

PARTE II: PLAN DE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.

1. DESCRIPCIÓN DE TIPOS DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS QUE OPERAN EN EL PAÍS.

El sistema eléctrico chileno está formado por cuatro subsistemas separados: Sistema Eléctrico del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico Central (SIC), Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes. Los dos primeros de gran capacidad y los últimos son pequeños. Alrededor del 50% de la capacidad instalada total es termoeléctrica y el resto hidroeléctrica.

Las principales tecnologías y combustibles utilizados en plantas termoeléctricas, son las siguientes:

1.1. Centrales con Turbinas a Vapor.

El proceso de generación de electricidad de estas centrales comprende cuatro etapas : sistema de generación de vapor (caldera), turbina de vapor, condensador y generador.

El calor del sistema es proporcionado por la combustión de carbón, petróleo o leña. El combustible es alimentado mecánicamente al quemador de la caldera de tipo acuatubular que genera vapor sobrecalentado de alta presión.

El vapor al expandirse en la turbina fluye a alta velocidad desde la caldera al condensador. Este flujo mueve las aspas de la turbina, transformando la energía térmica en energía mecánica. La turbina al girar mueve el generador que produce la electricidad. El condensador tiene por objeto mantener una baja presión del vapor a la salida de la turbina, optimizando de esta forma el rendimiento energético del conjunto.

Las unidades generadoras chilenas son de tamaño mediano y grande (9 a 220 MW), quemando diversos combustibles: carbón, desechos forestales, petcoque, fuel oil, diesel, o mezclas de éstos. En total existen 28 unidades operables conectadas a SIC y al SING. Los Sistemas Eléctricos de Aysén y Magallanes no poseen este tipo de Centrales. Existen además algunas centrales de cogeneración de tamaño pequeño o mediano, no conectadas a los sistemas públicos, por lo que no existe información sobre ellas.

En el Cuadro N° 1.1. se muestra una lista de las unidades basadas en turbinas de vapor instaladas en los sistemas públicos con sus principales características y eficiencia.

**CUADRO N° 1.1.
EQUIPOS DE CENTRALES CON CALDERA Y TURBINA A VAPOR**

Sistema	Propietario	Nombre Central	N° Unidades	Nombre Unidad	Puesta en Servicio en Año	Combustible	Potencia Bruta (a) (MW)	Consumo Específico (g/KWh)	Eficiencia (e)
SING	Edelnor	Térmica Mejillones N°1	1	N°1 Siemens	1995	Carbón	165,9	364	40,9%
	Edelnor	Térmica Mejillones N°2	1	N°2 Siemens	1998	Carbón	175,1	364	40,9%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	AEG U9	1960	FO N°6	45	264	33,8%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	2	G Electric U10-11	1970	FO N°6	75	301	29,7%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	Mitsubishi U12	1983	Carbón	85,35	445	33,5%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	Mitsubishi U13	1985	Carbón	85,35	445	33,5%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	Mitsubishi U14	1987	Carbón	129,2	406	36,7%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	Mitsubishi U15	1990	Carbón	129,2	406	36,7%
	Norgener	Nueva Tocopilla N°1	1	Mitsubishi N° 1	1995	Carbón	136,3	355	42,0%
	Norgener	Nueva Tocopilla N°2	1	Mitsubishi N° 2	1997	Carbón	141,04	355	42,0%
	Celta Patache	Termoeléctrica Tarapacá	1	F. Wheeler - G Electric	1999	Carbón	158	382	39,0%
SIC	Arauco Generacion S.A.(b)	Arauco	1		1996	Desechos forestales (c)	36,3	2180	24,4%
	Arauco Generacion S.A.(b)	Celco	1		1996	Desechos forestales (c)	19,9	2180	24,4%
	Petropower S.A.	Petropower	1		1999	Petcoke	75	313	42,4%
	Gener S.A.	Laguna Verde	2		1939-49	Carbón	52,7	850	17,5%
	Gener S.A.	Renca	2		1962	Diesel	100	362	23,3%
	Gener S.A.	Ventanas	1	Ventanas 1	1964	Carbón	120	415	35,9%
	Gener S.A.	Ventanas	1	Ventanas 2	1977	Carbón	220	397	37,5%
	Endesa	Huasco Vapor	2		1965	Carbón	16	740	20,1%
	Endesa	Bocamina	1		1970	Carbón	128	368	40,5%
	Guacolda S.A.	Guacolda	2	Guacolda 1 y 2	1995-96	Carbón	304	360	41,4%
	Energía Verde S.A.(b)	Laja	1		1995	Desechos forestales	8,7	2.740	19,4%
	Energía Verde S.A.(b)	Constitución	1		1995	Desechos forestales	8,7	2.540	21,0%

(a) potencia total de equipos

(b) Datos del estudio Comparación de Costos Ambientales

(c) Esporádicamente utilizan algo de petróleo

(d) Los valores en negrita son estimados por el Consultor

(e) Calculados por el Consultor sobre la base de los consumos específicos del estudio de Fijación de Precios de Nudo.

Fuente: Datos oficiales del estudio de "Fijación Precios Nudo"- CNE complementados con datos del Estudio Comparación Costos Ambientales CNE y publicaciones del CDEC SIC y del CDEC SING

En general estas plantas son las que presentan mayores emisiones tanto por los combustibles utilizados, (carbón, petcoque, fuel y desechos forestales), como por la tecnología utilizada por algunas de ellas, y porque no todas cuentan con mecanismos de control ambiental.

Dentro de estas centrales existen diversos niveles tecnológicos dependiendo fundamentalmente de su antigüedad y del combustible utilizado. Las centrales con turbinas de vapor existentes en el país se pueden clasificar en los siguientes tipos :

- a) Caldera con quemador de lecho fluidizado que quema petcoque (Petropower).
- b) Calderas con Parrillas Móviles alimentadas con Carbón: Laguna Verde y Huasco
- c) Calderas con Parrillas Móviles Alimentadas con Desechos Forestales: Celco, Arauco, Laja y Constitución
- d) Calderas con Quemadores de Petróleo: Tocopilla Unidades 9, 10 y 11 y Renca
- e) Calderas con Quemadores de Carbón Pulverizado: Mejillones 1 y 2; Tocopilla Unidades 12,13, 14, 15, Nueva Tocopilla 1 y 2 , Patache, Ventanas 1 y 2, Guacolda 1 y 2 y Bocamina.

Aquellas más antiguas como Laguna Verde y Huasco Vapor tienen baja eficiencia térmica y sólo tienen equipos primarios de control de material particulado (Huasco) o carecen de ellos (Laguna Verde). Cabe señalar que por su baja eficiencia, estas centrales usualmente no operan, estando de respaldo para situaciones de sequía o fallas de otras centrales.

Por el contrario el resto de las centrales a vapor tienen buenos rendimientos energéticos, en particular las más modernas como Petropower, Guacolda, Nueva Tocopilla, Mejillones, Patache, etc. que poseen sofisticados sistemas de operación y control de la combustión, lo que les permite obtener mayores eficiencias térmicas y menores emisiones.

La gran mayoría de las centrales a vapor poseen equipos para abatir emisiones de material particulado, pero salvo Petropower, no cuentan con equipos para reducir emisiones de otros contaminantes (SO_x, NO_x, CO, COV).

En el punto 3. se detallan y describen los equipos de control de emisiones que poseen las centrales termoeléctricas chilenas.

1.2. Turbinas de Gas.

Estas turbinas operan en forma similar a las turbinas de vapor, excepto que en este caso lo que se aprovecha para mover la turbina es la energía cinética provocada por la expansión de los gases de combustión que ingresan a la turbina a alta presión y temperatura. El equipo cuenta con un compresor movido por la misma turbina, la turbina y el generador. Los gases de combustión a la salida de la turbina se descargan a la atmósfera, pudiendo ser tratados previamente. La eficiencia térmica de estas turbinas fluctúa entre el 19 y el 38,5%.

Las turbinas instaladas en el país mayoritariamente queman petróleo diesel, aunque también algunas utilizan gas natural y una utiliza IFO 180. Son de tamaño mediano o pequeño (1 a 50 MW). Tienen la ventaja de partir en forma rápida a diferencia de las turbinas de vapor, cuyas calderas requieren de horas o días para ponerse en marcha. Asimismo requieren de menor inversión pero tienen un alto costo de operación. Por estos motivos sólo se utilizan para pequeñas instalaciones (Sistemas Aysén y Magallanes), para cubrir horas peak u operar durante emergencias. De hecho, se instalaron varias turbinas de gas en el SIC durante la sequía reciente.

En el Cuadro N° 1.2.. se muestra un detalle de las turbinas de gas instaladas en los sistemas públicos. En general las turbinas a gas no presentan diferencias tecnológicas relevantes para este análisis.

**CUADRO N° 1.2.
EQUIPOS DE CENTRALES CON TURBINAS A GAS**

Sistema	Propietario	Nombre Central	N° Unidades	Nombre Unidad	Puesta en Servicio Año	Combustible	Potencia Bruta (c) (MW)	Consumo Específico		Eficiencia (d)
								(g/KWh)	(m3/KWh)	
SING	Edelnor	Diessel Iquique	1	Hitachi	1978	Diesel	23,75	310	-	28,0%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	2	TG1 -TG2-Hitachi	1975	Diesel	42	398	-	21,2%
	Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	1	TG3 - G Electric	1993	GN	37,5	345	-	18,2%
	Celta	TG Tarapacá	1	Hitachi	1999	Diesel	23,75	334	-	25,2%
SIC	Tal Tal	Tal Tal	2	Unidades 1 y 2	2000	GN	240	-	0,305	33,6%
	Gener S.A.	El Indio	1	TG	1990	Diesel	12	264	-	31,9%
	Endesa	Huasco	3	TG	1977-79	IFO 180	64,2	343	-	25,3%
	Endesa	D. De Almagro	1	Hitachi	1981	Diesel	23,7	337	-	25,0%
	Endesa	Los Robles (a)	1	Alstom	1999	Diesel	36	312	-	27,0%
	Endesa	Los Robles (a)	1	John Brown	1999	Diesel	14	347	-	
	Endesa	Cabrero (a)	2	Pratt & Whitney	1999	Diesel	50	229	-	36,8%
	Endesa	Cabrero (a)	1	Alstom	1999	Diesel	120	259	-	32,5%
	Endesa	Cabrero (a)	2	Steward Stevenson	1999	Diesel	90	219	-	38,5%
	Endesa	Antilhue(a)	3	Pratt & Whitney	1999	Diesel	100	229	-	36,8%
MAGALLANES	Edelmag S.A.	Punta Arenas	1	T.G. Hitachi	1985	GN	23,75	-	0,53	19,3%
	Edelmag S.A.	Punta Arenas	1	General Electric	(b)	GN	6	-	(b)	
	Edelmag S.A.	Punta Arenas	1	General Electric	(b)	GN	6,7	-	(b)	
	Edelmag S.A.	Punta Arenas	1	T.G. Solar Mars	1998	GN	10	-	0,53	19,3%
	Edelmag S.A.	Puerto Natales	2	TG Solar Saturno	(b)	GN	1,6	-	0,53	19,3%
	Edelmag S.A.	Pto. Natales	1	T. D. Nueva	(b)	Diesel	1,02	269	-	31,3%
	Edelmag S.A.	Pto. Porvenir	2	T.Gas	(b)	GN	1,75	-	0,49	20,9%

(a) Unidades de provisorias

(b) Sin información

(c) potencia total de equipos

(d) Calculada por el Consultor, basada en consumos específicos obtenidos de Fijación de Precios de Nudo.

Fuente: Datos oficiales de "Fijación Precios Nudo"- CNE, complementada con datos del Estudio "Comparación Costos Ambientales de CNE,,"

1.3. Centrales de Ciclo Combinado de Gas Natural.

Estas centrales consisten básicamente en una turbina alimentada con gas natural, una caldera de vapor que aprovecha la energía de los humos de la primera y una turbina alimentada por el vapor producido en dicha caldera. Cada turbina a su vez mueve un generador eléctrico. Es decir equivalen a la suma de las dos anteriores, lo que permite obtener una eficiencia térmica muy superior a las turbinas de gas y de vapor. (Entre 49,7% y 56,9%).

En general estas plantas son las de mayor tamaño, (185 a 380 MW), nivel tecnológico, eficiencia térmica y las que presentan menores niveles de emisión, tanto por el combustible utilizado, por su mayor eficiencia y por su tecnología más moderna.

El SIC posee tres plantas en operación y el SING posee una en operación y otras tres que están en etapa de puesta en marcha. Además, la mayor parte del crecimiento proyectado del parque de centrales termoeléctricas en el país, corresponderá a centrales de ciclo combinado, de acuerdo al Plan de Obras Indicativo de la CNE. Este señala que en los próximos 9 años se construirán 7 plantas de ciclo combinado y 2 centrales hidroeléctricas en el SIC (Anexo N° 8)

En el Cuadro N° 1.3. se muestra una lista de las centrales de Ciclo Combinado instaladas en el país.

En general, estas centrales no presentan diferencias tecnológicas relevantes, salvo los mecanismos para control de emisiones de NOx que se señalan en el Cuadro N° 1.19.

**CUADRO N° 1.3.
EQUIPOS DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO**

Sistema	Propietario	Nombre Central	N° Unidades	Nombre Unidad Año	Puesta en Servicio	Combustible	Potencia Bruta (a) (MW)	Consumo Específico (m ³ /KWh)	Eficiencia (b)
SING	Edelnor	CTM3	1	GEDE	2000	GN	243	0,1940	52,8%
	Electroandina	CC Tocopilla	1	CC Tocopilla	2000	GN	380	0,1800	56,9%
	Nopel	Atacama CC N° 1	1	Alsthom	1999	GN	385,6	0,2060	49,7%
	Nopel	Atacama CC N° 2	1	Alsthom	1999	GN	190,2	0,2060	49,7%
SIC	San Isidro S.A.	San Isidro	2		1998	GN	370	0,1876	54,6%
	Colbun S.A.	Nehuenco	2		1998	GN	356	0,1895	54,0%
	S.E. Santiago S.A.	Nueva Renca	2		1997	GN	379	0,1956	52,3%

(a) potencia total de equipos

(b) Calculados por el Consultor sobre la base de los consumos específicos del estudio Fijación Precios de Nudo.

Fuente: Datos Oficiales del Estudio "Fijación Precios Nudo"- CNE, complementado con datos del Estudio Comparación Costos Ambientales CNE y Estudios Impacto Ambiental.

1.4. Motores de Combustión Interna.

Son motores pesados de combustión interna acoplados a un generador eléctrico. La mayoría son motores de Ciclo Diesel que consumen principalmente petróleo diesel aunque algunos están diseñados para operar con fuel oil. También se utilizan motores Ciclo Otto que consumen gas natural.

Son de menor tamaño (hasta 6MW) pero más eficientes que las turbinas, también son fáciles de instalar y de partida rápida. Se utilizan en localidades aisladas de bajo consumo, o bien como respaldo y emergencia.

Las centrales usualmente constan de varios motores, combinándose a veces con turbinas de gas. En Chile hay instalados en diversas localidades de las regiones XI y XII, además de las ciudades de la I y II Regiones. Estos últimos fueron instalados antes de interconectar el SING, y hoy día funcionan como respaldo y durante horas peak.

En el Cuadro N° 1.4. se muestra un detalle de los motores instalados en los sistemas públicos. Además existe una gran cantidad de motores pequeños ciclo Otto y ciclo Diesel instalados en lugares remotos (empresas mineras) o como sistemas de respaldo en industrias y edificios.

1.5. Ubicación de Centrales Termoeléctricas en Relación a Centros Poblados, Zonas Agrícolas y Forestales.

En el Cuadro N° 1.5. se muestra una lista de las Centrales Termoeléctricas, indicando su ubicación geográfica, las ciudades y poblados cercanos y la población de éstos. En el Cuadro N° 1.6. se muestra las zonas agrícolas y forestales potencialmente afectadas por las emisiones de Plantas Termoeléctricas y en el cuadro N° 1.7 los Parques Nacionales, Reserva y Monumentos Naturales. Para determinar las zonas potencialmente afectadas, en los tres cuadros se consideró un radio de 50 km en torno a la central termoeléctrica.

En el Anexo N° 4 se muestran mapas con las Centrales Termoeléctricas, las ciudades y poblados cercanos, las zonas agrícolas y parques naturales que podrán ser afectados por las emisiones de dichas centrales.

**CUADRO N° 1.4.
CENTRALES CON MOTORES DE COMBUSTION INTERNA**

Sistema	Propietario	Nombre Central	N° Unidades	Nombre Unidad	Puesta en Servicio Año	Combustible	Potencia Bruta (b) (MW)	Consumo Específico		Eficiencia (c)
								(g/KWh)	(m ³ /KWh)	
SING	Edelnor	Diesel Arica	3	Mirrless KS	1953	Diesel	3	239	-	35,2%
	Edelnor	Diesel Arica	2	Mirrless KSS	1965	Diesel	2,92	245	-	34,4%
	Edelnor	Diesel Arica	4	G Motors	1973	Diesel	8,4	235	-	35,8%
	Edelnor	Diesel Iquique	3	Sulzer	1957	Diesel	4,2	256	-	32,9%
	Edelnor	Diesel Iquique	2	Mirrless KSS	1964	Diesel	2,92	246	-	34,2%
	Edelnor	Diesel Iquique	1	MAN	1972	FO N°6	5,94	247	-	35,1%
	Edelnor	Diesel Iquique	1	Mitsubishi	1985	FO N°6	6,2	215	-	41,6%
	Edelnor	Diesel Antofagasta	2	MAN	1970	FO N°6	11,87	243	-	36,8%
	Edelnor	Diesel Antofagasta	8	G Motors	1976	Diesel	16,8	237	-	35,5%
	Edelnor (en arriendo)	Mantos Blancos	10	Mirrless K8	1995	FO N°6	28,64	229	-	39,0%
	Enaex	Diesel Enaex	3	Deutz	1996	Diesel	1,97	245	-	34,4%
Enaex	Diesel Enaex	1	Cummins	1996	Diesel	0,73	(a)			
AYSÉN	Edelaysen	Puerto Aysen	3	Fiat	(a)	Diesel	3,84	267	-	31,6%
	Edelaysen	Coyhaique	1	MWM	(a)	Diesel	0,33	294	-	28,7%
	Edelaysen	Coyhaique	1	MWM	(a)	Diesel	0,48	294	-	28,7%
	Edelaysen	Coyhaique	1	Deutz	(a)	Diesel	1	244	-	34,5%
	Edelaysen	Coyhaique	1	Nueva Fuel 1	(a)	IFO	2	210	-	41,3%
	Edelaysen	Coyhaique	1	Nueva Fuel 2	(a)	IFO	2	210	-	41,3%
	Edelaysen	Coyhaique	1	Diesel	1997	Diesel	2	204	-	41,3%
	Edelaysen	Coyhaique	1	Diesel 1,4 MW	(a)	Diesel	1,4	221	-	38,1%
MAGALLANES	Edelmag S.A.	Punta Arenas	3	Sulzer	1959	Diesel	4,2	269	-	31,3%
	Edelmag S.A.	Punta Arenas	3	Caterpillar	(a)	Diesel	4,38	244	-	34,5%
	Edelmag S.A.	Punta Arenas	1	Caterpillar	1998	GN	2,73	-	0,44	23,3%
	Edelmag S.A.	Pto. Natales	1	Fairbanks Morse	1942	Diesel	0,3	269	-	31,3%
	Edelmag S.A.	Puerto Natales	1	M. Waukesha 9390	(a)	GN	1,175	-	0,64	16,0%
	Edelmag S.A.	Pto. Porvenir	1	Fairbanks Morse	(a)	Diesel	0,5	269	-	31,3%
	Edelmag S.A.	Pto. Porvenir	1	Fairbanks Morse	(a)	Diesel	0,2	269	-	31,3%

(a) Sin información

(b) potencia total de equipos

(c) Calculada por el Consultor basada en consumos específicos obtenidos de "Fijación de Precios de Nudo"

Fuente: Datos oficiales de "Fijación Precios Nudo"- CNE complementado con publicaciones del CDEC SING e información proporcionada por EDELMAG

**CUADRO N° 1.5.
UBICACIÓN DE CENTRALES TERMICAS Y POBLACIÓN AFECTADA**

Fuente INE

Central	Región	Ciudad Cercana	Distancia Aprox. Km	Población Censo Año 1992	Población Estimada Año 2000*	Poblado Cercano	Distancia Aprox. Km	Población Censo Año 1992	Población Estimada Año 2000**
Patache	I	Iquique	70	151.677	185.640				
Diesel Arica	I	Arica	0	169.456	193.788				
Diesel Iquique	I	Iquique	0	151.677	185.640				
Mejillones	II	Antofagasta	57	228.408	257.976	Mejillones	2	6.315	8.129
Diesel Antofagasta	II	Antofagasta	0	228.408	257.976				
CTM3	II	Antofagasta	57	228.408	257.976	Mejillones	2	6.315	8.129
Mantos Blancos	II	Antofagasta	40	228.408	257.976				
Térmica Tocopilla	II	Tocopilla	0	24.985	30.593				
Ciclo Comb.Tocopilla	II	Tocopilla	0	24.985	30.593				
Diesel Enaex	II	Antofagasta	57	228.408	257.976	Mejillones	1	6.315	8.129
Gas Atacama	II	Antofagasta	57	228.408	257.976	Mejillones	1	6.315	6.934
Nueva Tocopilla	II	Tocopilla	0	24.985	30.593				
Diego de Almagro	III	Chañaral y El Salvador	118	24.373	26.097	Dgo.de Almagro	0,5	8.174	8.752
Huasco TG	III	Vallenar	50	47.248	52.727	Huasco	4	7.516	8.038
Huasco Vapor	III	Vallenar	50	47.248	52.727	Huasco	4	7.516	8.038
Guacolda	III	Vallenar	50	47.248	52.727	Huasco	5	7.516	6.551
El Indio TG	IV	Vicuña	120	21.660	22.570				
Renca	R.M.	R.M.	0	5.257.937	6.102.211				
Nueva Renca	R.M.	R.M.	0	5.257.937	6.102.211				
Nehuenco	V	***Valparaiso y otros	50	778.800	889.324	Quillota	10	67.007	74.324
Laguna Verde	V	***Valparaiso y otros	25	778.800	889.324	Laguna Verde	1	835	945
Ventanas	V	***Valparaiso y otros	25	778.800	889.324	Ventana	12	5.029	5.689
San Isidro	V	***Valparaiso y otros	50	778.800	889.324	Quillota	10	67.007	74.324
Celco	VII	Constitución	0	28.748	32.249				
Los Robles	VII	Curicó	20	104.113	119.100	Molina	10	17.301	19.791
Constitución	VII	Talca	86	171.503	192.388	Constitución	6	28.748	32.249
Arauco	VIII	Arauco	35	29.657	34.329	Laraquete	15	3.350	3.878
Bocamina	VIII	Coronel	0	83.426	95.529				
Cabrero	VIII	Chillán	57	166.225	193.390	Cabrero	7	8.791	10.228
Laja	VIII	Los Angeles	38	140.535	162.984	Laja	10	17.528	20.328
Petropower	VIII	Talcahuano	0	248.543	285.492				
Antilhue	X	Valdivia	4	122.168	135.693				
Puerto Aysen	XI	Puerto Aysen	4	19.090	25.019				
Coyhaique	XI	Coyhaique	7	43.297	48.098				
Punta Arenas	XII	Punta Arenas	8	113.666	128.186				
Puerto Natales	XII	Puerto Natales	0	17.275	17.589				
Porvenir	XII	Porvenir	2	4.196	4.455				

** Estimación Gamma basada en Censo 1992 y crecimiento de la Comuna según INE

*** Incluye Valparaíso, Viña del Mar, Quillota, La Calera, La Cruz, Nogales, Quilpué, Villa Alemana.

CUADRO N° 1.6 (Parte 1)
Zonas Agrícolas - Forestales que podrían ser Afectadas por
Emisiones de Centrales Termoeléctricas

Zona Afectada	Comuna	Región	Tipo de Cultivo	Central	Distancia de la Central Km
Valle Lluta	Arica	I	Agrícola	Diesel Arica	7
Quebrada de Vitor	Arica	I	Agrícola	Diesel Arica	40
Valle Huasco	Huasco - Freirina	III	Agrícola	Huasco T.G.; Huasco Vapor; Guacolda	0
Vallenar	Vallenar	III	Agrícola	Huasco T.G.; Huasco Vapor; Guacolda	35
Paiguano	Vicuña	IV	Agrícola	El Indio TG	32
Valle del Elqui	Vicuña	IV	Agrícola	El Indio TG	50
Valle Aconcagua	Quillota	V	Agrícola - Forestal	Nehuenco; San Isidro	0
Valle Aconcagua	San Felipe	V	Agrícola	Nehuenco; San Isidro	50
Nogales	Nogales	V	Agrícola	Nehuenco; San Isidro	18
Puchuncavi	Puchuncaví	V	Agrícola	Ventana	3
San Juan	Valparaíso	V	Forestal	Laguna Verde	19
Valle de Casablanca	Casablanca	V	Agrícola - Forestal	Laguna Verde	45
El Tabo-Algarroo	El Tabo-Algarrobo	V	Forestal	Laguna Verde	50
Limache	Limache	V	Agrícola	Laguna Verde	45
Colina	Colina	R.M.	Agrícola	Renca - Nueva Renca	32
Buín	Buín	R.M.	Agrícola	Renca - Nueva Renca	43
El Monte	Talagante	R.M.	Agrícola	Renca - Nueva Renca	50
Valle de Curacaví	Curacaví	R.M.	Agrícola	Renca - Nueva Renca	40
Curicó	Curicó - Romeral	VII	Agrícola	Los Robles	18
Monte Oscuro	Curicó	VII	Forestal	Los Robles	40
Pelarco	Pelarco	VII	Forestal	Los Robles	40
Desembocadura del Maule	Constitución	VII	Agrícola - Forestal	Celco - Constitución	0
Camino a Curepto	Curepto	VII	Forestal	Celco - Constitución	25
Empedrado	Empedrado	VII	Agrícola - Forestal	Celco - Constitución	38
Cabrero	Cabrero	VIII	Forestal	Cabrero	0
Bulnes	Bulnes	VIII	Agrícola	Cabrero	38
Yungay	Yungay	VIII	Agrícola - Forestal	Cabrero	40
Río Claro	Hualqui	VIII	Agrícola - Forestal	Cabrero	35

CUADRO N° 1.6 (Parte 2)
Zonas Agrícolas - Forestales que podrían ser Afectadas por
Emisiones de Centrales Termoeléctricas

Zona Afectada	Comuna	Región	Tipo de Cultivo	Central	Distancia de la Central Km
La Laja	La Laja	VIII	Agrícola - Forestal	La Laja	0
Los Angeles	Los Angeles	VIII	Agrícola	La Laja	45
Negrete	Negrete	VIII	Agrícola - Forestal	La Laja	45
Penco	Tomé	VIII	Forestal	Petropower	13
Florida	Pinto	VIII	Agrícola	Petropower	50
Dichato	Tomé	VIII	Agrícola	Petropower	38
Coronel	Coronel	VIII	Forestal	Petropower	40
Coronel	Coronel	VIII	Forestal	Bocamina	0
Coronel	Coronel	VIII	Forestal	Arauco	25
Santa Juana	Santa Juana	VIII	Forestal	Arauco	25
Curanilahue	Curanilahue	VIII	Forestal	Arauco	45
Los Lagos	Los Lagos	X	Forestal	Antihue	40
Paillaco	Paillaco	X	Agrícola - Forestal	Antihue	50
Coihaique	Coihaique	XI	Forestal	Coihaique	0
Coihaique	Aisen	XI	Forestal	Puerto Aisen	50
Rio Simpson	Aisén	XI	Agrícola	Coihaique	25
Rio Simpson	Aisén	XI	Agrícola	Puerto Aisen	25
Cerro Castillo	Torres del Paine	XII	Forestal	Puerto Natales	30
Villa Tehuelche	Laguna Blanca	XII	Forestal	Puerto Natales	50
Laguna Blanca	Laguna Blanca	XII	Agrícola - Forestal	Punta Arenas	50
Porvenir	Porvenir	XII	Forestal	Porvenir	0
Porvenir	Porvenir	XII	Forestal	Pta Arenas	40
Punta Arenas	Punta Arenas	XII	Agrícola	Punta Arenas	0

* Tipo de Cultivo Agrícola incluye Cultivo Anual

CUADRO N° 1.7
Parques, Reservas y Monumentos Naturales que Podrían ser Afectados por Emisiones de Centrales Termoeléctricas

Tipo de Area	Nombre	Región	Central Cercana	Distancia de la Central Km
Reserva Nacional	La Chimba	II	Diesel Antofagasta	7
Parque Nacional	Pan de Azucar	II-III	Diego de Almagro	38
Parque Nacional	Llanos de Challe	III	Huasco T.G. - Huasco Vapor - Guacolda	12
Parque Nacional	La Campana	V	Nehuenco - San Isidro	7
Reserva Nacional	Lago Peñuelas	V	Laguna Verde	18
Monumento Natural	Isla Cachagua	V	Nehuenco - San Isidro	45
Reserva Nacional	Rio Clarillo	R.M.	Renca - Nueva Renca	50
Reserva Nacional	Federico Albert	VII	Celco - Constitución	40
Reserva Nacional	Valdivia	X	Antilhue	38
Monumento Natural	Alerce Costero	X	Antilhue	43
Parque Nacional	Rio Simnson	XI	Puerto Aisen	12
Parque Nacional	Rio Simnson	XI	Coyhaique	0
Reserva Nacional	Cerro Castillo	XI	Coyhaique	45
Reserva Nacional	Coyhaique	XI	Puerto Aisen	50
Reserva Nacional	Coyhaique	XI	Coyhaique	25
Monumento Natural	Cinco Hermanas	XI	Puerto Aisen	18
Parque Nacional	Torres del Paine	XII	Puerto Natales	38
Reserva Nacional	Magallanes	XII	Punta Arenas	12
Reserva Nacional	Laguna Parrillar	XII	Punta Arenas	25
Reserva Nacional	Isla Risco	XII	Punta Arenas	50
Monumento Natural	Los Pinguinos	XII	Porvenir	38
Monumento Natural	Laguna de los Cisnes	XII	Porvenir	13

2. EMISIONES EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.

2.1. Principales Contaminantes.

Los gases de combustión de las centrales termoeléctricas contienen diversos contaminantes. Los principales son: Material Particulado, Oxidos de Nitrógeno (NOx), Oxidos de Azufre (SOx), Monóxido de Carbono (CO), y Compuestos Orgánicos Volátiles (COV). En el Cuadro N° 1.8. se muestra la participación de las emisiones de gases de las Centrales Termoeléctricas en el total de emisiones del país durante 1994, de acuerdo al estudio Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero, elaborado por el PRIEN. La emisiones de material particulado no fueron consideradas en dicho estudio.

De dicho cuadro se observa que a nivel país sólo son relevantes las emisiones de NOx (11%) en las plantas termoeléctricas y en menor medida las de SOx (2,7%). En cambio las emisiones de Monóxido de Carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles presentan una baja incidencia en las emisiones globales.

A continuación se analizan las emisiones de los contaminantes señalados, para los diversos tipos de centrales y combustibles utilizados.

**CUADRO N° 1.8.
RESUMEN EMISIONES CHILE 1994**

	CONSUMO COMBUSTIBLE (TJ)	EMISIONES (Miles ton/año)					
		CO	NOx	SO2	CH4	COVNM	COV
SECTOR ENERGIA							
Fuentes Fijas							
Generación de Electricidad	65.343,9	1,261	18,386	53,9	0,084	0,327	0,4
Otras Fijas	333.718,4	503,4	61,7	86,1	31,2	59,1	90,3
Fuentes Móviles	177.496,9	379,8	81,5	6,2	2,1	74,8	76,9
Fuentes Fugitivas		0,7	0,4	6,8	40,7	13,2	53,9
PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE SOLVENTES							
Procesos Industriales		11,0	3,7	1.851,1	2,1	77,8	79,9
Solventes						28,4	28,4
TOTAL	576.559,2	896,2	165,7	2.004,1	76,2	253,6	329,8
% GENERACION DE ELECTRICIDAD EN EL TOTAL		0,14%	11,10%	2,69%	0,11%	0,13%	0,12%

Fuente: "Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero Energía, Procesos Industriales y Uso de Solventes Chile 1993-1994"

2.2. Emisiones de Material Particulado.

En la combustión de combustibles fósiles, el flujo de gases arrastra cenizas, carbono e hidrocarburos no quemados y vapores condensables que en conjunto forman el material particulado. Las *cenizas* son parte del combustible. Casi la totalidad de la ceniza presente en los combustibles líquidos y gaseosos sale por los gases de escape. En cambio en los combustibles sólidos sólo una parte de la ceniza del combustible sale por los humos, el resto forma la escoria, que se recoge en forma sólida. La proporción de ceniza que sale en la escoria y la que se emite como material particulado, depende del combustible, de las características de la caldera y de las condiciones de operación. La ceniza de la leña es muy liviana y no se aglomera con facilidad por lo que es arrastrada fácilmente por los gases de escape.

