



# Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

## ANEXOS

PREPARADO PARA



GOBIERNO DE CHILE  
COMISIÓN NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

DICIEMBRE 2009



## INDICE ANEXOS

<b>INDICE ANEXOS .....</b>	<b>2</b>
<b>ANEXO I. PROCESAMIENTO DE ENCUESTA .....</b>	<b>3</b>
1.1 Información solicitada en encuesta: .....	5
1.2 Información utilizada en la evaluación.....	11
<b>ANEXO II. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE EMISIONES.....</b>	<b>21</b>
2.1 Tecnologías de abatimiento para material particulado .....	21
2.2 Tecnologías de abatimiento para dióxido de azufre .....	22
2.3 Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno .....	23
<b>ANEXO III. TECNOLOGÍAS DE CONTROL UTILIZADAS.....</b>	<b>25</b>
3.1 Centrales termoeléctricas actuales.....	25
3.2 Eficiencia de abatimiento centrales existentes .....	28
3.3 Centrales termoeléctricas proyectadas.....	29
<b>ANEXO IV. NORMAS DE EMISIÓN EXTRANJERAS.....</b>	<b>31</b>
<b>ANEXO V. COSTOS DE EQUIPOS DE ABATIMIENTO POR ESCENARIOS.....</b>	<b>39</b>
<b>ANEXO VI. EQUIPOS DE ABATIMIENTO: ACTUALES Y PROPUESTOS PARA CUMPLIMIENTO DE NORMA POR ESCENARIO.....</b>	<b>71</b>
<b>ANEXO VII. CARACTERIZACIÓN DE CENTRALES SEGÚN TAMAÑO .....</b>	<b>83</b>
<b>ANEXO VIIi. OBSERVACIONES SEMINARIO .....</b>	<b>89</b>

12/15/2017



## ANEXO I. PROCESAMIENTO DE ENCUESTA

Las emisiones para las centrales existentes al año 2008, se han determinado en base a la información entregada por centrales generadoras, mediante encuesta realizada por CONAMA en Agosto de 2009 y en base a estimaciones realizadas por el consultor. La encuesta fue realizada al 90% de las centrales, incluyendo las empresas termoeléctricas más importantes, y de ellas se recibió en su mayoría una respuesta (84% de las encuestas respondidas), con distintos niveles de completitud. La Tabla 1 muestra las centrales a las que se les realizó la encuesta y aquellas centrales que la respondieron.

**Tabla 1: Centrales participantes en encuesta y estado de recepción.**

Propietario	Sistema	Nombre Central	Estado encuesta
Celta S.A. (Compañía Eléctrica Tarapacá)	SING	Termoeléctrica Tarapacá	Se recibió respuesta
Edelnor	SING	Diesel Arica	No se recibió respuesta
Edelnor	SING	Diesel Iquique	No se Recibió respuesta
Edelnor	SING	Termoeléctrica Mejillones	Se recibió respuesta
Enaex	SING	Diesel Enaex	Sin registro
Minera Mantos Blancos	SING	Diesel Mantos Blancos	Sin registro
Central Tierra Amarilla S.A.	SING	Tierra Amarilla	Se recibió respuesta
Electroandina S.A.	SING	Diesel Tamaya	No se Recibió respuesta
Electroandina S.A.	SING	Termoeléctrica Tocopilla	Se recibió respuesta
Gas Atacama Chile S.A.	SING	Termoeléctrica Atacama	Se recibió respuesta
Inacal	SING	Diesel Inacal	Sin Registro
Enorchile	SING	Diesel Zofri	No se Recibió respuesta
Enorchile	SIC	Esperanza	No se Recibió respuesta
Norgener S.A.	SING	Termoeléctrica Norgener	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Laguna verde	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Los vientos	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Santa Lidia	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Central Renca	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Central Nueva Renca	Se recibió respuesta
Aes gener	SIC	Ventanas	Se recibió respuesta
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	SIC	Arauco	Se recibió respuesta
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	SIC	Celco	Se recibió respuesta
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	SIC	Nueva aldea 3	Se recibió respuesta
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	SIC	Valdivia	Se recibió respuesta
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	SIC	Licantén	Se recibió respuesta
Paneles Arauco S.A.	SIC	Cholguán	Se recibió respuesta
Paneles Arauco S.A.	SIC	Nueva aldea 1	Se recibió respuesta
Arauco Generación S.A.	SIC	Horcones	Se recibió respuesta
Arauco Generación S.A.	SIC	Nueva aldea 2	Se recibió respuesta



Propietario	Sistema	Nombre Central	Estado encuesta
Elektra Generación S.A.	SIC	Central Chiloé	Se recibió respuesta
Elektra Generación S.A.	SIC	Central Constitución 1	Se recibió respuesta
Elektra Generación S.A.	SIC	Maule	Se recibió respuesta
Elektra Generación S.A.	SIC	Monte Patria	Se recibió respuesta
Elektra Generación S.A.	SIC	Punitaqui	Se recibió respuesta
Petropower S.A. Foster Wheeler Talcahuano Ltda.	SIC	Petropower	Se recibió respuesta
Campanario Generación S.A.	SIC	Termoeléctrica Campanario	Se recibió respuesta
Guacolda S.A.	SIC	Termoeléctrica Guacolda	Se recibió respuesta
Energía Verde S.A.	SIC	Central Termoeléctrica Constitución	Se recibió respuesta
Energía Verde S.A.	SIC	Termoeléctrica Laja	Se recibió respuesta
Energía Verde S.A.	SIC	Turbina diesel San Francisco	Se recibió respuesta
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	SIC	Central de respaldo eléctrico Colmito	Se recibió respuesta
Colbún	SIC	Central eléctrica Antilhue	Se recibió respuesta
Colbún	SIC	Central Termoeléctrica Candelaria	Se recibió respuesta
Colbún	SIC	Complejo termoeléctrico Nehuenco	Se recibió respuesta
Colbún	SIC	Central Térmica Los Pinos	Se recibió respuesta
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SIC	Central TG Coronel	Se recibió respuesta
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SIC	Central Chuyaca	Se recibió respuesta
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SIC	Central Los Sauces	Se recibió respuesta
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SIC	Central Quellón II	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	Bocamina	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	Diego de Almagro	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	Huasco	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	San Isidro I	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	San Isidro II	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	Quintero	Se recibió respuesta
Endesa	SIC	Taltal	Se recibió respuesta
Cenizas	SIC	Cenizas	Sin registro
Energy Partners Chile	SIC	Degañ	No se Recibió respuesta
Enlasa	SIC	Trapén	Sin registro
Los espinos	SIC	Los espinos	Sin registro
Potencia Chile	SIC	Los Olivos	No se Recibió respuesta
Forestal y Papelera Concepción	SIC	FPC	No se Recibió respuesta
Tecnored	SIC		No se Recibió respuesta



## 1.1 Información solicitada en encuesta:

La información solicitada en la encuesta realizada a las centrales generadoras, se encuentra dividida en nueve secciones: identificación de la central, antecedentes de la central térmica, características técnicas generales, características del combustible, características de las chimeneas, descripción de la combustión, descripción de equipos de abatimiento, descripción de emisiones y descripción de monitoreo continuo de emisiones. Cada una de estas secciones se detalla en la tabla a continuación.

Tabla 2: Formato de la Encuesta

<b>CENTRAL:</b>			
<b>1. Identificación de la Empresa</b>			
<b>1.1 Nombre Empresa:</b>			
Propietario:			
Representante legal:			
R.U.T.:			
Dirección:			
Teléfonos:			
<b>1.2 Persona que responde cuestionario:</b>			
Cargo:			
Dirección:			
Teléfono de contacto:			
Correo electrónico:			
<b>2. Antecedentes de la Central Térmica</b>			
<b>2.1 Ubicación</b>			
Dirección:			
Comuna:		Región:	
Año puesta en marcha:		Vida útil [años]:	
<b>2.2 Ubicación Georreferenciada UTM</b>			
Coord. Norte:		Coord. Este:	Datum:
		Huso (18 o 19):	
<b>2.3 Superficie Central Térmica</b>			
Sup. Terrenos [m <sup>2</sup> ]:			
Sup. en Planta Construida [m <sup>2</sup> ]:			
Adjuntar un Layout de la Planta Formato autocad georreferenciado.			
<b>2.4 Unidades de Generación</b>			
Número total de unidades de generación individual:			
Número total de unidades de generación dual:			



<b>3. Características Técnicas Generales</b>								
<b>3.1 Características unidades de generación individuales</b>								
Características	Unidades de Generación Individuales							
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7	Unidad 8
Nombre Unidad CDEC								
Tipo turbina								
Combustible utilizado								
Potencia bruta [MW]								
Consumo propios [%]								
Potencia neta [MW]								
Mínimo Técnico [MW]								
Tiempo de Partida [minutos]								
Rampa a Mínimo Técnico [MW/Minutos]								
Rampa a Plena Carga [MW/Minutos]								
Tasa Indisponibilidad Forzada [h/año]								
Tasa Indisponibilidad Programada [h/año]								
Factor de Planta anual [%]								
Tiempo anual de operación [h]								
Generación media anual [MWh/año]								
Año de puesta en servicio								
Tipo combustible								
Consumo específico <sup>1</sup>								
[t/MWh]								
[m <sup>3</sup> /MWh]								
[m <sup>3</sup> N/MWh]								
Rendimiento energético plena carga [kcal/kWh]								
Identificación chimenea a la cual descarga <sup>2</sup>								
Rendimiento energético carga promedio [kcal/kWh]								
Resolución de Calificación Ambiental (sólo si aplica)								
1: Ingrese el consumo específico de combustible y a continuación, marque con una "x" la unidad correspondiente según tipo de combustible.								
2: Indicar nombre de chimenea a la cual descarga. El nombre de la Chimenea se obtiene al completar la Sección 5 de este cuestionario.								
<b>3.2 Características unidades de generación dual (completar sólo si posee unidades duales)</b>								
Características	Unidades de Generación Dual							



	Unidad 1		Unidad 2		Unidad 3		Unidad 4	
	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2
Nombre Unidad CDEC								
Tipo turbina								
Combustible utilizado								
Potencia bruta [MW]								
Consumo propios [%]								
Potencia neta [MW]								
Mínimo Técnico [MW]								
Tiempo de Partida [minutos]								
Rampa a Mínimo Técnico [MW/Minutos]								
Rampa a Plena Carga [MW/Minutos]								
Tasa Indisponibilidad Forzada [h/año]								
Tasa Indisponibilidad Programada [h/año]								
Factor de Planta anual [%]								
Tiempo anual de operación [h]								
Generación media anual [MWh/año]								
Año de puesta en servicio								
Consumo específico <sup>1</sup>								
[t/MWh]								
[m <sup>3</sup> /MWh]								
[m <sup>3</sup> N/MWh]								
Rendimiento energético plena carga [kcal/kWh]								
Identificación chimenea a la cual descarga <sup>2</sup>								
Rendimiento energético carga promedio [kcal/kWh]								
Resolución de Calificación Ambiental (sólo si aplica)								
1: Ingrese el consumo específico de combustible y a continuación, marque con una "x" la unidad correspondiente.								
2: Indicar nombre de chimenea a la cual descarga. El nombre de la Chimenea se obtiene al completar la Sección 5 de este cuestionario.								
<b>4. Características del Combustible</b>								
<b>4.1 Características combustible unidades de generación individuales</b>								
Características	Unidades de Generación Individual							
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7	Unidad 8
Nombre Unidad CDEC								



Combustible utilizado								
Tipo de combustible <sup>1</sup>								
Mezcla de combustible <sup>2</sup> [%]								
Consumo anual <sup>3</sup>								
[t/año]								
[m <sup>3</sup> /año]								
[m <sup>3</sup> N/año]								
Cenizas [%]								
Humedad [%]								
Azufre [%]								
1: Identifique claramente el tipo de combustible utilizado. (Ej: Carbón Bituminoso).								
2: Si utiliza mezcla de combustibles, indique porcentaje de combustibles utilizados en mezcla. (Ej: Carbón - 95% Bituminoso; 5% Subbituminoso).								
3: Ingrese el consumo específico de combustible y a continuación, marque con una "x" la unidad correspondiente.								
<b>4.2 Características combustible unidades de generación dual (completar sólo si posee unidades duales)</b>								
Características	Unidades de Generación Dual							
	Unidad 1		Unidad 2		Unidad 3		Unidad 4	
	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 1	Combustible 2
Nombre Unidad CDEC								
Combustible utilizado								
Tipo de combustible <sup>1</sup>								
Consumo anual <sup>2</sup>								
[t/año]								
[m <sup>3</sup> /año]								
[m <sup>3</sup> N/año]								
Cenizas [%]								
Humedad [%]								
Azufre [%]								
1: Identifique claramente el tipo de combustible utilizado. (Ej: Carbón Bituminoso).								
2: Ingrese el consumo específico de combustible y a continuación, marque con una "x" la unidad correspondiente.								
m <sup>3</sup> N: Presión 1 atm: 0°C.								
<b>5. Características de las Chimeneas</b>								
5.1 Características	Chimeneas							
	Ch. N° 1	Ch. N° 2	Ch. N° 3	Ch. N° 4	Ch. N° 5	Ch. N° 6	Ch. N° 7	Ch. N° 8
Identificación de Chimenea (Asigne un número único con respecto al plano de layout)								
Altura [m]								
Diámetro a la salida de los gases [m]								



Temperatura de los gases a la salida [°C]							
Velocidad de salida de los gases [m/s]							
Flujo volumétrico [m³N/h]							
Nombres de unidades CDEC que descargan a esta chimenea							

**5.2 Georeferenciación de Chimeneas**

Chimenea	Identificación N° de Chimenea	Ubicación Georeferenciada UTM				Cota [m.s.n .m]
		Coord . Este	Coord . Norte	Datu m	Huso	
Ch. N° 1						
Ch. N° 2						
Ch. N° 3						
Ch. N° 4						

**6. Descripción de la Combustión**

**6.1 Características combustión de unidades de generación individuales**

		Unidades de Generación						
		Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7
Tipo de Quemador (Low Nox, Tangencial, Frontal, otro)								
Volumen estimado Escorias [t/año]								
Quemables en escorias [kg combustible/kg escoria]								
Gases a la salida de la caldera	Temp . [°C]							
	CO2 [%]							
	CO [%]							
	SO2 [%]							
Exceso de aire [%]								
Temperatura vapor a la salida de la caldera [°C]								
Presión de vapor a la salida de la caldera [psi]								
Temperatura vapor a la salida de la turbina [°C]								
Presión de vapor a la salida de la turbina [psi]								
Toneladas vapor/kWh								

**6.2 Características combustión de unidades de generación dual**

Características	Unidades de Generación Dual						
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7



Gases a la salida de la caldera	Temp . [°C]							
	CO2 [%]							
	CO [%]							
	SO2 [%]							
Exceso de aire [%]								
Temperatura vapor a la salida de la caldera [°C]								
Presión de vapor a la salida de la caldera [psi]								
Temperatura vapor a la salida de la turbina [°C]								
Presión de vapor a la salida de la turbina [psi]								
Toneladas vapor/kWh								
<b>7. Descripción de Equipos de Abatimiento</b>								
<b>7.1 Equipos para abatir Material particulado</b>								
Tipo de Equipo (filtro de mangas, PE, otro)	Identificación de Unidad /es (nombre y unidad según CDEC)	Eficiencia abatimiento [%]	Flujo de diseño [m³/h]	Año puesta en marcha	R. C. A. (sólo si aplica)			
<b>7.2 Equipos para abatir Gases (NOx; SOx)</b>								
Equipo (SOX: desulfurizador seco, humedo, c/agua de mar, otro. NOx: SCR, NSCR)	Identificación de Unidad /es (nombre y unidad según CDEC)	Flujo de diseño [m³/h]	Año puesta en marcha	R. C. A. (sólo si aplica)				
<b>8. Descripción de Emisiones</b>								
Nombre Unidad CDEC	Tipo de unidad de Generación (Individual o Dual)	Tipo de combustibles	Identificación de la Chimenea a la cual descarga	MP [mg/m³ N]	NOx [mg/m³ N]	SOx [mg/m³ N]	CO [mg/m³ N]	
m³N: 1 atm, 25°C. Señalar si usa otra normalización.								
<b>9. Descripción de monitoreo continuo de emisiones (si es que tiene)</b>								
				SI	NO			
9.1 Incluye algún sistema de medición de emisiones continua						Si la respuesta es Si, continúe la encuesta. Si es No pase a la		

9.2 Cuenta con algún sistema de control de calidad del monitoreo y de los datos						siguiente hoja sobre Información Calidad del Aire.		
9.3 Equipo de monitoreo (nombre y marca)	Contaminante medido	Tipo de sistema (extracción, in-situ u otro)	Frecuencia de muestreo	Límites de detección				
				Inferior (indique unidad)	Superior (indique unidad)			

## 1.2 Información utilizada en la evaluación

En base a la información obtenida mediante encuesta, en ocasiones entregada parcialmente por las generadoras, y estimación y procesamiento del consultor se ha construido las Tabla 5 y Tabla 6 que contienen la información utilizada en el presente informe. En ellas se indica las concentraciones de los gases de salida para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, tipo de combustible utilizado, potencia térmica y flujo de gases.

Las emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno han sido tomados directamente de las encuestas, en caso de que hayan sido declaradas y no se alejen demasiado de la estimación realizada por el consultor (Se solicitó verificación de los datos declarados a las centrales, cuando había diferencias importantes). Para los demás casos han sido estimadas en base a factores de emisión de la EPA<sup>1</sup> y características de los combustibles usados y el tipo de unidad de generación.

El flujo de gases, pese a estar en ocasiones declarado, se ha estimado para tener una uniformidad de los datos (temperatura, presión y porcentaje de exceso de oxígeno). Este flujo de gases se ha estimado en base a información declarada por las centrales sobre consumo de combustible y se ha utilizado un valor de poder fumígeno por tipo de combustible. La siguiente ecuación muestra la forma en que ha sido estimado el flujo volumétrico.

$$\text{Flujo Volumétrico} \left[ \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{hr}} \right] = \text{Consumo combustible} \left[ \frac{\text{Kg}}{\text{hr}} \right] \cdot \text{Poder Fumígeno} \left[ \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{Kg}} \right] \quad (1)$$

Los poderes fumígenos utilizados por tipo de combustible se muestran a continuación

Tabla 3: Poder fumígeno por tipo de combustible<sup>2</sup>.

Combustibles	Poder fumígeno [m <sup>3</sup> N/Kg de combustible]	Exceso de oxígeno
Gas natural	11,72 <sup>(1)</sup>	3%
Petróleo Diesel	11,84	6%

<sup>1</sup> Emission Factor AP-42, U.S.Environmental Protection Agency.

<sup>2</sup> Fuente: Poder fumígeno húmedo para Gas natural, Diesel y Fuel Oil: "Características de Combustibles comercializados en España, entregados por Prof. Valeri Bubnovich, Curso de Fuentes de Energía, Diplomado Energías Renovables y Desarrollo Sostenible, USACH, 2009".

Poder fumígeno húmedo para petcoke y carbón bituminoso y sub-bituminoso estimados en base a composiciones medias de los combustibles.

Fuel Oil Calderas N°5	11,11	6%
Fuel Oil Calderas N°6	11,11	6%
Carbón Sub-bituminoso	8,65	6%
Carbón Bituminoso	8,65	6%
Petcoke	10,32	6%

(1): [m<sup>3</sup>N/m<sup>3</sup> combustible]

La potencia térmica se ha estimado, según la información disponible, usando el consumo específico declarado o calculado, según datos de consumo anual y generación, y utilizando poder calorífico inferior según combustible. La siguiente ecuación muestra la forma en que ha sido estimada la potencia térmica.

$$Potencia\ térmica\ [MW] = consumo\ específico\ \left[\frac{\tau}{MWh}\right] \cdot Potencia\ [MW] \cdot PCI\ \left[\frac{MWh}{\tau}\right] \quad (2)$$

Donde, PCI: Poder calorífico inferior.

