to Congress are reasonable and are used in the preliminary assessment. Some areas that require further definition include: the widespread availability of sufficient duct length between the

spray injection point and particulate control device (of concern in case 1C); the ability to control flue gas temperatures sufficiently above the adiabatic saturation temperature so that corrosion problems are avoided; the ability to avoid blinding of the fabric filters (of concern in cases 1B and 2B); and a sufficient straight length of ductwork to avoid wall wetting and ash deposition downstream of the spray injectors.

Fabric Filter

The fabric filter control system for the present study consists of a reverse-gas fabric filter or baghouse (one of EPA's model assumptions), a carbon injection system, and a spray cooler (for cases 1B and 2B) located after the ESP. The baghouse consists of isolated compartments containing rows of fabric filter bags. Particle-laden flue gas passes along the surface of the bags before exiting radially through the fabric filter. The filter is operated cyclically — alternating between relatively long periods of filtering and short periods of cleaning. During cleaning, dust that has accumulated on the bags is removed from the fabric surface and deposited in a hopper for subsequent disposal.

Most of the energy needs for operating the fabric filter are associated with fan requirements to overcome the pressure drop across the bags and associated hardware and ducting. The most important design parameter is the air-to-cloth ratio. The largest capital cost associated with cases 1B and 2B is for a reverse air fabric filter. As such, the capital costs for the fabric filter estimated in the Mercury Study Report to Congress was checked for reasonableness. Other capital components associated with Cases 1B and 2B were accepted as reasonable estimates.

A crucial concern for design considerations of the fabric filter control system used in this study is the build-up rate of a dust cake for the filtering of particulate-laden activated carbon that allows for mercury removal. If this rate process is too slow, then a significant amount of mercury will not be exposed to the activated carbon at the fabric filter interface, thereby lowering the utilization rate of carbon. Even more importantly, the filtration efficiency of the fabric filter would be jeopardized if the flow rate of particulates were insufficient to establish a filter cake over normal cleaning cycles of the baghouse.

A key design criteria established for the fabric filter system was a minimum cake thickness for activated carbon of 1/128-inches, representing a string length of thirteen 15-micron particles, (1/16-1/32 of an inch is considered normal for a dust cake thickness for a reverse air baghouse). The reverse air cleaning cycle is assumed to occur over a one-hour time period for each compartment in the baghouse. Furthermore, the ESP upstream of the baghouse is assumed to operate at New Source Performance Standards (NSPS) for particulates. Taking all of these factors into consideration, the requirement for activated carbon exceeds the flow of flyash by about a factor of three. The following expression for activated carbon injection rate is used in the development of a preliminary cost estimate:

$$w_{ac} = \frac{A_{cloth} * T_{cake} * \rho_{cake}}{t_{cycle}}$$

Where w_{ac} is the mass flow rate of activated carbon, A_{cloth} is the net cloth area of a baghouse compartment, and T_{cake} and ρ_{cake} are the thickness and the density (prior to cleaning) of the filter cake, respectively, and t_{cycle} is the filtering cycle time period. The flow rates of activated carbon are substantially higher than theoretical requirements proposed by the EPA in their Mercury Study Report to Congress. Potential reductions in the activated carbon requirements could be realized if the configuration of the fabric filter control system were changed. For example, recycle of the flyash and activated carbon collected in the baghouse dust hoppers might relax the constraint on the carbon injection needed to achieve a reasonable cake thickness.

The OAQPS Control Cost Manual²¹ and OAQPS-AIRS software were used to estimate the reasonableness of capital and operating costs provided in EPA's Mercury Study Report to Congress. The results of this analysis for the fabric filter capital cost were compared to EPA's cost estimate. The costs are similar for the 100-MW model and are slightly higher for the 975-MW model. Therefore, for the preliminary assessment of cases 1B and 2B, the capital costs were taken as those provided in EPA's cost estimate after including the retrofit factor adjustment for installation.