El *hollín* se forma especialmente por combustión incompleta de los hidrocarburos de mayor peso molecular. Esto ocurre durante la combustión del carbón, la que destila gases de alto peso molecular, y en la combustión de petróleos pesados. El material condensable está formado principalmente por compuestos inorgánicos que se emiten en forma gaseosa y en la atmósfera se condensan.

Las centrales termoeléctricas que queman carbón, producen gran cantidad de material particulado, debido a la alta proporción de cenizas que contiene dicho combustible (5-20%), en especial los carbones subbituminosos y bituminosos. Las centrales que queman desechos forestales también presentan altas emisiones de material particulado. Las que consumen petcoque, fuel oil e IFO 180, producen material particulado pero en menor escala. Las turbinas, motores y calderas que consumen diesel presentan bajas emisiones de MP. En cambio las centrales de ciclo combinado y las turbinas que queman gas natural, no emiten material particulado relevante

2.3. Emisiones de Óxidos de Azufre. (SO_x)

Al quemar combustibles que contienen azufre, el total de éste se oxida produciendo óxidos de azufre. Por este motivo, el contenido de SO_x en los gases de combustión es directamente proporcional al contenido de azufre del combustible. El carbón, el petcoque y los petróleos pesados (Fuel Oil) contienen mayores cantidades de azufre (>1%) y por lo tanto producen más SO_x. El petróleo diesel contiene menor proporción de azufre (=0,2%). El gas natural y los desechos forestales tienen concentraciones de azufre muy bajas, por lo que casi no emiten SO_x.

Durante el proceso de combustión normal se produce mayoritariamente SO₂ y pequeñas cantidades de SO₃. En presencia de humedad el SO₃ se transforma en ácido sulfúrico (H₂SO₄) que es un ácido muy potente, el cual produce corrosión cuando se condensa.

2.4. Óxidos de Nitrógeno.

Los óxidos nitrosos se producen por oxidación del nitrógeno contenido en algunos combustibles y por la reacción del nitrógeno y el oxígeno del aire durante la combustión. Ambos procesos se producen a altas temperaturas (sobre 1.300 °C).

El principal representante de los NO_x es el NO, que en combinación con el oxígeno del aire forma NO₂. El NO₂ reacciona con la humedad de la atmósfera formando el ácido nítrico, que también es un ácido fuerte. Además, se desintegra bajo la luz solar en NO y O, éste último oxida el oxígeno del aire y forma el Ozono (O₃) en presencia de los compuestos orgánicos volátiles.

2.5. Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)

Se originan por una combustión incompleta o por fugas en los sistemas de transporte de combustibles líquidos o gaseosos.

La temperatura del fogón causa la vaporización de los compuestos volátiles de bajo peso molecular y el cracking térmico de los compuestos pesados, los que se transforman en hidrocarburos más livianos. Estos procesos son beneficiosos para obtener una buena combustión, pero si el tiempo de residencia o la temperatura dentro del hogar no son suficientes, estos compuestos no se queman completamente, emitiéndose junto a los otros gases de combustión.

La proporción de emisiones de COV en plantas termoeléctricas es insignificante en relación a las fuentes fijas, fuentes móviles y procesos industriales, según el inventario realizado por el PRIEN (Cuadro N° 1.8.)

2.6. Ozono (O₃)

El ozono no es emitido directamente por una fuente particular, se precisan dos contaminantes para producir ozono: compuestos orgánicos volátiles (COV) y óxidos de nitrógeno (NO_x). En presencia de luz solar, esta mezcla da origen al ozono.

2.7. Monóxido de Carbono (CO)

El Monóxido de Carbono es resultado del proceso de combustión y se forma cuando la combustión es incompleta, la que se puede originar por: zonas frías dentro del hogar, tiempo de residencia muy cortos, exceso de aire inadecuado o mala distribución de aire en el hogar. En la combustión de sólidos y líquidos en general, las emisiones de CO se asocian a la generación de humo visible y hollín.

Las emisiones de CO en plantas termoeléctricas en general son bastante pequeñas en relación a las de las fuentes móviles (vehículos), siendo mayores en las Centrales que queman leña o desechos forestales y también en los motores que consumen diesel o gas natural. En el resto de los equipos son bastante bajas.

2.8. Niveles de Emisiones de Contaminantes Criterio en Centrales Termoeléctricas

En el Cuadro N° 1.9. se muestran las emisiones de las Centrales Termoeléctricas chilenas obtenidas del estudio "Comparación de Costos Ambientales de Cadenas Energéticas del SIC" de la CNE. Los datos de ese estudio corresponden a información escrita entregada por las empresas a la CNE, basada en mediciones efectuadas.

En los casos en que no se obtuvo la información, los valores fueron estimados por el consultor sobre la base de factores EPA y de los rendimientos energéticos de cada planta. Los valores estimados se presentan en **negrita** en los Cuadros respectivos.

De dicho cuadro se puede concluir lo siguiente :

- a) Las mayores emisiones de óxidos de azufre corresponden a las Centrales a Carbón, en especial a las de menor eficiencia (Huasco Vapor y Laguna Verde), pero también son importantes las de Tocopilla unidades 12 y 13, Patache, Mejillones 1 y 2, Nueva Tocopilla y Ventanas. También presentan altas emisiones las centrales que queman petróleos pesados : Tocopilla unidades 9,10, 11 y Huasco Turbina de Gas. Cabe señalar que las centrales Huasco y Laguna Verde operan sólo eventualmente en períodos de sequía o fallas
- b) Las mayores emisiones del material particulado corresponden también a las Centrales que queman carbón, en especial Laguna Verde, Bocamina y en menor medida Huasco Vapor. El resto de las centrales a carbón y leña poseen equipos de abatimiento de emisiones. Los otros tipos de centrales tienen bajas emisiones de MP.
- c) Las emisiones de óxidos de nitrógeno son relativamente altas en algunas turbinas a gas (Los Robles, Huasco Gas, Diego de Almagro), en las Centrales a Carbón y en menor medida en las Centrales que queman desechos forestales. Asimismo, las emisiones estimadas de los motores serían las más altas, especialmente las de gas natural. Cabe señalar que estos equipos son pequeños y el uso de la mayoría de ellos es esporádico por lo que su contribución a las emisiones globales es bajo.
- d) Las emisiones de monóxido de carbono estimadas para algunas centrales que queman desechos forestales, serían bastante altas, siendo las del resto moderadas.
- e) Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles son pequeñas, salvo en dos plantas que queman desechos forestales.
- f) Las Centrales de Ciclo Combinado en general presentan emisiones sustancialmente menores al resto en todos los contaminantes.

CUADRO N° 1.9 (Parte 1)
EMISIONES CENTRALES CHILENAS
gr/kWh

Tipo	Nombre Central	Combustible	Emisión de Contaminantes				
			Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOX)	Oxidos de Azufre (SOX)	Compuestos orgánicos volátiles (COV)	Material particulado
Ciclo Combinado	EDELNOR CTM3	GN	0,2434	0,9498	0,0132	0,0326	0,0196
Ciclo Combinado	TOCOPILLA CC	GN	0,1264	0,2375	0,0272	0,0761	0,0615
Ciclo Combinado	ATACAMA CC N°1 y N°2	GN	0,2584	1,0086	0,0140	0,0347	0,0208
Ciclo Combinado	SAN ISIDRO	GN	0,0258	0,1096	0,0272	0,0445	0,0615
Ciclo Combinado	NEHUENCO	GN	0,0631	0,2593	0,0272	0,0761	0,0615
Ciclo Combinado	NUEVA RENCA	GN	0,1259	0,2866	0,0018	0,0524	0,0236
<hr/>							
Turbina de Gas	DIESEL IQUIQUE	Diesel	0,0188	5,0124	1,3214	0,0228	0,0684
Turbina de Gas	TG TOCOPILLA TG1 y 2	Diesel	0,2291	0,4327	0,5090	0,0160	0,2036
Turbina de Gas	TG TARAPACA	Diesel	0,0203	5,4005	1,4237	0,0245	0,0736
Turbina de Gas	TG EL INDIIO	Diesel	0,106	2,839	0,191	0,0167	0,046
Turbina de Gas	HUASCO GAS	IFO 180	0,3241	4,6992	7,8273	0,1112	0,4510
Turbina de Gas	DIEGO DE ALMAGRO	Diesel	0,266	4,358	0,244	0,020	0,059
Turbina de Gas	LOS ROBLES - Unid. 1	Diesel	0,193	5,0000	0,7300	0,018	0,4200
Turbina de Gas	LOS ROBLES - Unid 6	Diesel	0,193	11,6537	1,7074	0,021	0,4577
Turbina de Gas	CABRERO - PW	Diesel	0,0130	1,0266	0,1040	0,0056	0,0204
Turbina de Gas	CABRERO - Alstom	Diesel	0,0195	0,1035	0,2241	0,0109	0,0257
Turbina de Gas	CABRERO - SS	Diesel	0,0142	1,0989	0,1323	0,0071	0,0213
Turbina de Gas	ANTILHUE	Diesel	0,0131	1,0310	0,1044	0,0056	0,0205
Turbina de Gas	PUERTO NATALES TG	Diesel	0,0163	4,3495	1,1467	0,0198	0,0593
Turbina de Gas	TOCOPILLA TG3	GN	0,583	2,274	0,032	0,078	0,047
Turbina de Gas	TAL TAL	GN	0,381	1,488	0,021	0,051	0,031
Turbina de Gas	PUNTA ARENAS Hitachi	GN	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535
Turbina de Gas	PUNTA ARENAS GE	GN	0,7276	2,8396	0,0394	0,0976	0,0586
Turbina de Gas	PUNTA ARENAS GE	GN	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535
Turbina de Gas	PUERTO NATALES	GN	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535
Turbina de Gas	PUERTO PORVENIR	GN	0,6147	2,3990	0,0333	0,0825	0,0495
<hr/>							
Turbina Vapor	TOCOPILLA U9	FO N°6	0,1885	1,7714	6,9643	0,0391	0,5597
Turbina Vapor	TOCOPILLA U10-11	FO N°6	0,2149	2,0197	7,9404	0,0445	0,6381
Turbina Vapor	RENCA	Diesel	0,0050	1,8802	1,1848	0,0001	0,1433
Turbina Vapor	PETROPOWER ENERGÍA LTDA.	Petcoque	0,1631	0,0400	1,5800	0,0047	0,0575
<hr/>							
Turbina Vapor	MEJILLONES N°1-2	Carbon	0,0910	3,2890	7,1730	0,0359	0,1370
Turbina Vapor	TOCOPILLA (Unid. 12 y 13)	Carbon	0,1113	4,8283	15,9674	0,0200	0,2222
Turbina Vapor	TOCOPILLA (Unid. 14 y 15)	Carbon	0,1015	4,4051	3,9204	0,0183	0,2624
Turbina Vapor	NUEVA TOCOPILLA (N°1 y N° 2)	Carbon	0,0888	3,8518	7,8706	0,0160	0,2997
Turbina Vapor	PATACHE	Carbon	0,1152	2,8701	11,5770	0,0210	0,5728
Turbina Vapor	LAGUNA VERDE	Carbon	0,1985	5,4115	15,6104	0,0435	26,0700

Propuesta e Implementación de Normas Atmosféricas para Fuentes Fijas a Nivel Nacional y Recopilación de Información de Soporte Técnico-Económico para la Dictación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

CUADRO N° 1.9 (Parte 2)
EMISIONES CENTRALES CHILENAS
gr/kWh

Tipo	Nombre Central	Combustible	Emisión de Contaminantes				
			Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOX)	Oxidos de Azufre (SOX)	Compuestos orgánicos volátiles (COV)	Material particulado
Turbina Vapor	VENTANA 1	Carbon	0,0963	2,6883	7,9996	0,0173	0,6832
Turbina Vapor	VENTANA 2	Carbon	0,0963	2,7257	7,9996	0,0173	0,3368
Turbina Vapor	HUASCO VAPOR	Carbon	0,185	5,0690	26,6894	0,0407	3,5938
Turbina Vapor	BOCAMINA	Carbon	0,0920	3,9930	1,4694	0,0166	15,2564
Turbina Vapor	GUACOLDA	Carbon	0,1116	2,4354	3,3918	0,0166	0,6552
Turbina Vapor	CENTRAL ARAUCO	Leña	0,5434	2,6717	2,8076	0,2398	0,0906
Turbina Vapor	CELCO	Leña	14,8240	0,6555	0,0071	0,2398	0,0106
Turbina Vapor	LAJA	Leña	18,6320	2,0076	0,1080	1,8003	0,9902
Turbina Vapor	CONSTITUCION	Leña	2,4262	2,7257	0,122	1,4739	0,8107
Motor	DIESEL ARICA Mirrless	Diesel	3,7327	14,0525	1,0201	0,3952	0,4391
Motor	DIESEL ARICA Mirrless	Diesel	3,8264	14,4053	1,0457	0,4051	0,4502
Motor	DIESEL ARICA G. Motors	Diesel	3,6702	13,8173	1,0031	0,3886	0,4318
Motor	DIESEL IQUIQUE Sulzer	Diesel	3,9982	15,0521	1,0927	0,4233	0,4704
Motor	DIESEL IQUIQUE Mirrless	Diesel	3,8420	14,4641	1,0500	0,4068	0,4520
Motor	DIESEL IQUIQUE Man	FO 6	3,8576	14,5229	4,7424	0,4085	0,4538
Motor	DIESEL IQUIQUE Mitsubishi	FO 6	3,3578	12,6414	4,1280	0,3555	0,3950
Motor	DIESEL ANTOFAGASTA Man	FO 6	3,7951	14,2877	4,6656	0,4018	0,4465
Motor	DIESEL ANTOFAGASTA G. Motors	Diesel	3,7014	13,9349	1,0116	0,3919	0,4355
Motor	MANTOS BLANCOS Mirrless	FO 6	3,5765	13,4645	4,3968	0,3787	0,4208
Motor	DIESEL ENAEX	Diesel	3,8264	14,4053	1,0457	0,4051	0,4502
Motor	PUERTO AYSÉN Fiat	Diesel	4,1700	15,6988	1,1396	0,4415	0,4906
Motor	COYHAIQUE MWM	Diesel	4,5917	17,2864	1,2549	0,4862	0,5402
Motor	COYHAIQUE Deutz	Diesel	3,8108	14,3465	1,0415	0,4035	0,4483
Motor	COYHAIQUE Fuel	IFO	3,2798	12,3474	4,0320	0,3473	0,3859
Motor	COYHAIQUE Diesel	Diesel	3,1860	11,9946	0,8707	0,3373	0,3748
Motor	COYHAIQUE Diesel 1.4	Diesel	3,4515	12,9942	0,9433	0,3655	0,4061
Motor	PUNTA ARENAS Sulzer	Diesel	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943
Motor	PUNTA ARENAS Caterpillar	Diesel	3,8108	14,3465	1,0415	0,4035	0,4483
Motor	PUNTA ARENAS Caterpillar	GN	10,7712	15,4835	0,0318	1,8176	0,0000
Motor	PUERTO NATALES Fairbanks	Diesel	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943
Motor	PUERTO NATALES Wauskesha	GN	15,6671	22,5215	0,0462	2,6438	0,0000
Motor	PUERTO PORVENIR Fairbanks	Diesel	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943

Los valores en negritas son estimados por el consultor.
Fuente : Estudio Comparación de Costos Ambientales.

En el cuadro N° 1.10 se comparan las emisiones de las centrales chilenas con los factores EPA ajustados según la eficiencia de los equipos de control de emisiones que poseen esas centrales

De dicho cuadro 1.10 se observa una cierta dispersión entre las emisiones de equipos similares y entre éstos y los estimados en función de los calculados según los factores EPA corregidos. Esto obedece a varias causas :

- a) La emisión de algunos contaminantes depende fundamentalmente de la composición del combustible. En particular las emisiones de SO_x son proporcionales al contenido de azufre del combustible y las emisiones de material particulado son proporcionales al contenido de ceniza de los carbones.
- b) Las características de operación de equipos de una misma tecnología varían de un fabricante a otro y entre modelos de un mismo fabricante, lo que implica variaciones en las emisiones, eficiencia térmica, etc.
- c) Las emisiones de un mismo equipo varían en el tiempo dependiendo de su estado de mantención y de las condiciones de operación (por ej.: nivel de carga).
- d) Los factores EPA fueron calculados como promedio de una muestra de emisiones de equipos en operación, los que presentan dispersiones similares a las observadas en este caso.

En los cuadros N°s. 1.11, 1.12 y 1.13 se comparan las emisiones de Centrales Termoeléctricas chilenas con turbinas a vapor, con las normas de varios países analizados. Dado que en algunos países las normas difieren según tamaño de las plantas, en cada uno de ellos se consideró el rango en que se encuentran la mayoría de las centrales chilenas. En el Cuadro N° 1.14. se efectúa la misma comparación para turbinas de gas y ciclo combinado con las normas de EE.UU.. Estas comparaciones se refieren sólo a NO_x, SO₂ y Material Particulado, ya que dichos países en general no han establecido normas específicas para el CO ni para los Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), para este tipo de plantas.

Un análisis más detallado de las normas internacionales se muestra en el punto .5.

CUADRO N° 1.10 (Parte 1)
COMPARACIÓN EMISIONES
CENTRALES CHILENAS vs. FACTORES EPA CORREGIDOS (a)
gr/kWh

CENTRALES	Emisión de gases					Factores EPA AP42				
	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SOx)	COV Totales	Material particulado	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	COV Totales	Oxidos de Azufre (SOx)	Material particulado
EDELNOR CTM3	0,2434	0,9498 (*)	0,0132	0,0326	0,0196	0,237	0,924	0,032	0,013	0,019
TOCOPILLA CC	0,1264	0,2375	0,0130	0,0761	0,0190	0,087	0,286	0,032	0,013	0,019
ATACAMA CC N°1 y N°2	0,2584	1,0086 (*)	0,0140	0,0347	0,0208	0,237	0,924	0,032	0,013	0,019
SAN ISIDRO	0,0258	0,1096	0,0130	0,0445	0,0190	0,043	0,286	0,032	0,013	0,019
NEHUENCO	0,0631	0,2593	0,0130	0,0761	0,0190	0,087	0,286	0,032	0,013	0,019
CENTRAL NUEVA RENCA	0,1259	0,2866	0,0018	0,0524	0,0236	0,043	0,286	0,032	0,013	0,019
DIESEL IQUIQUE	0,0188	5,0124	1,3214	0,0228	0,0684	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
TG TOCOPILLA TG1 Y 2	0,2291	0,4327	0,5090	0,0160	0,2036	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
TG TARAPACA	0,020	5,4005	1,4237	0,0245	0,0736	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
TG EL INDIO	0,016	4,269	1,125	0,0190	0,058	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
HUASCO GAS	0,3241	4,6992	7,8273	0,1112	0,4510	0,019	4,932	0,022	4,156	0,067
DIEGO DE ALMAGRO	0,020	5,4490	1,4370	0,0250	0,0740	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
LOS ROBLES - Unid. 1	0,193	5,0000	0,7300	0,0180	0,4200	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
LOS ROBLES - Unid 6	0,193	11,6537	1,7074	0,0210	0,4577	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
CABRERO - PW	0,0130	1,0266	0,1040	0,0056	0,0204	0,019	0,113	0,022	1,30	0,067
CABRERO -SS	0,0142	1,0989	0,1323	0,0071	0,0213	0,019	0,113	0,022	1,30	0,067
CABRERO - Alstom	0,0195	0,1035	0,2241	0,0109	0,0257	0,019	0,113	0,022	1,30	0,067
ANTILHUE	0,0131	1,0310	0,1044	0,0056	0,0205	0,019	4,932	0,022	1,30	0,067
PUERTO NATALES TG	0,0163	4,3495	1,1467	0,0198	0,0593	0,019	2,487	0,034	1,30	0,067
TOCOPILLA TG3	0,5827	2,2740	0,0315	0,0782	0,0469	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
TAL TAL	0,3814	1,4884	0,0206	0,0512	0,0307	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
PUNTA ARENAS Hitachi	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
PUNTA ARENAS GE	0,7276	2,8396	0,0394	0,0976	0,0586	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
PUNTA ARENAS GE	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
PUERTO NATALES	0,6649	2,5948	0,0360	0,0892	0,0535	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
PUERTO PORVENIR	0,6147	2,3990	0,0333	0,0825	0,0495	0,637	2,487	0,034	0,032	0,051
TOCOPILLA U9	0,1885	1,7714	6,9643	0,0391	0,5597	0,206	1,939	7,623	0,047	0,678
TOCOPILLA U 10-11	0,2149	2,0197	7,9404	0,0445	0,6381	0,206	1,939	7,623	0,047	0,678
RENCA	0,0050	1,8802	1,1848	0,0001	0,1433	0,228	0,915	0,115	1,514	0,093

CUADRO N° 1.10 (Parte 2)
COMPARACIÓN EMISIONES
CENTRALES CHILENAS vs. FACTORES EPA CORREGIDOS (a)
gr/kWh

CENTRALES	Emisión de gases					Factores EPA AP42				
	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SOx)	COV Totales	Material particulado	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	COV Totales	Oxidos de Azufre (SOx)	Material particulado
PETROPOWER ENERGÍA LTDA.	0,1631	0,0400	1,5800	0,0047	0,0575	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
MEJILLONES N°1	0,0910	3,2890	7,1730	0,0359	0,2445	0,094	4,060	0,020	7,390	0,305
MEJILLONES N°2	0,0910	3,2890	7,1730	0,0359	0,1206	0,094	4,060	0,020	7,390	0,153
TOCOPILLA (Unid. 12)	0,1113	4,8283	15,9674	0,0200	0,2222	0,094	4,060	0,020	7,390	0,763
TOCOPILLA (Unid. 13)	0,1113	4,8283	9,2473	0,0200	0,1086	0,094	4,060	0,020	7,390	0,763
TOCOPILLA (Unid. 14)	0,1015	4,4051	3,9204	0,0183	0,2624	0,094	4,060	0,020	7,390	0,763
TOCOPILLA (Unid. 15)	0,1015	4,4051	2,9906	0,0183	0,3196	0,094	4,060	0,020	7,390	0,763
NUEVA TOCOPILLA (N°1 y N° 2)	0,0888	3,8518	7,8706	0,0160	0,2997	0,094	4,060	0,020	7,390	0,305
PATACHE	0,1152	2,8701	11,5770	0,0210	0,5728	0,094	4,060	0,020	7,390	0,763
LAGUNA VERDE	0,1985	5,4115	15,6104	0,0435	26,0700	0,094	2,560	0,020	7,390	15,26
VENTANA 1	0,0963	2,6883	7,9996	0,0173	0,6832	0,094	4,060	0,020	7,390	0,1526
VENTANA 2	0,0963	2,7257	7,9996	0,0173	0,3368	0,094	4,060	0,020	7,390	0,1526
HUASCO VAPOR	0,185	5,0690	26,6894	0,0407	3,5938	0,094	2,560	0,020	7,390	0,916
BOCAMINA	0,0920	3,9930	1,4694	0,0166	15,2564	0,094	4,060	0,020	7,390	7,320
GUACOLDA	0,1116	2,4354	3,3918	0,0166	0,6552	0,094	4,060	0,020	7,390	0,214
CENTRAL ARAUCO	0,5434	2,6717	2,8076	0,2398	0,0906	16,39	1,81	0,266	0,090	0,057
CELCO	14,8240	0,6555	0,0071	0,2398	0,0106	16,390	1,810	0,266	0,090	5,660
LAJA	18,6320	2,0076	0,1080	1,8003	0,9902	16,390	1,810	0,266	0,090	2,830
CONSTITUCION	2,4262	2,7257	0,1220	1,4739	0,8107	16,390	1,810	0,266	0,090	2,830
DIESEL ARICA Mirrless	3,7327	14,0525	1,0201	0,3952	0,4391	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL ARICA Mirrless	3,8264	14,4053	1,0457	0,4051	0,4502	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL ARICA G. Motors	3,6702	13,8173	1,0031	0,3886	0,4318	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL IQUIQUE Sulzer	3,9982	15,0521	1,0927	0,4233	0,4704	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL IQUIQUE Mirrless	3,8420	14,4641	1,0500	0,4068	0,4520	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL IQUIQUE Man	3,8576	14,5229	4,7424	0,4085	0,4538	3,647	15,030	4,483	0,386	0,429
DIESEL IQUIQUE Mitsubishi	3,3578	12,6414	4,1280	0,3555	0,3950	3,647	15,030	4,483	0,386	0,429
DIESEL ANTOFAGASTA Man	3,7951	14,2877	4,6656	0,4018	0,4465	3,647	15,030	4,483	0,386	0,429
DIESEL ANTOFAGASTA G. Motors	3,7014	13,9349	1,0116	0,3919	0,4355	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464

CUADRO N° 1.10 (Parte 3)
COMPARACIÓN EMISIONES
CENTRALES CHILENAS vs. FACTORES EPA CORREGIDOS (a)
gr/kWh

CENTRALES	Emision de gases					Factores EPA AP42				
	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	Oxidos de Azufre (SOx)	COV Totales	Material particulado	Monóxido de carbono (CO)	Oxidos de Nitrógeno (NOx)	COV Totales	Oxidos de Azufre (SOx)	Material particulado
MANTOS BLANCOS Mirrless	3,5765	13,4645	4,3968	0,3787	0,4208	3,647	15,030	4,483	0,386	0,429
DIESEL ENAEX	3,8264	14,4053	1,0457	0,4051	0,4502	3,945	15,030	0,423	1,093	0,464
DIESEL ENAEX	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
PUERTO AYSEN Fiat	4,1700	15,6988	1,1396	0,4415	0,4906	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
COYHAIQUE MWM	4,5917	17,2864	1,2549	0,4862	0,5402	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
COYHAIQUE Deutz	3,8108	14,3465	1,0415	0,4035	0,4483	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
COYHAIQUE Fuel	3,2798	12,3474	4,0320	0,3473	0,3859	1,640	6,174	2,016	0,174	0,193
COYHAIQUE Diesel	3,1860	11,9946	0,8707	0,3373	0,3748	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
COYHAIQUE Diesel 1.4	3,4515	12,9942	0,9433	0,3655	0,4061	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
PUNTA ARENAS Sulzer	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
PUNTA ARENAS Caterpillar	3,8108	14,3465	1,0415	0,4035	0,4483	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
PUNTA ARENAS Caterpillar	10,7712	15,4835	0,0318	1,8176	0,0000	13,220	19,000	2,230	1,115	0,000
PUERTO NATALES Fairbanks	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464
PUERTO NATALES Wauskesha	15,6671	22,5215	0,0462	2,6438	0,0000	13,220	19,000	2,230	1,115	0,000
PUERTO PORVENIR Fairbanks	4,2012	15,8164	1,1482	0,4448	0,4943	3,945	14,853	1,078	0,418	0,464

CUADRO N° 1.11

COMPARACIÓN DE EMISIONES DE NO_x DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CON TURBINAS A VAPOR
VERSUS NORMAS INTERNACIONALES
mg/Nm³

Central	Combustible	Emisión	Normas USA	Normas Canadá	Normas Alemania	Normas Francia	Normas Suecia	Normas Suiza	Normas Reino Unido (a)	Normas Portugal	Normas España	Normas México	Norma Comunidad Europea
Guacolda	Carbón	711	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Huasco Vapor	Carbón	643	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Bocamina	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Ventanas 1	Carbón	738	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Ventanas 2	Carbón	743	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Laguna Verde	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Nueva Tocopilla	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Patache	Carbón	540	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Mejillones U1 y U2	Carbón	726,5	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Tocopilla U12	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Tocopilla U13	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Tocopilla U14	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Tocopilla U15	Carbón	875	860	490	400	650	135	214	650	650	650	820	650
Celco	Leña	93	860	490	400	650	135	214	s/i	650	s/i	820	650
Central Arauco	Leña	401	860	490	400	650	135	214	s/i	650	s/i	820	650
Constitución	Leña	61,3	860	490	400	650	135	214	s/i	650	s/i	820	650
Laja	Leña	223,0	860	490	400	650	135	214	s/i	650	s/i	820	650
Petropower	Petcoke	10,7	860	490	400	650	135	214	s/i	650	s/i	820	650
Renca	Diesel	328	430	s/i	s/i	s/i	s/i	214	s/i	650	s/i	820	450
(a) Plantas posteriores a 1987. Para las plantas posteriores a 1995 la cifra es 200 mg/m ³													
s/i = Sin información													
Valores en negrita corresponden a estimaciones													

CUADRO N° 1.12

**COMPARACIÓN DE EMISIONES DE MATERIAL PARTICULADO DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
CHILENAS VERSUS NORMAS INTERNACIONALES
mg/Nm³**

Central	Combustible	Emisión	Normas USA	Normas Canadá	Normas Alemania	Normas Francia	Normas Suecia	Normas Suiza	Normas Reino Unido	Normas Portugal	Normas España	Normas Méjico	Normas Comunidad Europea
Guacolda	Carbón	200	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Huasco Vapor	Carbón	250	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Bocamina	Carbón	4.657	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Ventanas 1	Carbón	196	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Ventanas 2	Carbón	96	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Laguna Verde	Carbón	3290	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Nueva Tocopilla	Carbón	85	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Patache	Carbón	108	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Mejillones U1	Carbón	40,3	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Mejillones U2	Carbón	20,2	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Tocopilla U12	Carbón	49,5	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Tocopilla U13	Carbón	24,2	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Tocopilla U14	Carbón	65,2	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Tocopilla U15	Carbón	79,4	37	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Celco	Leña	73	43 (e)	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Central Arauco	Leña	13,6	43 (e)	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Constitución	Leña	110	43 (e)	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Laja	Leña	110	43 (e)	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Petropower	Petcoke	16	43 (e)	145	50	100	35	55	25	100	100	435	100
Renca	Diesel	25	43 (e)	s/i	s/i	s/i	s/i	50	s/i	s/i	s/i	500	50

CUADRO N° 1.13

**COMPARACIÓN DE EMISIONES DE SO_x DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CON TURBINAS A VAPOR
VERSUS NORMAS INTERNACIONALES
mg/Nm³(a)**

Central	Combustible	Emisión	Normas USA	Normas Canadá	Normas Alemania	Normas Francia	Normas Suecia	Normas Suiza	Normas Reino Unido	Normas Portugal	Normas España	Normas Méjico
Guacolda	Carbón	711	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Huasco Vapor	Carbón	1.865	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Bocamina	Carbón	308	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Ventanas 1	Carbón	1.566	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Ventanas 2	Carbón	1.566	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Laguna Verde	Carbón	1976	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Nueva Tocopilla U	Carbón	1708	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Patache	Carbón	2445	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Mejillones U	Carbón	1589	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Tocopilla U12	Carbón	3557	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Tocopilla U13	Carbón	2060	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Tocopilla U14	Carbón	974	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Tocopilla U15	Carbón	743	1.480	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Celco	Leña	2,59	520	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Central Arauco	Leña	421,47	520	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Constitución	Leña	12,00	520	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Laja	Leña	12,00	520	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Petropower	Petcoke	439,5	520	740	2.000	1300-3400	270	430	200	1.200	2.400	6500
Renca	Diesel	206,4	340	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	6500
s/i = Sin información												

Propuesta e Implementación de Normas Atmosféricas para Fuentes Fijas a Nivel Nacional y Recopilación de Información de Soporte Técnico-Económico para la Dictación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

CUADRO N° 1.14
COMPARACIÓN DE EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CON TURBINAS DE GAS
VERSUS NORMAS INTERNACIONALES
mgr/m³

Central	Combustible	Nox			MAT. PARTICULADO (a)			SOx		
		Emisiones	Normas USA	Normas CEE	Emisiones	Normas USA	Normas CEE	Emisiones	Normas USA	Normas CEE
Edelnor CTM3 (CC)	GN	110,57	88,14	350	2,28	10,14	5	1,54	253,5	35
Tocopilla (CC)	GN	27,65	88,14	350	7,16	10,14	5	3,17	253,5	35
Atacama N° 1 y N° 2 (CC)	GN	117,42	88,14	350	2,42	10,14	5	1,63	253,5	35
San Isidro (CC)	GN	12,76	88,14	350	7,16	10,14	5	3,17	253,5	35
Nehuenco (CC)	GN	30,19	88,14	350	7,16	10,14	5	3,17	253,5	35
Nueva Renca (CC)	GN	33,37	88,14	350	2,75	10,14	5	0,21	253,5	35
Diesel Iquique (TG)	Diesel	404,85	118,65	450	5,52	13,65	50	106,73	357	1700
Tocopilla (TG1 y 2)	Diesel	34,95	118,65	450	16,44	13,65	50	41,11	357	1700
Tarapacá (TG)	Diesel	436,19	118,65	450	5,94	13,65	50	114,99	357	1700
El Indio (TG)	Diesel	229,30	118,65	450	3,72	13,65	50	15,43	357	1700
Huasco Gas (TG)	IFO 180	379,55	118,65	450	36,43	13,65	50	632,21	357	1700
Diego de Almagro (TG)	Diesel	351,99	118,65	450	4,77	13,65	50	19,71	357	1700
Los Robles - Unid 1 (TG)	Diesel	403,85	118,65	450	33,92	13,65	50	58,96	357	1700
Los Robles - Unid 6 (TG)	Diesel	941,26	118,65	450	36,97	13,65	50	137,91	357	1700
Cabrero P-W (TG)	Diesel	82,92	118,65	450	1,65	13,65	50	8,40	357	1700
Cabrero-Alstorn (TG)	Diesel	8,36	118,65	450	2,08	13,65	50	18,10	357	1700
Cabrero-SS (TG)	Diesel	88,76	118,65	450	1,72	13,65	50	106,86	357	1700
Antilhue (TG)	Diesel	83,27	118,65	450	1,66	13,65	50	8,43	357	1700
Puerto Natales TG	Diesel	351,31	118,65	450	4,79	13,65	50	92,62	357	1700
Tocopilla TG3	GN	99,09	88,14	350	2,05	10,14	5	1,39	253,5	35
Tal Tal (TG)	GN	64,84	88,14	350	1,35	10,14	5	0,92	253,5	35
Punta Arenas Hitachi (TG)	GN	113,07	88,14	350	2,33	10,14	5	1,57	253,5	35
Punta Arenas GE (TG)	GN	123,74	88,14	350	2,55	10,14	5	1,72	253,5	35
Punta Arenas GE (TG)	GN	113,07	88,14	350	2,33	10,14	5	1,57	253,5	35
Puerto Natales (TG)	GN	113,07	88,14	350	2,33	10,14	5	1,57	253,5	35
Puerto Porvenir (TG)	GN	104,54	88,14	350	2,16	10,14	5	1,45	253,5	35

(a) No hay norma para MP en turbinas. Se utilizó la de calderas

(b) CEE = Comunidad Económica Europea

Del cuadro 1.11 se concluye lo siguiente sobre las emisiones de NOx :

- Las emisiones de todas las plantas de carbón sobrepasan las normas de Suiza, Suecia, Alemania y Canadá, y la mayoría tiene emisiones similares a las normas de USA y México.
- Las emisiones de Petropower y tres de las plantas que queman biomasa cumplen las normas de todos los países analizados.
- Las emisiones de Renca y Laja cumplen las de todos los países salvo Suiza y Suecia.