Se ha considerado un poder calorífico por tipo de combustible, la información se detalla a continuación:

**Tabla 4: Poder calorífico inferior por tipo de combustible.**

Combustibles	PCI (kcal/kg)
Gas licuado (Prop/but)	10.734
Gas natural	11.350
Petróleo Diesel	10.165
Fuel Oil Calderas N°5	9.762
Fuel Oil Calderas N°6	9.625
Pellets madera	3.950
Chips madera	1.800
Carbón Sub-bituminoso	4.500
Carbón Bituminoso	6.250
Pet coke	8.000
Desechos forestales	4.070
Licor negro	3.200

Con toda esta información se construyen las siguientes tablas, por sistema interconectado:

**Tabla 5: Emisiones centrales SIC, Existentes al 2008.**

Propiedad	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP mg/m3N	NO <sub>x</sub> mg/m3N	SO <sub>2</sub> mg/m3 N	Comb.	Pot. Térm. MW	Flujo estimado Nm3/hra
Aes Gener	Laguna Verde	Laguna Verde	Ch. N° 1	4000	1000	2500	Carbón	111	182.707
Aes Gener	Laguna verde TG	Laguna verde TG	Ch. N° 2	6	309	2,2	DIESEL	71	71.210
Aes Gener	Los Vientos	Los Vientos TG	Ch. N° 1	10	123	3	DIESEL	398	1.252.166
Aes Gener	Ventanas	Ventanas 1	Ch. N° 1	105	1.073	1.825	Carbón	362	430.770
Aes Gener	Ventanas	Ventanas 2	Ch. N° 2	105	1.073	1.825	Carbón	635	755.491
Arauco Generación. S.A.	Horcones	Horcones diesel	Ch. N° 1	8	202	1	DIESEL	104	103.923
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD1	Ch. N° 1	24	86	10	DIESEL	167	167.750
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG1	Ch. N° 1	-	51	-	GAS NATURAL	167	200.185
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD2	Ch. N° 3	24	86	10	DIESEL	159	158.806
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG2	Ch. N° 3	-	51	-	GAS NATURAL	167	200.185
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD3	Ch. N° 5	24	86	10	DIESEL	158	158.747
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG3	Ch. N° 5	-	51	-	GAS NATURAL	167	200.185
Colbún	Antilhue	Antilhue 1	Ch. N° 1	56	67	1	DIESEL	137	137.389
Colbún	Antilhue	Antilhue 2	Ch. N° 2	22	69	1	DIESEL	137	137.389
Colbún	Candelaria	Candelaria 1_Gas	Ch. N° 1	-	47	-	GAS NATURAL	386	461.760
Colbún	Candelaria	Candelaria 1_Diesel	Ch. N° 1	7	148	992	DIESEL	405	477.313
Colbún	Candelaria	Candelaria 2_Gas	Ch. N° 2	-	47	-	GAS NATURAL	396	473.921
Colbún	Candelaria	Candelaria 2_Diesel	Ch. N° 2	7	140	941	DIESEL	416	489.884
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	-	47	-	GAS NATURAL	712	851.980
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	100	3.178	60	DIESEL	619	729.758
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	-	47	-	GAS NATURAL	696	832.582
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	47	268	107	DIESEL	758	892.816
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	-	47	-	GAS NATURAL	285	340.551
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	138	2.549	48	DIESEL	355	418.572
Endesa	Bocamina	Bocamina 01	Ch. N° 1	45	534	1.791	Carbón	355	422.950
Endesa	San Isidro I	San Isidro y FA	CH. N°1	-	47	-	GAS NATURAL	753	900.928
Endesa	San Isidro I	San Isidro / DIE	CH. N°2	9	19	0	DIESEL	652	768.917
Endesa	San Isidro II	San Isidro 2 y FA	CH. N°1	-	47	-	GAS NATURAL	705	844.029
Endesa	San Isidro II	San Isidro / DIE	CH. N°2	6	52	0	DIESEL	603	710.599
Endesa	Taltal	TG 1	CH. N°1	-	47	-	GAS NATURAL	360	431.478
Endesa	Taltal	TG 1	CH. N°1	24	165	5	DIESEL	310	365.436
Endesa	Taltal	TG 2	CH. N°2	-	47	-	GAS NATURAL	366	438.225
Endesa	Taltal	TG 2	CH. N°2	24	165	5	DIESEL	315	371.150
Energía Verde S.A.	San Francisco	EV25	Ch. N° 1	7	541	186	DIESEL	93	93.103
Enor Chile	Esperanza	Esperanza 01	Ch. N° 1	24	238	305	DIESEL	91	91.344
Foster Wheeler Talcahuano	PetroPower	Petropower 1	Ch. N° 1	12	100	153	DIESEL	261	289.224



02125 VTA

Propiedad	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP mg/m3N	NO <sub>x</sub> mg/m3N	SO <sub>2</sub> mg/m3 N	Comb.	Pot. Térm. MW	Flujo estimado Nm3/hra
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 1 y 2	Ch. N° 1	225	378	3.260	Carbón-PetCoke	715	914.437
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Colmito	Colmito 1	Ch. N° 1	22	0	0	DIESEL	185	185.779
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	-	47	-	GAS NATURAL	120	144.156
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	24	286	39	DIESEL	126	148.788
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Renca	Renca Unidad 1	Ch. N° 1	35	228	0	DIESEL	138	162.818
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Renca	Renca Unidad 2	Ch. N° 2	34	231	1	DIESEL	138	162.818
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Nueva Renca	NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	-	29	-	GAS NATURAL	634	758.990
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Nueva Renca	NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	10	98	0	DIESEL	627	738.900

**Tabla 6: Emisiones centrales SING existentes al 2008.**

Empresa	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP (mg/m3N)	NO <sub>x</sub> (mg/m3N)	SO <sub>2</sub> (mg/m3N)	Combustible	Pot. Térm. MW	Flujo estimado, Nm3/hra
Edelnor	Mejillones	CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	600	1,200	3,000	CARBÓN-PetCoke	1,141	1,210,422
Edelnor	Mejillones	CTM1 FO	Ch. N° 1	3	508	2,195	FUEL OIL	563	570,411
Edelnor	Mejillones	CTM3	Ch. N°2	-	47	-	GAS NATURAL	473	566,083
Edelnor	Mejillones	CTM3 D	Ch. N°2	24	155	59	DIESEL	503	626,505
Electroandina	Tocopilla	U10	Ch.N°3	160	508	2,035	FUEL OIL	124	121,633
Electroandina	Tocopilla	U11	Ch.N°4	160	508	2,035	FUEL OIL	124	121,633
Electroandina	Tocopilla	TG1	Ch.N°5	24	286	65	DIESEL	99	116,453
Electroandina	Tocopilla	TG2	Ch.N°6	24	286	66	DIESEL	100	117,496
Electroandina	Tocopilla	U12 y U13	Ch.N°1	422	372	1,088	CARBÓN	590	754,520
Electroandina	Tocopilla	U14 y U15	Ch.N°2	354	402	1,172	CARBÓN	818	1,047,045
Electroandina	Tocopilla	U16	Ch.N°8	-	38	-	GAS NATURAL	711	851,449
Electroandina	Tocopilla	U16 D	Ch.N°8	24	238	59	DIESEL	784	923,625
Electroandina	Tocopilla	TG3	Ch.N°7	-	60	-	GAS NATURAL	123	147,427
Electroandina	Tocopilla	TG3 D	Ch.N°7	24	238	59	DIESEL	118	139,432
Endesa	Diego de Almagro	TG1	Ch. N° 1	24	286	337	DIESEL	80	94,764



GEVAIRE

KAS  
INGENIERIA

Empresa	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP (mg/m3N)	NO <sub>x</sub> (mg/m3N)	SO <sub>2</sub> (mg/m3N)	Combustible	Pot. Térm. MW	Flujo estimado, Nm3/hra
Endesa	Diego de Almagro	TG2	Ch. N° 2	24	286	337	DIESEL	73	85,507
Endesa	Huasco Gas	TG3	Ch. N° 3	24	238	2,150	DIESEL	75	88,532
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 3	76	218	2,076	IFO	87	86,463
Endesa	Huasco Gas	TG4	Ch. N° 4	24	238	2,150	DIESEL	75	88,532
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 4	76	218	2,076	FUEL OIL	87	86,463
Endesa	Huasco Gas	TG5	Ch. N° 5	24	238	2,150	DIESEL	75	88,532
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 5	76	218	2,076	FUEL OIL	87	86,463
Endesa	Tarapacá	TGTAR	Ch. N° 2	24	238	508	DIESEL	91	106,868
Endesa	Tarapacá	CTTAR	CH. N°1	260	600	1,500	CARBÓN	452	538,480
Endesa	Tarapacá	CTTAR	CH. N°1	3	508	2,195	FUEL OIL	386	391,420
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	4	551	128	DIESEL	404	405,042
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	-	27	-	GAS NATURAL	398	475,908
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	4	551	128	DIESEL	404	405,042
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	-	27	-	GAS NATURAL	398	475,908
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	4	551	128	DIESEL	378	379,069
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	-	27	-	GAS NATURAL	392	469,676
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	4	551	128	DIESEL	404	405,083
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	-	27	-	GAS NATURAL	396	473,490
Norgener S.A.	Norgener	Unidad NT01	Ch. N° 1	130	750	1,300	CARBÓN	397	472,541
Norgener S.A.	Norgener	Unidad NT02	Ch. N° 2	130	750	1,300	CARBÓN	407	484,338



Para la determinación de las emisiones de las centrales nuevas que están en construcción o ya se encuentran en el Sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), se ha utilizado información allí disponible e información declarada en encuestas sobre centrales que entran en operación al 2009 (por ejemplo, central Sta. Lidia, 4ta unidad central Campanario, central Los pinos).

Para centrales que se encuentran en etapa preliminar de proyecto pero que están asociadas a algún proyecto en Evaluación de impacto ambiental (por ejemplo, carbón V está asociada al proyecto termoeléctrico Energía Minera), se ha utilizado la información contenida allí.

Para el caso de las centrales proyectadas que se encuentran en etapa preliminar de proyecto y no están asociadas a algún proyecto en SEIA (por ejemplo, termoeléctrica Tarapacá III), se han estimado sus emisiones de acuerdo a factores de la EPA<sup>3</sup>, considerando el nivel tecnológico de las centrales termoeléctricas que se encuentran en SEIA.

El nivel tecnológico para abatimiento de centrales carboneras que se encuentran en SEIA considera abatimiento para material particulado (filtros de mangas o precipitadores de 99% de eficiencia como cota inferior), en el caso de NO<sub>x</sub> se considera principalmente abatimiento primario con quemadores Low NO<sub>x</sub> y para SO<sub>2</sub> se cuenta, principalmente, con abatimiento con Desulfurizadores de agua de mar. En base a esta información se han estimado las emisiones, lo que se muestra en las tablas a continuación.

---

<sup>3</sup> Factor Emission AP-42, U.S. Environmental Protection Agency

**Tabla 7: Emisiones centrales SIC nuevas (en construcción y proyectadas).**

Nombre unidad CDEC	Id. Chime-nea	MP mg/m3N	NO <sub>x</sub> mg/m3N	SO <sub>2</sub> mg/m3N	Tipo Comb.	Pot. Térm. MW	Flujo estimado, Nm3/hra	Año puesta en marcha
Sta. Lidia	Ch. N° 1	14	394	78	DIESEL	424	424.654	2009
CAMPU4	Ch. N° 7	24	86	10	DIESEL/IFO	124	124.666	2009
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	4	143	72	DIESEL	452	1.422.410	2009
Los Pinos	Ch. N° 1	20	100	63	DIESEL	252	296.791	2009
Emelda	Ch. N° 1	160	978	733	Fuel Oil	118	116.779	2009
Emelda	Ch. N° 2	160	978	733	Fuel Oil	118	116.779	2009
TGAS NATURALIA	Ch. N°1	-	180	-	GAS NATURAL	649	776.713	2009
TG1A	Ch. N°1	42	2.078	14	DIESEL	805	721.848	2009
TG 1B	Ch. N°2	-	180	-	GAS NATURAL	324	388.356	2009
TG 1B	Ch. N°2	42	2.078	14	DIESEL	360	360.924	2009
Esperanza 01	Ch. N° 1	24	238	305	DIESEL	91	91.344	2009
Newen	Ch. N° 1	-	151	-	GAS NATURAL	86	75.955	2009
Newen	Ch. N° 1	9	183	7	DIESEL	77	76.732	2009
Guacolda 3	Ch. N° 2	43	570	769	CARBÓN-P	408	584.810	2009
Termochile	Ch. N° 1	24	238	305	DIESEL	178	159.858	2009
Nueva ventanas	Ch. N° 1	43	311	729	CARBÓN	694	1.188.000	2010
Santa María 1	Ch. N°1	47	687	458	CARBÓN	854	1.150.674	2010
Bocamina 02	Ch. N°1	56	870	696	CARBÓN	921	1.289.809	2010
Guacolda 4	Ch. N° 3	63	60	1.928	CARBÓN-PCoke	410	531.085	2010
Campiche	Ch. N° 1	50	548	481	CARBÓN	750	936.000	2011
V Región 01	Ch. N° 1	12	146	106	CARBÓN	689	1.138.340	2013
Quintero 01 CC GNL	Ch. N° 1	-	29	-	GAS NATURAL	1.041	1.245.977	2013
GNL CCGT Tal Tal	Ch. N° 1	-	29	-	GAS NATURAL	950	843.947	2014
Maitencillo 01	Ch. N° 1	31	205	58	CARBÓN	376	570.900	2015
Pan de Azúcar 01	Ch. N° 1	31	205	58	CARBÓN	393	650.480	2017

**Tabla 8: Centrales térmicas en construcción y proyectadas SING.**

Nombre unidad CDEC	Id. Chime-nea	MP mg/m3N	NO <sub>x</sub> mg/m3N	SO <sub>2</sub> mg/m3N	Tipo Comb.	Pot. Térm. MW	Flujo estimado, Nm3/hra	Año puesta en Marcha
Mejillones I	Ch. N° 1	25	437	164	Carbón	694	1,188,000	2015
Tarapacá I	Ch. N° 1	25	437	164	Carbón	556	575,352	2017
Mejillones II	Ch. N° 2	25	437	164	Carbón	633	1,188,000	2015
Tarapacá II	Ch. N° 2	25	437	164	Carbón	556	575,352	2017
Tarapacá III	Ch. N° 3	25	437	164	Carbón	556	575,352	2017
ANGAMOS I	Ch. N° 1	85	882	369	Carbón	870	585,170	2011
ANGAMOS II	Ch. N° 2	85	882	369	Carbón	870	585,170	2011
HORNITOS	Ch. N° 1	155	507	1,621	Carbón-PetCoke	237	1,233,700	2010
CT ANDINA	Ch. N° 1	155	507	1,621	Carbón-PetCoke	237	1,233,700	2010

### Eficiencia energética de las centrales

A continuación se muestra la eficiencia energética de las distintas unidades, en estas tablas se indica potencia eléctrica y térmica para cada unidad y su eficiencia en la generación de energía, para cada sistema interconectado, diferenciando por tipo de tecnología de generación. Como se ve en la tabla la eficiencia para ciclos combinados es mayor a la de las otras tecnologías con una eficiencia promedio de 49%, para turbinas a gas se tiene una eficiencia promedio de 32% para el caso de las turbinas a vapor la eficiencia promedio es de 38%.

**Tabla 9: Eficiencia térmica centrales SIC.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	Pot. Térm. MW	Potencia MW	Eficiencia	Tecnología
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPU4	Ch. N° 7	DIESEL/IFO	124	56	45%	ciclo combinado
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	GAS NATURAL	712	368	52%	ciclo combinado
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	DIESEL	619	310	50%	ciclo combinado
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	GAS NATURAL	696	392	56%	ciclo combinado
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	DIESEL	758	398	53%	ciclo combinado
Endesa	GNL CCGT Tal Tal	GNL CCGT Tal Tal	Ch. N° 1	GAS NATURAL	950	360	38%	ciclo combinado
Endesa	GNL CCGT Tal Tal	GNL CCGT Tal Tal	Ch. N° 1	DIESEL	924	350	38%	ciclo combinado
Endesa	Ciclo combinado GNL Quintero 01	Ciclo combinado GNL Quintero 01	Ch. N° 1	GAS NATURAL	924	385	42%	ciclo combinado
Endesa	SAN ISIDRO I	San Isidro y FA	Ch. N° 1	GAS NATURAL	753	379	50%	ciclo combinado
Endesa	SAN ISIDRO I	San Isidro / DIE	Ch. N° 2	DIESEL	652	351	54%	ciclo combinado
Endesa	SAN ISIDRO II	San Isidro 2 y FA	Ch. N° 1	GAS NATURAL	705	377	53%	ciclo combinado
Endesa	SAN ISIDRO II	San Isidro / DIE	Ch. N° 2	DIESEL	603	353	59%	ciclo combinado
Soc. Electrica Santiago Ltda.	NUEVA RENCA	NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	GAS NATURAL	634	320	50%	ciclo combinado
Soc. Electrica Santiago Ltda.	NUEVA RENCA	NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	DIESEL	627	312	50%	ciclo combinado
AES Gener S.A.	Laguna verde TG	Laguna verde TG	Ch. N° 2	DIESEL	71	18	25%	turbina a gas
AES Gener S.A.	Los Vientos	Los Vientos TG	Ch. N° 1	DIESEL	398	126	32%	turbina a gas
AES Gener S.A.	Sta. Lidia	Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	DIESEL	424	139	33%	turbina a gas
Arauco Generación. S.A.	Horcones	Horcones diesel	Ch. N° 1	DIESEL	104	24	23%	turbina a gas
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD1	Ch. N° 1	DIESEL	167	54	32%	turbina a gas
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG1	Ch. N° 1	GAS NATURAL	167	58	35%	turbina a gas
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD2	Ch. N° 3	DIESEL	159	54	34%	turbina a gas
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG2	Ch. N° 3	GAS NATURAL	167	58	35%	turbina a gas
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD3	Ch. N° 5	DIESEL	158	55	34%	turbina a gas



Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	Pot. Térm. MW	Potencia MW	Eficiencia	Tecnología
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG3	Ch. N° 5	GAS NATURAL	167	58	35%	turbina a gas
Central Tierra Amarilla S. A.	Tierra Amarilla	Tierra Amarilla	Ch. N° 1	DIESEL	452	153	34%	turbina a gas
Colbún	Antihue	Antihue 1	Ch. N° 1	DIESEL	137	50	36%	turbina a gas
Colbún	Antihue	Antihue 2	Ch. N° 2	DIESEL	137	50	36%	turbina a gas
Colbún	Candelaria	Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	GAS NATURAL	386	125	32%	turbina a gas
Colbún	Candelaria	Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	DIESEL	405	125	31%	turbina a gas
Colbún	Candelaria	Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	GAS NATURAL	396	129	32%	turbina a gas
Colbún	Candelaria	Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	DIESEL	416	129	31%	turbina a gas
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	GAS NATURAL	285	92	32%	turbina a gas
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	DIESEL	355	108	30%	turbina a gas
Colbún	Los Pinos	Los Pinos	Ch. N° 1	DIESEL	252	97	39%	turbina a gas
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	EMELDA	Ch. N° 1	FUEL OIL	118	36	31%	turbina a gas
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	EMELDA	Ch. N° 1	FUEL OIL	118	36	31%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	TG3	Ch. N° 3	DIESEL	75	22	29%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	87	22	25%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	TG4	Ch. N° 4	DIESEL	75	22	29%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FUEL OIL	87	22	25%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	TG5	Ch. N° 5	DIESEL	75	22	29%	turbina a gas
Endesa	HUASCO GAS	Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FUEL OIL	87	22	25%	turbina a gas
Energía Verde S.A.	San Francisco	EV25	Ch. N° 1	DIESEL	93	25	27%	turbina a gas
Enor Chile	Esperanza	Esperanza 01	Ch. N° 1	DIESEL	91	19	21%	turbina a gas
Gas Sur S.A.	Newen	Newen	Ch. N° 1	GAS NATURAL	86	30	35%	turbina a gas
Gas Sur S.A.	Newen	Newen	Ch. N° 1	DIESEL	77	30	39%	turbina a gas
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Colmito	Colmito 1	Ch. N° 1	DIESEL	185	58	31%	turbina a gas
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	GAS NATURAL	120	47	39%	turbina a gas
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	DIESEL	126	47	37%	turbina a gas
AES Gener S.A.	Laguna Verde	Laguna Verde	Ch. N° 1	CARBÓN	111	53	48%	turbina a vapor
AES Gener S.A.	Campiche	campiche	Ch. N° 1	CARBÓN	750	270	36%	turbina a vapor
AES Gener S.A.	Nueva ventanas	Nueva ventanas	Ch. N° 1	CARBÓN	694	250	36%	turbina a vapor
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 1	Ch. N° 1	CARBÓN	362	120	33%	turbina a vapor
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 2	Ch. N° 2	CARBÓN	635	220	35%	turbina a vapor
CNE	carbón V	V Region 01	Ch. N° 1	CARBÓN	689	350	51%	turbina a vapor
CNE	Carbón Maitencillo	Maitencillo 01	Ch. N° 1	CARBÓN	376	139	37%	turbina a vapor
CNE	Carbón Pan de Azúcar	Pan de Azúcar 01	Ch. N° 1	CARBÓN	393	200	51%	turbina a vapor
Colbún	Santa María	Santa María 1	Ch. N° 1	CARBÓN	854	350	41%	turbina a vapor
Endesa	BOCAMINA	BOCAMINA	Ch. N° 1	CARBÓN	355	128	36%	turbina a vapor
Endesa	Bocamina	Bocamina 02	Ch. N° 1	CARBÓN	921	350	38%	turbina a vapor
Foster Wheeler Talcahuano Ltda/Petropower	PetroPower	Petropower 1	Ch. N° 1	PETCOKE	261	77	29%	turbina a vapor
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 1 y 2	Ch. N° 1	CARBÓN-PETCOKE	715	304	43%	turbina a vapor
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 3	Ch. N° 2	CARBÓN-PETCOKE	408	152	37%	turbina a vapor
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 4	Ch. N° 3	CARBÓN-PETCOKE	410	152	37%	turbina a vapor
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Renca Unidad 1	Ch. N° 1	DIESEL	138	50	36%	turbina a vapor



02128  
VTA

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	Pot. Térm. MW	Potencia MW	Eficiencia	Tecnología
Soc. Electrica Santiago Ltda.	RENCA	Renca Unidad 2	Ch. N° 2	DIESEL	138	50	36%	turbina a vapor

**Tabla 10: Eficiencia térmica centrales SING.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	Pot. Térm. MW	Potencia MW	Eficiencia	Tecnología
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	DIESEL	404,3038031	195	48%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	GAS NATURAL	397,5958046	198	50%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	DIESEL	404,3038031	195	48%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	GAS NATURAL	397,5958046	198	50%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	DIESEL	378,3780322	192	51%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	GAS NATURAL	392,3886975	198	50%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	DIESEL	404,3451521	192	47%	ciclo combinado
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	GAS NATURAL	395,5750831	195	49%	ciclo combinado
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U16	Ch.N°8	GAS NATURAL	711,3398698	400	56%	ciclo combinado
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U16 D	Ch.N°8	DIESEL	783,6505814	400	51%	ciclo combinado
ENDESA	Diego de Almagro	TG1	Ch. N° 1	DIESEL	80,4027368	23,75	30%	turbina a gas
ENDESA	Diego de Almagro	TG2	Ch. N° 2	DIESEL	72,54865893	21,43	30%	turbina a gas
Edelnor	Mejillones	CTM3	Ch. N°2	GAS NATURAL	472,9318251	250,75	53%	turbina a gas
Edelnor	Mejillones	CTM3 D	Ch. N°2	DIESEL	503,3204887	250,75	50%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U10	Ch.N°3	FUEL OIL	123,8015625	37,5	30%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U11	Ch.N°4	FUEL OIL	123,8015625	37,5	30%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	TG1	Ch.N°5	DIESEL	98,75809769	24,698	25%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	TG2	Ch.N°6	DIESEL	99,68977785	24,931	25%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	TG3	Ch.N°7	GAS NATURAL	123,1673625	37,5	30%	turbina a gas
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	TG3 D	Ch.N°7	DIESEL	118,3010974	37,5	32%	turbina a gas
NORGENER	Norgener	Unidad NT01	Ch. N° 1	CARBÓN	397,0133721	136,3	34%	turbina a vapor
NORGENER	Norgener	Unidad NT02	Ch. N° 2	CARBÓN	406,925	141,04	35%	turbina a vapor
ENDESA	TARAPACA	CTTAR	CH. N°1	CARBÓN	452,4127907	158	35%	turbina a vapor
ENDESA	TARAPACA	CTTAR	CH. N°1	FUEL OIL	386,4473314	158	41%	turbina a vapor
Edelnor	Mejillones	CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	CARBÓN-PCOKE	1141,221765	340,9	30%	turbina a vapor
Edelnor	Mejillones	CTM1 FO	Ch. N° 1	FUEL OIL	563,1646705	165,9	29%	turbina a vapor
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U12 y U13	Ch.N°1	CARBÓN	589,5482224	170,6	29%	turbina a vapor
ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U14 y U15	Ch.N°2	CARBÓN	818,1142142	268,4	33%	turbina a vapor
Suez Energy Andino S.A.	Central Térmica Hornitos	HORNITOS	Ch. N° 1	CARBÓN-PCOKE	236,832	150	63%	turbina a vapor
Suez Energy Andino S.A.	Central Térmica Andino	CT ANDINA	Ch. N° 1	CARBÓN-PCOKE	236,832	150	63%	turbina a vapor
NORGENER S.A.	Central termoeléctrica Angamos	ANGAMOS I	Ch. N° 1	CARBÓN	869,5652174	300	35%	turbina a vapor
NORGENER S.A.	Central termoeléctrica Angamos	ANGAMOS II	Ch.N°2	CARBÓN	869,5652174	300	35%	turbina a vapor
CNE	Mejillones I	MEJILLONES I	Ch. N° 1	CARBÓN	694,4444444	250	36%	turbina a vapor
CNE	Tarapacá I	TARAPACÁ I	Ch. N° 1	CARBÓN	555,5555556	200	36%	turbina a vapor
CNE	Mejillones II	MEJILLONES II	Ch.N°2	CARBÓN	633,3333333	250	39%	turbina a vapor
CNE	Tarapacá II	TARAPACA II	Ch.N°2	CARBÓN	555,5555556	200	36%	turbina a vapor
CNE	Tarapacá III	TARAPACA III	Ch. N° 3	CARBÓN	555,5555556	200	36%	turbina a vapor

## ANEXO II. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE EMISIONES.

Las tecnologías de control secundario de emisiones, permiten la captura de los contaminantes atmosféricos, previa emisión de los gases a la atmósfera. A continuación se detallan los tipos de tecnologías existentes para abatimiento de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

### 2.1 Tecnologías de abatimiento para material particulado

Para el abatimiento de material particulado existen las siguientes tecnologías:

#### a) Ciclones o Separadores Inerciales

Los ciclones son equipos de limpieza de gases que utilizan la fuerza centrífuga para lograr la separación del material particulado. Un movimiento helicoidal descendente de la corriente de gases, a través de la pared del ciclón, producido por la entrada tangencial al equipo, induce en las partículas una fuerza centrífuga que provoca el choque contra las paredes, lo que permite que estas se deslicen hacia el fondo del equipo, quedando retenidas en un cono de almacenamiento. La corriente de gases, al llegar al fondo del dispositivo, invierte su movimiento ascendiendo en forma helicoidal por el eje central del equipo sin arrastrar las partículas que ya han sido removidas.

Estos equipos pueden ser utilizados en serie o en paralelo permitiendo una mayor eficiencia o una mayor capacidad respectivamente.

Los ciclones se emplean especialmente para remover partículas de tamaño superior a 10micrones, intervalo de tamaño donde alcanzan eficiencias de captura superiores al 90%<sup>4</sup>. Los de alta eficiencia son capaces de remover partículas de hasta 5 micrones de tamaño, pero a un mayor costo de operación (mayor caída de presión); también existen los ciclones de alto volumen, con mayor capacidad de procesamiento, pero donde se sacrifica la eficiencia de captura, por esto se usan normalmente en una primera etapa de limpieza.

#### b) Depuración por vía húmeda<sup>5</sup>.

En estos equipos se utiliza un líquido para capturar partículas, incrementando su tamaño. El aumento de tamaño facilita la remoción del contaminante y la limpieza de la corriente gaseosa. Estos equipos pueden remover partículas de tamaños entre 0.1 y 20 micrones con eficiencia de eliminación de 98.5% y 99.9%, respectivamente. Su costo de operación, medido como energía eléctrica generada es en torno al 3%.

Es recomendable utilizar este tipo de abatimiento cuando hay gases solubles presentes como SO<sub>2</sub>, hay partículas solubles o hidrofílicas presentes, el equipo de control debe ser compacto por restricciones de espacio. Una desventaja de este método es que posterior a la limpieza de la corriente gaseosa es necesario limpiar la corriente de aguas residuales.

<sup>4</sup> Thermal Power: Guidelines for New Plants, World Bank Group, July 1998.

<sup>5</sup> Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

### c) Filtros de tela<sup>6</sup>

Estos equipos realizan la remoción del material particulado mediante intercepción e impacto de las partículas en las fibras del filtro. Los filtros de tela pueden configurarse en forma de lechos o de mangas. Los primeros poseen gran porcentaje de espacios vacíos, del 97% al 99% del volumen, y se emplean para limpiar gases con bajas concentraciones de material particulado y por largo tiempo. Por su parte los filtros de manga se ubican en columnas múltiples para proporcionar grandes áreas de filtrado, lográndose eficiencias del 99,6% para partículas menores a  $1\mu\text{m}$  y eficiencias mayores a 99,95% para tamaños mayores a  $10\mu\text{m}$ .

Los costos operacionales, corresponden principalmente a pérdidas de carga a través del filtro, lo que se traduce en consumo de entre el 0.2-3% de la energía generada. Estos costos aumentan considerablemente al aumentar la densidad de la tela, con el objetivo de aumentar la eficiencia.

El tiempo de vida del filtro puede disminuir conforme aumenta el nivel de azufre y la reactividad de las cenizas del combustible.

### d) Precipitadores electrostáticos<sup>7</sup>

Estos equipos usan fuerzas electrostáticas para lograr la remoción de las partículas contaminantes. Lo que se consigue mediante la inducción de un campo eléctrico que carga las partículas eléctricamente. Las partículas cargadas son recolectadas en las paredes del precipitador.

Las ventajas de este equipo es que puede procesar un gran volumen de gas sucio con eficiencias elevadas, incluso para partículas de pequeño tamaño (mayor 96.5% para partículas menores a  $1\mu\text{m}$ ). Posee un bajo consumo de energía en operación (0.1-1.8% de la energía generada) y capacidad de procesar corrientes a alta temperatura. Es común que las eficiencias de estos equipos estén por sobre el 98%, con bajas caídas de presión. Su bajo costo de operación se debe a que la energía se aplica mayoritariamente en las partículas y no en la corriente gaseosa.

No es recomendable utilizar este método de abatimiento cuando se tiene partículas con mucha resistencia eléctrica, en cuyo caso se podría mejorar el desempeño realizando una limpieza de gases de combustión.

## 2.2 Tecnologías de abatimiento para dióxido de azufre<sup>8</sup>

Para el abatimiento de dióxido de azufre existen las siguientes tecnologías:

### a) Desulfurización de gases vía húmeda.

En la desulfurización por vía húmeda, los gases de combustión se saturan con agua y la piedra caliza actúa como reactivo, para la transformación de azufre en fase gaseosa ( $\text{SO}_2$ ) a yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ). La eficiencia de remoción puede llegar hasta un 98%.

<sup>6</sup> Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

<sup>7</sup> Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

<sup>8</sup> Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

Los costos operacionales están fuertemente influidos por la facilidad con la que se consigue el reactivo, por el alto consumo de agua y por el tratamiento posterior de las aguas residuales (venta o disposición de subproducto). El costo operacional, como consumo de energía, está entre el 1-2% de la energía generada.

b) Desulfurización en seco con humidificación controlada.

En este método de desulfurización, se utiliza la cal (CaO) como reactivo para la transformación de azufre gaseoso a azufre en fase sólida (CaSO<sub>3</sub>) obteniéndose además, como residuos, mezcla de cenizas volantes y aditivos sin reaccionar. La eficiencia de remoción puede llegar hasta el 94% (menor a la eficiencia por vía húmeda) y el costo operacional, como consumo de energía, va entre el 0.5-1% de la energía generada, menor al consumo por vía húmeda, siendo en este caso mayor el precio del reactivo.

c) Desulfurización con agua de mar.

Este método utiliza la capacidad del agua de mar para absorber y neutralizar el dióxido de azufre llevándolo a la forma de sulfatos disueltos.

El agua de mar está disponible en grandes cantidades en las plantas costeras y es utilizada como agua de enfriamiento en los condensadores. Luego de pasar por los mismos, el agua de mar se reutiliza para controlar las emisiones de SO<sub>2</sub>. La absorción del SO<sub>2</sub> ocurre en una torre empacada, donde parte del agua de enfriamiento utilizada y el gas, en contracorriente, se ponen en contacto. No se necesita agregar ningún tipo de químico ni reactivo adicional. El agua de mar es alcalina por naturaleza, y tiene una gran capacidad de neutralización de los ácidos formados por la absorción del SO<sub>2</sub>.

El efluente absorbido ácido fluye por gravedad hasta la planta de tratamiento de agua de mar. Allí se mezcla con el resto del agua de mar proveniente de los condensadores y se oxida hasta que el azufre toma la forma de sulfato (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>), inocuo y soluble. Esta oxidación se produce por una aireación, antes que el agua tratada sea devuelta al mar.

El agua residual es arrojada al mar, por lo que es necesario examinar cuidadosamente el impacto sobre el medio marino en cuanto a reducción de pH, vertido de restos de metales pesados, cenizas volantes, temperatura, azufre, oxígeno disuelto y demanda química de oxígeno.

Esta tecnología alcanza eficiencias de hasta 97% y tiene consumo de energía entre un 0.7% y un 1% de la energía generada.

## 2.3 Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno<sup>9</sup>

Para el abatimiento de los óxidos de nitrógeno existen las siguientes tecnologías:

a) Sistema de reducción selectiva catalítica (SCR).

En este equipo de abatimiento, los óxidos de nitrógeno son reducidos químicamente a nitrógeno molecular (N<sub>2</sub>) y vapor de agua (H<sub>2</sub>O) mediante la utilización de urea o amoníaco. Para este proceso se utiliza un catalizador, el que permite una mayor eficiencia de remoción (80-95%) al permitir la

<sup>9</sup> Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial

reacción a menores temperaturas. Los catalizadores pueden contener metales pesados, razón por la cuál es necesario el manejo, desecho reciclaje adecuado de los que ya han terminado su vida útil.

Este sistema tiene un consumo pequeño de energía, en torno al 0.5% de la energía generada.

b) Sistema de reducción selectiva no catalítica (SNCR).

Al igual que el SCR, este sistema reduce la emisión de óxidos nitrosos mediante la reducción química de estos a  $N_2$  y  $H_2O$ , utilizando urea o cal como reactivos. Sin embargo, en este caso no es utilizado un catalizador llegando de esta forma a eficiencias de entre 30% y 50%. Debido a que no se usa un catalizador, la reacción no se da a temperaturas bajas, razón por la cual no es recomendable usar en centrales de generación del tipo motor de combustión interna y del tipo turbina a gas.

## ANEXO III. TECNOLOGÍAS DE CONTROL UTILIZADAS

### 3.1 Centrales termoeléctricas actuales

En la siguiente tabla se muestra el nivel de tecnología de abatimiento con el que cuentan las centrales termoeléctricas actuales. Las tablas se presentan separadas por sistema de interconexión y por tipo tecnología de generación.

**Tabla 11: Tecnología de control de emisiones centrales SIC de ciclo combinado**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPU4	Ch. N° 7	DIESEL/IFO	x	x	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	inyección de agua	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección de agua	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	GAS NATURAL	x	inyección de agua	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	DIESEL	x	inyección de agua	x
Endesa	San Isidro I	San Isidro y FA	CH. N°1	GAS NATURAL	x	x	x
Endesa	San Isidro I	San Isidro / DIE	CH. N°2	DIESEL	x	x	x
Endesa	San Isidro II	San Isidro 2 y FA	CH. N°1	GAS NATURAL	x	x	x
Endesa	San Isidro II	San Isidro / DIE	CH. N°2	DIESEL	x	x	x
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Nueva Renca	NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	x	x
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	Nueva Renca	NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x

**Tabla 12: Tecnologías de control de emisiones centrales SIC de turbina a gas.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Colmito	Colmito 1	Ch N°1	DIESEL	x	x	x
AES Gener S.A.	Laguna verde TG	Laguna verde TG	Ch. N° 2	DIESEL	x	x	x
AES Gener S.A.	Los Vientos	Los Vientos TG	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección de agua	x
AES Gener S.A.	Sta. Lidia	Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección de agua	x
Arauco Generación S.A.	Horcones	Horcones diesel	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD1	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección agua	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG1	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	inyección agua	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD2	Ch. N° 3	DIESEL	x	inyección agua	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG2	Ch. N° 3	GAS NATURAL	x	inyección agua	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPD3	Ch. N° 5	DIESEL	x	inyección agua	x
Campanario Generación S.A.	Campanario	CAMPG3	Ch. N° 5	GAS NATURAL	x	inyección agua	x
Central Tierra Amarilla S. A.	Tierra Amarilla	Tierra Amarilla	Ch. N° 1	DIESEL	x	LowNox	x

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Colbún	Antilhue	Antilhue 1	Ch. N° 1	DIESEL	x	LowNox - inyección de agua	x
Colbún	Antilhue	Antilhue 2	Ch. N° 2	DIESEL	x	LowNox - inyección de agua	x
Colbún	Candelaria	Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	inyección de agua	x
Colbún	Candelaria	Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección de agua	x
Colbún	Candelaria	Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	GAS NATURAL	x	inyección de agua	x
Colbún	Candelaria	Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	DIESEL	x	inyección de agua	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco_9BG AS	Ch. N° 5	GAS NATURAL	x	inyección de agua	x
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	DIESEL	x	inyección de agua	x
Colbún	Los Pinos	Los Pinos	Ch. N° 1	DIESEL	x	inyección de agua	x
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	Emelda	EMELDA	Ch N°1	FUEL OIL	x	x	x
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	Emelda	EMELDA	Ch N°1	FUEL OIL	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	TG3	Ch. N° 3	DIESEL	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	TG4	Ch. N° 4	DIESEL	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FUEL OIL	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	TG5	Ch. N° 5	DIESEL	x	x	x
Endesa	Huasco Gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FUEL OIL	x	x	x
Enor Chile	Esperanza	Esperanza 01	Ch N°1	DIESEL	x	x	x
Gas Sur S.A.	Newen	Newen	Ch N°1	GAS NATURAL	x	x	x
Gas Sur S.A.	Newen	Newen	Ch N°1	DIESEL	x	x	x
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	x	x
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x
Energía Verde S.A.	San Francisco	EV25	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	RENCA	Renca Unidad 1	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x
Soc. Eléctrica Santiago Ltda.	RENCA	Renca Unidad 2	Ch. N° 2	DIESEL	x	x	x

Donde:

LN: Low NOx

Tabla 13: Tecnologías de control de emisiones centrales SIC de turbina a vapor.