The following should be considered in a more detailed cost analysis:

- Accounting for auxiliaries such as induced draft (ID) fan and waste conveying system.
- The use of a high air-to-cloth ratio pulse-jet filter (i.e. EPRI's COHPAC and/or UNDEERC's Hybrid Particle Collector) versus a reverse-gas baghouse downstream of the ESP.
- Incorporating manufacturers recommendations for cake thickness and cleaning cycle for dilute particulate streams.
- Examining the impact of recycle on fabric filter performance.

Summary of Case Studies

Table 8 summarizes the costs for each case. Of the five cases developed in this preliminary assessment, Cases 1A and 2A represent the least complex control configuration. Capital costs are minimized at the expense of higher operating and maintenance costs. The dominant operating cost is for the activated carbon. The next level of complexity is adding spray cooling to activated carbon injection, Case 1C. Here, operating costs are reduced significantly and provide a more cost effective control system than for carbon injection alone. However, uncertainty in the potential adverse impact of spray cooling on downstream equipment and the ability to maintain a close tolerance on the cooling temperature raise concerns on the ability to achieve cost effective mercury reductions.

The final set of technology control options include a fabric filter with spray cooling and carbon injection. This option provided the greatest activated carbon utilization rate at the expense of additional capital outlays (Cases 1B and 2B). Although this provides similar cost effective removal as with case 1C, the reliability of this control option is thought to have similar uncertainties with additional concerns associated with the fabric filter operations such as the potential for filter blinding.

Table 8. Summary of Cost Estimation for Mercury Control

Utility Model	1A	1B	1C	2A	2B
Capital Cost	thousand \$				
Purchased Equipment	3,283	16,082	3,529	379	2,182
Installation	984	10,379	1,141	114	1,410
Installed Eq. w/retrofit	4,268	34,399	6,071	492	4,669
Indirect	1,871	7,220	1,685	216	965
Total Capital Cost*	6,139	41,620	7,756	708	5,634
Total Capital Cost, \$/kW	6.3	42.7	8.0	7.1	56.3
Operating & Maintenance	thousand \$/yr				
Operating Labor	104	207	52	39	95
Supervision Labor	16	31	8	6	14
Operating Materials	0	522	220	0	80
Maintenance Labor & Material	114	238	67	38	133
Carbon	27,903	2,622	8,371	2,832	356
Power	14	2,047	959	1	200
Activated Carbon Disposal	761	96	228	77	12
Disposal of Fly Ash	1,012	0	1,012	104	0
Lost Fly Ash Revenue (@ \$3/ton)	101	0	101	10	0
Overhead	140	286	76	50	145
Taxes, Insurance, Admin	246	1,665	310	28	225
Total O&M Cost	30,411	7,714	11,404	3,185	1,260
Annual Cost & Performance					
Capital Recovery, thousand \$/yr	580	3,928	732	67	532
Total Levelized Cost, \$/yr*	30,990	11,642	12,135	3,251	1,793
Total Levelized Cost, mills/kWh*	5.58	2.10	2.19	5.71	3.15
Mercury Reduction, lb/yr	458	458	458	46	46
Cost Effectiveness, \$/lb Hg*	67,730	25,445	26,522	70,018	38,614

* As reported in EPA Mercury Report to Congress

DOE's position on mercury control system costs is exemplified with the following comparative of DOE and EPA model boiler cost and performance estimates wherein DOE's cost analysis became the basis for the system wide estimate of control costs ultimately used in EPA Mercury Study Report to Congress - Table 9.