Del cuadro 1.12 se concluye lo siguientes sobre las emisiones de material particulado:

- Las emisiones de Bocamina y Laguna Verde superan entre 7 y 186 veces las normas de los países analizados.
- Las Centrales Guacolda, Huasco Vapor y Ventanas 1, superan todas las normas analizadas salvo las de México. Laja y Constitución (biomasa) superan todas las normas salvo las de Canadá y México.
- Por el contrario Petropower, Renca, Celco, Arauco, Unidad 13 de Tocopilla y Unidad 2 de Mejillones cumplen con todas las normas. Estas cuentan con precipitadores electrostáticos de alto rendimiento, salvo Petropower que dispone de filtros de mangas.

Del cuadro 1.13 se concluye lo siguiente sobre las emisiones de SOx:

- Las emisiones de Tocopilla unidad 12 y Patache superan todas las normas salvo las de México que son las menos exigentes.
- Las emisiones de Huasco Vapor, Ventanas, Nueva Tocopilla y Mejillones sobrepasan las normas de USA, Canadá, Suecia, Suiza, Reino Unido y Portugal.
- Las emisiones de Bocamina, Arauco y Renca cumplen las normas de todos los países analizados salvo Reino Unido y Suecia, Petropower además sobrepasa levemente la de Suiza.
- Las Centrales Celco, Constitución y Laja cumplen todas las normas.

Del cuadro 1.14 se concluye lo siguiente sobre emisiones en turbinas de gas :

- Las centrales Los Robles, El Indio, Diego de Almagro y Huasco Gas, sobrepasan por mucho las normas de USA para NOx, en turbinas de gas y el resto las cumple, en particular todas las Centrales de ciclo combinado.
- La norma sobre SOx es cumplida por todas las centrales salvo Huasco Gas que quema IFO 180 que tiene un alto contenido de azufre. Todas las demás cumplen, especialmente las que queman Gas Natural están muy por debajo de la norma.
- En el caso de material particulado, EE.UU. no tiene norma para turbinas. Si se compara con la norma de calderas, esta es sobrepasada por Huasco Gas, Los Robles, El Indio y Diego de Almagro.

2.9. Otros Contaminantes Peligrosos.

Las Centrales Termoeléctricas especialmente las que queman carbón y petróleo pesado, emiten numerosos compuestos químicos que son potencialmente peligrosos para la salud, aún en pequeñas concentraciones (HAP). Estos compuestos incluyen: metales pesados presentes en el material particulado, tales como arsénico, mercurio, plomo, cadmio, cromo, etc.; gases inorgánicos (ácido Clorhídrico y fluorhídrico) y compuestos orgánicos volátiles (acreolina, dioxinas, formaldehído, benceno, etc.). De los 188 HAP identificados por EPA, sólo 67 son emitidos por las Centrales Termoeléctricas. En el Cuadro N° 1.15. se muestra una lista de estos elementos y compuestos químicos.

CUADRO N° 1.15

**ELEMENTOS Y COMPUESTOS POTENCIALMENTE PELIGROSOS
PARA LA SALUD EMITIDOS AL QUEMAR COMBUSTIBLES FOSILES**

METALES Y COMPUESTOS	COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	COMPUESTOS INORGÁNICOS
Compuestos de Antimonio	Acetaldehído	Ácido fluorhídrico
Compuestos de Arsénico	Benceno	Ácido clorhídrico
Compuestos de Berilio	Bifenil	Cloro
Compuestos de Cadmio	Carbonilo de azufre	Fósforo
Compuestos de Cobalto	Clorobenceno	
Compuestos de Cromo	Cloroformo	
Compuestos de Manganeso	Compuestos orgánicos policíclicos.	
Compuestos de Mercurio	Dibenzofurano	
Compuestos de Níquel	Disulfito de carbono	
Compuestos de Selenio	1-4 Diclorobenceno	
Compuestos de Plomo	2 Etilxilftalato	
	Fenol	
	Formaldehído	
	Hexaclorobenceno	
	Naftaleno	
	Pentaclorofenol	
	2-4-5 Triclorofenol	
	Tetraclorodibenzodioxina	
	Tetracloroetileno	
	Tetracloruro de Carbono	
	Tolueno	
	Tricloroetileno	

a: Fuente: Estudio de Emisiones de Contaminantes Peligrosos del Aire y Mercurio, Producidas por Centrales Termoeléctricas a Vapor. Resumen en Anexo N° 9.

En los cuadros N° 1.16 y 1.17 se muestra una estimación de las emisiones unitarias de HAP para los diversos combustibles utilizados en las Centrales Termoeléctricas. Estos se calcularon sobre la base de los factores de emisión determinados por EPA AP42 expresados en ng/J. Estos se convirtieron en (gr/kWh) utilizando los consumos específicos promedio de combustibles de las Centrales Termoeléctricas chilenas que se muestran a continuación.

Combustible	Tipo Central	Consumo Específico	Unidad
Carbón	Vapor	0,374	kg/kWh
Leña	Vapor	2,41	kg/kWh
Fuel Oil	Vapor	0,289	kg/kWh
Diesel	Vapor	0,320	kg/kWh
Gas Natural	Ciclo Combinado	0,191	m ³ /kWh
Diesel	Turbina	0,305	kg/kWh

Dichos cuadros incluyen todos los HAP para los que se obtuvo información de factores de emisión.

CUADRO N° 1.16

EMISIONES DE COMPUESTOS INORGÁNICOS POTENCIALMENTE PELIGROSOS PARA LA SALUD

mgr/kWh

COMPUESTOS	COMBUSTIBLES			
	CARBÓN	LEÑA	FUEL OIL	DIESEL
Compuestos de Antimonio	---	---	0,186	---
Compuestos de Arsénico	3,09	0,1027	0,0468	0,0690
Compuestos de Berilio	0,366	---	0,0010	0,0019
Compuestos de Cadmio	0,316	0,0255	0,0141	0,0301
Compuestos de Cromo	7,09	0,1879	0,0387	0,0690
Compuestos de Cobalto	---	0,1566	0,2135	---
Compuestos de Plomo	2,291	0,5362	0,0536	0,0879
Compuestos de Manganeso	13,46	15,1830	0,1064	4,9584
Compuestos de Mercurio	0,072	0,0062	0,0040	0,0075
Compuestos de Níquel	8,31	0,0831	2,9968	0,0289
Compuestos de Selenio	---	0,0553	0,0242	0,1569
Cloro (HCL)	224,4	9.399,0	12,3	---
Fluor (HF)	28,05	---	1,3229	---
Fósforo	---	---	0,3355	---

Fuente : Calculado sobre la base de factores EPA AP-42

CUADRO N° 1.17

**EMISIONES DE COMPUESTOS ORGÁNICOS POTENCIALMENTE
PELIGROSOS PARA LA SALUD
ugr/kWh**

COMPUESTOS	COMBUSTIBLES				
	CARBÓN	LEÑA	FO	TURBINAS GN	TURBINAS DIESEL
Acetaldehído	106,59	2.313,6	---	115,44	---
Bifenil	0,32	---	---	---	---
Benceno	243,10	11.989,7	8,40	34,63	345,20
Clorobenceno	4,11	---	---	---	---
Naftaleno	2,40	4.084,9	44,37	3,75	219,67
Fenol	2,99	1.771,3	---	---	---
Tetracloroetileno	8,04	---	---	---	---
Tolueno	44,88	---	243,48	375,20	---
Compuestos Orgánicos Policíclicos	---	---	---	6,35	251,06
Cloroformo	11,03	---	---	---	---
Disulfito de Carbono	24,30	---	---	---	---
Formaldehído	44,88	9.881,0	1.295,90	2.049,0	1.757,39
Acreolina	---	---	---	18,80	---
Etilbenceno	---	---	---	94,02	---
Oxido de Propileno	---	---	---	85,20	---
Xilenos	---	---	---	188,03	---

En el Cuadro N° 1.18 se muestran las emisiones anuales de HAP para las principales Centrales Termoeléctricas del Sistema Interconectado Central (SIC), calculados sobre la base de las emisiones unitarias indicadas en los cuadros anteriores, y los kWh/año promedio generados en el período 1990-1999.

De dicho cuadro se observa que en general las emisiones son pequeñas, salvo en los casos del cloro y en menor medida del flúor, en centrales a carbón. Estas centrales también presentan emisiones importantes de manganeso, cromo, níquel, arsénico y plomo. En cambio presentan bajas emisiones de compuestos orgánicos.

En el caso de las centrales de ciclo combinado, las mayores emisiones corresponden a formaldehído y tolueno. Las otras son muy pequeñas.

Las centrales que queman desechos forestales presentan bajas emisiones metálicas, salvo de compuestos de manganeso, pero también presentan emisiones de cierta importancia de algunos compuestos orgánicos como : benceno, formaldehído, cloro, naftaleno y acetaldehído.

Las mayores emisiones en el caso de las centrales que queman petróleo serían de compuestos de manganeso.

CUADRO N° 1.18. (Parte 1)
COMPUESTOS POTENCIALMENTE PELIGROSOS EMITIDOS AL QUEMAR COMBUSTIBLES FOSILES
Ton/año

CENTRALES	San isidro	Nehuenco	Central nueva Renca	Diego de Almagro	Los Robles	Cabrero	Antilhue	Turbogas el indio	Huasco gas	Renca	Huasco vapor	Bocamina	Laguna verde	Ventana 1	Ventana 2
	Gas natural	Gas natural	Gas natural	P.Diesel	P.Diesel	P.Diesel	P.Diesel	P.Diesel	IFO 180	P.Diesel	Carbón	Carbón	Carbón	Carbón	Carbón
Compuestos de Antimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0227	-	-	-	-	-	-
Compuestos de Arsénico	-	-	-	0,0030	0,0189	0,0684	0,0217	0,0014	0,0570	0,0207	0,1031	1,6058	0,3086	1,7881	3,9272
Compuestos de Berilio	-	-	-	0,0001	0,0005	0,0019	0,0006	0,0000	0,0001	0,0006	0,0122	0,1902	0,0366	0,2118	0,4652
Compuestos de Cadmio	-	-	-	0,0013	0,0082	0,0299	0,0095	0,0006	0,0017	0,0090	0,0105	0,1642	0,0316	0,1829	0,4016
Compuestos de Cromo	-	-	-	0,0030	0,0189	0,0684	0,0217	0,0014	0,0047	0,0207	0,2366	3,6846	0,7080	4,1027	9,0108
Compuestos de Cobalto	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0260	-	-	-	-	-	-
Compuestos de Plomo	-	-	-	0,0038	0,0240	0,0871	0,0276	0,0018	0,0065	0,0263	0,0765	1,1906	0,2288	1,3257	2,9117
Compuestos de Manganeso	-	-	-	0,2150	1,3542	4,9130	1,5569	0,1006	0,0130	1,4834	0,4492	6,9950	1,3442	7,7887	17,1066
Compuestos de Mercurio	-	-	-	0,0003	0,0021	0,0075	0,0024	0,0002	0,0005	0,0023	0,0024	0,0374	0,0072	0,0417	0,0915
Compuestos de Níquel	-	-	-	0,0013	0,0079	0,0286	0,0091	0,0006	0,3652	0,0086	0,2773	4,3186	0,8299	4,8086	10,5614
Compuestos de Selenio	-	-	-	0,0068	0,0429	0,1555	0,0493	0,0032	0,0030	0,0469	-	-	-	-	-
Acetaldehído	0,2035	0,1188	0,2734	-	-	-	-	-	-	-	0,0036	0,0554	0,0106	0,0617	0,1355
Bifenil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0000	0,0002	0,0000	0,0002	0,0004

Propuesta e Implementación de Normas Atmosféricas para Fuentes Fijas a Nivel Nacional y Recopilación de Información de Soporte Técnico-Económico para la Dictación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

Benceno	0,0610	0,0356	0,0820	0,0150	0,0943	0,3420	0,1084	0,0070	0,0009	0,1033	0,0081	0,1263	0,0243	0,1407	0,3090
Clorobenceno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0001	0,0021	0,0004	0,0024	0,0052
Naftaleno	0,0066	0,0039	0,0089	0,0095	0,0600	0,2177	0,0690	0,0045	0,0049	0,0657	0,0001	0,0012	0,0002	0,0014	0,0031
Fenol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0001	-	0,0001	0,0016	0,0003	0,0017	0,0038
Tetracloroetileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0003	0,0042	0,0008	0,0047	0,0102
Tolueno	0,6614	0,3860	0,8885	-	-	-	-	-	0,0278	-	0,0015	0,0233	0,0045	0,0260	0,0570
Compuestos Orgánicos Policíclicos	0,0112	0,0065	0,0150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cloroformo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0004	0,0057	0,0011	0,0064	0,0140
Disulfito de Carbono	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0008	0,0126	0,0024	0,0141	0,0309
Formaldehído	3,612	2,108	4,852	0,076	0,480	1,7413	0,5518	0,0357	0,1426	0,5258	0,0150	0,2332	0,0448	0,2597	0,5704
Cloro	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4996	-	7,4882	116,6178	22,4099	129,8509	285,1951
Fluor	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1612	-	0,9360	14,5772	2,8012	16,2314	35,6494
Fósforo	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0409	-	-	-	-	-	-
Acreolina	0,0331	0,0193	0,0445	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Etilbenceno	0,1481	0,0864	0,1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óxido de Propileno	0,1502	0,0877	0,2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Xilenos	0,3315	0,1934	0,4452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUADRO N° 1.18. (Parte 2)
COMPUESTOS POTENCIALMENTE PELIGROSOS EMITIDOS AL QUEMAR COMBUSTIBLES FOSILES
Ton/año

CENTRALES	Guacolda Carbón	Celco Desecho Forestal	Constitución Desecho Forestal	Laja Desecho Forestal	Central Arauco Desecho Forestal	Tocopilla U1 y U2 P.Diesel	Mejillones U1 Carbón	Mejillones U2 Carbón	Tocopilla U12 Carbón	Tocopilla U13 Carbón	Tocopilla U14 Carbón	Tocopilla U15 Carbón	Nueva Tocopilla U1 y U2 Carbón	Celta Carbón
Compuestos de Antimonio	-	-	-	-	-	0,0045	---	---	---	---	---	---	---	---
Compuestos de Arsénico	6,6559	0,0123	0,0710	0,1073	1,5042	0,0113	1,9155	3,0363	0,7236	0,8279	2,4315	2,2310	1,5773	3,2816
Compuestos de Berilio	0,7884	-	-	-	-	0,0000	0,2269	0,3596	0,0857	0,0981	0,2880	0,2643	0,1868	0,3887
Compuestos de Cadmio	0,6807	0,0031	0,0016	0,0013	0,0124	0,0003	0,1959	0,3105	0,0740	0,0847	0,2487	0,2282	0,1613	0,3356
Compuestos de Cromo	15,2719	0,0226	0,0121	0,0096	0,0911	0,0009	4,3951	6,9668	1,6602	1,8997	5,5792	5,1189	3,6192	7,5296
Compuestos de Cobalto	-	0,0188	0,0101	0,0080	0,0759	0,0052	---	---	---	---	---	---	---	---
Compuestos de Plomo	4,9348	0,4201	0,2251	0,1784	1,6939	0,0013	1,4202	2,2512	0,5365	0,6138	1,8028	1,6541	1,1695	2,4330
Compuestos de Manganeso	28,9928	1,8253	0,9780	0,7750	7,3592	0,0026	8,3438	13,2261	3,1518	3,6065	10,5918	9,7181	6,8709	14,2945
Compuestos de Mercurio	0,1551	0,0007	0,0004	0,0003	0,0030	0,0001	0,0446	0,0707	0,0169	0,0193	0,0567	0,0520	0,0368	0,0765
Compuestos de Níquel	17,8997	0,0100	0,0054	0,0042	0,0403	0,0726	5,1514	8,1656	1,9459	2,2266	6,5392	5,9998	4,2420	8,8252
Compuestos de Selenio	-	0,0066	0,0036	0,0028	0,0268	0,0006	---	---	---	---	---	---	---	---
Acetaldehído	0,2296	0,2782	0,1491	0,1181	1,1216	---	0,0661	0,1047	0,0250	0,0286	0,0839	0,0770	0,0544	0,1132
Bifenil	0,0007	-	-	-	-	---	0,0002	0,0003	0,0001	0,0001	0,0003	0,0002	0,0002	0,0003
Benceno	0,5236	1,4417	0,7725	0,6122	5,8140	0,0002	0,1507	0,2389	0,0569	0,0651	0,1913	0,1755	0,1241	0,2582

Propuesta e Implementación de Normas Atmosféricas para Fuentes Fijas a Nivel Nacional y Recopilación de Información de Soporte Técnico-Económico para la Dictación de una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

Clorobenceno	0,0089	-	-	-	-	0,0000	0,0026	0,0040	0,0010	0,0011	0,0032	0,0030	0,0021	0,0044
Naftaleno	0,0052	0,4912	0,2632	0,2086	1,9818	0,0010	0,0015	0,0024	0,0006	0,0006	0,0019	0,0017	0,0012	0,0025
Fenol	0,0064	-	-	-	-	0,0000	0,0019	0,0029	0,0007	0,0008	0,0024	0,0022	0,0015	0,0032
Tetracloroetileno	0,0173	-	-	-	-	---	0,0050	0,0079	0,0019	0,0022	0,0063	0,0058	0,0041	0,0085
Tolueno	0,0967	-	-	-	-	0,0053	0,0278	0,0441	0,0105	0,0120	0,0353	0,0324	0,0229	0,0477
Compuestos Orgánicos Policíclicos	-	-	-	-	-	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cloroformo	0,0238	-	-	-	-	---	0,0068	0,0108	0,0026	0,0030	0,0087	0,0080	0,0056	0,0117
Disulfuro de Carbono	0,0523	-	-	-	-	---	0,0151	0,0239	0,0057	0,0065	0,0191	0,0175	0,0124	0,0258
Formaldehído	0,9667	1,1882	0,6366	0,5044	4,7903	0,0284	0,2782	0,4410	0,1051	0,1203	0,3532	0,3240	0,2291	0,4766
Cloro	483,3576	1,1302	0,6055	0,4798	4,5566	0,2983	139,10 51	220,500 4	52,5464	60,1255	176,58 19	162,01 57	114,5490	238,3121
Flúor	60,4197	-	-	-	-	0,0321	17,388 1	27,5625	6,5683	7,5157	22,072 7	20,252 0	14,3186	29,7890
Fósforo	-	-	-	-	-	0,0081	---	---	---	---	---	---	---	---
Acreolina	-	-	-	-	-									
Etilbenceno	-	-	-	-	-									
Óxido de Propileno	-	-	-	-	-									
Xilenos	-	-	-	-	-									

Un estudio de la EPA solicitado por el Congreso de Estados Unidos, basado en datos de emisiones de las 684 principales plantas termoeléctricas de USA, de 1994, muestra que el riesgo para la salud de exposición a bajas concentraciones de HAP, es bastante bajo. En resumen dicho estudio concluye lo siguiente:

- El riesgo estimado de contraer cáncer en toda USA debido a las emisiones de HAP, es menor a 1,8 personas/año.
- Los otros riesgos para la salud (excluido el cáncer) de estas emisiones son 140 veces menores a los niveles considerados peligrosos.
- De las 684 plantas sólo 13 generan riesgos de cáncer, superiores a 10×10^{-6} por inhalación de dichas sustancias. Once de ellas queman petróleo y 2 queman carbón.
- Las centrales a gas natural producen bajas emisiones de HAP, por lo que los riesgos de generar cáncer son todos menores a 1×10^{-6} y no se detectaron riesgos de enfermedades diferentes al cáncer.
- Los compuestos químicos de mayor peligrosidad y los combustibles en los que se encuentran en proporciones riesgosas son :

Compuesto	Combustible*
Níquel	Petróleo
Arsénico	Petróleo y carbón
Radionúclidos	Petróleo
Cromo	Petróleo y Carbón
Cadmio	Petróleo

- Otros contaminantes considerados prioritarios, pero de menor riesgo son: berilio, manganeso, ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF), acreolina, dioxinas, formaldehído, mercurio y plomo.

En el Anexo N° 9 se muestra una traducción de los aspectos centrales del resumen del estudio.

* En las conclusiones se mencionan sólo petróleo, carbón y gas natural. No se menciona biomasa, petcoque u otros combustibles, probablemente por su baja utilización en EE.UU.

3. PROCESOS DE CONTROL DE EMISIONES AL AIRE EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.

Los mecanismos de control de emisiones son especializados, es decir, sirven para disminuir las emisiones de un contaminante pero no tienen efecto sobre el resto.

Las tecnologías utilizadas en las centrales térmicas nacionales para abatir material particulado y SO_x y evitar la formación de NO_x se resumen en el Cuadro N° 1.19. Los datos indicados corresponden a lo informado por las empresas para el estudio Comparación de Costos Ambientales de la CNE y otros obtenidos de Estudios de Impacto Ambiental. De dicho cuadro se concluye lo siguiente :

- a) Todas las centrales con turbinas de vapor que consumen combustibles sólidos, con la excepción de Laguna Verde, poseen mecanismos de abatimiento de emisiones de material particulado. Los otros tipos de centrales (ciclo combinado, turbinas de gas y motores), no poseen equipos de abatimiento de material particulado, ya que en general tienen bajas emisiones de dicho contaminante, por lo que no requieren equipos de control.

La mayoría de las calderas a carbón utilizan precipitadores electrostáticos con eficiencias del 98 a 99%. Dos centrales a carbón y tres que queman biomasa, utilizan ciclones, con eficiencias de abatimiento inferiores. Dos de éstas últimas utilizan además lavadores de gases. Una planta (Petropower) utiliza filtro de mangas, logrando una alta eficiencia (99%).

- b) Sólo las centrales de ciclo combinado y dos centrales con turbinas de gas tienen mecanismos de control de emisiones de NO_x. En este caso se utilizan quemadores especiales que reducen la formación de NO_x, siendo las tecnologías más utilizadas la inyección de agua y la premezcla pobre.

Existen numerosas plantas con altas emisiones unitarias de NO_x que no tienen equipos de control (motores, turbinas de gas y algunas calderas) por ser de tecnologías antiguas y por no existir normativa al respecto en el país.

- c) La central Petropower es la única que posee un mecanismo para evitar la formación de SO_x. Además dicho mecanismo le permite rebajar las emisiones de NO_x.

En aquellas centrales que han debido limitar sus emisiones de SO_x, lo han logrado utilizando combustibles con menor contenido de azufre (por ej.: Renca).

- d) Las centrales nacionales no cuentan con mecanismos para controlar otros contaminantes en forma directa.

A continuación se describen las tecnologías usadas en el país y otras tecnologías de mayor uso en el mundo :

**CUADRO N° 1.19
PROCESOS DE CONTROL AMBIENTAL CENTRALES TÉRMICAS**

Nombre Central	Tipo Turbina	Combustibles	Control Emisiones					
			Partículas	Eficiencia Remoción de Partículas	NOx	Eficiencia Prevención NOx	SOx	Eficiencia Remoción de SOx
Arauco	Vapor	Leña	Precipitador Electrostático	99,9%	No	-	No	-
Celco	Vapor	Leña	Ciclón	85%	No	-	No	-
Laja	Vapor	Leña	Multiciclón y Lavador gases	95%	No	-	No	-
Constitución	Vapor	Leña	Multiciclón y Lavador gases	95%	No	-	No	-
Petropower	Vapor	Petcoque	Filtro de Mangas	99,9	Combustión baja temperatura Lecho Fluidizado	-	Lecho Fluidizado con caliza	75-95%
Laguna Verde	Vapor	Carbón	No	-	No	-	No	-
Ventanas 1 y 2	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	99%	No	-	No	-
Huasco Vapor	Vapor	Carbón	Precipitador Ciclónico	- (2)	No	-	No	-
Bocamina	Vapor	Carbón	Precipitador Multiciclónico	52%	No	-	No	-
Guacolda	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	98,6%	No	-	No	-
Nueva Tocopilla (Norgener)	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	98%	No	-	No	-
Patache	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	S/i	No	-	No	-
Mejillones U1	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	98%	No	-	No	-
Mejillones U2	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	99%	No	-	No	-
Tocopilla (unidades 12-13-14-15)	Vapor	Carbón	Precipitador Electrostático	S/i	No	-	No	-
Tocopilla (unidades 9-10-11)	Vapor	FO6	No	-	No	-	No	-
Renca	Vapor	Diesel	Precipitador Electrostático(1)	90%	No	-	No	-
Huasco TG	Gas	IFO 180	No	-	No	-	No	-
El Indio TG	Gas	Diesel	No	-	No	-	No	-
D. de Almagro	Gas	Diesel	No	-	No	-	No	-
Los Robles	Gas	Diesel	No	-	No	-	No	-
Cabrero	Gas	Diesel	No	-	Inyección agua	37,5%	No	-
Antihue	Gas	Diesel	No	-	No	-	No	-
Tocopilla (Hitachi)	Gas	Diesel	No	-	No	-	No	-
Tal Tal	Gas	GN	No	No	Quemador bajo NOx seco (Drylow NOx)	S/i	No	No
Tocopilla (G Electric)	Gas	GN	No	No	No	No	No	No
San Isidro	Ciclo Combinado	GN	No	-	Quemadores premezcla pobre	85%	No	-
Nehuenco	Ciclo Combinado	GN	No	-	Inyección agua	87%	No	-
Nueva Renca	Ciclo Combinado	GN	No	-	Quemador bajo NOx de Mezcla pobre	-	No	-
Tocopilla (Electroandina)	Ciclo Combinado	GN	No	-	Llama fría	-	No	-
Mejillones CTM3 (Edelnor)	Ciclo Combinado	GN	No	-	S/i	S/i	No	-

(1) No se necesita utilizar al quemar Diesel.

(2) La información proporcionada por la empresa (94%) no es consistente con las eficiencias normales obtenidas con esos equipos.

Fuentes: Estudio Comparación de Costos Ambientales CNE para Plantas del SIC. Estudio Impacto Ambiental para Plantas del SING

3.1. Equipos de Abatimiento de Material Particulado.

Para abatir el material particulado existen diversas tecnologías.

a) Colectores Mecánicos.(Ciclones y Multiciclones). En estos aparatos se aprovecha la velocidad de los humos que entrando en un equipo de forma circular se ven forzados a recorrer una trayectoria helicoidal, lo cual produce una fuerza centrífuga sobre las partículas forzándolas a que se muevan hacia el exterior de la corriente gaseosa, donde por rozamiento con la pared del ciclón pierden velocidad y así se separan, cayendo en el fondo del mismo. Usualmente éstas se reintroducen al fogón de la caldera con el fin de eliminar las partículas no quemadas. En este caso su objetivo básico es reducir el consumo de combustible y adicionalmente reducir las emisiones. Se utilizan principalmente en calderas que queman combustibles sólidos.

Los ciclones son más eficientes en la remoción de partículas mayores a 10 micrones (μ). Para partículas menores su eficiencia cae considerablemente. Por este motivo en muchos casos se utilizan en serie con otros mecanismos de abatimiento como filtros o precipitadores electrostáticos. En Chile los utilizan las centrales Laja, Constitución, Celco, Huasco Vapor y Bocamina.

Los multiciclones son varios ciclones instalados en serie para mejorar su eficiencia.

b) Filtros de Mangas. Son conjuntos de tubos de material textil a través de los cuales pasan los humos. Los gases escapan a través de la tela, quedando atrapadas las partículas. Pueden alcanzar alta eficiencia, hasta 99,9% y permiten capturar partículas pequeñas ($0,1 \mu$). Su principal ventaja es que su eficiencia no varía al variar el volumen de gases. Los filtros se fabrican de fibra de vidrio o materiales sintéticos para resistir la temperatura de los gases de combustión los que no deben superar los 260°C . Alternativamente, se puede utilizar filtros de tela convencionales previo enfriamiento de los gases antes de la filtración. La temperatura tampoco puede ser tan baja que condense agua, ya que se formarían barro que atascarían el filtro. La única planta térmica del SIC que utiliza estos filtros es Petropower. En la figura 1.1.A se muestra un filtro de manga

c) Precipitadores Electrostáticos. Son equipos que cargan eléctricamente a las partículas presentes en el flujo de gases para coleccionarlas y luego removerlas. El dispositivo está compuesto de placas verticales paralelas a través de las cuales pasa el flujo de gases. Ubicados entre las placas se encuentran electrodos que forman campos eléctricos de alto voltaje, los que cargan negativamente a las partículas, las que son atraídas hacia las placas de colección cargadas positivamente.

Los precipitadores electrostáticos se usan comúnmente para remover partículas desde flujos continuos de gases de grandes caudales. La ventaja de este mecanismo es que permite operar a altas temperaturas y permite controlar tanto partículas sólidas como líquidas. Los procesos con variaciones considerables en los flujos o en las propiedades de los gases no hacen conveniente su uso, ya que la eficiencia de colección de éstos depende fuertemente de pequeños cambios en estos factores.