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
AES Gener S.A.	Laguna Verde	Laguna Verde	Ch N°1	CARBÓN	x	x	x
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 1	Ch. N° 1	CARBÓN	PE	x	x



Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 2	Ch. N° 2	CARBÓN	P E	LowNox (*)	DGC agua de mar (*)
Endesa	BOCAMINA	BOCAMINA	Ch. N° 1	CARBÓN	P E	x	X
Foster Wheeler Talcahuano Ltda.	PetroPower	Petropower 1	Ch. N° 1	PCOKE	F M	CFB-IAS	CFB-caliza
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 1 y 1	Ch. N° 1	CARBÓN-PCOKE	P E	x	X
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 3	Ch. N° 2	CARBÓN-PCOKE	P E	LowNox	DGC Húmedo

Donde:

PE: Precipitador electrostático.

FM: Filtro de mangas.

CFB-IAS: lecho fluidizado inyección de aire seco por etapas.

CFB-caliza: inyección de caliza en lecho fluidizado.

DGC: desulfurizador de gases.

LN: Low NOx

(\*): Ventanas 2 no cuenta actualmente con control de emisiones para óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre, pero se incorporará a partir del año 2010 (según información de encuesta). Se ha considerado en la evaluación que este equipamiento no se debe a la implementación de la norma.

**Tabla 14: Tecnologías de control de emisiones centrales SING de ciclo combinado.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	DIESEL	x	LN	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	GAS NATURAL	x	LN	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	DIESEL	x	LN	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	GAS NATURAL	x	LN	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	DIESEL	x	inyección agua	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	GAS NATURAL	x	inyección agua	x
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	DIESEL	x	inyección agua	X
Gas Atacama Chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	GAS NATURAL	x	inyección agua	x
Electroandina	TOCOPILLA	U16	Ch.N°8	GAS NATURAL	x	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	U16 D	Ch.N°8	DIESEL	x	x	x

Donde:

LN: Low NOx

**Tabla 15: Tecnología de control de emisiones centrales SING, turbina a gas.**

Empresa	CENTRAL	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Electroandina	TOCOPILLA	TG3	Ch.N°7	GAS NATURAL	x	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	TG3 D	Ch.N°7	DIESEL	x	x	x
Endesa	Diego de Almagro	TG1	Ch. N° 1	DIESEL	x	x	x
Endesa	Diego de Almagro	TG2	Ch. N° 2	DIESEL	x	x	x
Endesa	TARAPACÁ	TGTAR	Ch. N° 2	DIESEL	x	x	x
Edelnor	Mejillones	CTM3	Ch. N°2	GAS NATURAL	x	LN	x
Edelnor	Mejillones	CTM3 D	Ch. N°2	DIESEL	x	LN	x



Empresa	CENTRAL	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Electroandina	TOCOPILLA	U10	Ch.N°3	FUEL OIL	x	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	U11	Ch.N°4	FUEL OIL	x	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	TG1	Ch.N°5	DIESEL	x	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	TG2	Ch.N°6	DIESEL	x	x	x

Donde:

LN: Low NOx

**Tabla 16: Tecnologías de control de emisiones centrales SING, turbina a vapor.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	PM	NOx	SO <sub>2</sub>
Norgener	Norgener	Unidad NT01	Ch. N° 1	CARBÓN	P E	x	x
Norgener	Norgener	Unidad NT02	Ch. N° 2	CARBÓN	P E	x	x
Endesa	TARAPACÁ	CTTAR	CH. N°1	CARBÓN	P E	x	x
Edelnor	Mejillones	CTMI y CTM2	Ch. N° 1	CARBÓN-Pet Coke	P E	x	x
Edelnor	Mejillones	CTMI FO	Ch. N° 1	FUEL OIL	P E	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	U12 y U13	Ch.N°1	CARBÓN	P E	x	x
Electroandina	TOCOPILLA	U14 y U15	Ch.N°2	CARBÓN	P E	x	x
Endesa	TARAPACÁ	CTTAR	CH. N°1	FUEL OIL	P E	x	x

Donde:

PE: Precipitador electrostático.

### 3.2 Eficiencia de abatimiento centrales existentes

Para determinar la eficiencia del equipo de abatimiento presente en cada central se ha considerado el nivel de emisiones que estas deberían tener sin el abatimiento existente. Esto se ha establecido utilizando los factores de emisiones de la EPA. Con este dato y el nivel de emisiones declarado, con la utilización del equipo, se ha calculado una eficiencia de remoción, la que ha sido comparada con lo declarado por las centrales. A continuación se muestra procedimiento de verificación para las centrales a las que se les ha considerado la eficiencia estimada.

La Tabla 17 muestra la información obtenida mediante encuesta sobre emisiones, equipo de abatimiento (eficiencia) y porcentaje de cenizas del combustible utilizado.

**Tabla 17: Datos de las centrales sobre nivel de equipamiento.**

Empresa	Central	Unidad CDEC	Identificación de chimenea	Tipo de Combustible	Equipos	Emisiones declaradas MP [mg/m <sup>3</sup> N]	Cenizas [%]
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 1 y 2	Ch. N° 1	CARBÓN-PCoke	P E (99%)	225	12%
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 1	Ch. N° 1	CARBÓN	P E (99%)	105	10%
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 2	Ch. N° 2	CARBÓN	P E (99%)	105	10%
Edelnor	Mejillones	CTMI y CTM2	Ch. N° 1	CARBÓN-PCoke	P E (98%)	600	2%
Electroandina	Tocopilla	U12 y U13	Ch.N°1	CARBÓN	P E (95%)	422,37	7%
Electroandina	Tocopilla	U14 y U15	Ch.N°2	CARBÓN	P E (98%)	353,77	11%

A partir de esta información se ha construido la siguiente tabla donde se compara las emisiones sin abatimiento obtenidas por medio de factores de emisión y las emisiones sin abatimiento obtenidas a partir de la eficiencia de remoción declarada por las centrales.

**Tabla 18: Comparación eficiencia declarada/ estimada.**

Unidad CDEC	Identificación Chimenea	MP [mg/m <sup>3</sup> N] en base a factores de emisión	MP [mg/m <sup>3</sup> N] en base a eficiencia declarada	Eficiencia estimada	Eficiencia declarada
Guacolda 1 y 2	Ch. N° 1	6.673	22.500	0,966	0,990
Ventanas 1	Ch. N° 1	8.324	10.000	0,988	0,990
Ventanas 2	Ch. N° 2	8.324	10.000	0,988	0,990
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	2.117	30.000	0,717	0,980
U12 y U13	Ch.N°1	5.577	8.447	0,924	0,950
U14 y U15	Ch.N°2	8.948	17.689	0,960	0,980

La eficiencia estimada concuerda con la información que se tiene respecto de la cantidad de campos con los que cuentan las centrales. Ya que la eficiencia de remoción para un precipitador de 2 campos no puede superar al 96.5% y para uno de 3 campos no puede ser mayor al 99%<sup>10</sup>. Como es el caso de Tocopilla que cuenta con precipitadores de 2 campos y se ha estimado una eficiencia de 92% y 96% para sus unidades U12-U13 y U14-U15 respectivamente.

De esta forma, para las centrales en cuestión se ha considerado la eficiencia de remoción estimada, en los demás casos de ha considerado la eficiencia declarada.

### 3.3 Centrales termoeléctricas proyectadas

En las siguientes tablas se muestra el nivel de equipamiento para control de emisiones de las centrales proyectadas periodo 2010-2020. Para aquellas centrales que están en su fase preliminar de proyecto y no están asociadas a algún proyecto de SEIA, centrales genéricas del SING, se ha considerado el nivel de abatimiento que posee el resto de las centrales proyectadas en ese sistema de interconexión (precipitador electrostático y desulfurizador de agua de mar).

**Tabla 19: Tecnologías de control de emisiones centrales proyectadas SIC.**

Empresa	Central	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	MP	NOx	SO2	Tecnología	Año puesta en marcha
CNE	Ciclo combinado GNL Quintero 01 (Tipo Nueva Renca)	Ch N°1	GAS NATURAL	x	x	x	ciclo combinado	2010
CNE	GNL CCGT Tal Tal (Tipo Nueva Renca)	Ch N°1	GAS NATURAL	x	x	x	ciclo combinado	2014
Aes Gener	Campiche	Ch N°1	CARBÓN	F M	LN	DGC semi húmedo	turbina a vapor	2011
Aes Gener	Nueva ventanas	Ch N°1	CARBÓN	F M	CFB	CFB-caliza	turbina a vapor	2010
CNE	Carbón Maitencillo (central Guacolda 5)	Ch N°1	CARBÓN	P E	SCR	DGC Húmedo	turbina a vapor	2015
CNE	Carbón Pan de Azúcar (tipo guacolda 5)	Ch N°1	CARBÓN	F M	LN	DGC Húmedo	turbina a vapor	2017
CNE	carbón V (Central Energía Mínera)	Ch N°1	CARBÓN	P E	LN-SCR	DGC agua de	turbina a vapor	2013

<sup>10</sup> Manual de costos de control de la contaminación del aire de la EPA, 5ta edición, 2002.

Empresa	Central	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	MP	NOx	SO <sub>2</sub>	Tecnología	Año puesta en marcha
						mar		
Colbún	Santa María	Ch N°1	CARBÓN	P E	LN	DGC	turbina a vapor	2010
Endesa	Bocamina 02	Ch N°1	CARBÓN	F M	LN	DGC	turbina a vapor	2010
Guacolda S.A.	Guacolda 4	Ch N°3	CARBÓN-P	P E	LN-SCR	x	turbina a vapor	2010

Donde:

PE: Precipitador electrostático.

FM: Filtro de mangas.

CFB-IAS: lecho fluidizado inyección de aire seco por etapas.

CFB-caliza: inyección de caliza en lecho fluidizado.

DGC: desulfurizador de gases.

LN: Low NOx

SCR: reducción selectiva catalítica

**Tabla 20: Tecnologías de control de emisiones centrales proyectadas SING.**

Empresa	Central	Identificación Chimenea	Tipo de Combustible	MP	NOx	SO <sub>2</sub>	Tecnología	Año puesta en marcha
Suez Energy Andino S.A.	Central Térmica Hornitos	Ch N°1	CARBÓN-P	P E	x	CFB-caliza	turbina a vapor	2010
Suez Energy Andino S.A.	Central Térmica Andino	Ch N°1	CARBÓN-P	P E	x	CFB-caliza	turbina a vapor	2010
Norgener S.A.	Central termoeléctrica Angamos I	Ch N°1	CARBÓN	P E	x	DGC semi húmedo	turbina a vapor	2011
Norgener S.A.	Central termoeléctrica Angamos II	Ch N°2	CARBÓN	PE	x	DGC semi húmedo	turbina a vapor	2011
CNE	Mejillones I	Ch N°1	CARBÓN	P E	x	DGC agua de mar	turbina a vapor	2015
CNE	Tarapacá I	Ch N°1	CARBÓN	P E	x	DGC agua de mar	turbina a vapor	2017
CNE	Mejillones II	Ch N°2	CARBÓN	P E	x	DGC agua de mar	turbina a vapor	2015
CNE	Tarapacá II	Ch N°2	CARBÓN	P E	x	DGC agua de mar	turbina a vapor	2017
CNE	Tarapacá III	Ch N°3	CARBÓN	P E	x	DGC agua de mar	turbina a vapor	2017

Donde:

PE: Precipitador electrostático.

CFB-IAS: lecho fluidizado inyección de aire seco por etapas.

CFB-caliza: inyección de caliza en lecho fluidizado.

DGC: desulfurizador de gases.

LN: Low NOx

De la figura anterior se puede concluir que la consideración de un aumento en los años de evaluación incrementa significativamente el valor de la aplicación de la norma de emisión en el país, a pesar de tratar de manera constante los costos y beneficios desde el año 2020. La situación anterior se podría ver reflejada frente al supuesto de congelamiento del parque termoeléctrico desde el año 2020.

## ANEXO IV. NORMAS DE EMISIÓN EXTRANJERAS

Normativa para MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>

### Canadá

La norma Canadiense se encuentra contenida en la “*New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation*”, publicada el 4 de enero del año 2003. Esta norma regula la emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, y MP para las nuevas unidades de generación eléctrica que utilizan combustible fósil sin distinguir por tipo de combustible (enfoque neutro).

Los límites establecidos se presentan en la siguiente Tabla, en ella se muestran los valores de emisiones mensuales (720 horas) que no deben superar las centrales.

Tabla 21: Límite de Emisión en Canadá para Centrales Termoeléctricas en (Kg/MWh)<sup>11</sup>

MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
0,095	0,53 - 4,24	0,69

### Argentina

Argentina cuenta con una norma específica para la regulación de las emisiones atmosféricas de las Centrales Termoeléctricas, emitida por la Secretaría de Energía y Minería el año 2001. En ella se regulan las emisiones de MPT (material Particulado total), NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub>.

La siguiente Tabla muestra los valores norma para centrales turbo vapor y turbogas ciclo combinado, diferenciado por combustible y contaminante.

Tabla 22: Límite de Emisión en Centrales Termoeléctricas en Argentina (mg/m<sup>3</sup>N).

Tipo de Instalación	Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP
Centrales Turbo Vapor	líquido	1700	600	140
	gas natural		400	6
	carbón	1700	900	120
Centrales Turbogas y Ciclo Combinado	gas natural		100	6
	líquido		100	20

Esta resolución aplica tanto para centrales existentes como para las nuevas en el caso de la emisión de material particulado y dióxido de azufre. Distinto es el caso de la norma de los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), la cual aplica sólo para las centrales nuevas.

### Brasil

<sup>11</sup> Fuente: New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation.

La Resolución del Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) de 1990, establece los niveles máximos de emisión para procesos de combustión y regula sólo dos contaminantes: SO<sub>2</sub> y Material Particulado Total. Por otro lado, esta norma depende del área en que se emplace la fuente de emisora. La siguiente Tabla, muestra los tipos de áreas y su descripción

**Tabla 23: Regulación por Área de Emplazamiento de la Fuente.**

Tipo de área	Descripción
Clase I	Zonas de Conservación o preservación
Clase II	Nivel de deterioro de la calidad del aire limitado por la norma secundaria
Clase III	Nivel de deterioro de la calidad del aire limitado por la norma primaria

La Tabla a continuación muestra los límites de emisión para Brasil, en ella se observa que los valores normados dependen de la potencia, área de emplazamiento de la fuente, y del tipo de combustible.

**Tabla 24: Límites de emisión en Brasil (g/Gcal).**

Tipo de área	Combustible	MP		SO <sub>2</sub>	
		< 70 MW	>70 MW	<70 MW	>70 MW
Clase I	Cualquiera	120	(*)	2000	(*)
Clase II y III	Petróleo	350	120	5000	2000
	Carbón Mineral	1500	800	5000	2000

(\*): En esta zona no se permiten centrales > 70 MW

Fuente: Resolución 08 Diciembre 1990. CONAMA Brasil

### México

La norma mexicana determina los límites de emisión para aquellas fuentes fijas que utilizan combustible fósiles sólidos, líquidos ó gaseosos, ó una combinación de ellos. Además, la normativa diferencia sus valores dependiendo de la zona donde se instale la central, reconociendo tres tipos de zonas.

- Zona 1.- La zona metropolitana de ciudad de México (ZMCM)
- Zona 2.- Zonas Críticas (ZC)
- Zona 3.- Resto de País (RP)

La Tabla siguiente, muestra un resumen de las normas de emisión por contaminante, zona y tipo de combustible, para aquellas fuentes que utilizan combustibles fósiles con una potencia térmica mayor a 30,5 MW.

**Tabla 25: Límites de Emisión para Centrales Termoeléctricas en México.**

Contaminante	Unidad	Zona	Tipo de Combustible		
			Sólido	Líquido	Gas
MP	mg/m <sup>3</sup>	ZMCM	60	60	-
		ZC	250	250	-
		RP	350	350	-
SO <sub>2</sub>	ppmV	ZMCM	550	550	-
		ZC	1100	1100	-

Contaminante	Unidad	Zona	Tipo de Combustible		
			Sólido	Líquido	Gas
		RP	2200	2200	-
NOx	ppmV	ZMCM	110	110	110
		ZC	110	110	110
		RP	375	375	375

### Japón

Japón regula las emisiones por medio de la Ley N° 97 de 1968, de Control de la Contaminación del Aire, enmendada por medio de la Ley N° 32 de 1996.

Para material particulado y óxidos de nitrógeno (ver Tablas 26 y 27) y, la normativa establece los límites en función del tamaño de la fuente medida en términos de su caudal, y del combustible utilizado.

**Tabla 26: Límites de Emisión para MP, según tipo de combustible.**

Combustible	Caudal de gases de salida (m³N/h)	Norma en área general (mg/m³N)	Norma en área especial (mg/m³N)
Gas	> 40.000	50	30
Líquido o líquido y gas	>200.000	50	40
Carbón	>200.000	100	50
Otros sólidos	>40.000	300	150

Nota 1: Caudales de gases de salida mayores a 200.000 m³/h corresponde aproximadamente a 50 MW de output bruto  
 Nota 2: Las áreas especiales corresponden a las zonas más pobladas como Tokio, Osaka, Yokohama, etc.

**Tabla 27: Límites de Emisión para NOX, según tipo de combustible.**

Combustible	Caudal de gases de salida (m³N/h)	Norma en área general (mg/m³N)
Gas	>500.000	113
	<500.000	188
	> 40.000	
Líquido o líquido y gas	>500.000	244
	<500.000	282
	>10.000	
Carbón	>700.000	376
	<700.000	469
	>40.000	
Otros sólidos	>700.000	376
	<700.000	469
	>40.000	

Para controlar la emisión de SOx Japón utiliza un método que norma en función de la zona en que está ubicada la fuente emisora y la altura de la chimenea. Junto a esto, regula el porcentaje de azufre en el combustible según área, el cual varía entre 0,5 y 1,2%.

### Unión Europea

La normativa para instalaciones de combustión del 23 de octubre del 2001 (denominada Directiva 2001/80/CE), regula las emisiones a la atmósfera producidas por dichas instalaciones. Esta norma establece valores límites para para plantas de combustión con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW térmicos (MWt), independiente del combustible utilizado: sólido, líquido o gaseoso.

La Tabla 28 muestra para las fuentes nuevas, los límites de emisión por tipo de combustible, potencia térmica nominal y contaminante.

**Tabla 28: Límites de Emisión para instalaciones de combustión nuevas Unión Europea (mg/m<sup>3</sup>N)**

Contaminante	Combustible	Potencia Térmica Nominal		
		50 a 100 MWt	100 a 300 MWt	> 300 MWt
SO <sub>2</sub>	Biomasa	200	200	200
	Sólidos	850	200	200
NO <sub>x</sub>	Biomasa	400	300	200
	Sólidos	400	200	200
MP	Todos	50	30	30
SO <sub>2</sub>	Líquidos	850	400 a 200	200
NO <sub>x</sub>		400	200	200
MP		50	30	30
SO <sub>2</sub>	Gaseosos en general	35		
	Gas licuado	5		
	Gases de bajo valor calorífico procedentes de hornos de coque	400		
	Gases de bajo valor calorífico procedentes de altos hornos	200		
NO <sub>x</sub>	Gas Natural	150		
	Otros Gases	200		
MP	Gaseosos en general	5		
	Gases de altos hornos	10		
	Gases de la industria del acero	30		

Las siguientes Tablas muestran los límites de emisión para las fuentes existentes de la Comunidad Europea, para el SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, y MP, respectivamente.