Table 9. Comparison of DOE and EPA Cost Analysis

Characteristic	Model 1a		Model 1b		Model 1c		Model 2a		Model 2b	
	EPA	DOE	EPA	DOE	EPA	DOE	EPA	DOE	EPA	DOE
Carbon Usage (g carbon/ g Hg)	34,200	100,000	460	9,400	460	30,000	17,200	100,000	460	12,600
Capital Cost (10 ⁶ \$)	1.26	6.14	33.7	41.6	5.52	7.76	0.167	0.708	4.56	5.63
Annual Cost (10 ⁶ \$/yr)	10.1	31.0	7.94	11.6	2.26	12.1	0.66	3.25	1.29	1.79
Cost effectiveness (mills/kWh)	1.82	5.58	1.43	2.10	0.40	2.19	1.16	5.71	2.09	3.15
Cost Effectiveness (\$/lb Hg)	22,100	67,700	17,400	25,400	4,940	26,500	14,200	70,000	27,700	38,600

CONCLUSIONS and NEXT STEPS

A preliminary evaluation of costs for mercury control options at coal-fired power plants has been conducted. This evaluation provides insights into the cost trade-offs associated with controlling the temperature at reduced sorbent utilization versus reduced capital control strategies at higher sorbent injection rates.

A simplified estimate of system-wide control costs can be obtained from the cost effectiveness and mercury inventory. Using carbon injection control as an example, the annual cost for mercury control is about \$6 billion to reduce mercury emissions by about 46 tons (90 percent of the estimated 51.5 tons currently emitted). The following expression provides a more universal depiction of the factors that impact annual costs.

$$\text{Annual Cost (Billion $/yr)} = \frac{\text{Cost Effectiveness (\$/lb)} * \text{Annual Mercury Captured (lb/yr)}}{10^9 \$/\text{Billion \$}}$$

The cost effectiveness of mercury control options is strongly related to the following key parameters: activated carbon usage and unit cost; fabric filter installation and parasitic power costs; and contaminated flyash disposal costs.

The annual mercury emissions inventory for coal-fired power plants contains uncertainty associated with the variable mercury content of coal received at electric utilities as well as the

mercury captured by conventional equipment in flue gas treatment systems (characterized by emission modification factors).

The U.S. EPA and DOE continue to strive for reducing the uncertainty of the mercury emissions and control options. A few examples of current efforts to improve understanding of mercury emissions are:

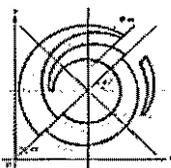
- More detailed evaluation of mercury control technology's cost and performance
- Proposed mercury measurements at coal-fired power plants
- Large-scale fate of mercury studies in Great Lakes region
- Research and development for improved sorbent

The preliminary findings in the present study indicate that mercury control measures, if mandated by the regulatory process, will have a significant impact on coal-fired power plant economics. To place this in perspective, an annual \$6 billion incremental cost for mercury control is about 25% of the annual cost to deliver coal to electric utilities. Prudent evaluation of control measures now will provide significant dividends for the electric utility industry and its customers in the future.

REFERENCES

1. *Mercury Study Report to Congress*, Office of Air Quality Planning and Standards and Office of Research and Development, U. S. Environmental Protection Agency, Report No. EPA-452/R-97-003, December 1997.
2. White Paper, available on the World Wide Web at <http://www.epa.gov/merwhite.html>.
3. EPA AIRLinks, available on the World Wide Web at <http://www.epa.gov/airlinks>.
4. *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units -- Final Report to Congress*, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Environmental Protection Agency, Report No. EPA-453/R-98-004a, February 1998.
5. *Electric Power Annual 1996*, Volume II, Energy Information Administration, U. S. Department of Energy, Report No. DOE/EIA-0348(96)/2, February 1998.
6. *Electric Power Monthly*, Energy Information Administration, U. S. Department of Energy, Report No. DOE/EIA 0226 (98/05), May 1998.
7. Utility Data Institute's *Power Plant Statistics* (October, 1997).
8. Chen, S., M. Rostam-Abadi, and R. Chang (1996). "Mercury Removal from Combustion Flue Gas by Activated Carbon Injection: Mass transfer Effects," in Proc. Am. Chem. Soc., New Orleans, LA, March 23-28.
9. Flora, J.R.V., Vidic, R.D., Liu, W., and Thurnau, R. C., "Modeling Powered Activated Carbon Injection for the Uptake of Elemental Mercury Vapors," Submitted for publication in the J. A&WMA, August, 1997.