Sirven para captar partículas de menor tamaño que los ciclones y filtros de mangas. Usualmente tienen eficiencias entre el 95% y el 99%. Son utilizados en las centrales térmicas de Arauco, Ventanas y Guacolda. Renca tiene filtros pero no los utiliza dado que quema el petróleo diesel el que casi no emite partículas.

d) Lavadores de Gases. Estos equipos se basan en la decantación producida por el impacto entre gotas de agua y las partículas presentes en el gas. Este proceso simula lo ocurrido en la naturaleza cuando las gotas de la lluvia producen la precipitación de polvo en suspensión en la atmósfera.

Las eficiencias son moderadas (30-90%) dependiendo fuertemente de la relación entre los caudales de líquido colector y del gas, y de los tamaños de las partículas. Se utilizan en las plantas de Laja y Constitución, además de los ciclones. A continuación se describen dos tipos de lavadores de gas de Contraflujo y de Venturi.

- **Lavadores de Contraflujo.**

En estos equipos el gas sucio se introduce en forma ascendente y en contraflujo con gotas de agua.

- **Lavadores Venturi.**

El humo que contiene partículas es llevado a alta velocidad pasando a través de una boquilla de área restringida (Venturi). Las gotas de líquido recolector son inyectadas justo antes de la restricción de área. Las partículas chocan a alta velocidad a las gotas de líquido recolector que se mueven a menor velocidad sacándolas del flujo de gas. Las gotas de colección que contienen a las pequeñas partículas impactadas son removidas de la corriente de gas por un ciclón o algún otro método convencional de remoción de partículas. La Figura 1.1.B. muestra un esquema de un lavador de Venturi y un ciclón, usado para remover partículas del líquido recolector después de haber dejado el lavador.

Figura 1.1.B.

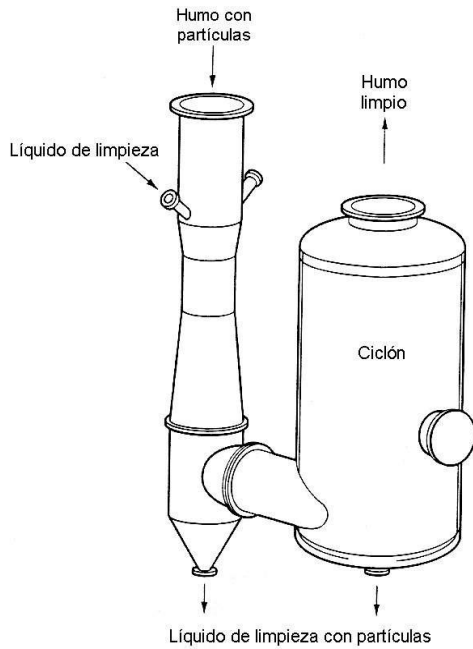
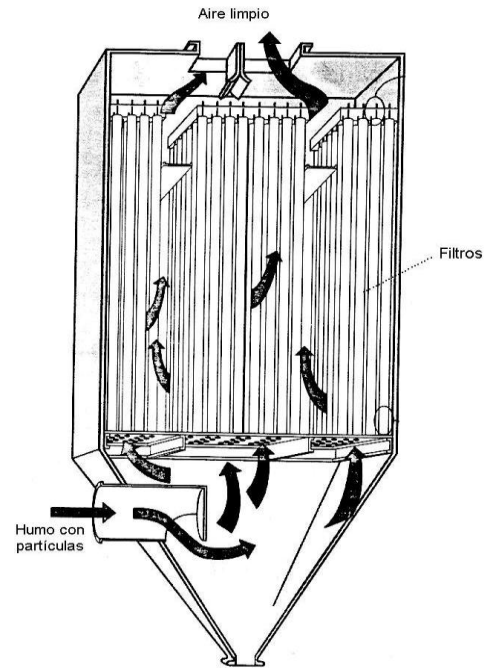


Figura 1.1.A.



En el Cuadro N° 1.20. se muestra un resumen de las eficiencias de los diversos equipos de abatimiento de emisiones de material particulado, obtenidas de antecedentes bibliográficos y EPA.

3.2. Métodos para Disminuir Emisiones de Oxidos de Azufre.

Existen tres grupos de métodos para reducir las emisiones de óxidos de azufre :

- a) Utilizar combustibles con bajo contenido de Azufre.

En ausencia de mecanismos de control, las emisiones de SO_x son proporcionales al contenido de azufre del combustible: aproximadamente 2 ton de SO_x por ton de azufre en el combustible.

En consecuencia la solución más simple es utilizar combustibles con menor contenido de azufre. Esta alternativa es ampliamente utilizada dado que:

- Existe una gran variedad de carbones, muchos de ellos con bajos contenidos de azufre, que pueden reemplazar a carbones de mayor contenido de S. Usualmente los carbones con bajo contenido de azufre son más caros, pero en muchos casos esta solución es más económica, que instalar equipos de abatimiento.

Además existen procesos químicos para reducir el contenido de azufre en el carbón, pero actualmente no son económicos.

- En el caso del petróleo, existen crudos con diversos contenidos de azufre, además en el proceso de refinación es posible reducir el contenido de azufre. Otra alternativa es sustituir el uso de petróleos pesados con alto contenido de azufre por petróleos livianos (diesel) con menor contenido de azufre. Ambas alternativas son de mayor costo.

Un ejemplo de esta solución es la Planta Renca que utilizaba carbón y se transformó para utilizar petróleo, con el fin principal de reducir las emisiones de material particulado, logrando además reducciones sustanciales de SO₂.

- Por otra parte existen combustibles con un contenido bajísimo de azufre (gas natural y biomasa) que pueden ser utilizados en nuevas instalaciones y en algunos casos en instalaciones existentes. Las calderas de petróleo pueden transformarse fácilmente para utilizar gas natural.

b) Mecanismos de Reducción de Azufre en los Gases de Salida.

El mecanismo de control más utilizado para la reducción de óxidos de azufre en el flujo de humos son los lavadores de gas húmedos o wet scrubbers, utilizados en el 85% de los casos. Estos son similares a los lavadores de gases utilizados para capturar partículas pero en vez de agua utilizan una solución alcalina (usualmente agua con cal). Estos equipos pueden alcanzar eficiencias entre el 80 y 98% dependiendo del tipo y de la proporción de aditivos alcalinos que se le agreguen al agua. Existen otros métodos menos eficientes y poco usados como inyectar calcio en el fogón o en la chimenea.

c) Lecho Fluidizado.

Otro método de control de SO₂ son los lechos fluidizados, que constituyen una tecnología de combustión avanzada. En ellos un flujo de gases se desplaza hacia arriba a través de un lecho y las partículas se agitan vertical y horizontalmente, lo que permite una mezcla rápida de las partículas.

En un lecho fluidizado (FBC), se mezcla caliza molida al carbón, lo que produce la remoción del SO₂ tan pronto éste se forma, dado que reacciona con la caliza formando compuestos sólidos, que luego son retirados junto con las cenizas. En

condiciones óptimas se puede remover sobre un 90% del SO₂ generado al interior del lecho. Para combustibles con bajo contenido de azufre se puede alcanzar eficiencias de remoción de SO₂ de 70%. Las partículas producidas en el lecho, que luego saldrán de él, pueden ser removidas corriente abajo por un precipitador electrostático o por un filtro de mangas. Las cenizas de material más pesado que permanecen al interior del lecho, son llevadas fuera por un tornillo transportador.

La única Central del SIC que tiene equipos para remover el SO_x es la planta Petropower, que utiliza la tecnología de lecho fluidizado. El combustible (petcoque) se mezcla con caliza.

3.3. Tecnologías para Evitar o Abatir los Óxidos de Nitrógeno.

Los óxidos nitrosos se producen por oxidación del nitrógeno contenido en algunos combustibles y por la reacción del nitrógeno y el oxígeno del aire durante la combustión. Esto último se produce a altas temperaturas (sobre 1.300 °C). Existen dos grupos de soluciones para disminuir la producción de NO_x :

- ◆ Modificar el proceso de combustión para disminuir la formación de NO_x.
- ◆ Procesar los gases de combustión para convertir el NO_x a N₂ que es inerte.

Los principales métodos para reducir la formación de NO_x son:

- Inyección de agua o vapor Esta es una tecnología que ha demostrado ser muy efectiva en la reducción de emisiones de NO_x, en las turbinas de gas. El objetivo de la inyección de agua o de vapor es reducir la temperatura de llama. Dependiendo de los niveles iniciales de NO_x, la inyección de agua o de vapor, puede reducir el NO_x más de un 60%. La inyección de agua tiende a reducir la eficiencia del proceso (de un 2 a un 3%); sin embargo, también tiende a incrementar la potencia de salida generada (de un 5 a un 6%). Los incrementos de potencia se producen porque la tasa de combustible se incrementa para mantener constante la temperatura de entrada de la turbina, de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Los niveles de emisiones de NO_x de las turbinas de gas que cuentan con inyección de agua, típicamente caen en un rango entre 25 y 42 ppmv.
- Premezcla Pobre. Esta tecnología consiste en mezclar el combustible con un alto exceso de aire (2 a 2,4 veces el aire estequiométrico). Con esto se rebaja la temperatura de la llama disminuyendo de esta manera la formación de NO_x. Esta tecnología se utiliza fundamentalmente en turbinas y motores de gas natural. Esta es la tecnología más utilizada por las centrales de ciclo combinado instaladas en Chile.
- Quemadores de Bajo NO_x. Los quemadores de bajo NO_x permiten que el combustible y el aire se mezclen y quemen en forma controlada, en etapas. La primera etapa de la combustión se produce en una zona que tiene una mezcla rica en combustible. En la segunda etapa se agrega aire secundario, obteniéndose una mezcla pobre en combustible, disminuyendo la temperatura de la combustión y la formación

de NOx. Estos quemadores no pueden ser usados en calderas de parrilla. Este método de reducción de los NOx representa el más costo-efectivo, ya sea para calderas de plantas nuevas como de plantas antiguas adaptadas. También se utiliza este principio en turbinas de gas.

- **Recirculación de Humos.** Este proceso incluye a todos los tipos de quemadores que hacen recircular una fracción de los productos de combustión hacia el aire primario, lo que produce una disminución de la concentración de oxígeno en la zona de combustión, dado que estos productos son inertes, y asimismo una caída de la temperatura de combustión. Por este método se consigue una reducción de 15-30% de NOx respecto de los quemadores tradicionales sin recirculación.
- **Requemado.** El requemado funciona mediante la adición de combustible secundario, típicamente gas natural, a los productos de combustión de una premezcla pobre, por ejemplo de carbón, donde posteriormente se entrega aire en una tercera etapa. De este modo, se reduce el NOx a N₂ con el gas natural y el combustible remanente se quema en la tercera etapa, pero a temperaturas suficientemente bajas para que no se vuelva a producir NOx.

Existen también dispositivos para reducir las emisiones de NOx en zonas posteriores a la combustión: la reducción selectiva no catalítica (RSNC) y la reducción selectiva catalítica (RSC). Los agentes químicos utilizados por estos equipos son el amoníaco y la urea.

- **Reducción Catalítica Selectiva.** Los sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) inyectan amoníaco (NH₃) o urea al gas de escape. El catalizador es un metal noble u óxido metálico. Los óxidos de Nitrógeno, el NH₃ y el O₂, reaccionan en la superficie del catalizador para formar N₂ y H₂O. A fin de que el sistema de SCR opere adecuadamente, el gas de escape debe contener una cantidad mínima de O₂ y debe estar dentro de un cierto rango de temperatura (normalmente entre 450 y 850 °F). Cuando se especifica un sistema de SCR, se deben considerar las emisiones de amoníaco (denominadas NH₃ slip).

Los RSC, son los métodos más efectivos para reducir NOx, especialmente cuando se requiere reducciones de 70-90% en las emisiones de NOx. La reducción selectiva catalítica permite temperaturas de operación más bajas.

Aún cuando el SCR puede operar solo, muy comúnmente se utiliza en conjunto con algún otro sistema de inyección de agua o de vapor a fin de reducir aún más las emisiones de NOx (es decir, se pueden lograr emisiones de menos de 10 ppm al 15% de oxígeno para el SCR y para los sistemas húmedos).

- **La Reducción Selectiva no Catalítica,** es similar a la anterior pero no utiliza catalizador. En este caso se inyecta el amoníaco o la urea directamente al fogón, a temperaturas entre 700 y 1200 °C. Con equipos RSNC se puede alcanzar reducciones de hasta un 70% de los NOx, sin embargo típicamente se trabaja con reducciones en la emisiones de alrededor de 30-50%.

Los procesos de reducción selectiva son de mayor costo, por lo que las Centrales usualmente utilizan procesos de combustión que disminuyen la producción de óxidos de nitrógeno.

Las tres centrales de ciclo combinado del SIC que queman gas natural utilizan procesos que reducen la producción de NOx. San Isidro y Nueva Renca utilizan el proceso de premezcla pobre. Nehuenco utiliza inyección de agua para bajar la temperatura de combustión. Las turbinas de Cabrero que queman petróleo diesel también utilizan este método.

Asimismo el proceso de lecho fluidizado de Petropower reduce la generación de NOx. El resto de las centrales del SIC no posee equipos para reducir el NOx.

En el Cuadro N° 1.21. se muestra un resumen de tecnologías para disminuir la emisión de NOx y sus eficiencias obtenidas de antecedentes bibliográficos.

3.4. Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles.

El monóxido de carbono y los COV se producen por la combustión incompleta del combustible, por lo que usualmente su control se efectúa mejorando el proceso de combustión y no mediante procesos de abatimiento. Las grandes plantas térmicas están diseñadas para optimizar el consumo de combustible, lo que redundará en una menor generación de CO y COV.

CUADRO N°1.20.

COMPARACIÓN DE MECANISMOS PARA ABATIR MATERIAL PARTICULADO

Tamaño Partícula µm	Eficiencia Equipo				
	Lavadores de gas a Contraflujo (1) %	Lavadores Venturi (2) %	Filtros de Mangas (3) %	Precipitadores Electrostáticos (4) %	Ciclones (5) %
1	0	0	99	96	0
2,5	0	70	99	99,4	20
5	20	85	99	99,5	50
10	50	88	99	99,6	80
15	67	88	>99	99,7	85
20	73	89	>99	99,8	90

Notas :

- (1) Sus eficiencias son moderadas y fuertemente dependientes de los caudales de líquido de lavado y de humos.
- (2) Requieren del uso de un ciclón para la recuperación del líquido de lavado.
- (3) Su eficiencia es independiente del caudal.
- (4) Sirven para grandes volúmenes y soportan grandes temperaturas, pero son fuertemente dependientes de los caudales y propiedades de los humos.
- (5) Son mecanismos simples, pero ineficientes para partículas < 10 m y su eficiencia depende de los caudales

CUADRO N°1.21.

COMPARACIÓN DE TECNOLOGIAS PARA DISMINUIR EMISIONES DE NO_x

TIPO TECNOLOGIA	PROCESO	EQUIPOS QUE LO UTILIZAN	EFICIENCIA EN REDUCCION DE NO_x (%)	OBSERVACIONES
PARA REDUCIR FORMACION DE NO_x	Quemadores de Bajo NO _x	Calderas y Turbinas de Gas		Método más costo efectivo para reducir NO _x
	Inyección de agua o vapor	Turbinas de gas		
	Recirculación de Humos	Calderas *	15 - 30	
	Requemado	Calderas	20 - 60	
	Premezcla pobre	Turbinas de Gas		
DE REDUCCIÓN POST COMBUSTIÓN	Reducción Catalítica Selectiva	Calderas	70 - 90	Puede operar a menor temperatura
	Reducción Selectiva No Catalítica	Calderas	30 - 70	Opera a mayor temperatura

* Se usan básicamente en calderas de temperatura controlada.

3.5. Comparación de Tecnologías de Centrales Chilenas y Extranjeras.

La gran mayoría de las centrales termoeléctricas chilenas utiliza las mismas tecnologías de las centrales de los países desarrollados, diferenciándose en los equipos de control de emisiones, instalados usualmente a la salida de los gases de combustión. Existen sólo dos centrales conectadas a los sistemas públicos cuyo nivel tecnológico está obsoleto : Laguna verde y Huasco Vapor.

En resumen la situación tecnológica de las centrales chilenas en lo referente a emisiones, es la siguiente :

- a) En las centrales de vapor, coexisten en Chile diversos niveles tecnológicos, tal como sucede en muchos países, los que se pueden resumir en :
 - Una central (Petropower) con tecnología de combustión optimizada (lecho fluidizado) que le permite controlar la emisión de SOx y NOx y además cuenta con filtro de mangas, lo que permite minimizar las emisiones de partículas. Esta central esta en un primer nivel tecnológico a nivel internacional.
 - Varias centrales con sistemas modernos de combustión (carbón pulverizado) y con precipitadores electrostáticos que les permiten tener bajas emisiones de material particulado, pero al no tener otros mecanismos de control presentan emisiones importantes de NOx y SOx. En el caso de este último contaminante es determinante también el uso de carbones con alto contenido de azufre.
 - Existen 2 centrales (Huasco Vapor y Laguna Verde) muy antiguas, con sistemas de combustión atrasados, por lo que presentan baja eficiencia térmica y no cuentan con equipos de abatimiento de emisiones adecuados. Por su baja eficiencia estas centrales operan sólo en períodos de sequía. Estas centrales están claramente fuera de estándares desde el punto de vista ambiental y tecnológico.
 - Existe otro grupo de centrales de vapor que son de diferentes tipos que están en una situación intermedia, entre los dos grupos anteriores. (Bocamina, centrales a leña, unidades a Fuel Oil). En el caso de Bocamina, si bien su tecnología de combustión es similar a la del resto de las centrales de carbón, no posee equipos adecuados de abatimiento de material particulado.
- b) Si bien, la tecnología de las turbinas de gas en general es moderna, no cuentan con equipos de control de emisiones salvo las de las centrales de Tal Tal y Cabrero, que poseen quemadores que permiten limitar la producción de NOx. Como la mayoría de éstas quema petróleo diesel o gas natural, éstas no presentan emisiones relevantes de SOx ni de material particulado. Existe una turbina que quema IFO 180 por lo que presenta altas emisiones de SOx.

- c) Las centrales chilenas de ciclo combinado han sido instaladas en los últimos años, siendo de la tecnología más avanzada, incluyendo quemadores que reducen la producción de NO_x, que es el único contaminante relevante en estas plantas. Sin embargo, estas centrales no poseen equipos de reducción adicional de emisiones de NO_x a la salida de los gases como sucede en los países con estándares más exigentes para dicho contaminante.

La tendencia mundial, al igual que en Chile, es instalar centrales de ciclo combinado a Gas Natural por su alta eficiencia y menores emisiones de contaminantes, debido principalmente a que el combustible no contiene azufre ni cenizas, lo que implica bajísimas emisiones de SO_x y material particulado.

- d) Los motores utilizados en centrales termoeléctricas chilenas, no cuentan con ningún tipo de control de emisiones. Los motores que queman gas natural y diesel tienen bajas emisiones de material particulado y SO_x, en cambio presentan altas emisiones unitarias de NO_x y CO. Sin embargo, las emisiones globales son poco relevantes dado su pequeño tamaño (0,3 - 3 MW) y que en muchos casos su uso es esporádico. (SING).

Algunos motores que queman petróleo combustibles por lo que presentan mayores emisiones de SO_x.

3.6. Costos de Abatimiento de Contaminantes.

3.6.1. Costos de Abatimiento de Material Particulado.

En los cuadros N° 1.22. y 1.23. se comparan las inversiones y costos operacionales de equipos de abatimiento de material particulado para centrales termoeléctricas a vapor que queman carbón y leña respectivamente, utilizando las cuatro tecnologías más comunes.

Estos valores fueron calculados utilizando el modelo Spreadsheet Program de EPA para las condiciones promedio de operación de las centrales termoeléctricas del Sistema Interconectado Central que consumen esos combustibles. (Equivalen a plantas de 140 MW para carbón y 18,4 MW para leña) El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 16.

CUADRO N° 1.22

INVERSIONES Y COSTOS DE ABATIMIENTO DE MATERIAL PARTICULADO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS QUE QUEMAN LEÑA

		Tecnologías			
		Ciclones	Lavador Húmedo	Precipitador Electrostático	Filtro Mangas
Monto Inversión	US\$	252.000	219.000	2.945.000	1.112.458
Costo Operación	US\$/año	83.000	128.000	241.000	277.269
Costo Total (a)	US\$/año	117.000	167.000	635.000	417.656
Costo Unitario Operación (b)	US\$/ton	26,4	32,5	42,5	48,4
Costo Unitario Total (b)	US\$/ton	37,2	42,3	112,5	73,0
Eficiencia de Abatimiento		50-90%	70-90%	98-99,9%	95-99,9%

- (a) Incluye cuota por costo de capital
 (b) Costo operación dividido por ton/año de polvo removido.
 (c) No incluye tratamiento de RILES
 (d) Valores en dólares de 1998, tasa de interés 12%, vida útil 20 años.

CUADRO N° 1.23.

INVERSIONES Y COSTOS DE ABATIMIENTO DE MATERIAL PARTICULADO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS QUE QUEMAN CARBÓN

		Tecnologías			
		Ciclones	Lavador Húmedo	Precipitador Electrostático	Filtro Mangas
Monto Inversión	US\$	752.000	477.000	8.157.000	2.776.000
Costo Operación	US\$/año	186.000	203.000	588.000	508.000
Costo Total (a)	US\$/año	286.500	287.500	1.680.000	854.000
Costo Unitario Operación (b)	US\$/ton	34,0	29,5	59,6	63,1
Costo Unitario Total (b)	US\$/ton	52,4	41,8	170,2	103,5
Eficiencia de Abatimiento		50-90%	70-90%	98-99,8%	95-99,9%

- (a) Incluye cuota por costo de capital
 (b) Costo operación dividido por las toneladas de polvo removido
 (c) No incluye tratamiento de RILES.
 (d) Valores en dólares de 1998, tasa de interés 12%, vida útil 20 años.

De ambos cuadros se concluye que las tecnologías de ciclones y lavadores húmedos requieren de menores inversiones y tienen los costos de operación más bajos, aunque logran una menor eficiencia en la captación de material particulado.

En cambio los precipitadores electrostáticos que aseguran una alta eficiencia, implican inversiones sustancialmente mayores y también costos operacionales superiores. Los filtros de mangas también tienen alta eficiencia y altos costos operacionales, además las inversiones son relativamente altas.

3.6.2. Costos de Abatimiento de Óxidos de Nitrógeno.

En el cuadro siguiente se muestran los rangos de costos de diversos métodos de reducción de emisiones de NOx en calderas de vapor y su efectividad.

CUADRO N° 1.24

COSTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE NOX EN CALDERAS

Tecnología	Combustible	Rango Reducción Emisiones %	Rango de Costos US\$/ton NOx
Reducción Selectiva Catalítica	Carbón	60% - 90%	1.226 - 1935
Reducción Selectiva Catalítica	Petróleo	80% - 90%	2.000 - 2.500
Reducción Selectiva Catalítica	Gas	80% - 90%	1.700 - 1.900
Reducción Selectiva No Catalítica	Gas y Petróleo	25% - 40%	1.000 - 2.000
Bajo Exceso Aire y Combustión por Etapas	Gas y Petróleo	30% - 50%	100 - 400
Quemadores de Bajo NOx	Gas y Petróleo	30% - 50%	300 - 800
Quemadores de Bajo NOx más Reducción Selectiva No Catalítica	Gas y Petróleo	45% - 70%	800 - 1.300

Fuente: EPA

Se observa que los quemadores de bajo NOx son los de menor costo, y más costo efectivos, sin embargo su nivel de reducción es bajo. La tecnología más eficaz es la Reducción Catalítica Selectiva, pero a su vez es la más cara.

3.6.3. Costos de Reducción de Emisiones de NOx y CO en Turbinas y Motores a Gas Natural.

En el Cuadro N° 1.25 se muestran los costos y la efectividad en la reducción de emisiones de NOx y CO de diversas tecnologías de control utilizadas en turbinas operadas con gas natural. Los costos señalados incluyen el costo de capital y los costos de operación.

CUADRO N° 1.25

COSTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES EN TURBINAS DE GAS NATURAL

Tecnología de Control	Costo US\$/MWh	Reducción de Emisiones	
		NOx %	CO %
Mezcla Pobre (Lean) (1)	0,75	47	87
Inyección Agua o Vapor (2)	4,10	66	-3,2
Reducción Catalítica Selectiva	4,69	83,5	0
XONON	3,17	99,2	96,3
SCONOX	8,47	99	98,9

(1) AP-42 y General Electric

(2) AP-42, Cogeneration Journal y General Electric

Se observa que la tecnología de combustión con mezcla pobre, es la más barata y más costo efectiva. Sin embargo, si se requieren altos niveles de reducción se deben utilizar otras tecnologías como reducción catalítica selectiva o las nuevas tecnologías XONON y SCONOX.

La tecnología de inyección de agua o vapor, si bien disminuye en forma importante la producción de NOx, aumenta levemente la producción de CO, además es poco costo efectiva.

En el Cuadro N° 1.26. se muestran las inversiones asociadas a diversas tecnologías de control de emisiones con motores a gas natural y los porcentajes de reducción de emisiones de esas tecnologías.

CUADRO N° 1.26

COSTO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES EN MOTORES A GAS

Tecnología	Costo US\$/kWe	Reducción de Emisiones	
		NOx %	CO %
Mezcla Pobre (1)	28	84	94,2
Reducción Catalítica Selectiva (19)	590	98,3	79,6
Reducción Catalítica No Selectiva (2)	63	91,1	96,5

Fuentes : EPA AP42 y Waukesha

Se observa que la tecnología de mezcla pobre es la que requiere de menor inversión, además probablemente tiene menores costos de operación ya que no requiere consumir catalizador (amoníaco o urea). La inversión indicada es baja en relación al costo del motor (700-1000 US\$/kWe)

En cambio la inversión en la reducción catalítica selectiva es bastante alta y se justifica sólo en casos que se requieran emisiones extremadamente bajas de NO_x.

3.6.4. Costos de Abatimiento de Óxidos de Azufre.

Los costos de reducción de óxidos de azufre dependen de la tecnología utilizada para este efecto, del tamaño de la planta, etc.

En el cuadro N° 1.27 se presentan los costos de metodologías postcombustión para remoción de SO_x. Los costos corresponden a condiciones de operación típicas de estos equipos. Los costos pueden ser mayores para aplicaciones que requieran solventes o métodos de tratamiento más caros.

CUADRO N° 1.27

COSTO DE DESULFURIZACIÓN DE GASES DE ESCAPE

Costo	Unidades	Lavadores de Gases tipo Spray (a)	Lavadores de Gases de Relleno (b)	Lavadores de Gases de Placas (a)
Costo Capital	US\$ por sm ³ /s	1.800-8.000	22.500-120.000	4.500-25.000
Costo Operación y Mantenimiento	US\$ anuales por sm ³ /s	2.800-101.000	33.500-153.000	5.200-148.000
Costo Anual	US\$ anuales por sm ³ /s	3.000-102.000	36.000-166.000	5.900-151.000
Costo Efectividad	US\$ por tonelada removida	28-940	240-1030	51-1.300

(a) Condiciones de Operación : Convencionales para carga de polvo de 7g/sm³.

(b) Condiciones de Operación : Convencionales para contaminante ácido hidroclicórico y solvente soda cáustica.

Fuentes: EPA Air Pollution Technology Fact Sheets.

Spray Chamber/Spray-Tower Wet Scrubber: <http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/fsprytwr.pdf>

Packet-Bed/Packed-Tower Wet Scrubber: <http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/fpack.pdf>

Impigement-Plate/Tray-Tower Wet Scrubber: <http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/fimpinge.pdf>

Algunos costos obtenidos de la literatura para combustibles con menor contenido de azufre son:

**Rango de Costos
US\$/ton SO_x**

- Utilización de Carbón de Bajo Azufre 100 - 300
- Utilización de Petróleo de Bajo Azufre 370 - 750

Un estudio del MIT citado por EPA¹, determinó que entre 1993 y 1995 se obtuvo una disminución de 1,7 millones de toneladas de SO₂ en USA por efecto de la sustitución de carbones con menor contenido de azufre con un costo estimado en 162 US\$/ton SO₂. Asimismo se obtuvo una reducción similar (1,75 millones ton de SO₂) utilizando lavadores húmedos a un costo promedio de 319 US\$/ton SO₂.

De lo anterior se concluye que ambas soluciones son las más factibles siendo la de menor costo la sustitución de combustibles.

4. NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES DE EMISIÓN APLICABLES A CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.

4.1. Organismos Internacionales.

4.1.1. Banco Mundial :

El Banco Mundial ha desarrollado guías ambientales que deben seguirse en proyectos financiados por éste. Este guía ha sido utilizado por otros organismos y por bancos privados. Estos consideran que los estándares de los países desarrollados no son apropiados para países en desarrollo.

Las guías vigentes fueron publicadas en el Manual de Prevención y Abatimiento de Contaminación de 1998.

Los estándares de emisión han sido establecidos a un nivel que puede ser logrado sin altos costos para las nuevas plantas referidas básicamente a centrales termoeléctricas y comprenden : MP, NO_x y SO₂.

4.1.2. Comunidad Europea :

La legislación ambiental de esta comunidad tiene dos fines :

- Regulaciones: Aplicables a países miembros.
- Directivas: Establecen resultados a ser alcanzados. La forma de lograrlo depende de cada país. Este último método ha sido el más utilizado.

En 1988 se promulgó la "Directiva sobre Limitación de Emisiones a la Atmósfera de Contaminantes Procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión", que establece estándares de emisión de MP, NO_x y SO₂ para plantas nuevas mayores de 50 MW_t². Asimismo establece

¹ Los Efectos de las Enmiendas de 1990 del artículo IV del Acta de Aire Limpio en Centrales Eléctricas. Puesta al día. www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/clean-air-upd97/exe-sum.html

² MW_t = Mega Watt térmico, es decir de energía térmica consumida. Si es una Central Termoeléctrica la producción de potencia fluctúa entre un 30% y un 50% de esa cifra.

topes de emisiones de SO₂ y NO_x por país y objetivos de reducción de dichos contaminantes. Estas metas son decrecientes para 1993, 1998 y 2003.

En 1999 se modificó dicha Directiva estableciendo límites más estrictos, basados en las Mejores Técnicas Disponibles (BAT). Esta modificación incluye estándares para centrales que utilizan turbinas a gas o petróleo que antes no estaban normadas y cuya participación en la generación de energía eléctrica es creciente.

La Directiva de Prevención y Control Integrado de Contaminación de 1996 plantea la introducción de un sistema de licencias que incluye un rango de procesos, incluyendo plantas térmicas mayores de 50MWt. Este plan debe implementarse en 3 años para las nuevas plantas y aquellas antiguas que sufran modificaciones. También deberá extenderse antes de año 2007 a las existentes. La idea es utilizar la mejor tecnología disponible que sea técnica y económicamente factible. Los permisos deben especificar los límites de emisiones al aire, además de otros contaminantes.

- Los estándares de MP son más exigentes para las plantas mayores de 500 MWt.
- En el caso del SO₂ se discrimina según tecnología y combustible.

4.1.3. Convención UNECE sobre Control de Largo Plazo de Contaminación Transfronteriza del Aire.

La convención sobre Contaminación Transfronteriza del Aire (LRTAP) de la Comisión para Europa de las Naciones Unidas fue firmada, por 33 países incluyendo EE.UU y Canadá en 1979. Actualmente incluye a 42 países.

Esta establece la responsabilidad de los gobiernos de minimizar la contaminación transfronteriza. Los países signatarios se comprometen a reducir gradualmente sus emisiones y a prevenir la contaminación del aire.

Se han firmado 3 protocolos sobre : Control de Azufre, Control de NO_x y Control de VOC. Estos protocolos establecieron porcentajes de reducción de esos contaminantes y niveles máximos de emisión por países.

4.2. Normas de Países Relevantes.

5.2.1. Australia :

Este país no tiene estándares nacionales de emisión, pero sí límites recomendados de emisiones. Estos límites se aplican sólo para plantas nuevas y se basan en lo que se considera alcanzable usando la mejor tecnología control. Muchos estados han establecido esta guía como norma.

Los límites se refieren a material particulado y SO_x. Además la proposición incluye los siguientes contaminantes para todos los procesos :

- Compuestos de flúor y cloro.

- Monóxido de carbono.
- Acido sulfhídrico.
- Metales pesados (Antimonio, Arsénico, Cadmio, Plomo, Mercurio y Vanadio).