**Tabla 29: Límites de Emisión para SO<sub>2</sub> instalaciones de combustión existentes Unión Europea (mg/m<sup>3</sup>N)**

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m <sup>3</sup> ]
Sólido 50 – 100 MW <sub>t</sub> 100 – 500 MW <sub>t</sub> > 500 MW <sub>t</sub>	2000 2400 – 4*MW <sub>t</sub> 400
Líquido 50 – 300 MW <sub>t</sub> 300 – 500 MW <sub>t</sub> > 500 MW <sub>t</sub>	1700 3650 – 6.5*MW <sub>t</sub> 400
Gaseoso En general Gas licuado Gases de bajo valor calorífico Gasificación del carbón	35 5 800 350

**Tabla 30: Límites de Emisión para NO<sub>x</sub> instalaciones de combustión existentes Unión Europea (mg/m<sup>3</sup>N)**

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m <sup>3</sup> ]
Sólido 50 – 500 MW <sub>t</sub> >500 MW <sub>t</sub> A partir del 1 de enero de 2016 50 – 500 MW <sub>t</sub> > 500 MW <sub>t</sub>	600 500 600 200
Líquido 50 – 500 MW <sub>t</sub> > 500 MW <sub>t</sub>	450 400
Gaseoso 50 – 500 MW <sub>t</sub> > 500 MW <sub>t</sub>	300 200

**Tabla 31: Límites de Emisión para MP instalaciones de combustión existentes Unión Europea (mg/m<sup>3</sup>N)**

Tipo de combustible	Límite de emisión [mg/m <sup>3</sup> ]
Sólido 50 – 500 MW <sub>t</sub> >500 MW <sub>t</sub>	100 50
Líquido	50

Gaseoso	5 En general 10 Para altos hornos 50 Industria siderúrgica
---------	--

### Suiza

La Ordenanza sobre el Control de la Contaminación del Aire del 16 de Diciembre de 1985 (actualizada el 28 de marzo del 2000), es una regulación altamente detallada. Las Tablas 32 a la 35, muestran los límites de emisión para instalaciones de combustión.

**Tabla 32: Límite de Emisión para instalaciones de combustión que utilizan gas.**

Contaminante	Condición	Unidad	Valor
SO <sub>2</sub>		mg/m <sup>3</sup> N	250
NOx	Input de calor sobre 350 KW	mg/m <sup>3</sup> N	80-110

**Tabla 33: Límite de Emisión para instalaciones de combustión que utilizan Fuel Oil extra light.**

Contaminante	Condición	Unidad	Valor
SO <sub>2</sub>		mg/m <sup>3</sup> N	250
NOx	Input de calor sobre 350 KW	mg/m <sup>3</sup> N	120-150

**Tabla 34: Límite de Emisión para instalaciones de combustión con input de calor sobre 100 MW que utilizan Fuel Oil mediano y pesado.**

Contaminante	Unidad	Valor
Partículas de polvo totales	mg/m <sup>3</sup> N	50
SO <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup> N	400
NOx	mg/m <sup>3</sup> N	150

**Tabla 35: Límite de Emisión para instalaciones de combustión con input de calor sobre 100 MW que utilizan carbón, aglomerado de carbón y petcoke.**

Contaminante	Unidad	Valor
MP	mg/m <sup>3</sup> N	50
SO <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup> N	400

### Banco Mundial

El Banco Mundial ha desarrollado directrices que establecen valores guías de emisión de contaminantes, para plantas térmicas de generación eléctrica nuevas, que se instalarán en países en vías de desarrollo. El cumplimiento de dichas guías forma parte de los requisitos para obtener el financiamiento. La primera guía fue emitida en julio de 1998, y a fines del 2008 se entrega la versión actualizada.

Los límites de emisión establecidos por el Banco Mundial, obedecen a valores que consideran buenas prácticas de operación y el uso de control secundario cuya tecnología es probada y disponible en países en vías de desarrollo. Dado que al Banco Mundial le interesa no sólo proteger el medioambiente, sino también la viabilidad económica de las termoeléctricas, al establecer los valores límites de emisión, ha primado el que la inversión y costo de operación de los sistemas de control de emisiones no pongan en riesgo económico a la unidad que están financiando. Por tanto en la determinación de sus valores límites, no se ha incluido en forma explícita una evaluación de los beneficios ambientales y sociales.

La guía del Banco Mundial establece valores límites de emisión dependiendo de la tecnología (motor, caldera, turbina), del área dónde se instalará la central termoeléctrica (degradada o no ambientalmente), y del tipo de combustible utilizado. La siguiente Tabla muestra los niveles guías de emisiones para cada contaminante y tipo de combustible, es importante mencionar que estos límites son exigibles para aquellas plantas cuya potencia térmica es mayor o igual a 50 MWt.

**Tabla 36: Límites de Emisión Banco Mundial (mg/m<sup>3</sup>N)**

Combustible	MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Gas Natural			240
Otros Gases	30 <sup>a</sup> - 50	400	240
Líquido (Plantas >50 MWt o <600 MWt)	30 <sup>a</sup> - 50	900 <sup>a</sup> -1500	400
Líquido (Plantas >/=600 MWt)	30 <sup>a</sup> - 50	200 <sup>a</sup> -850	400
Sólido (Plantas >50 MWt o <600 MWt)	30 <sup>a</sup> - 50	900 <sup>a</sup> -1500	510
Sólido (Plantas >/=600 MWt)	30 <sup>a</sup> - 50	200 <sup>a</sup> -850	510

a: Área degradada, es decir, excede norma de calidad del aire, o las Guías de la OMS.

### Otros Tipos de Regulación

Existen países que han adoptado otros mecanismos para controlar sus emisiones de centrales termoeléctricas, diferentes a una norma de emisión típica.

1. **Australia:** este país no cuenta con una norma de emisión para Centrales Termoeléctricas a nivel nacional, por lo tanto cada estado desarrolla su propia norma. Por ejemplo, en el estado donde se encuentra Sydney, las empresas tienen que pagar un impuesto en base al total anual de emisiones.
2. **Nueva Zelanda:** este país no posee normas de emisión para Centrales Termoeléctricas. Por lo tanto, desde el año 1991 se rige por el "Resource Management Act", a través del cual las empresas deben cumplir con límites de calidad para distintos contaminantes sometiendo las emisiones de sus proyectos a una modelación que permita determinar la concentración máxima a nivel del suelo.

### Normativa de Metales

El año 2005, la USEPA emite la primera ley que regula la emisión de mercurio para plantas termoeléctricas que utilizan carbón como combustible. La norma establece un nivel máximo de emisión para fuentes nuevas basado en la energía generada (output-based standard), y emisiones transables para las fuentes antiguas (cap and trade). Al aplicar la norma de emisión, la USEPA espera una reducción del 40% de las emisiones actuales de mercurio al año 2010, y de una reducción de 70% al año 2018. La USEPA estima que los sistemas de control para el material particulado, dióxido de azufre, y óxidos de nitrógeno, también serán efectivos en remover parte del mercurio (co-beneficio). A fin de evaluar el progreso en la reducción de mercurio, la norma establece la obligación de realizar mediciones continuas de mercurio usando monitoreo continuo de emisiones (CEM).

La norma de emisión de mercurio aplica a aquellas unidades generadoras de electricidad que utilicen combustible fósil, y cuya potencia térmica sea mayor a 73 MWt. La Tabla 37 resume la norma de emisión, la cual depende del combustible utilizado.


**Tabla 37: Norma de emisión para Mercurio (Hg).**

Norma de Emisión	Combustible
0,0025 ng/J (20x10 <sup>-6</sup> lb/MWh)	Carbón bituminoso
0,0083 ng/J (66x10 <sup>-6</sup> lb/MWh)	Carbón subbituminoso
0,0221 ng/J (175x10 <sup>-6</sup> lb/MWh)	Lignita
0,0020 ng/J (16x10 <sup>-6</sup> lb/MWh)	Petcoke
Promedio ponderado por MWh-combustible utilizado	Mezcla

Suiza y Alemania poseen norma de emisión de Hg, Ni y V, expresadas en términos de concentraciones (mg/m<sup>3</sup>N). La Tabla 38 resume los valores de norma expresados en mg/m<sup>3</sup>N. Alemania regula el Hg para centrales termoeléctricas cuya potencia térmica es mayor a 50 MWt, y sólo para combustibles sólidos.

**Tabla 38: Normas de emisión de Ni y V en mg/m<sup>3</sup>N**

País	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Suiza	0,2	1	5
Alemania	0,03	0,5	1



## ANEXO V. COSTOS DE EQUIPOS DE ABATIMIENTO POR ESCENARIOS

En este anexo se presenta el detalle para cada unidad generadora por chimenea, de costos de inversión, costos fijos anuales y costos variables no combustibles para cada uno de los 3 escenarios y 3 combinaciones de norma de emisiones presentada.

**Tabla 39: Inversión total en equipos de abatimiento por central, escenarios 1 y 2 (Millones de US\$).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIME NEA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión (Millones de US\$)								
				Escenario 1				Escenario 2				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	5.62	3.50	9.12	-	5.62	3.50	9.12	-
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	1.34	-	21.30	22.64	1.85	-	21.30	23.15	-
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	1.34	-	21.30	22.64	1.85	-	21.30	23.15	-
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	-	5.64	15.14	20.78	0.39	15.42	15.14	30.95	-
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	-	-	-	-	0.63	21.88	-	22.51	-
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	3.04	-	-	3.04	-
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIME NEA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]								
				Escenario 1				Escenario 2				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	18.02	18.02	-	-	24.03	24.03	-
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	-	28.06	-	28.06	7.39	28.79	43.44	79.62	-
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	-	-	-	-	24.19	55.82	80.00	-
Nehuenco_9BGA S	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	4.72	17.39	-	22.11	4.72	17.88	15.14	37.74	-
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	0.33	6.13	17.19	23.65	0.88	6.13	17.19	24.20	-
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	0.34	6.27	17.79	24.40	0.90	6.27	17.79	24.95	-
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	-	16.14	16.14	-	5.89	16.14	22.03	-
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	-	3.33	3.33	-	4.94	3.33	8.27	-
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	-	3.00	3.00	-	4.60	3.00	7.61	-
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	-	-	4.02	4.02	2.62	-	4.02	6.64	-
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	-	-	4.02	4.02	2.62	-	4.02	6.64	-
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	-	-	4.02	4.02	2.62	-	4.02	6.64	-
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	-	3.33	3.33	-	5.30	4.44	9.73	-
CTTAR	CH. N°1	C	158	0.98	-	19.93	20.91	1.28	6.75	19.93	27.96	-
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	0.49	11.12	47.77	59.39	4.45	36.68	47.77	88.91	-
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch.N°3	FO	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-



002139

**KAS**  
INGENIERIA

Nombre unidad CDEC	ID CHIME NEA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
				2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72
U11	Ch.Nº4	FO	37.5	2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72
TG1	Ch.Nº5	D	24.698	-	-	-	-	-	5.70	3.46	9.16
TG2	Ch.Nº6	D	24.931	-	-	-	-	-	5.74	3.49	9.23
U12 y U13	Ch.Nº1	C	170.6	3.60	-	21.52	25.12	4.55	-	21.52	26.07
U14 y U15	Ch.Nº2	C	268.4	4.08	-	33.85	37.94	4.85	-	33.85	38.71
U16	Ch.Nº8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.Nº8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch.Nº7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch.Nº7	D	37.5	-	-	-	-	-	6.37	5.26	11.62
Renca Unidad 1	Ch. Nº 1	D	50	-	-	-	-	-	3.20	-	3.20
Renca Unidad 2	Ch. Nº 2	D	50	-	-	-	-	-	3.20	-	3.20
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. Nº 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. Nº 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	D	46.7	-	-	-	-	-	6.76	6.54	13.30
Laguna Verde	ch.1	C	53	2.57	3.32	6.68	12.58	2.57	6.51	6.68	15.77
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	5.64	-	5.64	-	5.75	-	5.75
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	-	2.66	2.66	-	5.39	2.66	8.05
Termochile	ch.1	D	60	-	-	8.41	8.41	-	8.70	8.41	17.11
Los Pinos	Ch. Nº 1	D	97	-	-	-	-	-	-	13.59	13.59
campiche	CH. Nº1	C	270	-	-	-	-	-	4.47	-	4.47
Santa Maria I	Ch Nº1	C	350	-	4.73	-	4.73	-	5.25	-	5.25
Bocamina 02	Ch Nº1	C	350	-	4.94	-	4.94	0.96	25.30	-	26.26
Nueva ventanas	Chº1	C	250	-	-	-	-	-	-	31.53	31.53
Tierra Amarilla	Ch. Nº 1	D	153	-	-	-	-	-	-	21.44	21.44
Guacolda 3	Ch. Nº 2	C-P	152	-	-	-	-	-	4.49	-	4.49
Guacolda 4	Ch. Nº 3	C-P	152	-	-	21.30	21.30	0.08	-	21.30	21.38
Santa Lidia C08U01G010	Ch. Nº 1	D	139	-	-	-	-	-	16.22	19.48	35.70
EMELDA	chº1	FO	36	2.86	6.77	5.05	14.68	2.86	6.77	6.73	16.36
EMELDA	chº2	FO	36	2.86	6.77	5.05	14.68	2.86	6.77	6.73	16.36
CAMPU4	Ch. Nº 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	chº1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	chº1	D	30	-	-	-	-	-	-	-	-
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre unidad CDEC	ID CHIME NEA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]								
				Escenario 1				Escenario 2				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	0.48	-	21.02	21.50	0.91	2.83	21.02	24.76	
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	0.48	-	21.02	21.50	0.91	2.83	21.02	24.76	
ANGAMOS I	ch.1	C	300	-	5.66	-	5.66	0.27	5.66	-	5.92	
ANGAMOS II	ch.2	C	300	-	5.66	-	5.66	0.27	5.66	-	5.92	
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-	
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-	
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	

**Tabla 40: Inversión total en equipos de abatimiento por central, escenarios 3 y combinación 1 (Millones de US\$).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-



02140

**KAS**  
INGENIERIA

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]								
				Escenario 3				Comb 1				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	5.62	4.67	10.29	-	5.62	4.67	10.29	-
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	2.06	6.58	21.30	29.94	1.85	6.58	21.30	29.74	-
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	2.06	6.58	21.30	29.94	1.85	6.58	21.30	29.74	-
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	5.88	-	5.88	-	5.88	-	5.88	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	0.55	15.54	15.14	31.22	0.39	15.54	15.14	31.06	-
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	0.88	21.88	-	22.76	0.63	21.88	-	22.51	-
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	3.04	-	-	3.04	3.04	-	-	3.04	-
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	15.34	24.03	39.37	-	15.34	24.03	39.37	-
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	7.39	28.89	43.44	79.72	7.39	28.89	43.44	79.72	-
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	8.63	24.19	55.82	88.63	-	24.19	55.82	80.00	-
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	4.72	18.00	15.14	37.86	4.72	18.00	15.14	37.86	-
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	1.09	15.74	17.19	34.02	0.88	15.74	17.19	33.81	-
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	1.12	16.02	17.79	34.93	0.90	16.02	17.79	34.71	-
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	0.32	14.27	16.14	30.73	-	14.27	16.14	30.41	-
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	4.94	4.44	9.38	-	4.94	4.44	9.38	-
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	4.60	4.00	8.61	-	4.60	4.00	8.61	-
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	2.62	5.20	4.02	11.83	2.62	5.20	4.02	11.83	-
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	2.62	5.20	4.02	11.83	2.62	5.20	4.02	11.83	-
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	2.62	5.20	4.02	11.83	2.62	5.20	4.02	11.83	-
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]								
				Escenario 3				Comb 1				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	5.30	4.44	9.73	-	5.30	4.44	9.73	
CTTAR	CH. N°1	C	158	1.40	17.07	19.93	38.40	1.28	17.07	19.93	38.28	
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTMI y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	5.96	37.04	47.77	90.77	4.45	37.04	47.77	89.27	
CTMI FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	
U10	Ch.N°3	FO	37.5	2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72	
U11	Ch.N°4	FO	37.5	2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72	
TG1	Ch.N°5	D	24.698	-	5.70	3.46	9.16	-	5.70	3.46	9.16	
TG2	Ch.N°6	D	24.931	-	5.74	3.49	9.23	-	5.74	3.49	9.23	
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	4.92	7.09	21.52	33.54	4.55	7.09	21.52	33.16	
U14 y U15	Ch.N°2	C	268.4	5.16	9.52	33.85	48.53	4.85	9.52	33.85	48.23	
U16	Ch.N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-	
U16 D	Ch.N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG3	Ch.N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG3 D	Ch.N°7	D	37.5	-	6.37	5.26	11.62	-	6.37	5.26	11.62	
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	3.12	3.20	-	6.32	-	3.20	-	3.20	
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	3.12	3.20	-	6.32	-	3.20	-	3.20	
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-	
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-	
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-	
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	6.76	6.54	13.30	-	6.76	6.54	13.30	
Laguna Verde	ch.1	C	53	2.57	6.51	6.68	15.77	2.57	6.51	6.68	15.77	
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	5.77	-	5.77	-	5.77	-	5.77	
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	5.39	3.55	8.94	-	5.39	3.55	8.94	
Termochile	ch.1	D	60	-	8.70	11.21	19.91	-	8.70	11.21	19.91	
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	13.59	13.59	-	-	13.59	13.59	
campiche	CH. N°1	C	270	0.70	20.91	-	21.61	-	20.91	-	20.91	



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Santa María I	Ch N°1	C	350	0.42	23.27	-	23.69	-	23.27	-	23.27
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	0.96	25.30	16.35	42.61	0.96	25.30	16.35	42.61
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	0.89	9.09	31.53	41.51	-	9.09	31.53	40.63
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	15.87	21.44	37.31	-	15.87	21.44	37.31
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	0.22	15.99	-	16.22	-	15.99	-	15.99
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	0.19	-	21.30	21.50	0.08	-	21.30	21.38
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	16.22	19.48	35.70	-	16.22	19.48	35.70
EMELDA	ch°1	FO	36	2.86	6.93	6.73	16.51	2.86	6.93	6.73	16.51
EMELDA	ch°2	FO	36	2.86	6.93	6.73	16.51	2.86	6.93	6.73	16.51
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	4.76	-	4.76	-	4.76	-	4.76
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azúcar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	1.08	9.82	21.02	31.92	0.91	9.82	21.02	31.75
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	1.08	9.82	21.02	31.92	0.91	9.82	21.02	31.75
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	0.42	24.74	-	25.16	0.27	24.74	-	25.01
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	0.42	24.74	-	25.16	0.27	24.74	-	25.01
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	4.71	-	4.71	-	4.71	-	4.71
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	3.77	-	3.77	-	3.77	-	3.77
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	4.71	-	4.71	-	4.71	-	4.71
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	3.77	-	3.77	-	3.77	-	3.77
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	3.77	-	3.77	-	3.77	-	3.77

**Tabla 41: Inversión total en equipos de abatimiento por central, combinación 2 y 3 (Millones de US\$).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]								
				Comb 2				Comb 3				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	5.62	3.50	9.12	-	5.62	4.67	10.29	
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	1.85	-	21.30	23.15	1.85	6.58	21.30	29.74	
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	1.85	-	21.30	23.15	1.85	6.58	21.30	29.74	
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	5.88	-	5.88	
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	0.39	15.42	15.14	30.95	0.39	15.54	15.14	31.06	
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	0.63	21.88	-	22.51	0.63	21.88	-	22.51	
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	3.04	-	-	3.04	3.04	-	-	3.04	
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	24.03	24.03	-	15.34	24.03	39.37	
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	7.39	28.79	43.44	79.62	7.39	28.89	43.44	79.72	
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	8.63	24.19	55.82	88.63	8.63	24.19	55.82	88.63	
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	4.72	17.88	15.14	37.74	4.72	18.00	15.14	37.86	
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	0.88	6.13	17.19	24.20	0.88	15.74	17.19	33.81	