10. Haythornthwaite, S., et al, "*Demonstration of Dry Carbon-Based Sorbent Injection for Mercury Control in Utility ESPs and Baghouses,*" Presented at the EPRI-DOE-EPA Combined Utility Air Pollutant Control Symposium, Washington D.C., August 1997.
11. PSCO/ADA Technologies, Inc., "*Investigation and Demonstration of Dry Carbon-Based Injection for Mercury control,*" Final Report under Phase I DOE/FETC MegaPrda Program, period of performance - Sept. 1995 to July 1997.
12. PSI, et al., "*Toxic Substances from Coal Combustion--A Comprehensive Assessment,*" Final Report under Phase I DOE/FETC MegaPrda Program, period of performance - Sept. 1995 to July 1997.
13. Rostam-Abadi, M., et al, "*Novel Vapor Phase Mercury Sorbents,*" Presented at the EPRI-DOE-EPA Combined Utility Air Pollutant Control Symposium, Washington D.C., August 1997.
14. Senior, C.L., et al, "*A Fundamental Study of Mercury Partitioning in Coal-Fired Power Plant Flue Gas,*" Paper 97-WA72B.08, presented at the 90th Annual Meeting & Exhibition of the Air & Waste Management association, Toronto Canada (June 8-13, 1997).
15. Vidic, R.D., and McLaughlin, J.D., "*Uptake of of Elemental Mercury by Activated Carbons,*" Journal of A&WMA, Volume 46, March, 1996.
16. Waugh, E. G., et al, "*Mercury control in Utility ESPs and Baghouses through Dry Carbon-Based Sorbent Injection Pilot-Scale Demonstration,*" Presented at the EPRI-DOE-EPA Combined Utility Air Pollutant Control Symposium, Washington D.C., August 1997.
17. *SO₂ and No_x Retrofit Control Technologies Handbook*, Electric Power Research Institute, Report No. EPRI CS-4277-SR:p. 5-36, October 1995.
18. Robl, T. L. and C.J. McCormick, *We are Running Out of Fly Ash: The Nature of Regional Supply Problems*, in Proceedings of the Third Annual Conference on Unburned Carbon on Utility Fly Ash, May 13-14, 1997, Pittsburgh, PA.
19. ICARUS Process Evaluator, ICARUS Corporation, One Central Plaza, 11300 Rockville Pike, Rockville, Maryland 20852.
20. Draft Technical Support Document for HWC MACT Standards -- Volume V: *Main Report, Engineering Costs*, Appendix E, February 1996.
21. *OAQPS Control Cost Manual*, Fifth Edition, Chapter 5, EPA 453/B-96-001, February 1996.



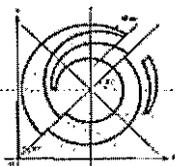
LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
Sri Lanka Puttalam Power Plant	Coal-fired Power Plant Puttalam Unit #1 Sri Lanka	1 126 000	300	2010
Huaneng Weihai Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Weihai 3, Unit #6 Shandong Province, China	2 200 000	660	2009
Huaneng Weihai Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Weihai 3, Unit #5 Shandong Province, China	2 200 000	660	2009
Saudi Electricity Company	Oil-fired Power Plant Shoaiba stage 3, Unit #14 Jeddah, Saudi Arabia	1 100 000	400	2011
Saudi Electricity Company	Oil-fired Power Plant Shoaiba stage 3, Unit #13 Jeddah, Saudi Arabia	1 100 000	400	2012
Saudi Electricity Company	Oil-fired Power Plant Shoaiba stage 3, Unit #12 Jeddah, Saudi Arabia	1 100 000	400	2012
AES Gener	Coal-fired Power Plant Ventanas Unit # 2 Quintero, V region Chile	854 000	220	2010