5.2.2. Canadá :

La responsabilidad regulatoria es compartida entre el gobierno federal y las provincias. El gobierno es responsable de desarrollar guías sobre emisiones de grandes fuentes y regular sustancias tóxicas. Las provincias fijan requerimientos para las fuentes actuales y otorgan permisos a las nuevas fuentes. Muchas provincias tienen normas adicionales. Sólo tiene normas de emisiones para MP, SO₂ y NO_x referidas sólo a las plantas de generación eléctrica nuevas mayores de 73MW térmicas. Para otros contaminantes existen algunas normas provinciales.

5.2.3. China Taiwan :

La regulación de emisiones de contaminantes del aire fue promulgada en 1992, y ha sido modificada varias veces. Establece estándares de emisión para el SO₂ y el NO_x para plantas nuevas y existentes. Deben ser instalados sistemas de desulfurización en todas las plantas nuevas, al igual que sistemas para bajar la producción de NO_x. En algunas áreas existen normas más estrictas (Taipei y otros). Las normas son más exigentes para plantas nuevas y también las de mayor tamaño (MP y NO_x).

4.2.4. España :

La responsabilidad por el control de la contaminación del aire está repartida entre los gobiernos nacional y regionales. A partir de 1991 existen normas nacionales de emisiones para grandes plantas de combustión, que incluyen MP, SO_x y NO_x. Estas se refieren tanto a plantas nuevas como antiguas, aunque para éstas los estándares son menos exigentes, y la norma no incluye el NO_x. Las normas son más exigentes a mayor tamaño de la planta. No existen estándares para otros contaminantes.

4.2.5. Francia :

Existen estándares de emisión para MP, SO₂ y NO_x. Además existen estándares para metales pesados pero se aplican sólo a la incineración de basura. Los estándares son iguales para plantas nuevas y existentes. Algunas áreas urbanas presentan límites más exigentes para SO₂ (París, Marsella, Lyon). Los límites de emisiones disminuyen al aumentar el tamaño de las plantas.

Además existe un sistema de licencias para todas las plantas mayores de 9,3MWt. En este caso se debe usar la "Mejor Tecnología Disponible que no Implique Costo Excesivo" (BATNEEC). Estas licencias incluyen límites de emisiones de MP NO_x y SO₂ y pueden incluir HCl. Los límites establecidos por las licencias pueden ser más estrictos que estándares nacionales.

4.2.6. Suiza :

La responsabilidad por el control de la contaminación del aire es compartida entre el gobierno nacional y los cantones. Suiza es signataria de los Protocolos sobre Azufre y NO_x de UNECE

comprometiéndose a rebajar un 52% las emisiones de SO_x y 30% los de NO_x. Las plantas mayores de 100 MWt deben rebajar más emisiones en un porcentaje (75%- 85%) y las menores deben usar carbones con contenido inferior a 1% de azufre.

Existen estándares para material particulado SO_x y NO_x, también existen normas respecto a monóxido de carbono y amonio. Los estándares de emisión de MP, NO_x, SO₂ son menores para las plantas mayores, pero iguales para las plantas existentes y las nuevas. Los estándares son comunes a todas las plantas térmicas no sólo a las Centrales Termoeléctricas.

4.2.7. Alemania :

El gobierno federal es responsable de la legislación ambiental. Los estados son responsables de aplicar y reforzar la legislación. El régimen de control está basado en los siguientes principios:

- Principio de Precaución : Requiere de periódicas actualizaciones de los estándares de acuerdo al estado del arte de la tecnología.
- Principio el que contamina paga : Contaminadores deben responsabilizarse por los costos de la contaminación.
- Principio de protección : Los estándares de calidad son ajustados al impacto de una planta específica (llamados estándares de inmisión), para prevenir deterioros de la calidad aire, aún cuando la planta cumpla los estándares de emisión.

Se requieren licencias para todas las plantas, las que deben cumplir los requisitos federales. Los estados pueden agregar exigencias más estrictas. En la práctica las exigencias para las plantas nuevas son casi siempre más estrictas que la norma. Las plantas nuevas y antiguas deben cumplir las normas, aunque para éstas son menos exigentes. A las plantas antiguas se les da plazo para cumplir o bien deben cerrar.

Alemania firmó el Segundo Protocolo del Azufre de UNECE en 1994, comprometiéndose a reducir un 87% del azufre para el año 2005. Además firmó el protocolo par el NO_x, comprometiéndose a rebajar un 30%.

Se han establecido estándares especiales para Centrales Termoeléctricas que cubren MP, SO₂ y NO_x. Existen estándares de emisión de otros contaminantes pero no se aplican a centrales termoeléctricas. Por ejemplo normas sobre dioxinas se aplican a incineradores de basura.

4.2.8. Portugal :

Portugal adhirió al segundo Protocolo del Azufre en 1994, que le exigió rebajar sus emisiones de SO₂ en un 30 %. Asimismo adhirió al control de emisiones de NO_x de la CE. Se establecieron estándares para plantas nuevas para el SO₂, el NO_x y MP, siendo más exigentes para las plantas mayores de 500MWt. Las plantas antiguas están reguladas por un sistema de licencias.

4.2.9. Suecia :

El control de la contaminación es responsabilidad del gobierno. La base del sistema de control son los permisos que deben conseguir las mayores fuentes contaminantes antes de ser

construidas o expandirse. Se definen límites de emisión para cada planta tomando en cuenta los estándares nacionales. Estos límites frecuentemente son más estrictos que los límites nacionales.

La normativa se aplica a las unidades nuevas y antiguas pero es más exigente para las plantas nuevas y de mayor tamaño. Los estándares de emisión se aplican por igual a todos los procesos de combustión y a todos los combustibles. La norma cubre el NO_x, SO₂ y el material particulado y existen recomendaciones sobre HCl, mercurio y dioxinas, pero éstas se aplican sólo en incinerado de basura. Además está normado el contenido de azufre del combustible.

También se han introducido impuestos al SO₂ y al NO_x. (30 coronas suecas/kg de azufre emitido) Suecia ratificó el Segundo Protocolo sobre azufre de UNECE comprometiéndose a reducir un 80% las emisiones de SO₂ al año 2000. También firmó el protocolo sobre NO_x, comprometiéndose a reducir un 30% dichas emisiones.

4.2.10. Reino Unido :

El control de la contaminación es responsabilidad del gobierno nacional. El sistema Integrado Control de Polución (IPC) se aplica a la mayoría de los procesos, incluyendo las grandes plantas de combustión (>50 MWt). Las autoridades locales son responsables de regular los procesos menores. Cada planta incluida en el sistema, debe tener una autorización para operar, incluso las antiguas.

El sistema exige que las plantas usen la "Mejor Tecnología Disponible, que no Implique Costos Excesivos" (BATNEEC) siempre que asegure que se logre la "Mejor Opción Ambiental Practicable" (BPEO). La Agencia ambiental publica notas que señalan cual es La Mejor Tecnología Disponible(BAT) para cada proceso. Estas notas también incluyen estándares que se consideran alcanzables por cada proceso, los que deben ser aplicados a las nuevas plantas.

Todas las centrales termoeléctricas deben tener mediciones continuas de material particulado, SO₂ y NO_x. Los estándares se refieren sólo a las plantas nuevas, y difieren según la tecnología.

También existen estándares para otros contaminantes :

- óxidos de carbono
- compuestos orgánicos
- metales, metaloides y sus compuestos
- halógenos y sus compuestos

Estas sustancias son controladas mediante el proceso de autorización del IPC.

El RU ratificó en 1994 el "Segundo Protocolo sobre Azufre" UNECE comprometiéndose a rebajar las emisiones en un 80% para el año 2010 con metas parciales para los años 2000 (50%) y 2005 (70%). En 1996 se definió límites a cada planta en función de la calidad del aire de cada zona y además le exigió niveles máximos de emisión por empresa. Estos niveles son decrecientes en el tiempo.

También el RU ratificó el tratado UNECE para NO_x en 1998. Esto implicó poner límites para

los años 1999 y 2001. Los primeros se basan en la tecnología de quemadores de bajo NOx.

4.2.11. Estados Unidos :

La regulación de la contaminación del aire corresponde al gobierno federal y a los estados. La EPA formula las políticas globales y define estándares. La implementación es delegada a los estados, que pueden instaurar estándares y controles más estrictos.

A partir de 1979 existe un plan de reducir entre 70% y 90% las emisiones de SO₂. El Programa de Lluvia Ácida de 1990 planteó reducir las inyecciones de SO₂ en 9 millones de toneladas para el año 2000 para lo cual en 1995 se exigió a los 110 plantas más contaminantes a rebajar sus emisiones. Esto se logró definiendo "permisos de emisión" par cada planta basados en el consumo de energía histórico y una tasa de emisión de 3075 mg/m³. Cada exceso de emisión debía pagar una multa de 2000 US/ton corta. Las plantas instaladas después de 1996 debían comprar permisos de emisión.

En una segunda fase se rebajó los permisos a 1480 mg/m³. Las emisiones de estas plantas no deben exceder los estándares de emisión locales ni los niveles de calidad del aire. Además se otorgan incentivos por usar tecnologías de control de emisiones y tecnologías de energía renovables.

Existen estándares para nuevas Centrales Termoeléctricas (NSPS) para el NOx al igual que para el SO₂. Estas se aplicaron en dos etapas, una que partió en 1996 y otra que se inició el año 2000 con normas más exigentes. Los nuevos estándares se calcularon en base al uso de la tecnología: Reducción Catalítica Selectiva.

Los estándares fijados corresponden a MP, NOx y SO₂ e incluyen plantas nuevas y antiguas. Los estándares de MP son más exigentes para centrales termoeléctricas nuevas. En el caso del NOx la norma discrimina según tecnología, en el caso del SO₂ sólo norma plantas nuevas a partir de 1971.

El Acta de Aire libre identificó 188 sustancias emitidas por fuentes fijas que son potencialmente tóxicas, o peligrosas para el hombre o el ambiente. La industria eléctrica fue excluida de ser normada hasta efectuar el estudio que se resume en el capítulo 1.2.9.

4.3. Resumen de la Experiencia Internacional

Las políticas y normas ambientales de los organismos internacionales y de los países analizados atinentes a las Centrales Termoeléctricas son muy variadas, pero tienen ciertos aspectos comunes :

- Las normas sobre emisiones fundamentalmente están referidas al SO₂, NOx y M.P. Las recomendaciones del Banco Mundial sólo se refieren al control de SO₂, NOx y MP en plantas nuevas. Las normas de la Comisión Europea también se refieren a esos tres contaminantes

en plantas nuevas. Todos los países analizados tienen estándares para 2 ó 3 de los contaminantes señalados. Sólo algunos países norman otros contaminantes.

- La mayor preocupación de los países desarrollados es la lluvia ácida, por lo que los esfuerzos están dirigidos principalmente a reducir drásticamente las emisiones de SO₂ y en menor medida las de NOx. Todos los países europeos analizados más EE.UU. y Canadá, son signatarios de los Protocolos sobre Azufre y NOx de UNECE, habiendo reducido en conjunto sus emisiones de SO₂, en alrededor de un 60% entre 1980 y 2000, y las NOx en un 30% en el mismo período.
- En varios países existen normas específicas para Centrales Termoeléctricas y en cuatro las normas son comunes para todas las plantas que queman combustibles fósiles (Portugal, Suecia, Suiza, Reino Unido).
- Las normas son obligatorias para las plantas nuevas, y en algunos países también para las plantas antiguas, dándose a estas últimas plazos para lograr su cumplimiento. En algunos casos las normas son igualmente exigentes para plantas nuevas y antiguas. En otros, las normas para las plantas antiguas son más suaves.
- En varios países la norma discrimina según el tamaño de las plantas térmicas, siendo más estricta para las de mayor tamaño. En muchos países también se discrimina según la tecnología y/o según el combustible utilizado.
- En muchos países las provincias o estados federales pueden imponer normas más estrictas que los estándares nacionales. En Francia y Taiwan algunas zonas urbanas tienen normas más estrictas que el resto del país.

En el cuadro N° 1.28 se muestra un resumen de los criterios para fijación de estándares en los países analizados.

En el cuadro N° 1.29 se muestran los estándares de emisiones de material particulado, NOx y SO₂ establecidos para Centrales Termoeléctricas, en diversos países.

En el cuadro N° 1.30 se muestran los estándares de emisión de los mismos contaminantes para unidades térmicas en general de algunos países que no poseen estándares específicos para Centrales Termoeléctricas.

CUADRO N° 1.28

COMPARACIÓN DE CRITERIOS DE FIJACIÓN DE ESTÁNDARES PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS ENTRE DIFERENTES PAÍSES

País	Plantas que Cubre Norma	Diferencia entre Nuevas y Existentes	Diferencia por Tamaño	Diferencia por Combustible	Norma Especial para Termoeléctricas	Diferencias por Zonas Geográficas	Tamaño Mínimo Regulado
Alemania	Nuevas y Existentes	Sí	Sí	Sí	Sí	---	Todos
Australia	Sólo Nuevas	---	Sólo NO _x	---	Sí	Sí	73 MW _t
Canadá	Sólo Nuevas	---	No	---	---	Sí	Todos
España	Nueva y Existentes	Sí	Sólo MP	---	Sí	Sí	Todos
Estados Unidos	Nuevas y Existentes (a)	Sí	No	Sí SO ₂ y NO _x	Sí	Sí	73 MW _t
Francia	Nuevas y Existentes	No	Sólo MP	---	Sí	Sí	Todos
China (Taiwan)	Nuevas y Existentes	No	Sólo MP	---	Sí	Sí	Todos
Portugal	Sólo Nuevas	---	Sí MP y SO ₂	---	No	---	Todos
Reino Unido	Sólo Nuevas	---	No	Sí NO _x	No	---	50 MW _t (b)
Suecia	Sólo Nuevas	---	Sí NO _x y SO ₂	---	No	Sí	Todos
Suiza	Nuevas y Existentes	No	Sí MP	---	No	---	Todos
México			Sólo MP	Sólo MP	No	---	1,5

a) Posteriores a 1978

b) Plantas menores son reguladas por autoridades locales.

CUADRO N° 1.1.29

ESTÁNDARES DE EMISIONES DE DIVERSOS PAÍSES PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS*

País	Tamaño	Material Particulado	NOx	SO2	Observaciones
	[MWz]				
Australia (a)	< 85	89	535	S/I	Plantas Nuevas
	> 85	89	860	S/I	
Canadá	> 73	145	490	740	Plantas Nuevas
Francia	< 500	100	S/I	1300 - 3400	Plantas Existentes y Nuevas
	> 500	50	S/I	1300 - 3400	
	≥ 50	S/I	650	1300 - 3400	
	≥ 50	S/I	1300(b)	1300 - 3400	
Alemania	> 50	50	400	2000	Plantas Nuevas
	5 - 50	50	S/I	1000	Nuevas
	> 50	125	S/I	S/I	Plantas Existentes
	> 300	S/I	200	400	Nuevas
España	< 140	750	S/I	2400	Plantas Existentes
	140 - 555	500	S/I	2400	
	> 555	350	S/I	2400	
	50-500	100	650-1300	S/I	Plantas Nuevas
USA	> 500	50	650-1300	800	Plantas Nuevas
	> 73	37	860	1480	
China, Taiwar	> 73	123	S/I	S/I	Plantas Existentes
	> 56	50	515	570	Nuevas

Fuente: "Emission Standards Handbook" IEA Coal Research Londres

Notas:

(*) Carbón

(a) Combustible sólido.

(b) Carbón < 10% volátiles.

S/I: Sin Información

CUADRO N° 1.1.30 ESTÁNDARES DE EMISIÓN DE DIVERSOS PAISES PARA PLANTAS TÉRMICAS

País	Tamaño	Material Particulado	NOx	SO2	Observaciones
	[MWz]				
			[mg/m3]		
Comunidad Económica Europea	< Todas	50-100	650	200	Plantas Nuevas
	> 500	50	650	400	Plantas Construidas entre 1987 y 1999
	100 - 500	100	650	400 - 200	
	50 - 100	100	650	2000	
Portugal	< 500	100	650	404 - 2000	Plantas Nuevas
	> 500	50	650	100	
	< 500		1300 (b)		
	> 500		1300 (b)		
Suecia	< 500	35	135	270	Plantas Nuevas
	> 500	35	80	160	
Suiza (b)	< 5	160	536	2145	Plantas Existentes y Nuevas
	5 - 50	55	536	2145	
	50 - 100	55	429	2145	
	> 100	55	214	430	
Reino Unido	> 50	25	60 -270(c)	200	Plantas Nuevas
	> 50	50	650-1300	400-2000	Plantas Antiguas (d)
México		435	820	6500	Combustible Sólido
		500	820	6500	Combustible Líquido
			820		Combustible Gaseoso

Fuente: "Emission Standards Handbook"

(*) *Carbón*

(a) *Carbón < 10% volátiles.*

(b) *Carbón, briquetas de carbón y coke*

(c) *Turbinas Combustible Gaseoso (60 mg/m³), turbinas combustibles líquidos (125 g/m³)*

(d) *Posteriores a 1987*

5. PROPUESTA DE NORMA DE EMISIÓN POR CONTAMINANTE SEGÚN TIPO DE CENTRAL TERMOELÉCTRICA.

5.1. Propuesta conceptual para el desarrollo de normas de emisión en Centrales Termoeléctricas.

Según los conceptos ya discutidos y justificados en la primera parte de este estudio, las normas de emisión para Centrales Termoeléctricas propuestas se ajustan a los objetivos y características que se describen a continuación.

5.1.1. Objetivo de la norma de emisión.

Los objetivos considerados en el establecimiento de una norma de emisión de nivel nacional para Centrales Termoeléctricas son los siguientes³:

- a) Prevenir la contaminación mediante la minimización de los niveles de emisión de las Centrales Termoeléctricas de un modo factible desde un punto de vista técnico y económico.
- b) Mejorar los niveles actuales de calidad del aire en las zonas influenciadas por Centrales Termoeléctricas.
- c) Contribuir a un desarrollo económico equilibrado y sustentable.
- d) Promover la eficiencia productiva.

Las normas de emisión de Centrales Termoeléctricas, tienen un objetivo de prevención, porque busca reducir las emisiones actuales siempre que ello sea factible desde un punto de vista técnico y económico. Cumplir con este objetivo permite además mejorar los niveles actuales de calidad del aire de las zonas influenciadas por Centrales Termoeléctricas, contribuir a un desarrollo económico equilibrado y sustentable y promover la eficiencia productiva.

La mejora en los niveles de calidad del aire se logrará en todos aquellos casos donde la norma de emisión propuesta sea inferior a los niveles actuales de emisión.

La contribución a un desarrollo equilibrado y sustentable es debido a que las reducciones de emisión permiten que un mayor número de nuevas fuentes⁴ puedan ingresar a una determinada zona antes que ella se torne latente o saturada. Finalmente, la promoción de la eficiencia productiva se explica porque el cumplimiento de una norma de emisión puede motivar el reemplazo de equipos por otros más modernos y eficientes.

³ La justificación de cada uno de estos objetivos fue desarrollada en la Parte I de este estudio.

⁴ También se entiende como fuente nueva la ampliación de una fuente existente.

5.1.2. Característica de la Norma de Emisión

Las características de estas normas de emisión son⁵:

- a) Definidas según el estado del arte y factibles técnica y económicamente.
- b) Diferenciadas para fuentes nuevas, existentes y sometidas al SEIA
- c) Diferenciadas según tipos de fuentes.
- d) Diferenciadas según tamaño de la fuente
- e) Diferenciadas según situación de la calidad del aire.
- f) Aplicables a partir de un nivel mínimo de actividad o de emisión

La definición de las normas de emisión según el estado del arte, con la precaución que ellas sean factibles técnica y económicamente, lleva a que ellas se actualicen permanentemente, lo cual justifica una revisión, por ejemplo, cada cinco años. Significa también considerar las normas definidas a nivel internacional, porque ellas contienen a su vez el mismo criterio de minimización de un modo factible técnica y económicamente. En efecto, si una norma de emisión a nivel internacional es cumplible, también puede serlo en nuestro país, considerando al menos el mismo nivel tecnológico.

La diferenciación entre fuentes nuevas, existentes o sometidas al SEIA, es consecuente con el concepto de factibilidad técnica y económica. En efecto, para fuentes nuevas es más fácil adquirir una mejor tecnología, en cambio en fuentes existentes esto se dificulta dado que ya están sujetos a una determinada tecnología, lo que les significaría sustituir los equipos antes del término de su vida útil. La distinción con fuentes sometidas al SEIA se debe a que son fuentes que ya pueden tener compromisos de emisión dados dentro del sistema, los cuales se pueden considerar al momento de definir una nueva norma de emisión.

La diferenciación según tipos de fuentes, se justifica debido a la factibilidad técnica y económica. Antiguas instalaciones a carbón les resulta infactible desde un punto de vista económico su transformación a combustibles más limpios como el gas natural, así como incorporar nuevos equipos de abatimiento de alta eficiencia. Por este motivo es justificable para fuentes existentes diferenciar las normas de emisión según combustible utilizado. Así, para fuentes existentes se puede diferenciar entre aquellas que utilizan combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

La diferenciación según tamaño se justifica porque a mayor tamaño se tienen mayores impactos sobre la calidad del aire, y por otra parte, es más costo efectivo reducir emisiones en términos de costos por unidad de reducción.

La diferenciación según situación de la calidad del aire puede distinguir entre Centrales situadas en zonas saturadas o latentes, zonas no saturadas y zonas donde se desee un nivel de calidad del aire incluso mejor que aquellos definidos por las normas de calidad del aire primarias y secundarias. En todo caso, para zonas saturadas o latentes, estas normas deben definirse de acuerdo a los procedimientos de planes de descontaminación y prevención respectivos y teniendo en consideración el objetivo de los mismos.

⁵ La justificación de cada una de las características descritas fue desarrollada en la Parte I de este estudio.

Finalmente, la aplicabilidad a partir de un tamaño mínimo, se justifica porque el impacto en la calidad del aire en fuentes menores es poco significativo.

5.1.3. Presentación a nivel esquemático de las características de las normas de emisión de nivel nacional.

De acuerdo a los objetivos de las normas de emisión de nivel nacional y sus características, los distintos límites de emisión, determinados según el criterio de prevención de la contaminación, podrán clasificarse en⁶:

- LAER: Lowest Achievable Emission Rate, nivel de emisión más bajo alcanzable. En este caso la ponderación de costo económico no se toma en cuenta.
- BACT (Best Available Control Technologie), mejor tecnología de control disponible. Específicamente el concepto de disponible considera el factor de disponibilidad comercial.
- RACT: Reasonable Available Control Technologie, Tecnología Razonable de Control Disponible. Además de la disponibilidad se agrega el concepto de razonable, en sentido que el costo a incurrir debe ser factible desde un punto de vista económico para la fuente de emisión y la actividad en particular.

La adopción de cada uno de los diferentes límites definidos dependerá de la característica de la fuente respecto a:

- Fuente existente, sometida al SEIA o fuente nueva⁷.
- Tipo de fuente⁸.
- Tamaño de la fuente (mayor o menor)⁹.
- Situación de calidad del aire local¹⁰.

Así, las normas de emisión a definir según los criterios señalados, podrán ser establecidas teniendo en consideración los siguientes esquemas, que distinguen la situación entre zonas no saturadas y zonas saturadas o latentes. Estas últimas, reguladas a través de los instrumentos Planes de Descontaminación o de Prevención:

⁶ Ver análisis 5.1.2.1.

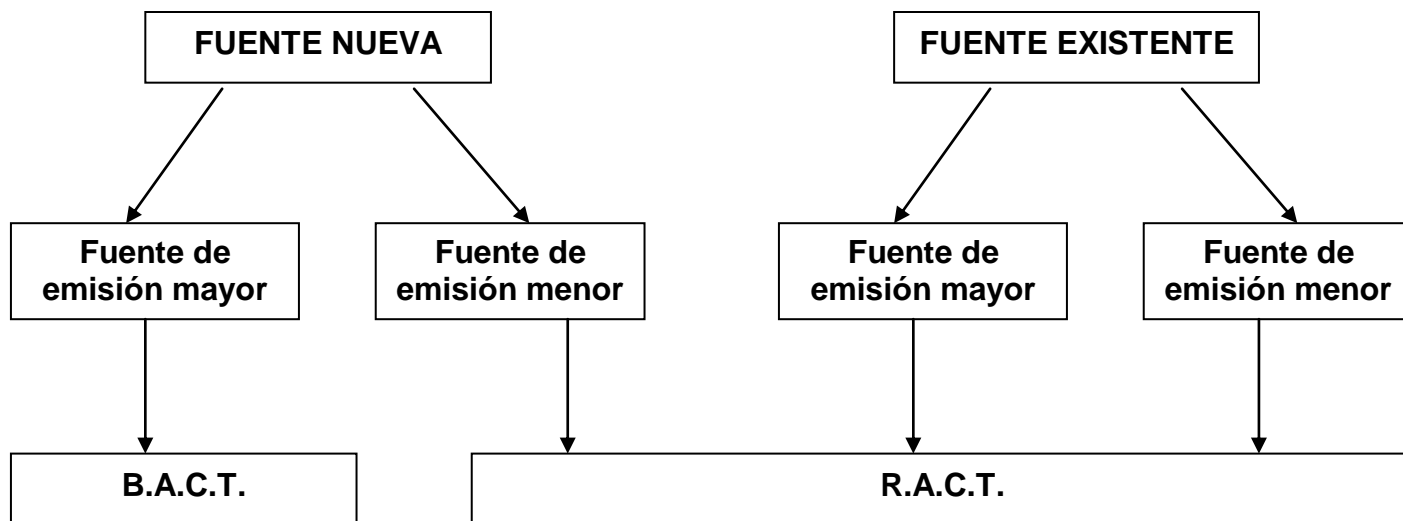
⁷ Ver análisis 5.1.2.2.

⁸ Ver análisis 5.1.2.3.

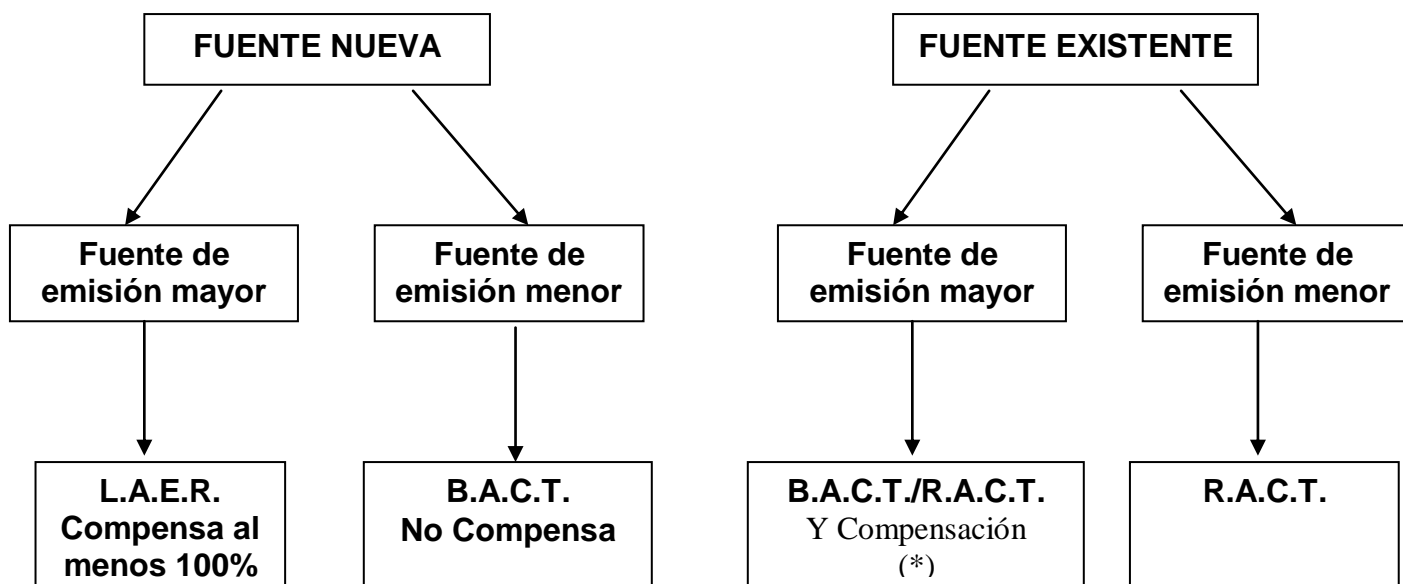
⁹ Ver análisis 5.1.2.4.

¹⁰ Ver análisis 5.1.2.5.

Esquema Caso Zona No saturada.



Esquema Caso Zona Saturada o Latente¹¹



¹¹ Para este caso los límites de emisión deben establecerse bajo el Procedimiento de Planes de Descontaminación y Prevención teniendo en consideración el objetivo del plan, el cual es la recuperación de los niveles de calidad ambiental o evitar la superación de los mismos.

(*): La exigencia de compensación de emisiones en fuentes existentes puede establecerse dentro de los Planes de Descontaminación o Prevención, de modo que el total a asignar a estas fuentes sea consistente con los niveles de calidad del aire deseados. De este modo, las fuentes cuyas emisiones reales sean mayores a lo asignado, deberán compensar la diferencia.

5.2. Contaminantes relevantes a normar según tipo de central de acuerdo a la metodología ya especificada.

Se propone establecer una norma de emisión en Centrales Termoeléctricas para los siguientes contaminantes criterio:

- PM
- SO_x
- NO_x

Tal como ya se justificó, son estos los contaminantes más relevantes para este tipo de fuentes y son aquellos que a nivel internacional están normados. Además, en cada una de las Centrales consideradas, estos niveles de emisión son muy superiores a las 25 toneladas por año, límite por sobre el cual se propone definir una fuente mayor, adoptando para este caso, la definición de Estados Unidos.

Respecto a contaminantes peligrosos (HAP), los compuestos de mayor peligrosidad y los combustibles en los que se encuentran en proporciones riesgosas se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 5.2 Contaminantes peligrosos (HAP), los compuestos de mayor peligrosidad

Compuesto	Combustible
Níquel	Petróleo
Arsénico	Petróleo y carbón
Radionúclidos	Petróleo
Cromo	Petróleo y Carbón
Cadmio	Petróleo

Otros contaminantes considerados prioritarios, pero de menor riesgo son: berilio, manganeso, ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF), acreolina, dioxinas, formaldehído, mercurio y plomo. En el Anexo N° 9 se presenta los aspectos centrales de un estudio de la EPA solicitado por el Congreso de Estados Unidos, basado en datos de emisiones de las 684 principales plantas termoeléctricas de USA, de 1994.

No obstante lo anterior, normas de emisión en Centrales Termoeléctricas para estos contaminantes no se han establecido porque es un tema aún en estudio. Al respecto vale la pena considerar la experiencia de Estados Unidos, que establece que mediante el control de los contaminantes criterio, en la práctica se aborda el tema de contaminantes peligrosos, en particular la norma de emisión para MP y SO_x sería suficiente para varios HAP.

Un caso particular, que ha estado presente en las discusiones de la opinión pública, es el tema del Petcoque o coque de petróleo. Este combustible se obtiene por coquificación retardada del residuo de la destilación al vacío de petróleo crudo. En dicho residuo se concentran las impurezas del petróleo tales como azufre y metales pesados. El Petcoque es un combustible sólido (briquetas) de características químicas y térmicas similares a las del carbón, por lo que usualmente se utiliza mezclado con dicho combustible o en vez de éste.

Dado su origen, el petcoque puede tener mayor contenido de azufre que el carbón y mayores concentraciones de algunos metales pesados tales como níquel y vanadio, el primero de los cuales es cancerígeno. En ausencia de equipos adecuados de prevención y/o abatimiento sus emisiones de SO_x y compuestos metálicos pueden ser mayores a los del carbón, ya que éstos son proporcionales al contenido de azufre y metales del combustible.

En el caso de Petropower, a pesar del alto contenido de azufre del combustible (4-6%), sus emisiones de SO_x son bajas (1,58 g/kWh) gracias al sistema de combustión de lecho fluidizado con adición de caliza, con que cuenta su caldera.

Nuestra propuesta de normativa consiste en regular el nivel de emisiones de las centrales térmicas sin diferenciar en cuanto al tipo específico de combustible a utilizar dentro de las categorías sólido, líquido o gaseoso. . Al respecto, cabe señalar que la normativa internacional diferencia entre combustibles según las categorías señaladas para efectos de establecer normas de emisión en centrales térmicas. Las normas más estrictas son las establecidas para la categoría de combustibles gaseosos, seguido de combustibles líquidos y sólidos.