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	0.90	6.27	17.79	24.95	0.90	16.02	17.79	34.71
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	5.89	16.14	22.03	-	14.27	16.14	30.41
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	4.94	3.33	8.27	-	4.94	4.44	9.38
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	4.60	3.00	7.61	-	4.60	4.00	8.61
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	2.62	-	4.02	6.64	2.62	5.20	4.02	11.83
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	2.62	-	4.02	6.64	2.62	5.20	4.02	11.83
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	2.62	-	4.02	6.64	2.62	5.20	4.02	11.83
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	5.30	4.44	9.73	-	5.30	4.44	9.73
CITAR	CH. N°1	C	158	1.28	6.75	19.93	27.96	1.28	17.07	19.93	38.28
CITAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	4.45	36.68	47.77	88.91	4.45	37.04	47.77	89.27
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch.N°3	FO	37.5	2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72
U11	Ch.N°4	FO	37.5	2.89	6.82	7.01	16.72	2.89	6.82	7.01	16.72
TG1	Ch.N°5	D	24.698	-	5.70	3.46	9.16	-	5.70	3.46	9.16
TG2	Ch.N°6	D	24.931	-	5.74	3.49	9.23	-	5.74	3.49	9.23
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	4.55	-	21.52	26.07	4.55	7.09	21.52	33.16
U14 y U15	Ch.N°2	C	268.4	4.85	-	33.85	38.71	4.85	9.52	33.85	48.23
U16	Ch.N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch.N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch.N°7	D	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
				-	6.37	5.26	11.62	-	6.37	5.26	11.62
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	3.12	3.20	-	6.32	3.12	3.20	-	6.32
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	3.12	3.20	-	6.32	3.12	3.20	-	6.32
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	6.76	6.54	13.30	-	6.76	6.54	13.30
Laguna Verde	ch.1	C	53	2.57	6.51	6.68	15.77	2.57	6.51	6.68	15.77
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	5.75	-	5.75	-	5.77	-	5.77
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	5.39	2.66	8.05	-	5.39	3.55	8.94
Termochile	ch.1	D	60	-	8.70	8.41	17.11	-	8.70	11.21	19.91
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	13.59	13.59	-	-	13.59	13.59
campiche	CH. N°1	C	270	-	4.47	-	4.47	-	20.91	-	20.91
Santa Maria 1	Ch N°1	C	350	-	5.25	-	5.25	-	23.27	-	23.27
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	0.96	25.30	-	26.26	0.96	25.30	16.35	42.61
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	-	31.53	31.53	-	9.09	31.53	40.63
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	-	21.44	21.44	-	15.87	21.44	37.31
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	4.49	-	4.49	-	15.99	-	15.99
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	0.08	-	21.30	21.38	0.08	-	21.30	21.38
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	16.22	19.48	35.70	-	16.22	19.48	35.70
EMELDA	ch°1	FO	36	2.86	6.77	6.73	16.36	2.86	6.93	6.73	16.51
EMELDA	ch°2	FO	36	2.86	6.77	6.73	16.36	2.86	6.93	6.73	16.51
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	-	-	-	-	4.76	-	4.76
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	0.91	2.83	21.02	24.76	0.91	9.82	21.02	31.75
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	0.91	2.83	21.02	24.76	0.91	9.82	21.02	31.75
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	0.27	5.66	-	5.92	0.27	24.74	-	25.01
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	0.27	5.66	-	5.92	0.27	24.74	-	25.01

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Inversión [Millones de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	4.71	-	4.71
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	3.77	-	3.77
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	4.71	-	4.71
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	3.77	-	3.77
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	3.77	-	3.77

**Tabla 42: Costos fijos en equipos de abatimiento por central, escenario 1 y 2 (Miles de US\$).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	9	66	75	-	9	66	75
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	4	-	399	403	5	-	399	404
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	4	-	399	403	5	-	399	404
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	-	126	179	306	1	240	179	421



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos (Miles de US\$)							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	-	-	-	-	2	368	-	370
Antihue 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	33	-	-	33
Antihue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	338	338	-	-	506	506
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	-	363	-	363	41	383	815	1,238
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	-	-	-	-	239	1,047	1,285
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	37	44	-	81	37	47	284	367
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	1	137	204	342	2	137	204	343
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	1	140	211	352	2	140	211	354
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	-	191	191	-	132	191	323
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	-	62	62	-	8	62	70
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	-	56	56	-	7	56	64
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	-	-	85	85	32	-	85	116
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	-	-	85	85	32	-	85	116
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	-	-	85	85	32	-	85	116
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	-	62	62	-	9	93	102
CTTAR	CH. N°1	C	158	3	-	236	239	4	151	236	391



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]								
				Escenario 1				Escenario 2				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
CTTAR	Ch. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	1	249	896	1,146	12	779	896	1,687	
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch.N°3	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191	
U11	Ch.N°4	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191	
TG1	Ch.N°5	D	24.698	-	-	-	-	-	9	65	74	
TG2	Ch.N°6	D	24.931	-	-	-	-	-	9	66	75	
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	10	-	255	265	13	-	255	268	
U14 y U15	Ch.N°2	C	268.4	11	-	401	412	13	-	401	415	
U16	Ch.N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch.N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch.N°7	D	37.5	-	-	-	-	-	11	99	109	
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	-	72	-	72	
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	72	-	72	
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	-	-	-	-	12	123	134	
Laguna Verde	ch.1	C	53	123	74	79	277	123	78	79	280	
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	11	-	11	-	11	-	11	
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	-	50	50	-	9	50	59	
Termochile	ch.1	D	60	-	-	158	158	-	16	158	173	
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	-	-	-	-	255	255	
campiche	CH. N°1	C	270	-	-	-	-	-	13	-	13	
Santa Maria 1	Ch N°1	C	350	-	13	-	13	-	15	-	15	
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	-	14	-	14	575	580	-	1,155	
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	-	-	-	-	-	374	374	
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	-	-	-	-	-	402	402	
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	-	-	-	-	13	-	13	
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	-	-	399	399	0	-	399	400	
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	-	-	-	-	35	365	400	

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
EMELDA	ch°1	FO	36	32	12	95	139	32	12	142	186
EMELDA	ch°2	FO	36	32	12	95	139	32	12	142	186
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	-	-	-	-	-	-	-
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	2	-	394	396	3	63	394	461
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	2	-	394	396	3	63	394	461
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	-	127	-	127	1	127	-	128
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	-	127	-	127	1	127	-	128
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-

**Tabla 43: Costos fijos en equipos de abatimiento por central, escenario 3 y combinación (Miles de US\$).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]								
				Escenario 3				Comb 1				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	9	98	108	-	9	98	108	-
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	6	147	399	552	5	147	399	552	-
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	6	147	399	552	5	147	399	552	-
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	10	-	10	-	10	-	10	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	2	248	179	429	1	248	179	428	-
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	2	368	-	371	2	368	-	370	-
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	33	-	-	33	33	-	-	33	-
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	32	506	538	-	32	506	538	-
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	41	387	815	1,242	41	387	815	1,242	-
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	43	239	1,047	1,329	-	239	1,047	1,285	-
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	37	48	284	368	37	48	284	368	-
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	3	239	204	445	2	239	204	445	-
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	3	244	211	458	2	244	211	458	-
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	162	203	191	556	-	203	191	395	-
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	8	93	101	-	8	93	101	-
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	7	84	91	-	7	84	91	-
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	32	8	85	125	32	8	85	125	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]								
				Escenario 3				Comb 1				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	32	8	85	125	32	8	85	125	
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	32	8	85	125	32	8	85	125	
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	9	93	102	-	9	93	102	
CTTAR	CH. N°1	C	158	4	262	236	502	4	262	236	502	
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	16	802	896	1,714	12	802	896	1,710	
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	
U10	Ch. N°3	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191	
U11	Ch. N°4	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191	
TG1	Ch. N°5	D	24.698	-	9	65	74	-	9	65	74	
TG2	Ch. N°6	D	24.931	-	9	66	75	-	9	66	75	
U12 y U13	Ch. N°1	C	170.6	14	159	255	427	13	159	255	426	
U14 y U15	Ch. N°2	C	268.4	14	213	401	629	13	213	401	628	
U16	Ch. N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-	
U16 D	Ch. N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG3	Ch. N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG3 D	Ch. N°7	D	37.5	-	11	99	109	-	11	99	109	
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	33	72	-	104	-	72	-	72	
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	33	72	-	104	-	72	-	72	
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-	
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-	
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-	



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	12	123	134	-	12	123	134
Laguna Verde	ch.1	C	53	123	78	79	280	123	78	79	280
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	11	-	11	-	11	-	11
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	9	75	83	-	9	75	83
Termochile	ch.1	D	60	-	16	236	252	-	16	236	252
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	255	255	-	-	255	255
campiche	CH. N°1	C	270	417	427	-	844	-	427	-	427
Santa Maria 1	Ch N°1	C	350	1	509	-	510	-	509	-	509
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	575	580	457	1,612	575	580	457	1,612
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	454	204	374	1,032	-	204	374	577
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	36	402	438	-	36	402	438
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	1	258	-	258	-	258	-	258
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	1	-	399	400	0	-	399	400
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	35	365	400	-	35	365	400
EMELDA	ch°1	FO	36	32	13	142	186	32	13	142	186
EMELDA	ch°2	FO	36	32	13	142	186	32	13	142	186
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	7	-	7	-	7	-	7
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	4	203	394	601	3	203	394	600
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	4	203	394	601	3	203	394	600
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	1	486	-	487	1	486	-	487
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	1	486	-	487	1	486	-	487
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	106	-	106	-	106	-	106
TARAPACA I	ch.1	C	200	-	84	-	84	-	84	-	84
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	106	-	106	-	106	-	106
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	84	-	84	-	84	-	84
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	84	-	84	-	84	-	84

Tabla 44: Costos fijos en equipos de abatimiento por central, combinación 2 y 3 (Miles de US\$).

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]								
				Comb 2				Comb 3				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	9	66	75	-	9	98	108	
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	5	-	399	404	5	147	399	552	
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	5	-	399	404	5	147	399	552	
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	10	-	10	
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	1	240	179	421	1	248	179	428	
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	2	368	-	370	2	368	-	370	
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	33	-	-	33	33	-	-	33	
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	506	506	-	32	506	538	
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	41	383	815	1,238	41	387	815	1,242	
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	43	239	1,047	1,329	43	239	1,047	1,329
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	37	47	284	367	37	48	284	368
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	2	137	204	343	2	239	204	445
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	2	140	211	354	2	244	211	458
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	132	191	323	-	203	191	395
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	8	62	70	-	8	93	101
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	7	56	64	-	7	84	91
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	32	-	85	116	32	8	85	125
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	32	-	85	116	32	8	85	125
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	32	-	85	116	32	8	85	125
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	9	93	102	-	9	93	102
CTTAR	CH. N°1	C	158	4	151	236	391	4	262	236	502
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	12	779	896	1,687	12	802	896	1,710
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch.N°3	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191
U11	Ch.N°4	FO	37.5	32	12	148	191	32	12	148	191
TG1	Ch.N°5	D	24.698	-	9	65	74	-	9	65	74
TG2	Ch.N°6	D	24.931	-	9	66	75	-	9	66	75
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	13	-	255	268	13	159	255	426



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
U14 y U15	Ch.Nº2	C	268.4	13	-	401	415	13	213	401	628
U16	Ch.Nº8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.Nº8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch.Nº7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch.Nº7	D	37.5	-	11	99	109	-	11	99	109
Renca Unidad 1	Ch. Nº 1	D	50	33	72	-	104	33	72	-	104
Renca Unidad 2	Ch. Nº 2	D	50	33	72	-	104	33	72	-	104
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. Nº 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. Nº 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	D	46.7	-	12	123	134	-	12	123	134
Laguna Verde	ch.1	C	53	123	78	79	280	123	78	79	280
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	11	-	11	-	11	-	11
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	9	50	59	-	9	75	83
Termochile	ch.1	D	60	-	16	158	173	-	16	236	252
Los Pinos	Ch. Nº 1	D	97	-	-	255	255	-	-	255	255
campiche	CH. Nº1	C	270	-	13	-	13	-	427	-	427
Santa Maria 1	Ch Nº1	C	350	-	15	-	15	-	509	-	509
Bocamina 02	Ch Nº1	C	350	575	580	-	1,155	575	580	457	1,612
Nueva ventanas	Chº1	C	250	-	-	374	374	-	204	374	577
Tierra Amarilla	Ch. Nº 1	D	153	-	-	402	402	-	36	402	438
Guacolda 3	Ch. Nº 2	C-P	152	-	13	-	13	-	258	-	258
Guacolda 4	Ch. Nº 3	C-P	152	0	-	399	400	0	-	399	400
Santa Lidia C08U01G010	Ch. Nº 1	D	139	-	35	365	400	-	35	365	400
EMELDA	chº1	FO	36	32	12	142	186	32	13	142	186
EMELDA	chº2	FO	36	32	12	142	186	32	13	142	186
CAMPU4	Ch. Nº 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	chº1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	chº1	D	30	-	-	-	-	-	7	-	7
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Fijos [Miles de US\$]								
				Comb 2				Comb 3				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	3	63	394	461	3	203	394	600	
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	3	63	394	461	3	203	394	600	
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	1	127	-	128	1	486	-	487	
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	1	127	-	128	1	486	-	487	
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	106	-	106	
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	84	-	84	
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	106	-	106	
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	84	-	84	
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	84	-	84	

**Tabla 45: Costos variables no combustibles en equipos de abatimiento por central, escenario 1 y 2 (US\$/MWh).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables No Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	1.46	1.08	2.54	-	1.46	2.20	3.66



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combu stible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables No Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	0.07	-	1.27	1.35	0.07	-	2.51	2.58
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	0.07	-	1.27	1.35	0.07	-	2.51	2.58
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	-	-	0.54	0.54	0.81	2.52	0.54	3.87
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	-	-	-	-	0.77	1.48	-	2.26
Antihue 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	0.42	-	-	0.42
Antihue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	2.64	2.64	-	-	2.55	2.55
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	-	4.20	-	4.20	0.36	4.27	1.08	5.71
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	-	-	-	-	0.78	1.23	2.01
Nehuenco_9BG AS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	0.74	5.35	-	6.09	0.74	5.43	1.08	7.25
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	0.11	-	0.54	0.65	0.11	-	0.54	0.65
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	0.09	-	0.54	0.63	0.09	-	0.54	0.63
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	-	0.54	0.54	-	-	0.54	0.54
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	-	1.11	1.11	-	1.02	2.78	3.80
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	-	1.11	1.11	-	1.02	2.78	3.80
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	-	-	2.34	2.34	0.62	-	2.78	3.40
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	-	-	2.34	2.34	0.62	-	2.78	3.40
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	-	-	2.34	2.34	0.62	-	2.78	3.40
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combu stible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables No Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	-	1.91	1.91	-	1.04	2.20	3.24
CTTAR	CH. N°1	C	158	0.13	-	0.54	0.67	0.13	-	0.54	0.67
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	0.06	-	1.08	1.14	0.06	2.70	2.42	5.18
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch. N°3	FO	37.5	0.62	1.43	2.33	4.38	0.62	1.43	2.78	4.83
U11	Ch. N°4	FO	37.5	0.62	1.43	2.33	4.38	0.62	1.43	2.78	4.83
TG1	Ch. N°5	D	24.698	-	-	-	-	-	1.23	1.08	2.31
TG2	Ch. N°6	D	24.931	-	-	-	-	-	1.23	1.08	2.31
U12 y U13	Ch. N°1	C	170.6	0.35	-	0.54	0.90	0.35	-	0.54	0.90
U14 y U15	Ch. N°2	C	268.4	0.08	-	0.54	0.62	0.08	-	0.54	0.62
U16	Ch. N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch. N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch. N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch. N°7	D	37.5	-	-	-	-	-	0.85	1.08	1.93
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	-	-	-	-	0.92	1.08	2.00
Laguna Verde	ch.1	C	53	0.73	-	0.54	1.28	0.73	2.05	0.54	3.33
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	6.31	-	6.31	-	6.37	-	6.37
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	-	1.08	1.08	-	1.02	2.71	3.72
Termochile	ch.1	D	60	-	-	1.08	1.08	-	0.84	2.71	3.54
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	-	-	-	-	1.08	1.08
campiche	CH. N°1	C	270	-	-	-	-	-	0.20	0.13	0.34
Santa Maria I	Ch N°1	C	350	-	0.24	-	0.24	-	0.34	-	0.34
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	-	0.35	-	0.35	0.63	1.92	-	2.56

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables No Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 1				Escenario 2			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	-	-	-	-	-	0.54	0.54
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	-	-	-	-	-	1.08	1.08
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	-	-	-	-	0.24	-	0.24
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	-	-	1.08	1.08	0.82	-	1.83	2.64
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	-	-	-	-	1.10	1.08	2.18
EMELDA	ch°1	FO	36	0.50	2.00	2.40	4.89	0.50	2.00	2.44	4.93
EMELDA	ch°2	FO	36	0.50	2.00	2.40	4.89	0.50	2.00	2.44	4.93
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	-	-	-	-	-	-	-
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Cielo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	0.32	-	1.08	1.40	0.32	-	1.51	1.83
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	0.32	-	1.08	1.40	0.32	-	1.51	1.83
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	-	-	-	-	0.55	-	-	0.55
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	-	-	-	-	0.55	-	-	0.55
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACÁ I MEJILLONES II	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-

**Tabla 46: Costos variables no combustibles en equipos de abatimiento por central, escenario 3 y combinación 1 (US\$/MWh).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combust ible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]								
				Escenario 3				Comb 1				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	1.46	2.27	3.73	-	1.46	2.27	3.73	3.73
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	0.14	-	3.01	3.14	0.07	-	3.01	3.08	3.08
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	0.14	-	3.01	3.14	0.07	-	3.01	3.08	3.08
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	0.89	-	0.89	-	0.89	-	0.89	0.89
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	0.90	2.52	0.54	3.96	0.81	2.52	0.54	3.88	3.88
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	0.86	1.48	0.81	3.15	0.77	1.48	0.81	3.06	3.06
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	0.42	-	-	0.42	0.42	-	-	0.42	0.42
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	0.69	2.83	3.53	-	0.69	2.83	3.53	3.53
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	0.36	4.27	2.15	6.79	0.36	4.27	2.15	6.79	6.79
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	0.34	0.78	2.74	3.87	-	0.78	2.74	3.52	3.52
Nehuenco_9BG AS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	0.74	5.44	1.83	8.00	0.74	5.44	1.83	8.00	8.00
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	0.20	1.82	0.54	2.56	0.11	1.82	0.54	2.47	2.47