000000

Visita Alstom/Desulfurización con Agua de Mar.
Carmen G. Contreras F. / Priscilla Ulloa / Junio 2009

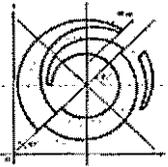


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
Shougang Jingtang Iron and Steel United Co.	Coal-fired Power Plant Shougang Unit #2 Hebei Province, China	1 191 500	300	2009
Shougang Jingtang Iron and Steel United Co.	Coal-fired Power Plant Shougang Unit #1 Hebei Province, China	1 191 500	300	2009
Zhoushan Langxi Electric Power Ltd.	Coal-fired Power Plant Zhoushan Unit #1 Zhejiang Province, China	1 100 000	255	2008
Huaneng Dalian Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Dalian 1, Unit #2 Liaoning Province, China	1 330 000	350	2009
Huaneng Dalian Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Dalian 1, Unit #1 Liaoning Province, China	1 330 000	350	2009
Huaneng Dalian Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Dalian 2, Unit #4 Liaoning Province, China	1 400 000	350	2008
Huaneng Dalian Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Dalian 2, Unit #3 Liaoning Province, China	1 400 000	350	2008

09/2009

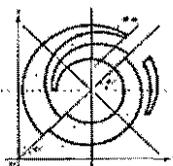


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
Huaneng Weihai Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Weihai, Unit #4 Shangdong Province, China	1 250 000	300	2008
Huaneng Weihai Power Co., Ltd.	Coal-fired Power Plant Weihai, Unit #3 Shangdong Province, China	1 250 000	300	2008
Emirates Aluminium Limited EMAL United Arab Emirates	Aluminium Smelter Potgas Unit 1	1 940 000	647	2009
Emirates Aluminium Limited EMAL United Arab Emirates	Aluminium Smelter Potgas Unit 2	1 940 000	647	2009
Emirates Aluminium Limited EMAL United Arab Emirates	Aluminium Smelter Potgas Unit 3	1 940 000	647	2009
Emirates Aluminium Limited EMAL United Arab Emirates	Aluminium Smelter Potgas Unit 4	1 940 000	647	2009
Shandong Rizhao Power Co., Ltd	Coal Fired Power Plant Rizhao Power Station #4, Shangdong Province, China	2 438 560	660	2009

09870

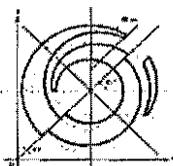


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
Shandong Rizhao Power Co., Ltd	Coal Fired Power Plant Rizhao Power Station #3, Shandong Province, China	2 438 560	660	2009
Scottish Power plc Scotland, UK	Coal Fired Power Plant Longannet #3 Kincardine, Fife, Scotland	2 345 900	600	2009
Scottish Power plc Scotland, UK	Coal Fired Power Plant Longannet #2 Kincardine, Fife, Scotland	2 345 900	600	2008
Scottish Power plc Scotland, UK	Coal Fired Power Plant Longannet #1 Kincardine, Fife, Scotland	2 345 900	600	2008
RWE npower plc Wales, UK	Coal Fired Power Plant Aberthaw #9 South Wales, UK	2 115 000	485	2008
RWE npower plc Wales, UK	Coal Fired Power Plant Aberthaw #8 South Wales, UK	2 115 000	485	2009
RWE npower plc Wales, UK	Coal Fired Power Plant Aberthaw #7 South Wales, UK	2 115 000	485	2008