Al adoptar el criterio anterior, se resuelve la discusión respecto a permitir o prohibir la utilización de ciertos combustibles como es el caso particular del Petcoke. En efecto, si la fuente demuestra que cumple con la norma de emisión referida, en este caso a combustibles sólidos (para lo cual probablemente requerirá de equipos de abatimiento), y no provoca efectos de superación de las normas de calidad del aire, no debiese tener problemas con la autorización del combustible a utilizar.

5.3. Metodología para la determinación de un estándar de emisión para Centrales Termoeléctricas.

Asumiendo la aplicación del objetivo de prevención de la contaminación, los estándares de emisión deben considerar la variable económica.

El primer paso es definir los distintos niveles de exigencia dependiendo de si corresponden a fuentes nuevas o existentes, el tamaño de las fuentes, el tipo (o categoría) de combustible (sólido, líquido o gaseoso) y si se encuentran o no en zona saturada o latente.

Las normas de emisión propuestas deben cumplir con los conceptos de LAER, BACT o RACT según corresponda. Cabe recordar que para zonas saturadas o latentes, las normas de emisión deben definirse bajo el procedimiento de Planes de Descontaminación y Prevención y ellas pueden ser más estrictas que las normas de emisión de nivel nacional.

A título ilustrativo, se propone realizar el análisis considerando los siguientes costos unitarios de reducción para Material Particulado, SO₂ y NO_x:

LAER: US\$ 7.000 +/- 2.000 US\$/Ton de reducción.

BACT: US\$ 3.500 +/-1.500 US\$/Ton de reducción.

RACT: US\$ 1.000 +/- 1.000 US\$/Ton de reducción.

La definición de rangos de valores para LAER, BACT y RACT, le entrega a la autoridad ambiental una cierta flexibilidad para elegir el valor más conveniente dentro de este rango, el cual no necesariamente debe ser aquel de costo unitario mayor. Cabe señalar que las cifras propuestas son por definición arbitrarias y corresponde finalmente a la autoridad ambiental asumir estas cifras u otras. Dado lo anterior, lo que sigue debe ser considerado como un ejemplo metodológico.

Asumiendo el caso de Centrales Termoeléctricas que se encuentran en zonas no saturadas, sólo correspondería aplicar RACT a las fuentes existentes tanto con niveles de emisión mayor como aquellas con niveles de emisión menor. En el caso de fuentes nuevas, correspondería aplicar BACT a fuentes mayores y RACT a fuentes menores. Ver esquema caso zona no saturada punto 5.1.3.

Tal como ya se señaló, se propone definir como fuente de emisión mayor a una fuente que emita más de 25 toneladas al año de uno de los contaminantes criterio, en este caso PM10, SOx o NOx. A su vez, si se aplica el criterio de Estados Unidos, ameritaría también la regulación de contaminantes peligrosos si hay emisiones de más de 10 toneladas de un contaminante peligroso al año o 25 toneladas de la combinación de varios contaminantes peligrosos.

El segundo paso es entonces determinar las normas de emisión según criterio BACT y RACT a aplicar según tipo de fuente. Para lo descrito se debe verificar que con las normas propuestas, los valores de costos unitarios de reducción de cada una de las fuentes afectadas, cumplan con los respectivos criterios definidos previamente para BACT y RACT. Así, sin considerar el caso de una zona saturada o latente, una fuente nueva de emisión mayor tendría una norma de emisión según BACT, en cambio fuentes nuevas de emisión menor y fuentes existentes tendrían una norma de emisión según RACT Este análisis se desarrollará en el punto 5.4.

El tercer paso es realizar una evaluación complementaria, estimando los beneficios sociales de las reducciones de emisión que se obtendrían de aplicar la normativa. Este análisis se desarrolla en los capítulos 6 y 7, donde se propone una metodología para estimar beneficios en salud y se aportan antecedentes para estimar beneficios en recursos naturales.

El último paso es realizar la respectiva comparación de costos y beneficios, actividad que se desarrolla en el capítulo 8.

Es importante hacer notar que la evaluación de beneficios que se elabora en este informe tiene más bien un carácter metodológico porque una evaluación más precisa requiere de información detallada que excede los alcances de este trabajo.

5.4. Determinación de los estándares de emisiones según criterios BACT y RACT.

Sin considerar el caso de una zona saturada o latente, una fuente nueva de emisión mayor tendría una norma de emisión según BACT, en cambio fuentes nuevas de emisión menor y fuentes existentes tendrían una norma de emisión según RACT.

Para determinar el estándar de emisión según criterio de costo unitario de reducción de emisiones, se debe efectuar el ejercicio de determinar los respectivos costos unitarios según tecnología de reducción de emisiones. Este análisis se desarrolla para los casos de Material Particulado, SO_x y NO_x.

Un elemento de decisión es respecto a la unidad a utilizar. En general, los países de Europa y la Comunidad Europea utilizan la unidad de mg/m³. Por otra parte, Estados Unidos utiliza la unidad de ng/joule. La ventaja de utilizar la primera unidad es que es la unidad más utilizada a nivel internacional y además es la que en el caso de nuestro país, se ha aplicado para el control de fuentes fijas de la Región Metropolitana. Por otra parte, la ventaja de utilizar la segunda unidad es que al definir el nivel de emisión por unidad de producción, se privilegia la eficiencia. En todo caso, la unidad de mg/m³ debe considerar factores de corrección de temperatura y de O₂, con lo cual en la práctica, por este concepto se evita que las fuentes tergiversen los resultados por ejemplo mediante mayores excesos de aire.

En los siguientes capítulos, solamente por consideraciones de simplificación en el análisis, se utiliza la unidad de mg/m³.

5.4.1. Determinación de los estándares de emisiones para Material Particulado.

Para la determinación de las normas de emisión a aplicar, según criterio técnico y económico, debe evaluarse simultáneamente dos condiciones. La primera es la normativa internacional y la segunda es la situación de las fuentes existentes respecto a la normativa internacional. Para tal motivo, resulta relevante para el análisis los Cuadros 1.12 y 1.14, porque presentan la situación comparativa de las Centrales respecto a las distintas normas internacionales par Centrales Termoeléctricas y Turbinas de Gas respectivamente.

Si se considera información sobre los niveles de emisión aplicados en diversos países, nos encontramos con niveles entre 25 y 55 mg/m³ los más estrictos, varios países con una norma de 100 mg/m³ incluida la Comunidad Europea, y la norma relativamente relajada como la Mexicana con 435 mg/m³. La comparación con normas internacionales ya fue presentada en el Cuadro 1.12. para Centrales a Vapor. Respecto a Turbinas de Gas, según se puede apreciar en el Cuadro 1.14, todas ellas están por debajo de los 50 mg/m³, e incluso varias de ellas, en particular las a Gas Natural, bajo los 10 mg/m³ y otras bajo los 5 mg/m³. Por otra parte, la Norma de la Comunidad Europea es de 5 mg/m³ para el Gas natural y de 50 mg/m³ para combustibles líquidos, en cambio las de Estados Unidos corresponden a 10 y 14 respectivamente, haciendo las respectivas conversiones de unidad.

Otro criterio es entonces definir un nivel tal que los beneficios superen a los costos en el mayor número de casos posibles de la situación actual. Así, si la reducción de emisiones a lograr es baja, entonces los costos serían superiores a los beneficios. Dado lo anterior, un criterio es definir para el caso de Centrales a Vapor que utilizan combustibles sólidos, una

norma de emisión que se cumple actualmente con una tecnología dada, por ejemplo, un precipitador electrostático.

Finalmente, si la fuente está situada en zona saturada o latente, se pueden establecer niveles más estrictos al caso de fuentes situadas en zonas no saturadas.

Para comenzar el análisis, se realiza un análisis de costos considerando la incorporación de un precipitador electrostático de una eficiencia del 98,9%. Este valor es conservador puesto que se considera el promedio de las eficiencias actuales en el SIC. Bajo este escenario, se realiza un primer análisis de costos que se presenta a continuación.

Tabla 5.4.1 Estimación del Costo Unitario de Reducción de Emisiones de MP para diferentes Centrales.

CENTRAL	Comb.	Equipo de Control Actual	Emisión Actual Ton/año	Emisión sin Equipo de Control Ton/año	Emisión con Precipitador Electro Estático Ton/año	Reducción Emisiones Ton/año (*)	Costo equipo Control U\$/año	Costo Unitario Control us\$/ton	Concentración Actual mg/m3
HUASCO VAPOR	Carbón	Ciclón	120	1.873	21	99	437.913	4.409	250
BOCAMINA	Carbón	Ciclón	7.929	7.929	87	7841	1.310.364	167	4.657
LAGUNA VERDE	Carbón	No tiene	2.604	2.604	29	2575	1.026.222	399	3.290
CONSTITUCIÓN	Leña	Lavador	52	3.649	40	12	368.059	30.443	110
LAJA	Leña	Lavador	51	2.892	32	19	353.532	18.861	110
CELCO	Leña	Ciclón	920	6.811	75	845	470.544	557	73
GUACOLDA	Carbón	Precipit.	1.411	122.003	1342	69	3.412.158	49.257	200
VENTANAS 1	Carbón	Precipit.	395	32.775	361	35	1.603.543	46.063	196
VENTANAS 2	Carbón	Precipit.	428	36.603	403	25	2.520.102	99.145	96
PATACHE	Carbón	Precipit.	608	60.152	662	-53	2.133.281	7.847	108
Mejillones U1	Carbón	Precipit.	240	28.300	311	-71	0	0	40
Mejillones U2	Carbón	Precipit.	86	20.519	226	-140	0	0	20
Tocopilla U12	Carbón	Precipit.	52	6.744	74	-22	0	0	50
Tocopilla U13	Carbón	Precipit.	29	7.717	85	-56	0	0	24
Tocopilla U14	Carbón	Precipit.	207	22.663	249	-42	0	0	65
Tocopilla U15	Carbón	Precipit.	231	20.794	229	2	0	0	79
Nueva Tocopilla	Carbón	Precipit.	153	14.702	162	-9	0	0	85
Central Arauco	Leña	Precipit.	43,9	13.962	154	-110	0	0	14
Petro Power	Petcoke	Precipit.	26,7	13.392	147	-120	0	0	16

(*): Los valores negativos corresponden a fuentes existentes que presentarían eficiencias mejores a la supuesta para estos cálculos, que consideraron una eficiencia de reducción conservadora.

Considerando que para fuentes existentes se busca proponer un nivel de emisión RACT o BACT pero no LAER, el nivel a elegir no debiese ser ni muy estricto, ni muy relajado. En este sentido, es interesante considerar la norma de la Comunidad Europea, esto es un nivel de **100 mg/m³**, para aquellas que utilizan combustibles sólidos, porque constituye un consenso de los países que la componen y cumple con un nivel intermedio entre los niveles más estrictos y los menos estrictos.

Si se aplica una norma de **100 mg/m³**, Ventanas, Guacolda, Laja y Constitución tendrían costos unitarios superiores a los 15.000 US\$/ton, cifra muy superior a los niveles RACT (hasta 2.000 US\$/Ton de reducción) y BACT (entre 2.000 y 5.000 US\$/Ton de reducción). Todas las Centrales, a excepción de Laguna Verde tienen equipo de control, los cuales tendrían que reemplazarlos, perdiendo la inversión ya realizada. El ideal sería que cuando culmine la vida útil de estos equipos, ellos pudiesen acceder a equipos de mejor tecnología

para cumplir con una norma más exigente. Un análisis de mayor detalle aconsejaría realizar una revisión del estado actual de cada uno de los equipos de control.

Con una norma de **250 mg/m³**, Huasco Vapor quedaría cumpliendo con la norma propuesta y por lo tanto no requeriría invertir en un equipo de abatimiento. Así, el costo unitario mayor de cumplimiento correspondería a Laguna Verde con US\$ 400 US\$/ton de reducción, por lo tanto se podría definir esta norma como de nivel RACT.

Por otra parte, con una norma de **200 mg/m³**, Huasco Vapor incurriría también en la necesidad de inversión correspondiéndole un costo unitario de reducción de 4.409 US/ton, rango que cumple con el criterio BACT, pero no con el criterio RACT que se ha propuesto para zonas no saturadas.

En todo caso, se requeriría de un análisis de mayor detalle para evaluar si los costos de alcanzar una norma de 100 mg/m³ son tan altos dado el supuesto de desechar los equipos actuales, o mediante un mejoramiento de ellos pudiese ser factible alcanzar la norma. Un valor intermedio, por ejemplo 120 mg/m³ es interesante porque deja cumpliendo norma a Patache, Laja y Constitución, pero exigiría un mejoramiento a Guacolda y a Ventanas 1. La negociación de plazos es una alternativa complementaria a analizar.

El anterior análisis corresponde a fuentes existentes. Para el caso de fuentes nuevas, las actuales tecnologías de control permiten niveles de emisión inferiores a los **50 mg/m³**, que correspondería a un criterio BACT para una fuente de emisión mayor como es el caso de una Central a Vapor, según se puede deducir de las normas internacionales ya presentadas en los Cuadros 1.12. para Centrales a Vapor y 1.14 para Turbinas de Gas.

Nótese que el nivel definido BACT para fuente existente y para fuente nueva es distinto justamente porque el costo de cumplimiento de una fuente existente es mayor que el de una fuente nueva.

Para Turbinas de Gas, según el Cuadro 1.14 se aprecia que todas las que funcionan a Gas Natural presentan niveles de emisión inferiores a los 10 mg/m³, norma asimilable a la de Estados Unidos. Para aquellas que funcionan a combustibles líquidos la situación actual presenta una mayor dispersión, entre 2 y 37 mg/m³, por lo cual una norma como la de la Comunidad Europea de 50 mg/m³, dejaría a todas cumpliendo la norma, no así la de USEPA que corresponde a 14 mg/m³. Dado lo anterior, para este caso, el criterio a aplicar es simplemente asimilar una norma internacional exigente como la de Estados Unidos o de la Comunidad Europea, al verificar que estos estándares son ya cumplidos en la situación actual.

En resumen, la propuesta de estándar de emisión de Material Particulado en Centrales Termoeléctricas sería la siguiente.

Tabla 5.4.2. Propuesta de normas de emisión para MP

Características de la fuente			Criterio Aplicado	MP Concentración mg/m ³
Tipo de fuente	Combustible que utiliza	Nueva o existente		
Basada en Turbina de Vapor	Sólido o Líquido	Existente	RACT BACT (a)	250
		Nueva		50
Basada en Turbina a Gas	Diesel	Existente	Nivel Cumplible (b) BACT, Nivel Cumplible (b)	50
		Nueva		50
	Gas Natural	Existente	Nivel Cumplible (c) BACT, Nivel Cumplible (c)	10
		Nueva		10

(a) Para Estados Unidos la norma es 37 mg/m³, para la Comunidad Europea es de 100 mg/m³, para Alemania es 50 mg/m³. Se opta por este último caso porque las tecnologías actuales permiten estos niveles, consecuente con el criterio de BACT.

(b) Se propone la norma de la Comunidad Europea, que se cumple en la situación actual. La norma de Estados Unidos de 13,65 mg/m³ no se cumpliría en algunos casos.

(c) Se propone la norma de Estados Unidos, que se cumple en la situación actual. La norma de la Comunidad Europea de 5 mg/m³ no se cumpliría en algunos casos.

Cabe hacer notar que para el caso de Turbina a Gas, en general las fuentes ya cumplen con estándares de emisión aplicados de nivel internacional, ya sea para el caso de Estados Unidos o bien para la Comunidad Europea. Dado lo anterior, al adoptar estándares de emisión similares a los estándares internacionales, se puede señalar que se estaría aplicando un criterio BACT, esto es de Mejor Tecnología de Control Disponible. Para este caso, las fuentes existentes ya cumplirían con este criterio. Para fuentes nuevas, se puede definir simplemente el mismo estándar que para las fuentes existentes, dado que corresponde a un estándar internacional, por definición asimilable a un nivel BACT.

5.4.2. Determinación de los estándares de emisiones para SO_x.

En este caso, la alternativa que se analiza es la elección de un carbón con menor contenido de Azufre. Es por esto que los costos unitarios de reducción son similares y estimados en US\$ 200 / ton de reducción.

Tabla 5.4.3 SO_x EN PLANTAS TERMOELÉCTRICAS

Central	Equipo de Control Actual	Emisión Actual Ton/año	Emisión sin Medida de Control Ton/año	Emisión con Medida de Control Ton/año	Reducción de Emisiones Ton/año	Costo Medida de Control Us\$/año	Costo unitario Control Us\$/ton	Concentración Actual mg/m ³
Norma Propuesta								1.500
EDELNOR CTM 1y2	No	15.335	15.335	14.476	859	171.747	200	1589

TOCOPILLA U12	No	8.017	8.017	3.367	4.650	929.981	200	3557
TOCOPILLA U13	No	13.953	13.953	10.158	3.795	759.033	200	2060
NUEVA TOCOPILLA	No	3.838	3.838	3.369	468	93.640	200	1708
CELTA PATACHE	No	12.295	12.295	7.537	4.758	951.613	200	2445
GUACOLDA	No	7.306	7.306	No varia	0	0	0	711
HUASCO VAPOR	No	891	891	712	179	35.624	200	1865
VENTANAS 1	No	4.629	4.629	4.430	199	39.810	200	1566
VENTANAS 2	No	10.167	10.167	9.730	437	87.435	200	1566
LAGUNA VERDE	No	1.559	1.559	1.183	376	75.141	200	1976
PETROPOWER	Lecho fluidizado	735	4.455	No varia	0	0	0	440
ARAUCO	No	1.361	1.361	No varia	0	0	0	421
HUASCO GAS	No	861	861	517	345	192.942	560	632

Se realiza el análisis considerando una concentración de **1.500 mg/m³**, asimilando la norma de USEPA que corresponde comparativamente a una norma intermedia entre las más estrictas y las más relajadas. Ver Cuadro 1.13.

Así, una concentración de **1500 mg/m³**, que supone que las fuentes respectivas harían la selección de carbón del combustible respectivo con menor contenido de azufre, justo en el nivel para cumplir con la norma propuesta. La reducción alcanzada tendría un costo unitario de 200 US\$/ton para el caso carbón, lo cual entrega un nivel RACT.

Alternativamente a la opción de seleccionar un Carbón con menor contenido de Azufre, las fuentes pueden evaluar la opción de utilizar lavadores húmedos. En este caso, el costo unitario de reducción correspondería a valores entre 28 y 940 US\$/ton de reducción¹². Ver Cuadro 1.27 punto 3.6.4. Con esta opción, se pueden obtener concentraciones del orden de los **800 mg/m³**, que correspondería a una norma de emisión fijada con criterio RACT(hasta 2.000 US\$/Ton de reducción).

Este análisis puede ser complementado considerando la normativa internacional junto con la situación actual. En efecto, los niveles a proponer deben ser similares a lo que adopten países desarrollados, porque si se proponen niveles más estrictos se corre el riesgo de alejarse del criterio de costo económico. Por este motivo es útil considerar paralelamente la información presentada en los cuadros N°1.13 para Turbinas a Vapor y N°1.14 para Turbinas de Gas.

Para el caso de Turbinas a Vapor, un nivel BACT puede ser considerado en un valor de **800 mg/m³** el cual corresponde a un valor intermedio entre los más exigentes (200 a 430

¹² En USA, un estudio determinó que mediante la utilización de lavadores húmedos se incurrió en un costo promedio de 319 US\$/ton de reducción de SO₂, por otra parte, aquellos que optaron por la sustitución de carbones incurrieron e costos unitarios de reducción de SO₂ de US\$ 162 /ton reducción. Ver punto 3.6.4.

mg/m³, casos de Reino Unido, Suiza respectivamente) y los menos estrictos (1480¹³, 2.000 y 2.400 mg/m³, casos de Estados Unidos, Alemania y España respectivamente).

Para el caso de Turbinas de Gas, el análisis puede comenzar analizando la situación existente. En ella se constata que todas cumplen con una concentración inferior a los **200 mg/m³** a excepción de Huasco Gas que tiene una concentración de 632 mg/m³. Los 200 mg/m³ corresponden al nivel exigido en la Comunidad Europea, para autorizaciones concedidas después del 1 de enero del año 2000 para sólidos y líquidos¹⁴. Por lo tanto, este nivel podría ser exigido para Turbinas de Gas Nuevas y existentes, que utilizan combustibles líquidos, haciendo un análisis más detallado previamente para el caso de Huasco Gas que es el único que utiliza un IFO 180. Para aquellos que utilizan gas se observa que todos los niveles se encuentran por debajo de los 5 mg/m³ y por lo tanto cumplirían con la norma asimilable a la Comunidad Europea que corresponde a **10 mg/m³** para combustibles gaseosos en general y 5 mg/m³ para el gas licuado¹⁵.

Aplicando el análisis ya señalado se presenta el siguiente resumen de valores propuestos:

Tabla 5.4.4. Propuesta de normas de emisión para SO₂

Características de la fuente			Criterio Aplicado	SO ₂ Concentración Mg/m ³
Tipo de fuente	Combustible que utiliza	Nueva o existente		
Basada en Turbina de Vapor	Sólido o Líquido	Existente	RACT	1.500 (a)
		Nueva	BACT	800
Basada en Turbina a Gas	Diesel	Existente	Nivel Cumplible (b)	200
		Nueva	BACT (c)	200
	Gas Natural	Existente	Nivel Cumplible (d)	10
		Nueva	BACT (e)	10

(a) Un valor de 800 mg/m³ entregaba costos del orden de los 1.000 US\$/Ton de Reducción y por lo tanto también éste valor podría ser considerado como RACT. Sin embargo, se ha optado por los 1.500 mg/m³ dado que su costo unitario de cumplimiento sería cinco veces menor (del orden de los 200 US\$/Ton) además de ser un valor que no se escapa de los estándares definidos a nivel internacional.

(b) Se propone la norma de la Comunidad Europea, que se cumple en la situación actual, con la excepción de un solo caso.

(c) Para una fuente nueva, la adopción de la norma de la Comunidad Europea supone un criterio BACT.

(d) Se propone la norma de la Comunidad Europea, que se cumple en la situación actual.

(e) Para una fuente nueva, la adopción de la norma de la Comunidad Europea supone un criterio BACT.

¹³ Corresponde a Carbón. Para Leña el nivel de la norma corresponde a 520 mg/m³. Ver Cuadro 1.13.

¹⁴ ver Anexo 5, tabla 4, página 31

¹⁵ Ver misma referencia anterior.

Cabe hacer notar que para el caso de Turbina a Gas, en general las fuentes existentes ya cumplen con estándares de emisión aplicados de nivel internacional, en particular los de la Comunidad Europea, con la excepción de un sólo caso. Dado lo anterior, se puede señalar que se estaría aplicando un criterio BACT para las fuentes nuevas y existentes.

Un ejemplo particular respecto a la aplicación de una norma de SO₂, es respecto al uso del petcoke, dado que este elemento puede contener un mayor contenido de azufre. Así, quién evalúe la conveniencia de su utilización tendría que considerar la incorporación de un equipo de abatimiento de emisiones tales como lavadores húmedos para cumplir con la norma de emisión establecida asociada a combustible sólido. Un análisis mayor se realiza en Anexo N° 19.

5.4.3. Determinación de los estándares de emisiones para NO_x.

Dado que en la actualidad ninguna de las fuentes existentes tiene equipo de reducción de emisiones de NO_x, excepto Petropower que dispone de un equipo de llama fría, el análisis que se realiza considera la introducción de un equipo de Reducción Catalítica Selectiva. En forma conservadora se ha supuesto que este equipo rebajaría las emisiones en un 50%. De acuerdo a lo anterior, los resultados son los siguientes:

Tabla 5.4.5 NO_x EN PLANTAS TERMOELÉCTRICAS (c)								
Central	Equipo de Control Actual	Emisión Actual Ton/año	Emisión sin Equipo de Control Ton/año	Emisión con Equipo Control(a) Ton/año	Reducción Emisiones Ton/año	Costo equipo Control Us\$/año	Costo unitario Control(b) Us\$/ton	Concentración Actual (mg/m ³)
EDELNOR CTM 1y2	No	6.328	6.328	3.164	3.164	4.999.398	1.580	726
TOCOPILLA 12y13	No	2.424	2.424	1.212	1.212	1.915.081	1.580	875
TOCOPILLA 14y 15	No	6.647	6.647	3.323	3.323	5.250.904	1.580	875
NUEVA TOCOPILLA	No	1.966	1.966	983	983	1.553.395	1.580	875
CELTA PATACHE	No	2.722	2.722	1.361	1.361	1.668.524	1.226	540
GUACOLDA	No	5.246	5.246	2.623	2.623	3.215.707	1.226	711
HUASCO VAPOR	No	169	169	85	85	163.655	1.935	643
VENTANAS 1	No	1.556	1.556	778	778	953.587	1.226	738
VENTANAS 2	No	3.464	3.464	1.732	1.732	2.736.682	1.580	743
LAGUNA VERDE	No	540	540	270	270	522.861	1.935	875
BOCAMINA	No	2.075	2.075	1.038	1.038	1.639.337	1.580	875
LOS ROBLES U6	No	891	891	446	446	1.002.606	2.250	941

(a) Considera un 50% de reducción.

(b) El mayor valor del rango se asignó a equipos con baja utilización, y el menor valor a equipos con alta utilización.

(c) Se realiza el análisis sólo para las centrales cuyas emisiones superan los 500 mg/m³, dado que aquellas con emisiones menores no tendrían costo adicional por cumplir con la normativa propuesta. En los Cuadros 1.11 y 1.14 se muestran los resultados de emisión para todas las Turbinas a Vapor y Turbinas a Gas respectivamente.

Los resultados anteriores, suponen que las concentraciones se reducen en un 50%, con lo cual cumplirían una norma de emisión de **500 mg/m³**. En este caso, los costos unitarios de reducción de emisiones son del orden de los 1500 +/-500US\$/ton, salvo el caso de los Robles U6 que habría que analizarlo en particular, y por lo tanto la norma propuesta cumpliría con el criterio RACT (definido hasta 2.000 US\$/ton). El nivel propuesto se asimila a la normativa Canadiense, siendo un nivel de norma intermedio entre los más estrictos y los menos estrictos. Ver Cuadro 1.11.

No se analizan los casos de Centrales que ya están por debajo de los 500 mg/m³, dado que en estos casos los costos de reducción serían cero, puesto que ya cumplirían con la normativa.

Por otra parte, los Cuadros 1.11 y 1.14 muestran comparativamente la situación de distintas centrales con las normas internacionales, para el caso Turbinas a Vapor y Turbinas a Gas respectivamente, donde se constata que prácticamente todas excepto los Robles Unidad 6 cumplirían con las normas de la Comunidad Europea.

Al respecto resulta interesante visualizar una vez más la norma de la Comunidad Europea¹⁶:

Tabla 5.4.6 Combustible	NOx Concentración (mg/m ³)
Sólido en general	650
Sólido con menos de 10% volátil	1300
Líquido	450
Gas	350

De esta tabla se constata que una norma propuesta de 500 mg/m³, comparado con las normas de la Comunidad Europea, son más estrictos a los 1300 o 650 definidos para combustibles sólidos, pero de un nivel similar a los 450 mg/m³ para el caso de combustible líquido.

Además, la norma propuesta sería más estricta que la norma USEPA (860 mg/m³ según conversión de ng/joule).

Dado lo anterior, para el caso del NOx podría ser aconsejable revisar el criterio RACT de US\$ 2.000 por tonelada de reducción. En efecto, para cada uno de los contaminantes en análisis, los costos unitarios de reducción no tienen porqué ser iguales, considerando que las prioridades pueden ser distintas entre ellos debido a distintos factores tales como efectos en la salud humana de cada contaminante y niveles respecto a la situación de calidad del aire.

Dado lo anterior, para el caso de este contaminante se propone como una segunda alternativa considerar la adopción de las normas de la Comunidad Europea, normas que ya se cumplirían por prácticamente la totalidad de las fuentes en análisis.

Así, los valores a proponer según estos dos criterios serían:

¹⁶ Fuente: Anexo VI Directiva 88/609/CEE, página 36 Anexo 5. Resumen en tabla 3.2. Anexo 5, página 29.

Tabla 5.4.7. Propuesta de normas de emisión para NOx

Características de la fuente			Criterio Aplicado	NOx Concentración mg/m3
Tipo de fuente	Combustible que utiliza	Nueva o existente		
Basada en Turbina de Vapor	Sólido	Existente	Opción 1 (a)	1000
			Opción 2: RACT (b)	500
Basada en Turbina de Vapor	Sólido	Nueva	Opción 1 (c)	650
			Opción 2: BACT (d)	500
Basada en Turbina a Gas	Líquido (Diesel)	Existente	Nivel Cumplible (e)	450
		Nueva	BACT (f)	450
	Gas Natural	Existente	Nivel Cumplible (e)	350
		Nueva	BACT (f)	350

(a) La Opción 1, considera que la norma propuesta se cumple en la situación actual y además no es menos estricta que la normativa de la Comunidad Europea que acepta hasta 1.300 mg/m3.

(b) La Opción 2, considera la aplicación de RACT que acepta costos unitarios hasta de 2.000 US\$/Ton de reducción.

(c) Se propone la norma de la Comunidad Europea.

(d) Dado que la norma propuesta es inferior a lo que se aplica en países desarrollados como lo son aquellos de la Comunidad Europea, y los costos unitarios no superan los niveles de BACT, la norma propuesta puede ser considerada como BACT.

(e) Se propone la norma de la Comunidad Europea, que se cumple en la situación actual.

(f) La adopción de la norma propuesta por la Comunidad Europea supone un criterio BACT.

En síntesis, al comparar los valores propuestos según los criterios RACT y BACT con las normas internacionales, encontramos que se estarían definiendo valores más estrictos a los aplicados en muchos países desarrollados. Lo anterior aconseja revisar los costos unitarios de RACT y BACT aplicados para el caso del NOx, o bien simplemente guiarse por la normativa internacional, en particular la de la Comunidad Europea, ya que ella es actualmente cumplible en la situación actual por casi la totalidad del las Centrales existentes.

5.5. Análisis Complementario

Una vez propuestas las respectivas normas de emisión, ellas pueden ser evaluadas desde un punto de vista social mediante una metodología de costo y beneficio. En el próximo capítulo 6, se desarrolla primeramente la metodología para estimar los beneficios en salud, para luego, considerando la información disponible y a nivel de ejemplo para aplicar la metodología se realizan las respectivas estimaciones. En el capítulo 7, se aportan antecedentes respecto a la metodología para evaluar también los efectos en recursos ecológicos.

Finalmente, en el capítulo 8, se realiza la respectiva comparación de costos privados versus beneficios sociales. Lo interesante de este último capítulo es que mediante una metodología

distinta, se establece que para el caso del material particulado, se obtienen los beneficios mayores. Para el caso del SO_x los beneficios y los costos son muy similares. Por el contrario para el NO_x, se verifica que no se justificaría establecer normas de emisión que signifiquen niveles inferiores a los existentes.

6. ESTIMACIÓN DE EFECTOS EN SALUD Y SU VALORACIÓN PRODUCTO DE UNA REDUCCIÓN DE EMISIONES SEGÚN NORMAS DE EMISIÓN PROPUESTAS EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

6.1. Alcances metodológicos

La presente propuesta busca desarrollar una metodología simplificada que permita ser utilizada como un elemento de decisión más, al momento de analizar la conveniencia de establecer una norma de emisión. Dado lo anterior sus resultados deben ser analizados con precaución considerando que se ha utilizado información general y ciertos supuestos que pueden variar al momento de contar con información más precisa.

No obstante lo anterior, la metodología utilizada corresponde a la utilizada a nivel internacional y por lo tanto ella puede ser fácilmente aplicada al momento de incorporar información más precisa.

El objetivo es estimar los beneficios sociales debido a una reducción determinada de los contaminantes atmosféricos emitidos por las Centrales Termoeléctricas del país. Esta metodología considera dos áreas principales: los efectos en salud y los efectos sobre los recursos naturales asociados a la presencia de contaminantes atmosféricos. La reducción de emisiones correspondería a aquella que se lograría al implementar una determinada norma de emisión para los casos del PM10, SO₂ y NO₂ que corresponden a los principales contaminantes emitidos por las centrales.