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combust ible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	0.16	1.68	0.54	2.38	0.09	1.68	0.54	2.31
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	0.57	1.31	0.54	2.42	-	1.31	0.54	1.85
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	1.02	2.58	3.60	-	1.02	2.58	3.60
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	1.02	2.58	3.60	-	1.02	2.58	3.60
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	0.62	0.90	2.91	4.42	0.62	0.90	2.91	4.42
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	0.62	0.90	2.91	4.42	0.62	0.90	2.91	4.42
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	0.62	0.90	2.91	4.42	0.62	0.90	2.91	4.42
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	1.04	2.72	3.76	-	1.04	2.72	3.76
CTTAR	CH. N°1	C	158	0.29	1.56	0.54	2.40	0.13	1.56	0.54	2.23
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	0.16	2.70	2.96	5.82	0.06	2.70	2.96	5.72
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch.N°3	FO	37.5	0.62	1.43	2.91	4.96	0.62	1.43	2.91	4.96
U11	Ch.N°4	FO	37.5	0.62	1.43	2.91	4.96	0.62	1.43	2.91	4.96
TG1	Ch.N°5	D	24.698	-	1.23	2.27	3.50	-	1.23	2.27	3.50
TG2	Ch.N°6	D	24.931	-	1.23	2.27	3.50	-	1.23	2.27	3.50
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	0.25	-	0.54	0.80	0.35	-	0.54	0.90
U14 y U15	Ch.N°2	C	268.4	0.20	-	0.54	0.74	0.08	-	0.54	0.62
U16	Ch.N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch.N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-



002151

**KAS**  
INGENIERIA

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combust ible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
TG3 D	Ch. N°7	D	37.5	-	0.85	2.14	2.99	-	0.85	2.14	2.99
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	0.50	-	-	0.50	-	-	-	-
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	0.50	-	-	0.50	-	-	-	-
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	0.92	1.42	2.33	-	0.92	1.42	2.33
Laguna Verde	ch.1	C	53	0.74	2.05	0.54	3.33	0.73	2.05	0.54	3.33
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	6.37	-	6.37	-	6.37	-	6.37
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	1.02	2.54	3.56	-	1.02	2.54	3.56
Termochile	ch.1	D	60	-	0.84	2.54	3.38	-	0.84	2.54	3.38
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	2.21	2.21	-	-	2.21	2.21
campiche	CH. N°1	C	270	0.60	1.37	0.46	2.43	-	1.37	0.46	1.83
Santa María 1	Ch N°1	C	350	0.73	1.49	-	2.23	-	1.49	-	1.49
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	0.63	1.92	-	2.56	0.63	1.92	-	2.56
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	0.82	-	0.54	1.36	-	-	0.54	0.54
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	0.91	2.38	3.28	-	0.91	2.38	3.28
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	0.86	1.46	1.17	3.49	-	1.46	1.17	2.63
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	0.92	-	2.66	3.58	0.82	-	2.66	3.48
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	1.10	2.47	3.57	-	1.10	2.47	3.57
EMELDA	ch°1	FO	36	0.50	2.05	2.80	5.34	0.50	2.05	2.80	5.34
EMELDA	ch°2	FO	36	0.50	2.05	2.80	5.34	0.50	2.05	2.80	5.34
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	0.71	-	0.71	-	0.71	-	0.71
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	0.80	2.37	2.50	5.68	0.32	2.37	2.50	5.20
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	0.80	2.37	2.50	5.68	0.32	2.37	2.50	5.20

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Escenario 3				Comb 1			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	0.61	1.66	0.36	2.62	0.55	1.66	0.36	2.56
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	0.61	1.66	0.36	2.62	0.55	1.66	0.36	2.56
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
MEJILLONES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-

**Tabla 47: Costos variables no combustibles en equipos de abatimiento por central, combinación 2 y 3 (US\$/MWh).**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	1.46	2.20	3.66	-	1.46	2.27	3.73
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	0.07	-	2.51	2.58	0.07	-	3.01	3.08
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	0.07	-	2.51	2.58	0.07	-	3.01	3.08
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	0.89	-	0.89



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combu stible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]								
				Comb 2				Comb 3				
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total	
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	0.81	2.52	0.54	3.87	0.81	2.52	0.54	3.88	
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	0.77	1.48	-	2.26	0.77	1.48	0.81	3.06	
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	0.42	-	-	0.42	0.42	-	-	0.42	
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	2.55	2.55	-	0.69	2.83	3.53	
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	0.36	4.27	1.08	5.71	0.36	4.27	2.15	6.79	
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	0.34	0.78	1.23	2.35	0.34	0.78	2.74	3.87	
Nehuenco_9BG AS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	0.74	5.43	1.08	7.25	0.74	5.44	1.83	8.00	
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	0.11	-	0.54	0.65	0.11	1.82	0.54	2.47	
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	0.09	-	0.54	0.63	0.09	1.68	0.54	2.31	
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	-	0.54	0.54	-	1.31	0.54	1.85	
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	1.02	2.78	3.80	-	1.02	2.58	3.60	
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	1.02	2.78	3.80	-	1.02	2.58	3.60	
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	0.62	-	2.78	3.40	0.62	0.90	2.91	4.42	
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	0.62	-	2.78	3.40	0.62	0.90	2.91	4.42	
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	0.62	-	2.78	3.40	0.62	0.90	2.91	4.42	
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combu stible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	1.04	2.20	3.24	-	1.04	2.72	3.76
CTTAR	CH. N°1	C	158	0.13	-	0.54	0.67	0.13	1.56	0.54	2.23
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	0.06	2.70	2.42	5.18	0.06	2.70	2.96	5.72
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-
U10	Ch. N°3	FO	37.5	0.62	1.43	2.78	4.83	0.62	1.43	2.91	4.96
U11	Ch. N°4	FO	37.5	0.62	1.43	2.78	4.83	0.62	1.43	2.91	4.96
TG1	Ch. N°5	D	24.698	-	1.23	1.08	2.31	-	1.23	2.27	3.50
TG2	Ch. N°6	D	24.931	-	1.23	1.08	2.31	-	1.23	2.27	3.50
U12 y U13	Ch. N°1	C	170.6	0.35	-	0.54	0.90	0.35	-	0.54	0.90
U14 y U15	Ch. N°2	C	268.4	0.08	-	0.54	0.62	0.08	-	0.54	0.62
U16	Ch. N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch. N°8	D	400	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3	Ch. N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	-
TG3 D	Ch. N°7	D	37.5	-	0.85	1.08	1.93	-	0.85	2.14	2.99
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	0.50	-	-	0.50	0.50	-	-	0.50
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	0.50	-	-	0.50	0.50	-	-	0.50
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	0.92	1.08	2.00	-	0.92	1.42	2.33
Laguna Verde	ch.1	C	53	0.73	2.05	0.54	3.33	0.73	2.05	0.54	3.33
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	6.37	-	6.37	-	6.37	-	6.37
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	1.02	2.71	3.72	-	1.02	2.54	3.56
Termochile	ch.1	D	60	-	0.84	2.71	3.54	-	0.84	2.54	3.38
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	1.08	1.08	-	-	2.21	2.21
campiche	CH. N°1	C	270	-	0.20	0.13	0.34	-	1.37	0.46	1.83
Santa María I	Ch N°1	C	350	-	0.34	-	0.34	-	1.49	-	1.49
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	0.63	1.92	-	2.56	0.63	1.92	-	2.56
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	-	0.54	0.54	-	-	0.54	0.54
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	-	1.08	1.08	-	0.91	2.38	3.28
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	0.24	-	0.24	-	1.46	1.17	2.63



002150

**KAS**  
INGENIERIA

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Tipo de Combu stible	Potencia Eléctrica MW	Costos Variables no Combustibles [US\$/MWh]							
				Comb 2				Comb 3			
				MP	Nox	SO2	Total	MP	Nox	SO2	Total
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	0.82	-	1.83	2.64	0.82	-	2.66	3.48
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	1.10	1.08	2.18	-	1.10	2.47	3.57
EMELDA	ch°1	FO	36	0.50	2.00	2.44	4.93	0.50	2.05	2.80	5.34
EMELDA	ch°2	FO	36	0.50	2.00	2.44	4.93	0.50	2.05	2.80	5.34
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IFO	56	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	D	30	-	-	-	-	-	0.71	-	0.71
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	0.32	-	1.51	1.83	0.32	2.37	2.50	5.20
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	0.32	-	1.51	1.83	0.32	2.37	2.50	5.20
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	0.55	-	-	0.55	0.55	1.66	0.36	2.56
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	0.55	-	-	0.55	0.55	1.66	0.36	2.56
MEJILLONES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACÁ I MEJILLONES II	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA II TARAPACA III	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-

02153 UTA.



## ANEXO VI. EQUIPOS DE ABATIMIENTO: ACTUALES Y PROPUESTOS PARA CUMPLIMIENTO DE NORMA POR ESCENARIO.

En este anexo se presenta el detalle para cada unidad generadora por chimenea, de equipos de abatimiento y medidas de control de emisiones actuales, así como los equipos nuevos y reacondicionamientos propuestos para el cumplimiento de norma de cada escenario.

Tabla 48: Equipos y métodos de control de emisiones existentes.

Nombre unidad CDEC	ID CHIMENE A	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Equipos y métodos de abatimiento existentes		
				MP	Nox	SO2
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	inyección agua	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	inyección agua	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	inyección agua	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	inyección agua	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	inyección agua	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	inyección agua	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	FM	CFB-inyección de aire seco por etapas	CFB-absorción caliza
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	Dry Low NOx	-
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	Dry Low NOx	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	Dry Low NOx	-
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	Dry Low NOx	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	inyección agua	-
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	inyección agua	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	inyección agua	-
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	inyección agua	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	-	-
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	PES	-	-
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	PES	-	-
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	inyección de agua	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	PES	Dry Low NOx	DGC agua de mar 80%
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	PES	Low NOx-inyección de agua	-
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	-	Low NOx-inyección de agua	-
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	inyección de agua	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	inyección de agua	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMENE A	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Equipos y métodos de abatimiento existentes		
				MP	Nox	SO2
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	inyección de agua	-
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	inyección de agua	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	inyección de agua	-
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	inyección de agua	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	-	inyección de agua	-
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	inyección de agua	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	inyección de agua	-
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	inyección de agua	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	-	-	-
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	PES	-	-
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	PES	-	-
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	FM	-	-
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	-	-
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	-	-
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	-	-	-
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	-	-	-
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	-
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	-	-	-
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	Dry Low NOx	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	Dry Low NOx	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	Dry Low NOx	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	Dry Low NOx	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	-	-
CTTAR	CH. N°1	C	158	PES	-	-
CTTAR	CH. N°1	FO	158	PES	-	-
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	PES	-	-
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	PES	Low NOx	-
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	Low NOx	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	-	-
U10	Ch. N°3	FO	37.5	-	-	-

Nombre unidad CDEC	ID CHIMENE A	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Equipos y métodos de abatimiento existentes		
				MP	Nox	SO2
U11	Ch.Nº4	FO	37.5	-	-	-
TG1	Ch.Nº5	D	24.698	-	-	-
TG2	Ch.Nº6	D	24.931	-	-	-
U12 y U13	Ch.Nº1	C	170.6	PES	-	-
U14 y U15	Ch.Nº2	C	268.4	PES	-	-
U16	Ch.Nº8	G	400	-	-	-
U16 D	Ch.Nº8	D	400	-	-	-
TG3	Ch.Nº7	G	37.5	-	-	-
TG3 D	Ch.Nº7	D	37.5	-	-	-
Renca Unidad 1	Ch. Nº 1	D	50	-	-	-
Renca Unidad 2	Ch. Nº 2	D	50	-	-	-
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. Nº 1	G	320	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. Nº 1	D	312	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	G	46.7	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. Nº 1	D	46.7	-	-	-
Laguna Verde	ch.1	C	53	-	-	-
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	-	-
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	Low NOx-inyección agua	-
Termochile	ch.1	D	60	-	inyección de agua	-
Los Pinos	Ch. Nº 1	D	97	-	Quemador tangencial Low NOx	desulfurizador semi humedo
campiche	CH. Nº1	C	270	FM	Quemador Low NOx	Desulfurizador DGC (50% reducción)
Santa María I	Ch Nº1	C	350	PES	Quemadores low NO0 (40% reducción)	Desulfurizador (90% eficiencia)
Bocamina 02	Ch Nº1	C	350	FM	Reducción en LFC (bajas temperaturas)	Reducción en LFC (inyección de caliza)
Nueva ventanas	Chº1	C	250	FM	Quemador Low NOx	-
Tierra Amarilla	Ch. Nº 1	D	153	-	Quemador Low NOx	desulfurizador Húmedo
Guacolda 3	Ch. Nº 2	C-P	152	PES	Quemador Low NOx-SCR	-
Guacolda 4	Ch. Nº 3	C-P	152	PES	agua desmineralizada	-
Santa Lidia C08U01G010	Ch. Nº 1	D	139	-	-	-
EMELDA	chº1	FO	36	-	-	-
EMELDA	chº2	FO	36	-	-	-
CAMPU4	Ch. Nº 7	D/IFO	56	-	-	-
Newen	chº1	G	30	-	-	-
Newen	chº1	D	30	-	Dry Low NOx-SCR	DGC agua de mar
V Region 01	ch.n1	C	350	PES	SCR	DGC con caliza
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	PES	Low NOx( hasta 750 mg/m3)	DGC con caliza
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	FM	-	-

Nombre unidad CDEC	ID CHIMENE A	Tipo de Combustible	Potencia Eléctrica MW	Equipos y métodos de abatimiento existentes		
				MP	Nox	SO2
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	PES	-	Inyección caliza a lecho fluidizado (90% eficiencia)
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	PES	-	Inyección caliza a lecho fluidizado (90% eficiencia)
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	PES	-	Desulfurizador DGC semisecho
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	PES	-	Desulfurizador DGC semisecho
MEJILLONES I	ch.1	C	250	PES	-	DGC agua de mar
TARAPACÁ I	ch.1	C	200	PES	-	DGC agua de mar
MEJILLONES II	ch.2	C	250	PES	-	DGC agua de mar
TARAPACA II	ch.2	C	200	PES	-	DGC agua de mar
TARAPACA III	ch.3	C	200	PES	-	DGC agua de mar

**Tabla 49: Nuevo equipo de abatimiento o reacondicionamiento del anterior, escenarios 1 al 3.**

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Co mb.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Co mb.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	-	-	-	-	-	-	SCR	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	-	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	-	SNCR	DGC semi-húmeda	PES	SCR	DGC semi-húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
Antihue 1	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	PES	-	-	PES	-	-
Antihue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	-	DGC semi-húmeda	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	-	DGC semi-húmeda	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	-	SCR	-	PES	SCR	DGC semi-húmeda	PES	SCR	DGC semi-húmeda
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	-	-	-	SCR	DGC semi-húmeda	PES	SCR	DGC semi-húmeda
Nehuenco 9BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	PES	SCR	-	PES	SCR	DGC semi-húmeda	PES	SCR	DGC semi-húmeda
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
BOCAMIN A	Ch. N° 1	C	128	-	-	DGC con agua de mar	-	Low Nox	DGC con agua de mar	FM	SCR	DGC con agua de mar
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	-	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC húmeda
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	-	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC semi-húmeda	-	SCR	DGC húmeda
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	-	-	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	-	DGC	-	SCR	DGC	-	SCR	DGC



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Co mb.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
				-	-	húmeda	-	-	húmeda	-	-	húmeda
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	-	-	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	-	-	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	-	-	-	-	-	-	SCR	-
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	-	-	-	-	-	-	SCR	-
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
CTTAR	CH. N°1	C	158	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	Low Nox	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
CTM3	Ch. N°2	G	250.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.8	-	-	-	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
U10	Ch.N°3	FO	37.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
U11	Ch.N°4	FO	37.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
TG1	Ch.N°5	D	24.7	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG2	Ch.N°6	D	24.93	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
U12 y U13	Ch.N°1	C	170.6	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
U14 y U15	Ch.N°2	C	268.4	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
U16	Ch.N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U16 D	Ch.N°8	D	400	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG3	Ch.N°7	G	37.5	-	-	-	-	-	-	-	SCR	-
TG3 D	Ch.N°7	D	37.5	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Renca	Ch. N° 1	D	50	-	-	-	-	Low	-	PES	Low	-



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Co mb.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
Unidad 1				-	-	-	-	Nox	-	-	Nox	-
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	Low Nox	-	PES	Low Nox	-
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Laguna Verde	ch.1	C	53	FM	Low Nox	DGC con agua de mar	FM	SCR	DGC con agua de mar	FM	SCR	DGC con agua de mar
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	-	-	-	SCR	-	-	SCR	-
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Termochile	ch.1	D	60	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	-	-	-	DGC semi- húmeda	-	-	DGC semi- húmeda
campiche	CH. N°1	C	270	-	-	-	-	SNCR	DGC húmeda	FM	SCR	DGC húmeda
Santa María 1	Ch N°1	C	350	-	SNCR	-	-	SNCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	-	SNCR	-	FM	SCR	DGC semi- húmeda	FM	SCR	DGC húmeda
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	-	-	-	-	DGC con agua de mar	FM	Low Nox	DGC con agua de mar
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	-	-	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	-	-	-	SNCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	-	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar
Santa Lidia C08U01G0 10	Ch. N° 1	D	139	-	-	-	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
EMELDA	ch°1	FO	36	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
EMELDA	ch°2	FO	36	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
CAMPU4	Ch. N° 7	D/I FO	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	SCR	-	-	SCR	-	-	SCR	-
Newen	ch°1	D	30	-	-	-	-	-	-	-	SCR	-
V Región 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL	ch.1	G	180									

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Co mb.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
CCGT Tal Tal				-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	DGC con agua de mar	-	-	-	-	-	-
HORNITO S	ch.1	C-P	150	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	PES	Low Nox	-	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
ANGAMO S I	ch. 1	C	300	-	Low Nox	-	PES	Low Nox	-	PES	SCR	DGC semi- húmeda
ANGAMO S II	ch. 2	C	300	-	-	-	PES	Low Nox	-	PES	SCR	DGC semi- húmeda
MEJILLON ES I	ch.1	C	250	-	-	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPAC A I	ch.1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	Low Nox	-
MEJILLON ES II	ch.2	C	250	-	-	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPAC A II	ch.2	C	200	-	-	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPAC A III	ch.3	C	200	-	-	-	-	-	-	-	Low Nox	-

Tabla 50: Nuevo equipo de abatimiento o reacondicionamiento del anterior, combinaciones 1,2 y 3.