001061

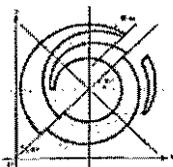


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
KUBIKENBORG ALUMINUM AB SWEDEN	ALUMINIUM SMELTER POT GAS "TOWER 31"	1 340 000	447	2008
Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd (IHI) JAPAN	Coal Fired Power Plant JIMAH # 2 MALAYSIA	2 650 000	700	2008
Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd (IHI) JAPAN	Coal Fired Power Plant JIMAH # 1 MALAYSIA	2 650 000	700	2008
HYDRO ALUMINIUM AS SUNNDAL 4 NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS UNIT 4B	420 000	140	2008
Huaneng Haimen Power Co., Ltd.	Coal Fired Power Plant Haimen Power Station #2, Guangdong Province, China	3 426 240	1000	2009
Huaneng Haimen Power Co., Ltd.	Coal Fired Power Plant Haimen Power Station #1, Guangdong Province, China	3 426 240	1000	2009
AES Kilroot	Coal and Oil Fired Power Plant Kilroot #2 Carrickfergus, Northern Ireland	848 000	220	2008

01662

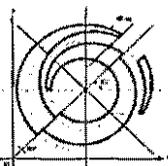


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
ELKEM ALUMINIUM ANS MOSJØEN NORWAY	ALUMINIUM SMELTER ANODE BAKE	250 000	83	2007
ELKEM ALUMINIUM ANS MOSJØEN NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS TOWER 31	700 000	233	2007
ISHIKAWAJIMA-HARIMA HEAVY INDUSTRIES CO., LTD (IHI) JAPAN	COAL FIRED POWER PLANT TANJUNG BIN # 2 MALAYSIA	2 650 000	700	2006
ISHIKAWAJIMA-HARIMA HEAVY INDUSTRIES CO., LTD (IHI) JAPAN	COAL FIRED POWER PLANT TANJUNG BIN # 1 MALAYSIA	2 650 000	700	2006
Guodian Technology & Environmental Group Co., Ltd. China	COAL FIRED POWER PLANT SHANDONG HUANGDAO # 6	2 235 000	660	2006
Guodian Technology & Environmental Group Co., Ltd. China	COAL FIRED POWER PLANT SHANDONG HUANGDAO # 5	2 235 000	660	2006
Fluor Daniel B.V The Netherlands	Saudi Aramco Mobil Refinery Off gas from FCCU and SRU Yanbu, Saudi Arabia	436 000	180	2006
QINGDAO POWER STATION CHINA	COAL FIRED POWER PLANT QINGDAO # 2	1 133 000	300	2005

ALSTOM

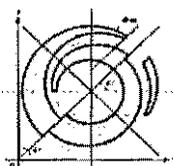


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
QINGDAO POWER STATION CHINA	COAL FIRED POWER PLANT QINGDAO # 1	1 133 000	300	2005
JGC CORPORATION JAPAN	SOHAR REFINERY, OMAN FLUIDIZED CATALYTIC CRACKER UNIT (FCCU)	815 000	270	2005
ELECTRICITY AUTHORITY OF CYPRUS CYPRUS	OIL FIRED POWER PLANT VASILIKOS # 3	384 000	130	2005
SHENZHEN WEST POWER COMPANY CHINA	COAL FIRED POWER PLANT SHENZHEN WEST P.P # 6	1 200 000	300	2004
SHENZHEN WEST POWER COMPANY CHINA	COAL FIRED POWER PLANT SHENZHEN WEST P.P # 5	1 200 000	300	2004
HYDRO ALUMINIUM AS SUNNDAL 4 NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS UNIT 4	1 255 800	419	2004
HYDRO ALUMINIUM AS SUNNDAL 4 NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS UNIT 3	677 300	226	2004
TNB Janamanjung Sdn Bhd MANJUNG MALAYSIA	COAL FIRED POWER PLANT UNIT 3	2 611 000	700	2003