6.2. Metodología General

Para la estimación de los beneficios en salud para una reducción en las concentraciones se utilizaron la metodología básica y los datos generales de los siguientes estudios:

“The Benefits and Costs of the Clean Air Act 1990 a 2010”, Reporte al Congreso de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los EEUU, 1999. En específico se emplearon los capítulos 5 y 6, y los anexos D y H. (1)

“Estimación de Beneficios del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) de Santiago”, L. Cifuentes et al, 2001. A la fecha de la elaboración del presente informe, este estudio estaba por publicarse, siendo encargado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). Los cifras y datos empleados fueron obtenidos mediante entrevistas personales con el autor. (2)

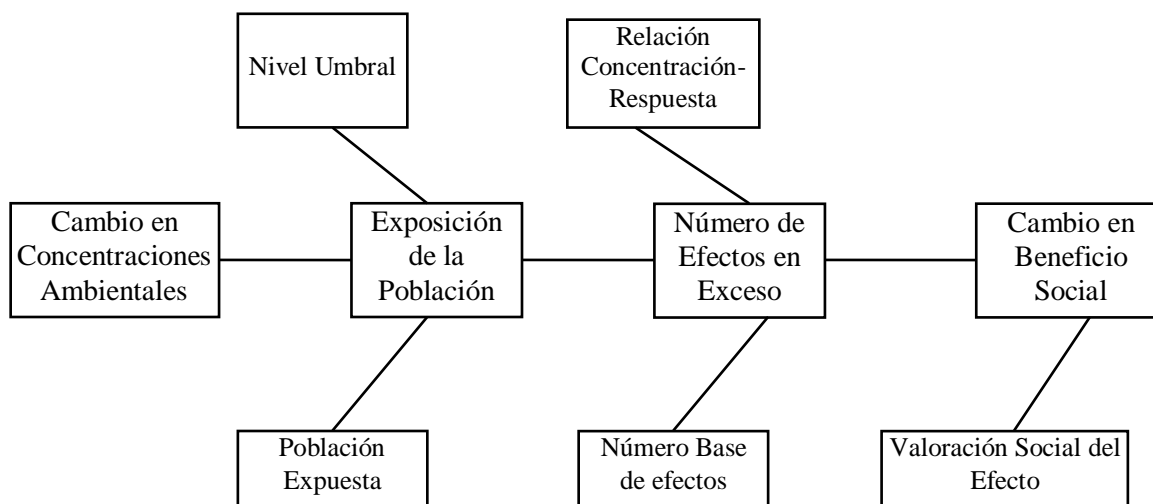
“Antecedentes para la Revisión de las Normas de Calidad de Aire contenidas en la Resolución N° 1215 del Ministerio de Salud, 1978”, Comisión Nacional del Medio

Ambiente, CONAMA, 1998. En específico se analizó el Anexo VI del documento, elaborado, entre otros, por L. Cifuentes. (3)

Además, para el caso específico del PM_{10} se revisó el “Análisis General de los Impactos Económicos Sociales (AGIES) del Anteproyecto de Revisión de la Norma de Calidad de Material Particulado (ARNMP-10)”, CONAMA, Unidad de Economía Ambiental, 1999 (4)

Todos los estudios utilizan la misma metodología básica, habiendo consenso entre los expertos en su confiabilidad a nivel general. Ésta consiste en un análisis de riesgo cuantitativo, donde se modela la relación existente entre los cambios de concentraciones ambientales y los cambios en el bienestar social. De esta forma se puede valorar económicamente el efecto en salud.¹⁷ Para el caso de este estudio, previamente deben transformarse los cambios en las emisiones de los contaminantes analizados a cambios en concentraciones ambientales, dato de entrada al sistema. Esta transformación se realiza mediante modelos de emisión – concentración, los cuales pueden ser bastante complejos en el caso de algunos contaminantes, y requieren gran cantidad de información¹⁸. En este caso se empleó un modelo de emisión-concentración cuya metodología se detalla en el Anexo 14 y los resultados de la modelación se entregan en el Anexo 15 del presente informe.

El esquema de desarrollo del análisis es el siguiente¹⁹:



¹⁷ CONAMA. Antecedentes para la Revisión de las Normas de Calidad de Aire contenidas en la Resolución N° 1215 del Ministerio de Salud, 1978. Anexo VI, Pág 2.

¹⁸ Para más detalle al respecto, revisar capítulo 4 y anexo C de “The Benefits and Costs of the Clean Air Act 1990 to 2010”. EPA, 1999.

¹⁹ CONAMA. Op. Cit. Pág. 2

En forma resumida se describen las diferentes etapas y requerimientos del modelo:

Cambio en las Concentraciones Ambientales: Se refieren al cambio (aumento o reducción) en las concentraciones de un contaminante determinado (el método trabaja con sólo un contaminante a la vez) cuyo efecto social requiere ser evaluado desde el punto de vista de los beneficios en salud de la población expuesta a éste. Son el dato de entrada del sistema, por lo tanto es necesario poseer monitoreos constantes y fidedignos de calidad de aire en los lugares que quiere evaluar.

Nivel Umbral: Corresponde al nivel de concentración del contaminante analizado para el cual comienzan a aparecer efectos en salud adversos en la población expuesta. Usualmente se obtienen de estudios epidemiológicos o toxicológicos, que en su mayoría son realizados en el extranjero (EEUU y Europa). Bajo este nivel no se presentan efectos adversos en la salud.

Población Expuesta: Corresponde a los datos estadísticos de la población que está siendo afectada por el contaminante. Es bastante difícil de estimar, ya que los contaminantes se desplazan y no tiene un límite fijo. Es el primer punto importante de incorporación de sesgo en la estimación, ya que se puede dejar fuera de los cálculos a población expuesta o se puede incorporar población que no es afectada. Usualmente se entrega desagregada por grupos de edad o actividad que realizan.

Exposición de la Población: Con los tres pasos anteriores se puede determinar la exposición de la población al contaminante analizado, es decir que sectores de la población son los expuestos a los efectos y cual es el riesgo de esa exposición.

Número Base de Efectos: También llamada Tasa Base de Efectos, corresponde a los datos estadísticos sobre el número de eventos normales que ocurren para cada tipo de efectos considerados. Aquí se introduce otra fuente de error, ya que no siempre están disponibles los datos correspondientes, éstos no incorporan los cambios temporales y estacionales, etc. Previamente a este paso han debido seleccionarse los efectos más representativos para la población expuesta, esto se hace analizando los registros clínicos históricos disponibles.

Relación Concentración - Respuesta: Corresponde a la función que permite asociar cuantitativamente las concentraciones de un contaminante atmosférico y su incidencia en la salud de la población. Por lo general estas funciones son el resultado de estudios de carácter epidemiológico, (se han hecho muy pocas en Chile, y la mayoría sólo para Santiago) cuyo análisis proporciona el valor de la pendiente de la curva que representa la función obtenida. De esta forma se obtiene el riesgo relativo para una variación del contaminante²⁰. Esta función requiere como datos de entrada la población expuesta, el cambio de concentraciones ambientales, y la tasa base de efectos.

Número de Efectos en exceso: Corresponde al valor que se obtiene al reemplazar los datos de entrada en la función de Concentración - Respuesta. Entrega, para tipo de efecto

²⁰ CONAMA. Op. Cit. Pág 2

considerado, el número de veces que se presenta el efecto por sobre la tasa base de ocurrencia, debido al cambio en la concentración del contaminante.

Valoración Social del Efecto: Para cada efecto individual entrega el valor monetario de los costos evitados por efecto. Últimamente se han incorporado técnicas avanzadas de valoración económica social, como la valoración contingente, incorporando conceptos como la productividad social perdida, la disutilidad y otros²¹, que permiten lograr estimaciones más confiables que las técnicas clásicas de valoración económica.

Cambio en el Beneficio Social: Finalmente, multiplicando el número de efectos en exceso por el valor asociado para cada tipo de efecto, se obtiene el Beneficio Social de la reducción (o Costo Social si es un aumento) de la concentración de un contaminante.

6.3. Aplicación del Modelo para el PM10

A continuación se analiza la aplicación del método para el caso del PM10. Este cálculo es sólo una estimación preliminar y simplificada, ya que además de los sesgos propios del modelo, toma los antecedentes de los estudios citados (que corresponden a análisis para los EEUU y para Santiago) y los utiliza para todo el país suponiendo un comportamiento semejante. Una estimación más acertada debería lograrse aplicando la metodología lugar a lugar, con todos los antecedentes locales disponibles, sobretudo registros clínicos y relaciones concentración – respuesta específica para cada lugar, lo que escapa al alcance del presente informe.

6.3.1. Efectos considerados y valorización respectiva

En la Tabla 6.3.1 se listan los efectos en salud considerados y valoración para el caso del PM₁₀, conforme a la revisión de los estudios citados, sobretudo basándose en CONAMA, 1998 (3), el cual a su vez utiliza como base los estudios de EPA (Agencia de Protección Ambiental de los EEUU) cuando no existen datos para Chile. La Valorización respectiva se hizo utilizando la información del estudio Cifuentes et al. 2001 (2) proporcionada personalmente por L. Cifuentes, y que corresponde a una corrección de la empleada en CONAMA, 1998 (3). Los valores se expresan en pesos y dólares de 1997, permitiendo la comparación entre los diferentes estudios. Adicionalmente se considera la valoración utilizada por CONAMA, 1999 (4), que emplea valores más bajos que los de Cifuentes.

²¹ Cifuentes. Datos proporcionados durante entrevista personal, el 19 de Enero de 2001.

Tabla 6.3.1 Valoración Unitaria según Efecto

Efectos	Grupo de Edad	Valoración (Miles de \$ de 1997)	Valoración ^d (Miles de US\$ de 1997)	Valoración Alt. (Miles de US\$)
Mortalidad	Total	336.000	747	330
Admisiones Hosp.. Respiratorias	>65	682	2	0,7
Admisiones Hosp. Cardiocongestivas	>65	1.467	3	0,7
Admisiones Hosp. Isquémicas del Corazón	>65	1.467	3	0,7
Bronquitis Crónica ^a	>18	24.972	55	75
Bronquitis Aguda	<18	4	0,009	0,008
Visitas Salas de Emergencia	Total	37	0,08	0,05
Ataques de Asma	Pobl. Asmática ^b	3	0,007	0,011
Días Pérdida de Trabajo ^c	>18 - >65	14	0,03	0,008
Días de Actividad Restringida Menor ³	>18 - >65	3	0,008	0,008
Síntomas Respiratorios	>18 - >65	2	0,004	0,002

^a En base a concentraciones anuales de PM-10

^b Corresponde a un 5,61% de la Población Total. (Fuente: EPA, 1999)

^c En base a concentraciones diarias de PM-2,5

^d Considera tipo de cambio promedio para 1997 (1 US\$ = \$ 450)

Tabla 6.3.2 Tasa Base Anual de Efectos por 100.000 personas

Efecto	Grupo Etéreo				Fuente Original
	Total	Niños	Adultos	Mayores de 65	
Mortalidad	483			1.448	INE, 1996
Admisiones Hospitalarias Respiratorias				12.000	PPDA, 1997
Admisiones Hospitalarias CardioCongestivas				4.000	INE, 1990
Admisiones Hospitalarias Isquémicas del Corazón				4.000	INE, 1990
Bronquitis Crónica			280	1.460	Schwartz, 1993
Bronquitis Aguda		51.760			Ostro, 1996
Visitas Sala Emergencia	12.906				Ostro, 1996
Ataques de Asma ^a	4.811.400				Ostro, 1996
Días Perdida Trabajo			236.520		Ostro, 1987
Días de MRADs			780.000		Ostro, Rothschild 1989

^a Ataques en porcentaje de población asmática

Se empleó la misma Tasa Base que en CONAMA, 1998 (3), ya que incorpora datos de Chile para algunos efectos

6.3.2. Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas

Las relaciones concentración - respuesta (C – R) corresponden a las empleadas por CONAMA, 1998 (3), que utiliza, para algunos efectos, relaciones C – R derivadas para el caso de Santiago. El resto de las relaciones son de EEUU y también son utilizadas por EPA, 1999 (1). Se tuvo cuidado en elegir los efectos de forma de evitar el doble conteo, ya que varias de las categorías se traslapan en sus efectos, y éstos deben ser descontados del total.

En general las relaciones C – R corresponden a ecuaciones que relacionan el cambio en la concentración de un contaminante con el número de efectos en exceso (o disminución) debidos a la presencia del contaminante. Estas ecuaciones suelen ser modeladas exponencialmente (llamadas también Tipo Poisson), teniendo la siguiente forma general:

$$\Delta\text{Efecto} = -y_0 * [\exp(-\beta * \Delta C) - 1] * \text{Pob}$$

Donde

- y_0 = Tasa Base de Efectos Anual para la población considerada, por persona
- β = Coeficiente de correlación del contaminante
- ΔC = Cambio en las concentraciones del contaminante
- Pob = Población expuesta al contaminante

Mortalidad: Se utilizó la relación del estudio de Ostro et al (1996), obtenida para Santiago:

- y_0 = 0,00483
- β = 0,0864
- ΔC = Cambio en las concentraciones diarias de PM_{10} , en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
- Pob = Población de todas las edades

Admisiones Hospitalarias Respiratorias: Relación “promedio” (“pooled”) de los estudios de Schwartz et al (1995 y 1996), obtenidos para ciudades de EEUU:

- y_0 = 0,12
- β = 0,0018902
- ΔC = Cambio en las concentraciones diarias de PM_{10} , en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
- Pob = Población de 65 años o más

Admisiones Hospitalarias Cardiocongestivas: Estudio de Schwartz y Morris, (1995) para Detroit, EEUU:

- y_0 = 0,04
- β = 0,00098
- ΔC = Cambio en las concentraciones diarias de PM_{10} en $\mu\text{g}/\text{m}^3$
- Pob = Población de 65 años o más

Admisiones Hospitalarias Isquémicas del Corazón: Estudio de Schwartz y Morris (1995):

$$\begin{aligned}y_0 &= 0,04 \\ \beta &= 0,00056 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de PM}_{10} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población de 65 años o más}\end{aligned}$$

Bronquitis Crónica: Estudio de Schwartz et al. (1993) para 53 áreas urbanas de EEUU:

$$\begin{aligned}y_0 &= 0,0174 \\ \beta &= 0,0123 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones anuales de PM}_{10} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población de 18 años o más}\end{aligned}$$

Bronquitis Aguda: Estudio de Dockery et al. (1989):

$$\begin{aligned}y_0 &= 0,5176 \\ \beta &= 0,0123 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de PM}_{10} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población de 18 años o menos}\end{aligned}$$

Visitas Salas de Emergencia: Sunver et al. (1993)

$$\begin{aligned}y_0 &= 0,129 \\ \beta &= 0,002217 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de PM}_{10} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población Total}\end{aligned}$$

Ataques de Asma: Estudio de Ostro et al. (1991):

$$\begin{aligned}y_0 &= 48,1114 \\ \beta &= 0,001436 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de PM}_{10} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población Asmática (5,61\% de la población total)}\end{aligned}$$

Días Pérdida de Trabajo (WLDs): Estudio de Ostro et al. (1987), para áreas metropolitanas de EEUU:

$$\begin{aligned}y_0 &= 2,3652 \\ \beta &= 0,00464 \\ \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de PM}_{2,5} \text{ en } \mu\text{g}/\text{m}^3 \\ \text{Pob} &= \text{Población Adulta (>18 y <65 años)}\end{aligned}$$

Días de Actividad Restringida Menor (MRADs): Estudio de Ostro y Rothschild (1989), para áreas metropolitanas de EEUU:

$$y_0 = 7,80$$

β = 0,00741
 ΔC = Cambio en las concentraciones diarias de $PM_{2,5}$ en $\mu g/m^3$
Pob = Población Adulta (>18 y <65 años)

Síntomas Respiratorios: Estudio de Krupnick et al. (1990), para diferentes localidades de California, EEUU. La relación se entrega en forma lineal, es decir:

$$\Delta \text{Efecto} = \beta * \Delta C * \text{Pob}$$

β = 0,000461 (tiene incorporada la tasa base de efectos)
 ΔC = Cambio en las concentraciones diarias de PM_{10} en $\mu g/m^3$
Pob = Población Adulta (>18 y <65 años)

Se grafican varias de estas relaciones en anexo 13, considerando una población expuesta total de 100.000 habitantes.

6.3.3. Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales

Para evaluar los beneficios en salud de imponer un estándar de emisión para PM_{10} para las Plantas Termoeléctricas del país, es necesario deducir la disminución en la concentración ambiental. La estimación de este factor es uno de los más complicados e inciertos y es aquí donde a futuro será necesario aplicar una modelación más detallada.

Se tomó como referencia para el análisis el estándar propuesto correspondiente a **100 mg/m^3** . Aquellas Plantas que con sus emisiones no cumplen dicho estándar fueron seleccionadas, y se realizó el cálculo de los costos de abatimiento de emisiones por medio de precipitadores electrostáticos y las emisiones que se obtienen con la medida de control propuesta.. El detalle de los cálculos de costos y reducción de emisiones se encuentra en el Anexo 16

Enseguida, se modelaron las emisiones actuales y luego las emisiones con equipo de reducción, para cada una de las fuentes elegidas, obteniendo las concentraciones respectivas. El detalle con los resultados de la modelación emisión – concentración se encuentra en el Anexo 15. Las tablas siguientes muestran un resumen de las fuentes consideradas y la reducción de concentraciones debido a la instalación del precipitador, para concentraciones diarias y anuales de PM_{10} respectivamente.

Tabla 6.3.3 Concentraciones diarias de PM₁₀

Central	Tipo de Central	Viento: 4 m/s Pto. Max km	Conc. Max Actual ug/m ³ N	Conc. Max con control ug/m ³ N	Delta Conc. ug/m ³ N
HUASCO VAPOR	Turb. Vapor	3	2,0	0,3	1,7
BOCAMINA	Turb. Vapor	3	67,6	0,7	66,9
LAGUNA VERDE	Turb. Vapor	25	1,1	0,01	1,09
VENTANAS 1	Turb. Vapor	3	2,9	2,6	0,3
GUACOLDA	Turb. Vapor	3	7,0	6,7	0,3
CONSTITUCIÓN	Turb. Vapor	3	0,3	0,2	0,1
LAJA	Turb. Vapor	3	0,3	0,2	0,1

Tabla 6.3.4 Concentraciones anuales de PM₁₀

Central	Tipo de Central	Viento: 4 m/s Pto. Max km	Conc. Max Actual ug/m ³ N	Conc. Max con control ug/m ³ N	Delta Conc. ug/m ³ N
HUASCO VAPOR	Turb. Vapor	3	0,1	0,02	0,08
BOCAMINA	Turb. Vapor	3	3,5	0,04	3,5
LAGUNA VERDE	Turb. Vapor	25	0,06	0,0006	0,06
VENTANAS 1	Turb. Vapor	3	0,2	0,1	0,1
GUACOLDA	Turb. Vapor	3	0,4	0,3	0,1
CONSTITUCION	Turb. Vapor	3	0,013	0,010	0,003
LAJA	Turb. Vapor	3	0,02	0,01	0,01

Como puede observarse en las tablas anteriores se utilizó una velocidad del viento de 4 m/s, que corresponde a un valor medio. Además se modelaron las concentraciones a una distancia de 3 km de la fuente para las plantas que se encuentran dentro de las ciudades. Para aquellas fuentes alejadas de centros poblados se utilizó la distancia al centro poblado relevante más cercano.

6.3.4. Estimación de los Beneficios

Una vez que se tienen los datos de entrada al modelo, se puede estimar el número de efectos en exceso debido al delta de concentración, para cada uno de los efectos considerados y para cada fuente escogida, aplicando las relaciones C – R respectivas. Los datos de población distribuidos en grupos etáreos fueron obtenidos de *Proyección de Población para 1999 por sexo y edades, según Región, Provincia y Comuna*, INE, 2000. Una vez obtenidos los efectos en exceso, éstos se multiplican por la valoración unitaria empleada y así se tiene el beneficio en salud para cada efecto y fuente..

En las tablas siguientes se muestran los resúmenes de los beneficios en salud resultantes por Planta y por efecto (en miles de U\$ anuales). Se ha incluido una columna con la valoración

alternativa (CONAMA, 1999 (4)) escogida, a modo de análisis de sensibilidad para los valores obtenidos El detalle con los cálculos por fuente puede consultarse en el Anexo13.

Tabla 6.3.5 Beneficios en Salud por Central

Central	Población Total	Delta Conc. diarias (ug/m3N)	Beneficios (Miles de US\$/año)	Beneficios (Miles de US\$/año) ^a
Huasco Vapor	8.007	1,7	3.904	1.735
Bocamina	94.304	66,9	344.122	155.724
Laguna Verde	840.700	1,09	268.052	119.123
Ventanas 1	33.213	0,3	2.608	1.159
Guacolda	8.007	0,3	848	377
Constitución	47.071	0,1	844	375
Laja	47.071	0,1	894	397
Totales			621.272	278.890

^a Valoración utilizada por CONAMA en el AGIES del ARNPM10, año 1999

Tabla 6.3.6 Beneficios en Salud Efecto

Efectos	Beneficios Totales (Miles de US\$/año)	Beneficios Totales (Miles de US\$/año) ^a
Muertes Prematuras	615.286	271.957
Admisiones Hosp Respiratorias	130	60
Admisiones Hosp. Cardiocongestivas	42	9
Admisiones Hosp. Isquémicas del corazón	28	6
Bronquitis Crónica	2.684	3.609
Bronquitis Aguda	51	44
Visitas Salas de Emergencia	158	89
Ataques de Asma	1.299	2.041
Días Pérdida de Trabajo	712	176
Días de Actividad Restringida Menor	875	896
Síntomas Respiratorios	7	3

^a Valoración utilizada por CONAMA en el AGIES del ARNPM10, año 1999

6.4. Aplicación del Modelo para el SO₂

A continuación se analiza la aplicación del método para el caso del SO₂. Al igual que con los demás contaminantes, este cálculo es sólo una estimación preliminar y simplificada, ya que además de los sesgos propios del modelo, toma los antecedentes de los estudios citados (que corresponden a análisis para los EEUU) y los utiliza para todo el país suponiendo un comportamiento semejante.

6.4.5. Efectos considerados y valorización respectiva

En la tabla siguiente se listan los efectos en salud considerados para el caso del SO₂, conforme a la revisión de los estudios citados, sobretodo basándose en EPA, 2000 (1), ya que es el único que entrega las relaciones C – R en forma explícita.

La Valorización de los efectos corresponde a la misma utilizada en el caso del PM₁₀, salvo que no se considera una valoración alternativa.

Tabla 6.4.1 Valoración en Salud por Efectos para el PM-10

Efectos	Grupo de Edad	Valoración (Miles de \$ de 1997)	Valoración (Miles de US\$ de 1997)
Admisiones Hosp Respiratorias ^a	Total	682	2
Admisiones Hosp. Isquémicas del corazón ^b	Total	1.467	3

^a En base a concentraciones horarias de SO₂ en ppb

^b En base a concentraciones diarias de SO₂ en ug/m³

Se empleó la misma Tasa Base que para el caso del PM₁₀

6.4.6. Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas

Las relaciones concentración - respuesta (C – R) corresponden a las empleadas por la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (EPA) en el estudio (1)

Admisiones Hospitalarias Respiratorias: Estudio de Burnett et al (1997) para la ciudad de Toronto, Canadá:

$$y_0 = 0,12$$

$$\beta = 0,00446$$

$$\Delta C = \text{Cambio en las concentraciones horarias de SO}_2, \text{ en ppb}$$

$$\text{Pob} = \text{Población Total}$$

Admisiones Hospitalarias Isquémicas del Corazón: Estudio de Burnett et al (1997) para la ciudad de Toronto, Canadá:

$$y_0 = 0,04$$

$$\beta = 0,00177$$

$$\Delta C = \text{Cambio en las concentraciones diarias de SO}_2 \text{ en } \mu\text{g/m}^3$$

$$\text{Pob} = \text{Población Total}$$

6.4.7. Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales

Para evaluar los beneficios en salud de imponer un estándar de emisión para SO₂ a las Plantas Termoeléctricas del país, es necesario deducir la disminución en la concentración ambiental. La estimación de este factor es uno de los más complicados porque la modelación requiere de información de terreno y es aquí donde a futuro será necesario aplicar una modelación más detallada.

Se tomó como referencia para el análisis el estándar propuesto de **1500 mg/m³**. Aquellas Plantas que con sus emisiones no cumplen dicho estándar fueron seleccionadas, y se realizó el cálculo de los costos de abatimiento de emisiones por medio del uso de combustibles con menor contenido de azufre, reduciendo sus emisiones en un porcentaje que les permitiera cumplir con el estándar. El detalle de los cálculos de costos y reducción de emisiones se encuentra en el Anexo 16

Enseguida, se modelaron las emisiones actuales y las reducidas, para cada una de las fuentes elegidas, obteniendo las concentraciones respectivas. El detalle con los resultados de la modelación emisión – concentración se encuentra en el Anexo 15. Las tablas siguientes muestran un resumen de las fuentes consideradas y la reducción de concentraciones debido al uso de combustibles con bajo contenido en azufre, para concentraciones diarias y horarias de SO₂ respectivamente.

Tabla 6.4.2 Concentraciones diarias de SO₂

Central	Tipo de Central	Viento: 4 m/s Pto. Max km	Conc. Max Actual ug/m ³ N	Conc. Max con control ug/m ³ N	Delta Conc. ug/m ³ N
Huasco Gas	Turb. Gas	1	29,08	17,45	11,63
Huasco Vapor	Turb. Vapor	3	15,02	12,01	3,01
Laguna Verde	Turb. Vapor	25	0,65	0,49	0,16
Ventanas 1	Turb. Vapor	3	33,77	32,32	1,45
Ventanas 2	Turb. Vapor	3	61,92	59,26	2,66
Term. Mejillones 1y2	Turb. Vapor	3	114,48	108,06	6,41
Tocopilla 12	Turb. Vapor	3	47,94	20,14	27,81
Tocopilla 13	Turb. Vapor	3	27,77	20,21	7,55
Nueva Tocopilla 1 y 2	Turb. Vapor	3	73,37	64,41	8,96
Patache	Turb. Vapor	70	0,23	0,14	0,09

Tabla 6.4.3 Concentraciones horarias de SO₂

Central	Tipo de Central	Viento: 4 m/s Pto. Max km	Conc. Max Actual ug/m ³ N	Conc. Max con control ug/m ³ N	Delta Conc. ug/m ³ N	Delta Conc. ppb ¹
Huasco Gas	Turb. Gas	1	628,09	376,85	251,23	96,2
Huasco Vapor	Turb. Vapor	3	74,45	59,52	14,93	5,7
Laguna Verde	Turb. Vapor	25	3,20	2,43	0,77	0,3
Ventanas 1	Turb. Vapor	3	167,36	160,16	7,20	2,75
Ventanas 2	Turb. Vapor	3	306,82	293,64	13,18	5,0
Term. Mejillones 1 y2	Turb. Vapor	3	567,27	535,49	31,78	12,2
Tocopilla 12	Turb. Vapor	3	237,59	99,79	137,80	52,8
Tocopilla 13	Turb. Vapor	3	137,59	100,17	37,42	14,3
Nva. Tocopilla 1 y 2	Turb. Vapor	3	363,58	319,18	44,40	17,01
Patache	Turb. Vapor	70	1,12	0,69	0,44	0,17

¹ 1 ppb SO₂ = 2,61 µg/m³ SO₂

6.4.8. Estimación de Beneficios

En las tablas siguientes se muestran los resúmenes de los beneficios en salud obtenidos para cada Planta y para cada efecto considerado. El detalle con los cálculos por fuente y por efecto puede consultarse en el Anexo13.

Tabla 6.4.4 Beneficios en Salud según Central

Central	Delta Conc. Diarias (ug/m ³)	Delta Conc. Horarias (ppb)	Población Expuesta (Total)	Beneficio Miles de US\$ / año
Huasco Gas	11,63	96,2	8.007	530
Huasco Vapor	3,01	5,7	8.007	42
Laguna Verde	0,16	0,3	840.700	232
Ventanas 1	1,45	2,7	33.213	85
Ventanas 2	2,66	5,0	33.213	155
Term. Mejillones 1 y2	6,41	12,2	7.913	88
Tocopilla 12	27,81	52,8	30.077	1.336
Tocopilla 13	7,55	14,3	30.077	391
Nva. Tocopilla 1 y 2	8,96	17,01	30.077	461
Patache	0,09	0,17	181.784	28

Tabla 6.4.5 Beneficios en Salud según Efecto

Efectos	Beneficio (MUS\$/año)
Admisiones Hosp Respiratorias	2.943
Admisiones Hosp. Isquémicas del corazón	406
Beneficio Total (MUS\$/año)	3.349

6.5. Aplicación del Modelo para el NO₂

A continuación se analiza la aplicación del método para el caso del NO₂, que es el más representativo de la familia de contaminantes llamados NO_x.

6.5.9. Efectos considerados y valorización respectiva

En la tabla siguiente se listan los efectos en salud considerados para el caso del NO₂, conforme a la revisión de los estudios citados, sobretodo basándose en EPA, 2000 (1), ya que es el único que entrega las relaciones C – R en forma explícita.

La Valorización de los efectos corresponde a la misma utilizada en el caso del PM₁₀, salvo que no se considera una valoración alternativa.

Tabla 6.5.1 Valoración Unitaria según Efecto

Efectos ^a	Grupo de Edad	Valoración (Miles de \$ de 1997)	Valoración (Miles de US\$ de 1997)
Admisiones Hosp Respiratoria	Total	682	2
Admisiones Hosp. Cardiocongestivas	Total	1.467	3
Admisiones Hosp. Isquémicas del corazón	Total	1.467	3

^a En base a concentraciones diarias de NO₂ en ppb

Se empleó la misma Tasa Base que para el caso del PM₁₀

6.5.10. Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas

Las relaciones concentración - respuesta (C – R) corresponden a las empleadas por la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (EPA) en el estudio (1)

Admisiones Hospitalarias Respiratorias: Estudio de Burnett et al (1997) para la ciudad de Toronto, Canadá:

$$\begin{aligned}
 y_0 &= 0,12 \\
 \beta &= 0,00378 \\
 \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de NO}_2, \text{ en ppb} \\
 \text{Pob} &= \text{Población Total}
 \end{aligned}$$

Admisiones Hospitalarias Cardiocongestivas : Estudio de Burnett et al (1999) para la ciudad de Toronto, Canadá:

$$\begin{aligned}
 y_0 &= 0,04 \\
 \beta &= 0,00264 \\
 \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de NO}_2 \text{ en ppb} \\
 \text{Pob} &= \text{Población Total}
 \end{aligned}$$

Admisiones Hospitalarias Isquémicas del Corazón: Estudio de Burnett et al (1999) para la ciudad de Toronto, Canadá:

$$\begin{aligned}
 y_0 &= 0,04 \\
 \beta &= 0,00318 \\
 \Delta C &= \text{Cambio en las concentraciones diarias de NO}_2 \text{ en ppb} \\
 \text{Pob} &= \text{Población Total}
 \end{aligned}$$

6.5.11. Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales

Se evaluaron los beneficios en salud de imponer un estándar de emisión para NO₂ para las Plantas Termoeléctricas del país. Como referencia se consideró un estándar de emisión de **500 mg/m³**, lo cual equivale a una reducción aproximada del 50% de las actuales emisiones, y se realizó el cálculo de los costos respectivos. El detalle de los cálculos de costos y reducción de emisiones se encuentra en el Anexo 16

En seguida se modelaron las emisiones actuales y las reducidas, para cada una de las fuentes elegidas, obteniendo las concentraciones respectivas. El detalle con los resultados de la modelación emisión – concentración se encuentra en el Anexo 15. Las tablas siguientes muestran un resumen de las fuentes consideradas y la reducción de concentraciones obtenida, para concentraciones diarias de NO₂

Tabla 6.5.2 Concentraciones diarias de NO₂

Central	Tipo de Central	Viento: 4 m/s Pto. Max Km	Conc. Max Actual ug/m3N	Conc. Max con control ug/m3N	Delta Conc. Ug/m3N	Delta Conc. ppb ^a
Diego De Almagro	Turb. Gas	1	7,5	3,7	3,8	2
Los Robles U1	Turb. Gas	20	0,02	0,009	0,01	0,005
Los Robles U6	Turb. Gas	20	0,074	0,04	0,03	0,02
El Indio	Turb. Gas	120	0,0005	0,0003	0,0002	0,0001
Huasco Gas	Turb. Gas	1	17,5	8,7	8,8	4,6

Huasco Vapor	Turb. Vapor	3	2,8	1,4	1,4	0,7
Bocamina	Turb. Vapor	3	18,0	9,0	9,0	4,8
Laguna Verde	Turb. Vapor	25	0,2	0,1	0,1	0,06
Ventanas 1	Turb. Vapor	3	11,3	5,7	5,6	3,0
Ventanas 2	Turb. Vapor	3	21,1	10,5	10,6	5,6
Guacolda	Turb. Vapor	3	26,0	13,0	13,0	6,9
Term. Mejillones 1 y 2	Turb. Vapor	3	39,3	19,7	19,6	10,5
Tocopilla 12 y 13	Turb. Vapor	3	29,0	14,5	14,5	7,7
Tocopilla 14 y 15	Turb. Vapor	3	40,0	20,0	20,0	10,7
Nueva Tocopilla 1 y 2	Turb. Vapor	3	33,5	16,7	16,8	8,9
Patache	Turb. Vapor	70	0,05	0,03	0,02	0,01

^a 1 ppb NO₂ = 1,88 µg/m³ NO₂

6.5.12. Estimación de los Beneficios

En las tablas siguientes se muestran los resúmenes de los beneficios en salud obtenidos por cada Planta y por cada efecto considerado. El detalle con los cálculos por fuente y por efecto puede consultarse en el Anexo13.

Tabla 6.5.3 Beneficios en Salud por Central

Central	Delta Conc. Diarias(ppb)	Población Expuesta (Total)	Beneficio Miles de US\$/año
Diego De Almagro	2	28.560	82
Los Robles U1	0,005	117.444	0,8
Los Robles U6	0,02	117.444	3
El Indio	0,0001	22.491	0,005
Huasco Gas	4,6	8.007	53
Huasco Vapor	0,7	8.007	9
Bocamina	4,8	94.304	647
Laguna Verde	0,06	840.700	72
Ventanas 1	3,0	33.213	144
Ventanas 2	5,6	33.213	267
Guacolda	6,9	8.007	79
Term. Mejillones 1 y 2	10,5	7.913	118
Tocopilla 12 y 13	7,7	30.077	331
Tocopilla 14 y 15	10,7	30.077	455
Nueva Tocopilla 1 y 2	8,9	30.077	382
Patache	0,01	181.784	3

Tabla 6.5.4 Beneficios en Salud por Efecto

Efectos	Beneficio (Miles de US\$/año)
Admisiones Hosp Respiratorias	1.257
Admisiones Hosp. Cardiocongestivas	632
Admisiones Hosp. Isquémicas del corazón	760
Beneficio Total (US\$/año)	2.649

6.6. Resumen Beneficios en Salud

En las dos tablas siguientes se entregan los valores obtenidos de beneficios en salud para cada contaminante, por efecto y por fuente considerada.

Tabla 6.6.1 Efectos Considerados	Beneficios Esperados (Miles de US\$/año)					
	PM – 10	PM - 10 ¹	SO2	NO2	Total	Total ¹
Muertes Prematuras	615.286	271.957			615.286	271.956
Adm. Hosp Respiratorias	130	60	2.943	1.257	4.329	4.259
Adm. Hosp. Cardiocongestivas	42	9		632	674	641
Adm. Hosp. Isqu. del corazón	28	6	406	760	1.194	1.172
Bronquitis Crónica	2.684	3.609			2.684	3.609
Bronquitis Aguda	51	44			51	44
Visitas Salas de Emergencia	159	89			159	89
Ataques de Asma	1.299	2.041			1.299	2.041
Días Pérdida de Trabajo	712	176			712	176
Días de Act. Restr. Menor	875	896			875	896
Síntomas Respiratorios	7	3			7	3
Total por Contaminante	621.273	278.890	3.349	2.649		

¹ Empleando valoración del AGIES del ARNMP10

Beneficios Totales	627.270
Beneficios Totales Valoración AGIES	284.887

Consideradas	Beneficios Esperados (Miles de US\$/año)					
	PM – 10	PM - 10 ¹	SO2	NO2	Totales	Totales ¹
Huasco Vapor	3.904	1.735	42	9	3.955	1.786
Bocamina	344.122	155.724		647	344.770	156.371
Laguna Verde	268.052	119.123	232	72	268.356	119.427
Constitución	844	375			844	375
Laja	894	397			894	397
Térmica Mejillones 1y 2			88	118	205	205
Nueva Tocopilla 2			462	382	844	844
Patache			28	4	31.772	31.772
Huasco Gas			530	53	583	583
Ventanas 1	2.608	1.159	85	144	2.837	1.388
Ventanas 2			155	267	422	422
Diego De Almagro				82	82	82
Los Robles U1				0,8	0,8	0,8
Los Robles U6				3	3	3
El Indio				0,005	0,005	0,005
Guacolda	848	377		79	927	456
Tocopilla 12 y 13			1.727	331	2.058	2.058
Tocopilla 14 y 15				455	455	455

¹ Empleando valoración del AGIES del ARNMP10

6.7. Efecto Sinérgico de los contaminantes

Las relaciones C - R consideran el efecto de un contaminante a la vez, por lo tanto tienen un sesgo en cuanto al sinergismo entre los compuestos. Existen pocos estudios que analicen la colinealidad de los efectos de los contaminantes, y además no entregan resultados muy concluyentes. Quizás la única excepción sea el sinergismo citado en la literatura internacional al respecto entre el PM y el SO₂, pero los estudios epidemiológicos nacionales analizados no encontraron evidencia convincente de esta relación.

Al respecto vale la pena considerar lo que plantea la EPA, en el sentido que las función C – R de mortalidad y PM en realidad relacionan a la primera con una concentración de un “mix” de contaminantes asociados al PM.²²

6.8. Recopilación Estudios Epidemiológicos

La mayoría de los estudios recopilados es para Santiago, (a excepción del estudio de Sánchez (1997)) y ninguna de las Plantas analizadas se localiza en la capital. De todas formas a continuación se listan los estudios nacionales más relevantes disponibles. Un análisis más detallado de algunos de ellos puede encontrarse en CONAMA, 1998 (3).

- Ostro, B.; Sánchez J.M.; Aranda, C.; Eskeland, G. (1996). “Air pollution and mortality: results from a study of Santiago de Chile”. *Journal of exposure analysis of environment epidemiology*. Vol 6, N°1, pp 97-114, Princeton Scientific Publishing
- Salinas, M.; Vega, J. (1995). “The effect of outdoor air pollution on mortality risk: an ecological study from Santiago, Chile”. *World health Statistical Quarterly* 48, 1995.
- Sanhueza, P.; Vargas, C.; Jiménez, J. (1996). “Calidad del aire y mortalidad diaria en Santiago: análisis de series temporales”. Informe proyecto FONDECYT N° 1950327-1995; Proyecto DICYT N° 01-9412SH.
- Ilabaca, M. (1996). “Relación entre la contaminación atmosférica y las consultas por emergencias respiratorias pediátricas en el Servicio de urgencia del Hospital L.C. Mackenna, Santiago-Chile”. Tesis de grado para obtener Maestría en Ciencias en Salud Ambiental, Instituto Nacional de Salud Pública de México, Cuernavaca, México.
- Belmar, R. (1989). “Estudio epidemiológico sobre efectos de la contaminación atmosférica. Estudio de morbilidad”. Contaminación atmosférica de Santiago, estado actual y soluciones.
- Sánchez, J. (1997). “Contaminación atmosférica y síntomas respiratorios en niños escolares del área de influencia del complejo industrial Las Ventanas-Puchuncaví, V

²² EPA, The Benefits and Costs of the Clean Air Act, 1990 to 2010, EEUU, 1999

Región de Chile”. Tesis de grado para obtener Maestro en Ciencias en el Área Salud Ambiental, Instituto Nacional de Salud Pública, México.

- Oyarzún, M.; Pino P. et al. Efecto de la contaminación atmosférica de Santiago de Chile sobre la hiperreactividad bronquial y función pulmonar de escolares. International Development Research Centre (Canadá); Facultad de Medicina U. de Chile; INERyCT; SESMA

6.9. Conclusiones e Implicancias

Para este ejercicio se realizaron supuestos que simplificaban bastante el análisis. Sin embargo el resultado obtenido no debería variar en término de nueva información respecto a parámetro de efectos en salud, porque la variable que más influye en la determinación del costo es el número considerado en población expuesta, más que otras variables como composición etérea o la tasa base de efectos del lugar.

Otra variable que hace modificar el análisis es el tema valoración de una muerte porque es dos ordenes de magnitud mayor a todos los otros costos de enfermedad considerados. Al respecto, la valoración del PPDA 97 es la mitad a la que se está aplicando en la revisión 2000 del PPDA, Anteproyecto de Revisión de la Norma de Calidad Primaria para PM-10, con lo cual aplicando uno u otro supuesto los resultados entre sí se modifican en un factor de 2.

Por lo tanto, para precisar los resultados, las variables delta concentración, que sólo pueden estimarse mediante modelación, y la determinación asociada de la población expuesta pasan a ser las variables más relevantes para abordar en un análisis de mayor precisión. Métodos de modelación son conocidos pero deben ser aplicados tomando en consideración las variables locales y no a un nivel teórico-general como fue realizado a nivel de ejercicio en este estudio.

7. DISCUSIÓN DE BENEFICIOS ECOLÓGICOS PRODUCTO DE REDUCCIONES EN LAS CONCENTRACIONES AMBIENTALES DE CONTAMINANTES ESTUDIADOS

Esta sección se basa exclusivamente en el análisis realizado por la EPA en el estudio (1), ya que ninguno de los estudios nacionales cuantifica los beneficios ecológicos de los contaminantes, si bien sus efectos son reconocidos y estudiados desde hace tiempo. Esto se debe a las dificultades para valorizar recursos naturales y al alto grado de complejidad del análisis requerido. De hecho el mismo análisis de la EPA es sólo una aproximación, ya que puede valorizar una porción de los beneficios esperados.

7.1. Efectos de los Contaminantes sobre los Ecosistemas

El aire limpio produce variados beneficios sobre los sistemas ecológicos. Se han hecho numerosos esfuerzos por cuantificar y monitorear los impactos de los contaminantes sobre los sistemas naturales. Los beneficios cuantificables pueden incluir: incrementos en agricultura y cultivos, efectos de reducción de la lluvia ácida sobre los ecosistemas acuáticos, y reducción de los efectos de depósitos nitrogenados en desembocaduras costeras.

El propósito de esta revisión es proveer de las potenciales interacciones entre los contaminantes atmosféricos y el medio ambiente natural. Se han podido identificar interacciones simples, como sinérgicas de los impactos.

Podemos encontrar contaminantes tanto gaseosos como metales pesados y los efectos observados pueden ser visibles y específicos como los síntomas de daño al follaje forestal. La comprensión de estos impactos sobre el medio ambiente puede ser estudiada a diferentes niveles de organización biológica, como son: celular o molecular, individual, poblacional, comunidades, ecosistema local y ecosistema regional.

En la siguiente tabla se observan los tipos de contaminantes y sus principales efectos biológicos.

Tabla 7.1 Tipos de contaminantes y sus principales efectos ecológicos

Tipo de Contaminante	Principales Contaminantes y Precursores	Efectos Agudos	Efectos Crónicos
Depositación Ácida	Ácido Sulfúrico, Ácido Nítrico Precursores: Óxidos de Sulfuro y Nitrógeno	Efectos tóxicos directos al follaje de plantas y organismos acuáticos	Deterioro progresivo de la calidad del suelo. Acidificación crónica de aguas superficiales.
Depositación de Nitrógeno	Compuestos Nitrogenados		Saturación de ecosistemas terrestres con nitrógeno.

			Progresivo enriquecimiento de nitrógeno en las desembocaduras costeras.
Contaminantes Peligrosos (HAPs)	Mercurio, Dioxinas	Efectos tóxicos directos a animales	Conservación de mercurio y dioxinas en ciclos biogeoquímicos y acumulación en la cadena alimenticia.
Ozono	Ozono Troposférico Precursores: Oxido de Nitrógeno y Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC)	Efectos tóxicos directos al follaje de plantas	Alteraciones de amplios patrones del ecosistema en cuanto a flujos de energía y ciclos de nutrientes.

Fuente : EPA, 2000

7.2. Evaluación de los beneficios económicos sobre los ecosistemas

La base teórica de los beneficios a evaluar son los servicios que proveen los ecosistemas a la humanidad. Esta aplicación teórica requiere agrupar los posibles servicios económicos:

- Fuentes de materia prima a la economía, tales como combustibles fósiles, productos de madera, minerales, agua y animales.
- Servicios de soporte a la Vida, incluyendo aire respirable y clima soportable
- Confort que proveen las oportunidades de recreación y entretenimiento pasivo en la naturaleza
- Procesamiento de productos de desecho que son generados por actividades económicas y descarga en el medio ambiente.

Los métodos disponibles en la actualidad no permiten evaluar comprensiblemente todas las fuentes de servicios.

El resultado de estos modelos es que se puede llegar a evaluar pequeños grupos de beneficios económicos a partir de regulaciones ambientales en un análisis de objetivos nacionales.

Basándose en estas restricciones de valoración económica, la EPA seleccionó en su análisis impactos ecológicos y servicios afectados.

Tabla 7.2 Impactos ecológicos y servicios afectados.

Tipos de Contaminantes	Efectos Ecológicos	Servicios Afectados
Acidificación (H ₂ SO ₄ , HNO ₃)	<p>Aumento de la acidificación forestal resultando en una enfermedad de las plantas.</p> <p>Acidificación de agua fresca, resultando en una disminución de organismos acuáticos.</p> <p>Cambios en la diversidad biológica y mezclas de especies en sistemas terrestres y acuáticos.</p>	<p>Estética Forestal</p> <p>Pesca recreativa</p> <p>Valor de la existencia para la manutención de la biodiversidad.</p>
Saturación de Nitrógeno y Eutroficación.	<p>Acidificación de agua fresca, resultando en una disminución de organismos acuáticos.</p> <p>Eutroficación de desembocaduras causadas por la disminución del oxígeno y cambios en los ciclos de nutrientes.</p> <p>Cambios en la diversidad biológica y mezclas de especies en sistemas terrestres y acuáticos.</p>	<p>Pesca recreativa</p> <p>Pesca recreativa y comercial</p> <p>Valor de la existencia para la manutención de la biodiversidad.</p>
Depositación toxica (Mercurio, Dioxinas)	<p>Bioacumulación Terrestre de Mercurio y Dioxinas</p> <p>Bioacumulación Acuática de Mercurio y Dioxinas</p> <p>Cambios en la diversidad biológica y mezclas de especies en sistemas terrestres y acuáticos.</p>	<p>Cacería y estética de animales</p> <p>Pesca recreativa y comercial</p> <p>Valor de la existencia para la manutención de la biodiversidad.</p>
Ozono Troposférico	Daño del follaje de las plantas terrestres causando baja productividad y reducción de la competitividad	Producción de madera comercialmente
Estrés de múltiples contaminantes	Deterioro de ecosistemas resultando en efectos visuales, pérdida de hábitat, y cambios en la biodiversidad biológica debido a la sinergia de acción de varios tipos de contaminantes.	Valoración de la existencia de los ecosistemas.

Fuente : EPA, 2000

7.3. Otros Beneficios

7.3.1. Beneficios en la agricultura

El análisis de los beneficios en la agricultura de la EPA se basa en funciones concentración - respuesta para pérdida de áreas de cultivo derivadas de la Red Nacional de Evaluación de Pérdida de Cultivos de los EEUU (NCLAN, por sus siglas en inglés) y de un modelo económico del sector agrícola (AGSIM, por sus siglas en inglés), para los efectos producidos por el ozono.

Las Funciones de la NCLAN entregan las relaciones entre diferentes concentraciones ambientales de Ozono y el consiguiente impacto en los cultivos. El modelo AGSIM toma esta información de pérdida de cultivos, incorpora precios y otros datos y estima los niveles de producción para cada cultivo y el beneficio económico para los consumidores y productores asociados.

7.3.2. Visibilidad

La contaminación atmosférica impacta la visibilidad tanto en lugares residenciales como recreacionales. La disposición a pagar (WTP, por sus siglas en inglés) de un individuo para evitar reducciones en la visibilidad difiere para estos dos sectores.

La EPA realizó una estimación primaria para los efectos sobre la visibilidad en lugares residenciales, pero omitió publicar los resultados, debido a consideraciones técnicas sobre la metodología del estudio utilizado (Chestnut y Dennis, 1997). En el caso de los lugares recreacionales, la EPA estimó beneficios basándose en el estudio de Chestnut y Rowe (1989) sobre WTP para reducciones en visibilidad en tres zonas de Parques Nacionales de los EEUU. En ambos casos la función de valoración toma la siguiente forma :

$$HHWTP = B * \ln(VR1/VR2)$$

HHWTP	= Disposición a Pagar anual por hogar debido a cambios en la visibilidad
VR1	= Rango Visual Anual Promedio de inicio
VR2	= Rango Visual Anual Promedio después de los cambios en la calidad del aire
B	= Coeficiente de Visibilidad Estimado

La estimación central del valor de B encontrado fue de US\$ 141 para visibilidad en lugares residenciales, y de entre US\$ 65 y US\$ 137 para diferentes zonas de Parques de California.

7.3.3. Productividad Laboral

La valoración de la EPA se basó en un estudio que mide la declinación en la productividad laboral para trabajadores agrícolas (que trabajan en exteriores) expuestos a ozono (Crocker and Horst, 1981). Se estimó un valor de reducción de productividad de US\$ 1 para aumentos del 10% en las concentraciones de ozono, por día.

7.4. Consideraciones finales

El análisis realizado en EEUU, identificó cuatro categorías de contaminantes de aire que afectan la estructura y función ecológica: Compuestos de azufre, compuestos de nitrógeno, ozono troposférico y contaminantes peligrosos atmosféricos. Para cada uno de estos contaminantes está científicamente probado que causan una degradación biológica debido a la exposición aguda y crónica.

Los compuestos de azufre y nitrógeno contribuyen a episodios de acidificación crónica de ecosistemas terrestres y acuáticos, mientras que la depositación crónica de compuestos de nitrógeno también puede causar una dañina eutroficación de estos ecosistemas. El ozono troposférico afecta la función normal de plantas, daños visibles a ecosistemas terrestres y la exposición crónica a niveles que no causan daño agudo puede resultar en la disminución en la velocidad de crecimiento y eventualmente la alteración cíclica de los nutrientes. Finalmente los compuestos peligrosos atmosféricos depositados en el paisaje son acumulados por los organismos inferiores y subsecuentemente incorporados a la cadena alimenticia. Aunque estos impactos ecológicos no son bien entendidos aún, los efectos en el tiempo de los HAP pueden ser lenta e irreversiblemente introducidos.

Para evaluar los efectos de las categorías se emplearon modelos diferentes para cada una de ellas, a partir de las emisiones respectivas y los datos de calidad de aire. Los resultados obtenidos muestran que, de los efectos cuantificados, los más importantes corresponden a los causados por el ozono en la producción de madera y en la agricultura y cultivos. Los efectos del SO₂ y NO₂ evaluados son un 10 % de los del ozono, pero debe recordarse que muchos de los efectos sobre los ecosistemas de estos contaminantes no pudieron ser valorizados. Además el NO₂ es un precursor directo del ozono, por lo tanto parte de los beneficios de éste corresponden a reducciones de NO₂.

La alta complejidad de los modelos utilizados, el requerimiento de información, y la poca experiencia nacional respecto al tema (sobretudo en valorización de servicios afines a los ecosistemas) hacen imposible un cálculo estimativo de los beneficios ecológicos debidos a una reducción de emisiones de contaminantes. Sin embargo, es claro que existen dichos beneficios, por lo que las cifras obtenidas para la salud humana pueden considerarse como una cota mínima a la cual deberían agregarse estos beneficios.

8. EVALUACION DE COSTOS Y BENEFICIOS SOCIALES SEGUN NORMAS PROPUESTAS

8.1. Comparación Costos y Beneficios de Implementar las normas de emisión propuestas.

Tabla 8.1 Resumen Costos-Beneficios (US\$/Año)

Plantas Termoeléctricas Consideradas	PM - 10		SO2		NO2		Totales	
	Beneficios	Costos	Beneficios	Costos	Beneficios	Costos	Beneficios	Costos
HUASCO VAPOR	3.904.011	437.913	42.246	35.722	8.780	163.655	3.955.036	637.290
BOCAMINA	344.122.467	1.310.364			647.279	1.639.337	344.769.746	2.949.701
LAGUNA VERDE	268.051.553	1.026.222	231.991	75.190	72.479	522.861	268.356.022	1.624.273
CONSTITUCION	843.768	368.059					843.768	368.059
LAJA	894.457	353.532					894.457	353.532
TERM, MEJILLONES N° 2			87.745	171.840	117.706	4.999.397	205.452	5.171.238
NUEVA TOCOPILLA 1 y 2			461.525	93.740	382.195	1.553.394	843.720	1.647.135
PATACHE			28.259	951.548	3.513	1.668.523	31.772	2.620.072
HUASCO GAS			529.682	192.942	53.373	517.118	583.055	710.061
VENTANAS 1	2.608.138	1.603.543	84.956	39.807	144.309	953.586	2.837.403	2.596.936
VENTANAS 2			154.948	87.375	267.093	2.736.682	422.041	2.824.057
DIEGO DE ALMAGRO					81.853	295.335	81.853	295.336
LOS ROBLES U1					851	983.245	851	983.245
LOS ROBLES U6					3.357	1.002.605	3.357	1.002.606
EL INDIO					5	108.315	5	108.315
GUACOLDA	848.215	3.412.158			79.326	3.215.707	927.541	6.627.865
TOCOPILLA 12 y 13			1.727.316	1.688.939	331.263	1.915.081	2.058.579	3.604.020
TOCOPILLA 14 y 15					455.295	5.250.903	455.295	5.250.904
Total por Contaminante	621.272.608	8.511.791	3.348.667	3.337.102	2.648.676	27.525.750	627.269.951	39.374.644

Los costos y beneficios de implementar la norma de emisión respectiva, que se obtiene de los resultados desarrollados en los capítulos 5 y 6 se resume en el siguiente cuadro:

8.1.1. Material Particulado

La tabla anterior se calculó considerando una norma de **100 mg/m³**. Se observa que los más altos beneficios ambientales los entrega la intervención en Huasco Vapor, Bocamina y Laguna Verde.

No es necesario repetir los cálculos si se desea hacer un análisis de sensibilidad con una normativa más relajada, si se supone que la opción tecnológica sigue siendo la misma.

No hay evaluación de costos y beneficios en las Centrales que ya cumplirían la norma de emisión propuesta.

Si se considerase una norma de **100 mg/M³**, en el caso de Laja y Constitución los costos y beneficios están en el mismo orden de magnitud. Recordemos que se aplicó la metodología con los supuestos de valoración mayor de efectos en salud. Con la otra valoración, los beneficios disminuyen a la mitad, con lo cual los costos serían similares a los beneficios. Para el caso de Guacolda se obtiene un resultado negativo, porque los beneficios son menores al ser relativamente poca la población afectada. Los beneficios más importantes corresponderían a Bocamina y Laguna Verde, lo cual justifica que la norma de emisión a fijar al menos actúe sobre ellas.

Si se aplica una norma de **200 mg/m³**, Guacolda quedaría cumpliendo, y se evitarían los costos negativos en ella.

Finalmente, con una norma de **250 mg/m³**, sería Huasco Vapor quién quedaría cumpliendo, pero el beneficio social respecto al costo era un orden de magnitud superior, entonces el beneficio social de la norma baja respecto al caso anterior.

En resumen, de acuerdo al criterio costo beneficio, la mejor alternativa sería la opción más estricta de 100 mg/m³. Según criterio BACT y RACT, el valor a fijar estaría entre 200 y 250 mg/m³, y en ambos caso se verifica que hay un beneficio social superior al costo de implementar la norma.

8.1.2. SO_x

La evaluación se realizó con la opción de **1.500 mg/m³**. En general, se obtiene un beneficio, excepto en Mejillones y Patache. No obstante lo anterior, el resultado neto es levemente positivo. Debe considerarse que la evaluación de beneficio en salud, no considera que el SO₂ es un contaminante precursor de material particulado fino con lo cual los beneficios a considerar serían superiores. Dado que los costos unitarios son relativamente bajos, se justificaría implementar la norma propuesta. En este informe no se evalúa la opción de **800 mg/m³**, pues es claro que aplicando esta metodología el resultado neto sería negativo porque los costos aumentarían en mayor proporción a los beneficios. En efecto, las emisiones no podrían disminuir en más de 2 veces, sin embargo los costos aumentarían entre 2 y 5 veces.

Una ventaja adicional de establecer una norma de emisión de SO₂ es que previene el uso no controlado de Petcoke, el cual tiene un contenido de Azufre en general mayor que el Carbón. Un análisis al respecto se realiza en Anexo N°19.

8.1.3. NO_x

En este caso, se realiza la evaluación para una norma de emisión de **500 mg/m³**. Según los resultados obtenidos, a diferencia del caso del SO₂, no se justificaría desde este punto de vista aplicar una norma en NO_x, según la opción 1, sin embargo, si se considera que este contaminante es un precursor de Ozono y de material particulado fino, esta conclusión podría cambiar.

Dado lo anterior, si se aplica este criterio, la norma de emisión debería corresponder a la opción 2, esto es, definir un estándar de emisión para fuentes existentes no inferior a la condición actual.

8.2. Discusión Final

Las normas de emisión propuestas han sido analizadas aplicando un enfoque económico según la metodología de estimar los costos unitarios por unidad de reducción, enfoque que a su vez ha sido contrastado con una metodología de evaluación de costos y beneficios sociales.

Las metodologías propuestas han sido aplicadas haciendo uso de la información disponible y considerando también supuestos simplificadores necesarios dados los tiempos limitados de este estudio. Evidentemente, las conclusiones podrían afinarse si se utiliza información más precisa.

Por lo tanto, la discusión normativa próxima requerirá necesariamente ahondar en la aplicación de la metodología utilizada y revisar también con mayor detalle la información técnica disponible.

Lo importante, es que dado los alcances de este estudio, se ha sistematizado la información, se han definido los criterios a aplicar y se ha propuesto una metodología objetiva que puede facilitar las discusiones futuras acerca de los contaminantes a normar y sus parámetros, aportando de este modo con el objetivo de someter en el corto plazo a discusión las futuras normas de emisión para el sector termoeléctrico

Al respecto, la experiencia internacional ha sido analizada y considerada, pero esta propuesta, es una elaboración propia que incorpora elementos de varios países analizados como también la discusión interna que se ha dado en los últimos años en nuestro país. La organización de un seminario internacional el día 17 de enero de 2001, y las distintas reuniones de discusión con la contraparte, validan el esfuerzo de este estudio por considerar tanto la experiencia internacional como local.

INDICE PARTE II

1. Descripción de Tipos de Centrales Termoeléctricas que Operan en el País.	1
1.1. Centrales con Turbinas a Vapor.	1
1.2. Turbinas de Gas.....	3
1.3. Centrales de Ciclo Combinado de Gas Natural.....	6
1.4. Motores de Combustión Interna.	8
1.5. Ubicación de Centrales Termoeléctricas en Relación a Centros Poblados, Zonas Agrícolas y Forestales.	8
2. Emisiones en Centrales Termoeléctricas.....	14
2.1. Principales Contaminantes.....	14
2.2. Emisiones de Material Particulado.	16
2.3. Emisiones de Óxidos de Azufre. (SOx)	16
2.4. Óxidos de Nitrógeno.	17
2.5. Compuestos Orgánicos Volátiles (COV).....	17
2.6. Ozono (O3).....	17
2.7. Monóxido de Carbono (CO).....	17
2.8. Niveles de Emisiones de Contaminantes Criterio en Centrales Termoeléctricas	18
CUADRO N° 1.14	29
2.9. Otros Contaminantes Peligrosos.	31
3. Procesos de Control de Emisiones al Aire en Centrales Termoeléctricas.	41
3.1. Equipos de Abatimiento de Material Particulado.	43
3.2. Métodos para Disminuir Emisiones de Oxidos de Azufre.....	45
3.3. Tecnologías para Evitar o Abatir los Óxidos de Nitrógeno.....	47
3.4. Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles.	49
3.5. Comparación de Tecnologías de Centrales Chilenas y Extranjeras.	52
3.6. Costos de Abatimiento de Contaminantes.....	53
3.6.1. Costos de Abatimiento de Material Particulado.	53
3.6.2. Costos de Abatimiento de Óxidos de Nitrógeno.	55
3.6.3. Costos de Reducción de Emisiones de NOx y CO en Turbinas y Motores a Gas Natural.	55
3.6.4. Costos de Abatimiento de Óxidos de Azufre.	57
4. Normas y Estándares Internacionales de Emisión Aplicables a Centrales Termoeléctricas.....	58

4.1. Organismos Internacionales.....	58
4.1.1. Banco Mundial :	58
4.1.2. Comunidad Europea :	58
4.1.3. Convención UNECE sobre Control de Largo Plazo de Contaminación Transfronteriza del Aire.	59
4.2. Normas de Países Relevantes.	59
5.2.1. Australia :	59
5.2.2. Canadá :	60
5.2.3. China Taiwan :	60
4.2.4. España :	60
4.2.5. Francia :	60
4.2.6. Suiza :	60
4.2.7. Alemania :	61
4.2.8. Portugal :	61
4.2.9. Suecia :	61
4.2.10. Reino Unido :	62
4.2.11. Estados Unidos :	63
4.3. Resumen de la Experiencia Internacional	63
5. Propuesta de norma de emisión por contaminante Según Tipo de Central Termoeléctrica.	69
5.1. Propuesta conceptual para el desarrollo de normas de emisión en Centrales Termoeléctricas.	69
5.1.1. Objetivo de la norma de emisión.	69
5.1.2. Característica de la Norma de Emisión.....	70
5.1.3. Presentación a nivel esquemático de las características de las normas de emisión de nivel nacional.	71
5.2. Contaminantes relevantes a normar según tipo de central de acuerdo a la metodología ya especificada.	73
5.3. Metodología para la determinación de un estándar de emisión para Centrales Termoeléctricas.	74
5.4. Determinación de los estándares de emisiones según criterios BACT y RACT.....	75
5.4.1. Determinación de los estándares de emisiones para Material Particulado. .	76
5.4.2. Determinación de los estándares de emisiones para SOx.	80
5.4.3. Determinación de los estándares de emisiones para NOx.	83
5.5. Análisis Complementario	85
6. Estimación de Efectos en Salud y su Valoración producto de una reducción de Emisiones según normas de emisión propuestas en Centrales termoeléctricas	87
6.1. Alcances metodológicos	87
6.2. Metodología General	87
6.3. Aplicación del Modelo para el PM10	90

6.3.1.	Efectos considerados y valorización respectiva	90
6.3.2.	Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas	92
6.3.3.	Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales	94
6.3.4.	Estimación de los Beneficios	95
6.4.	Aplicación del Modelo para el SO₂.....	96
6.4.5.	Efectos considerados y valorización respectiva	97
6.4.6.	Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas	97
6.4.7.	Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales	98
6.4.8.	Estimación de Beneficios	99
6.5.	Aplicación del Modelo para el NO₂	100
6.5.9.	Efectos considerados y valorización respectiva	100
6.5.10.	Relaciones Concentración – Respuesta utilizadas	100
6.5.11.	Estimación de las reducciones en las concentraciones ambientales	101
6.5.12.	Estimación de los Beneficios	102
6.6.	Resumen Beneficios en Salud	103
6.7.	Efecto Sinérgico de los contaminantes	106
6.8.	Recopilación Estudios Epidemiológicos.....	106
6.9.	Conclusiones e Implicancias.....	107
7.	Discusión de Beneficios Ecológicos producto de Reducciones en las Concentraciones Ambientales de Contaminantes Estudiados.....	108
7.1.	Efectos de los Contaminantes sobre los Ecosistemas.....	108
7.2.	Evaluación de los beneficios económicos sobre los ecosistemas	109
7.3.	Otros Beneficios.....	111
7.3.1.	Beneficios en la agricultura	111
7.3.2.	Visibilidad	111
7.3.3.	Productividad Laboral.....	111
7.4.	Consideraciones finales	111
8.	EVALUACION DE COSTOS Y BENEFICIOS SOCIALES SEGUN NORMAS PROPUESTAS.....	113
8.1.	Comparación Costos y Beneficios de Implementar las normas de emisión propuestas.....	113
8.1.1.	Material Particulado.....	114
8.1.2.	SO _x	114
8.1.3.	NO _x	115
8.2.	Discusión Final.....	115