01
02
03
04
05
06
07

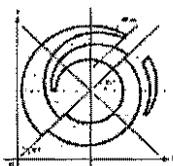


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
TNB Janamanjung Sdn Bhd MANJUNG MALAYSIA	COAL FIRED POWER PLANT UNIT 2	2 611 000	700	2003
HYDRO ALUMINIUM AS SUNNDAL 4 NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS UNIT 2	677 300	226	2003
TNB Janamanjung Sdn Bhd MANJUNG MALAYSIA	COAL FIRED POWER PLANT UNIT1	2 611 000	700	2002
SØR NORGE ALUMINIUM HUSNES NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS	480 000	160	2002
HYDRO ALUMINIUM AS SUNNDAL 4 NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS UNIT 1	636 100	212	2002
ELKEM ALUMINIUM ANS MOSJØEN NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POTGAS	313 000	104	2002
STATOIL ÅSGAARD B, NORTH SEA NORWAY	H2S INCINERATOR OFF-GAS OIL PROD. PLATFORM	6 400	2	2000

001365

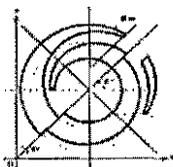


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
MITSUI & CO., LTD PAITON EAST JAVA INDONESIA	COAL FIRED POWER PLANT PAITON UNIT 8	2 641 000	670	1999
SHENZHEN WEST POWER COMPANY CHINA	COAL FIRED POWER PLANT SHENZHEN WEST P.P #4	1 100 000	300	1998
MITSUI & CO., LTD PAITON EAST JAVA INDONESIA	COAL FIRED POWER PLANT PAITON UNIT 7	2 641 000	670	1998
NORSK HYDRO KARMØY V NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS	418 000	139	1997
UNELCO TENERIFE SPAIN	OIL FIRED POWER PLANT	530 000	160	1995
UNELCO GRAN CANARIA SPAIN	OIL FIRED POWER PLANT	530 000	160	1995
TATA ELECTRIC COMPANIES MUMBAI INDIA	COAL FIRED POWER PLANT 2ND STREAM OF FGD TROMBAY UNIT 5	445 000	125	1995

001367

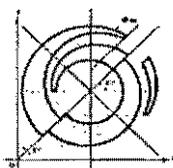


LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
NORSK HYDRO KARMØY III NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS	655 000	218	1982
ASV HØYANGER NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS	610 000	203	1981
GUAM POWER AUTHORITY GUAM USA	PILOT PLANT OIL FIRED UTILITY BOILER			1981
RAFINOR MONGSTAD NORWAY	CLAUS INCINERATOR	6 000	2	1979
ASV ÅRDALSTANGEN NORWAY	ANODE BAKE FURNACES	21 000	7	1977
NORSK HYDRO PORSGRUNN NORWAY	MIX. OF CLAUS GAS, FURNACE GAS AND PROCESS AIR	50 000	17	1977
NORSK HYDRO PORSGRUNN NORWAY	INDUSTRIAL OIL FIRED BOILER, BOILER NO. 7	60 000	20	1977
NORSK HYDRO PORSGRUNN NORWAY	INDUSTRIAL OIL FIRED BOILER, BOILER NO. 6	60 000	20	1977

0910



LIST OF INSTALLATIONS - ALSTOM Seawater FGD

ALSTOM

CUSTOMER	APPLICATION	TOTAL GAS FLOW Nm ³ /h	EQUIVALENT SIZE MWe	START UP YEAR
NORSK HYDRO PORSGRUNN NORWAY	INDUSTRIAL OIL FIRED BOILER, BOILER NO. 5	35 000	10	1975
NORSK HYDRO PORSGRUNN NORWAY	PILOT PLANT INDUSTRIAL OIL FIRED BOILER, BOILER NO. 5	10 000	4	1972
ÅSV SUNNDALSØRA NORWAY	ALUMINIUM SMELTER POT GAS	810 000	270	1968
TOTAL gas flow, equivalent MW, and number of units :		114 820 880	32 182	91
PDVSA LAGOVEN AMUAY	OIL REFINERY	345 000	115	

02570