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Com b.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Combinación 1			Combinación 2			Combinación 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
CAMPD1	Ch. N° 1	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG1	Ch. N° 1	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD2	Ch. N° 3	D	54.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG2	Ch. N° 3	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPD3	Ch. N° 5	D	54.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPG3	Ch. N° 5	G	58.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petropower 1	Ch. N° 1	P	76.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colmito 1	Ch. N° 1	D	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1A	Ch. N° 1	D	195	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG 1A	Ch. N° 1	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 1B	Ch. N° 2	D	195	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Com b.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Combinación 1			Combinación 2			Combinación 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
TG 1B	Ch. N° 2	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2A	Ch. N° 3	D	192	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG 2A	Ch. N° 3	G	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG 2B	Ch. N° 4	D	192	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG 2B	Ch. N° 4	G	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco	Ch. N° 1	D	25	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Guacolda 1	Ch. N° 1	C-P	152	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
Guacolda 2	Ch. N° 1	C-P	152	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar
Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24.3	-	SCR	-	-	-	-	-	SCR	-
Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50	PES	-	-	PES	-	-	PES	-	-
Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Gas	Ch. N° 1	G	125.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 1 Diesel	Ch. N° 1	D	125.3	-	SCR	DGC húmeda	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Candelaria 2 Gas	Ch. N° 2	G	128.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Candelaria 2 Diesel	Ch. N° 2	D	128.6	-	SCR	DGC húmeda	-	-	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Nehuenco 01 GNL y FA	Ch. N° 1	G	368.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 01 Diesel	Ch. N° 1	D	310	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda
Nehuenco 02 GNL	Ch. N° 3	G	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 02 Diesel	Ch. N° 3	D	398.3	-	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda
Nehuenco_9 BGAS	Ch. N° 5	G	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nehuenco 9B 01 Diesel	Ch. N° 5	D	108	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda	PES	SCR	DGC semi- húmeda
Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136.3	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141.04	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
BOCAMINA	Ch. N° 1	C	128	-	SCR	DGC con agua de mar	-	Low Nox	DGC con agua de mar	-	SCR	DGC con agua de mar
TG1	Ch. N° 1	D	23.75	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda



Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Com b.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado									
				Combinación 1			Combinación 2			Combinación 3			
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	
										húmeda			
TG2	Ch. N° 2	D	21.43	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
TG3	Ch. N° 3	D	21.5	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
Huasco TG IFO	Ch. N° 3	IFO	21.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	
TG4	Ch. N° 4	D	21.5	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	21.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	
TG5	Ch. N° 5	D	21.5	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	21.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	-	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	
San Isidro y FA	CH. N°1	G	379	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro 2 y FA	CH. N°1	G	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 1	CH. N°1	G	121.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 1	CH. N°1	D	121.5	-	SCR	-	-	-	-	-	SCR	-	
TG 2	CH. N°2	G	123.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TG 2	CH. N°2	D	123.4	-	SCR	-	-	-	-	-	SCR	-	
TGTAR	Ch. N° 2	D	23.75	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
CTTAR	CH. N°1	C	158	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	
CTTAR	CH. N°1	FO	158	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340.9	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar	
CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165.9	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda	
CTM3	Ch. N°2	G	250.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CTM3 D	Ch. N°2	D	250.75	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	
U10	Ch. N°3	FO	37.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	
U11	Ch. N°4	FO	37.5	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	
TG1	Ch. N°5	D	24.698	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	
TG2	Ch. N°6	D	24.931	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	
U12 y U13	Ch. N°1	C	170.6	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	
U14 y U15	Ch. N°2	C	268.4	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	
U16	Ch. N°8	G	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



002159

**KAS**  
INGENIERIA

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Com b.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Combinación 1			Combinación 2			Combinación 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
U16 D	Ch. N°8	D	400	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
TG3	Ch. N°7	G	37.5	-	SCR	-	-	-	-	-	SCR	-
TG3 D	Ch. N°7	D	37.5	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50	-	Low Nox	-	PES	Low Nox	-	PES	Low Nox	-
Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50	-	Low Nox	-	PES	Low Nox	-	PES	Low Nox	-
NUEVA RENCA (GNL)	Ch. N° 1	G	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	G	46.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	46.7	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Laguna Verde	ch.1	C	53	FM	SCR	DGC con agua de mar	FM	SCR	DGC con agua de mar	FM	SCR	DGC con agua de mar
Laguna verde TG	ch.2	D	18	-	SCR	-	-	SCR	-	-	SCR	-
Esperanza 01	ch.1	D	19	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Termochile	ch.1	D	60	-	SCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Los Pinos	Ch. N° 1	D	97	-	-	DGC semi- húmeda	-	-	DGC semi- húmeda	-	-	DGC semi- húmeda
campiche	CH. N°1	C	270	-	SCR	DGC húmeda	-	SNCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Santa Maria 1	Ch N°1	C	350	-	SCR	DGC húmeda	-	SNCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Bocamina 02	Ch N°1	C	350	FM	SCR	DGC húmeda	FM	SCR	DGC semi- húmeda	FM	SCR	DGC húmeda
Nueva ventanas	Ch°1	C	250	-	Low Nox	DGC con agua de mar	-	-	DGC con agua de mar	-	Low Nox	DGC con agua de mar
Tierra Amarilla	Ch. N° 1	D	153	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	-	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
Guacolda 3	Ch. N° 2	C-P	152	-	SCR	DGC húmeda	-	SNCR	DGC húmeda	-	SCR	DGC húmeda
Guacolda 4	Ch. N° 3	C-P	152	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar	PES	-	DGC con agua de mar
Santa Lidia C08U01G010	Ch. N° 1	D	139	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda	-	SCR	DGC semi- húmeda
EMELDA	ch°1	FO	36	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
EMELDA	ch°2	FO	36	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda	PES	SCR	DGC húmeda
CAMPU4	Ch. N° 7	D/IF O	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Newen	ch°1	G	30	-	SCR	-	-	SCR	-	-	SCR	-
Newen	ch°1	D	30	-	SCR	-	-	-	-	-	SCR	-

Nombre unidad CDEC	ID CHIMEN EA	Com b.	Potencia Eléct. MW	Nuevo equipo de abatimiento o equipo reacondicionado								
				Combinación 1			Combinación 2			Combinación 3		
				MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2	MP	Nox	SO2
V Region 01	ch.n1	C	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maitencillo 01	ch.n1	C	139	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pan de Azucar 01	ch.n1	C	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.1	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL CCGT Tal Tal	ch.2	G	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado GNL Quintero	ch.1	G	192.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HORNITOS	ch.1	C-P	150	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
CT ANDINA	ch.1	C-P	150	PES	SCR	DGC con agua de mar	PES	Low Nox	DGC con agua de mar	PES	SCR	DGC con agua de mar
ANGAMOS I	ch. 1	C	300	PES	SCR	DGC semi-húmeda	PES	Low Nox	-	PES	SCR	DGC semi-húmeda
ANGAMOS II	ch. 2	C	300	PES	SCR	DGC semi-húmeda	PES	Low Nox	-	PES	SCR	DGC semi-húmeda
MEJILLONE S I	ch.1	C	250	-	Low Nox	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPACA I	ch.1	C	200	-	Low Nox	-	-	-	-	-	Low Nox	-
MEJILLONE S II	ch.2	C	250	-	Low Nox	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPACA II	ch.2	C	200	-	Low Nox	-	-	-	-	-	Low Nox	-
TARAPACA III	ch.3	C	200	-	Low Nox	-	-	-	-	-	Low Nox	-

## ANEXO VII. CARACTERIZACIÓN DE CENTRALES SEGÚN TAMAÑO

En la siguiente sección se tiene una caracterización del parque termoeléctrico existente según tamaño, la Tabla 51 muestra las centrales cogeneradoras existentes con información por chimenea sobre tipo de combustible utilizado y tamaño (potencia eléctrica). En la Tabla 52, Tabla 53 y Tabla 54 se muestra la información para centrales de combustión interna, de turbina a vapor y de turbina a gas, respectivamente.

**Tabla 51: Caracterización cogeneradoras según tamaño de centrales**

Empresa	Central	Chimenea	Combustible	Potencia MW
Energía Verde S.A.	Laja	Ch. N° 1	B	8,5
	Constitución	Ch. N° 1	B	8,5
Arauco Generación S.A.	Arauco	Ch. N° 1	FO	73,1
		Ch. N° 1	G	
		Ch. N° 1	LN	
		Ch. N° 1	B	
	Celco	Ch. N° 1	LN	41
		Ch. N° 2	D	
		Ch. N° 2	FO	
	Cholguán	Ch. N° 2	B	29
		Ch. N° 1	D	
		Ch. N° 1	GL	
Licantén	Ch. N° 1	B	27	
	Ch. N° 2	FO		

		Ch. N° 2	LN	
Nueva Aldea 1		Ch. N° 1	D	29,3
		Ch. N° 1	B	
Nueva Aldea 3		Ch. N° 1	D	130
		Ch. N° 1	G	
		Ch. N° 1	LN	
Valdivia		Ch. N° 1	D	140
		Ch. N° 1	FO	
		Ch. N° 1	B	
		Ch. N° 1	GL	
		Ch. N° 1	LN	

Donde:

B: biomasa, FO: fuel oil, LN: licor negro, D: diesel

**Tabla 52: Caracterización centrales de combustión interna**

Empresa	Central	Chimenea	Tipo de combustible	Potencia MW
Elektra generación S.A.	Punitaqui	Ch. N° 1	D	9,00
	Constitución I	Ch. N° 1	D	9,00
	Chiloé	Ch. N° 1	D	9,00
	Monte Patria	Ch. N° 1	D	9,00
Consorcio energético nacional S.A.	Maule	Ch. N° 1	D	5,80
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Los Sauces	Ch. N° 1	D	0,75
		Ch. N° 2	D	0,75
		Ch. N° 3	D	0,75

	Quellón II	Ch. N° 4	D	0,75
		Ch. N° 1	D	2,50
		Ch. N° 2	D	2,50
		Ch. N° 3	D	2,50
		Ch. N° 4	D	2,50
	Chuyaca	Ch. N° 1	D	2,50
		Ch. N° 2	D	2,50
		Ch. N° 3	D	2,50
		Ch. N° 4	D	2,50
		Ch. N° 5	D	2,50

Donde:

D: diesel

**Tabla 53: Caracterización centrales de turbina a vapor**

Empresa	Central	Nombre unidad CDEC	Chimenea	Combustible	Potencia MW
Foster Wheeler Talcahuano Ltda/Petropower	Petropower	Petropower 1	Ch. N° 1	P	77
Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda 1 y 2	Ch. N° 1	C-P	304
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 1	Ch. N° 1	C	120
AES Gener S.A.	Ventanas	Ventanas 2	Ch. N° 2	C	220
Norgener	Norgener	Unidad NT01	Ch. N° 1	C	136
Norgener	Norgener	Unidad NT02	Ch. N° 2	C	141
Endesa	Bocamina	Bocamina 1	Ch. N° 1	C	128
Endesa	Tarapacá	CTTAR	CH. N°1	C	158

Edelnor	Mejillones	CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	C-P	340,90
Electroandina	Tocopilla	U12 y U13	Ch.N°1	C	171
Electroandina	Tocopilla	U14 y U15	Ch.N°2	C	268

Donde:

C: carbón, P: petcoke

**Tabla 54: Caracterización centrales de turbina a gas**

Empresa	Central	Nombre unidad CDEC	Chimenea	Combustible	Potencia MW
Campanario generación S.A.	Campanario	CAMPD1	Ch. N° 1	D	54
Campanario generación S.A.	Campanario	CAMPD2	Ch. N° 3	D	54
Campanario generación S.A.	Campanario	CAMPD3	Ch. N° 5	D	55
Hidroeléctrica la higuera S.A.	Colmito	Colmito 1	Ch. N° 1	D	58
Gas atacama chile S.A.	Atacama	TG 1A	Ch. N° 1	D	195
Gas atacama chile S.A.	Atacama	TG 1B	Ch. N° 2	D	195
Gas atacama chile S.A.	Atacama	TG 2A	Ch. N° 3	D	192
Gas atacama chile S.A.	Atacama	TG 2B	Ch. N° 4	D	192
Energía verde S.A.	San Francisco		Ch. N° 1	D	25
Arauco generación. S.A.	Horcones	Horcones diesel	Ch. N° 1	D	24
Aes Gener s.a.	Los Vientos	Los Vientos TG	Ch. N° 1	D	126
Colbún	Antilhue	Antilhue 1	Ch. N° 1	D	50
Colbún	Antilhue	Antilhue 2	Ch. N° 2	D	50
Colbún	Candelaria	Candelaria 1_Diesel	Ch. N° 1	D	125
Colbún	Candelaria	Candelaria 2_Diesel	Ch. N° 2	D	129



002162

**KAS**  
INGENIERIA

Colbún	Nehuenco	Nehuenco 1 DIE	Ch. N° 1	D	310
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 2 DIE	Ch. N° 3	D	398
Colbún	Nehuenco	Nehuenco 9b / DIE Base	Ch. N° 5	D	92
Endesa	Diego de Almagro	TG1	Ch. N° 1	D	24
Endesa	Diego de Almagro	TG2	Ch. N° 2	D	21
Endesa	Huasco gas	TG3	Ch. N° 3	D	22
Endesa	Huasco gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 3	FO	22
Endesa	Huasco gas	TG4	Ch. N° 4	D	22
Endesa	Huasco gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 4	FO	22
Endesa	Huasco gas	TG5	Ch. N° 5	D	22
Endesa	Huasco gas	Huasco TG IFO	Ch. N° 5	FO	22
Endesa	San Isidro I	San Isidro / DIE	CH. N°2	D	351
Endesa	San Isidro II	San Isidro / DIE	CH. N°2	D	353
Endesa	Taltal	TG 1	CH. N°1	D	122
Endesa	Taltal	TG 2	CH. N°2	D	123
Endesa	Tarapacá	TGTAR	Ch. N° 2	D	24
Edelnor	Mejillones	CTM1 FO	Ch. N° 1	FO	165,90
Edelnor	Mejillones	CTM3 D	Ch. N°2	D	250,75
Electroandina	Tocopilla	U10	Ch.N°3	FO	38
Electroandina	Tocopilla	U11	Ch.N°4	FO	38
Electroandina	Tocopilla	TG1	Ch.N°5	D	25
Electroandina	Tocopilla	TG2	Ch.N°6	D	25

Electroandina	Tocopilla	U16 D	Ch.N°8	D	400
Electroandina	Tocopilla	TG3 D	Ch.N°7	D	38
Soc. Eléctrica Santiago ltda.	Renca	Renca Unidad 1	Ch. N° 1	D	50
Soc. Eléctrica Santiago ltda.	Renca	Renca Unidad 2	Ch. N° 2	D	50
Soc. Eléctrica Santiago ltda.	Nueva renca	NUEVA RENCA DIESEL	Ch. N° 1	D	312
Soc. Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	Turbina Coronel	Ch. N° 1	D	47

Donde:

FO: fuel oil

D: diesel

## ANEXO VIII. OBSERVACIONES SEMINARIO

1. Nombre: Viviana Flores. Empresa: EMG Ambiental S.A.

Pregunta:

¿Por qué no se considera un nivel de corte de tamaño mínimo o de horas mínimas de operación?

En la evaluación de los equipos de abatimiento, el número de horas de operación está dado por el factor de planta de la central. Con respecto al nivel de corte, se consideran sistemas de abatimiento para todas las centrales con potencia mayor o igual a 50 MWt, que cumplen las condiciones definidas en la evaluación de la norma.

¿Consideraron costos mayores en el caso de retrofiting de las centrales existentes?

Sí, se consideran costos superiores para las centrales existentes, respecto de las nuevas.

¿Cómo definieron los valores límites de cada escenario y contaminante?

Se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas. Los criterios para la definición de los escenarios se basaron en aspectos normativos, técnicos y económicos.

El procedimiento incluyó un análisis de las emisiones actuales del parque termoeléctrico, combustibles utilizados y la tendencia de sus calidades, normativa extranjera, disponibilidad de equipos de control, y costos de equipamiento.

¿Podrían indicar qué plazos consideran para ejecutar los retrofiting?

Los plazos para cualquier medida (ya sea acondicionamiento de equipos existentes, como incorporación de nuevos) consideran 3 años para centrales existentes, mientras que las centrales nuevas deben tenerlos incorporados desde su conexión al sistema.

¿El método de medición considera un promedio para periodo mensual o diario?

El método de medición de emisiones debe ser continuo y se evaluarán sobre la base de promedios horarios, y se deberá cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante un año calendario. En todo caso, en las mediciones no se consideran las partidas ni las paradas, ni períodos cortos de fallas de equipos de abatimiento

¿Cómo se trataron las fallas en los sistemas de abatimiento, si por seguridad del sistema eléctrico, deben seguir operando? ¿Se considerarán estas horas de operación sin sistema de abatimiento en la verificación de cumplimiento?

En caso de falla en el sistema de abatimiento la central no debería seguir operando, sin embargo los CDECs respectivos tienen la atribución de realizar modificaciones

en el despacho de las centrales en caso de existir evidencia de riesgo en la seguridad del sistema.

2. Nombre: P. Navarrete. Empresa: CMPC Celulosa

Pregunta: ¿Se consideraron los costos sociales de los aumentos de tarifas?  
¿y la pérdida de competitividad para la producción industrial?

Las licitaciones y por consiguiente los contratos libres, tienen incorporadas los costos de los equipos de abatimiento en el largo plazo, por lo cual no debiera producirse aumento de tarifas ni pérdida de competitividad en la producción industrial.

3. Nombre: Pedro Navarrete. Empresa: CMPC Celulosa S.A.

Pregunta: Relacionadas con evaluación de beneficios

Si se reduce el riesgo, con una norma de emisión, ¿para qué sirve una NCA? Se dijo que el objetivo no era cumplir la NCA. A mí me da la impresión que el riesgo ya fue considerado en la NCA. ¿Cómo se considera, entonces, la condición o características del medio receptor (aire en este caso)? ¿Cómo entonces se evalúan los beneficios de una NCA?

Los beneficios se evalúan considerando la reducción en concentraciones debido a la norma de emisión, respecto a las concentraciones que existirían sin la norma de emisión. Esta reducción no garantiza necesariamente un cumplimiento de una NCA, pero por el sólo hecho de reducir las concentraciones, entonces se reduce los riesgos de efectos adversos en salud y el medioambiente.

4. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES GENER

Pregunta: Respecto al programa priorizados de normas. Cuál es el estado actual de avance en la regulación de otros sectores industriales por ej.: Refinerías de cobre, petroquímicas, fundiciones en general siderurgia. Esto con objeto de tener a la vista la priorización de los esfuerzos de la sociedad en su conjunto para proteger el medio ambiente y la salud de la población.

Se priorizará en los programas de normas, las normas de emisión para calderas y fundiciones. CONAMA está trabajando en sistematizar y contar con los antecedentes que permitan el diseño de la regulación. Se está trabajando en la elaboración de una norma de emisión para fundiciones, para lo cual se ejecutó el estudio "Antecedentes Técnicos y Económicos para elaborar una Norma de Emisión para Fundiciones", encargado al Departamento de Ingeniería de Minas de la Universidad de Chile. Por otra parte se priorizará este año una norma de emisión para calderas, y se cuenta ya con los antecedentes necesarios para iniciar el proceso. Con respecto, al sector de siderurgia (sólo una integrada en el país) CONAMA está diseñando un programa de reducción de emisiones en el contexto del Plan para el Gran Concepción.

5. Nombre: Cristian Salas Valdes. Empresa: SW Consultín G.

Pregunta: Esta norma regulará las centrales térmicas existentes? ¿Qué pasa con las otras industrias existentes que en la actualidad gases contaminantes muy por sobre a centrales existentes? ¿Será una norma del estilo pareja para todos?

Esta norma regulará a las fuentes existentes y a las nuevas, diferenciándose ambas en la gradualidad con que se aplican los valores límites.

Ver respuesta a pregunta 4.

6. Nombre: Alejandro Lorenzini. Empresa: EDELNOR

Pregunta: Qué se incluye en los aumentes de costos variables de generación para: MP, SOx, NOx, y si se incluye el aumento de los consumos específicos ya que estos equipos requieren de energía eléctrica.

Sí se consideró el consumo de energía eléctrica de los equipos, pero sólo modificando los costos variables no combustibles. Para detalle de ítems considerados en cada contaminante para cada tecnología de equipos de abatimiento usada, remitirse a sección 5.3.3 del informe. En líneas generales se consideró reemplazo de partes del equipo, insumos para abatimiento, consumo eléctrico del equipo y tratamiento de desechos.

7. Nombre: Jorge Harabi. Empresa: UDT – Universidad de Concepción

Pregunta: Han hablado de 3 escenarios para disminuir los contaminantes, cada uno con diferentes niveles de concentración ¿Cuál es para ustedes el mejor escenario para aplicar en la norma al comienzo y cuándo sería posible alcanzar el escenario o 3? ¿Con qué tipo de tecnología se logra el escenario 3?

1.- El escenario 3 entrega el mayor beneficio neto social, asociado a la diferencia entre los beneficios sociales y los costos en que se incurre a causa de la norma.

2.- Se verifica el cumplimiento de la norma central por central, por lo que el mix de tecnologías que logra el objetivo depende del tipo de unidad generadora, los equipos existentes, etc., Es decir, no es una sola tecnología para cada contaminante.

8. Nombre: Francisco Aedo. Empresa: Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

Pregunta:

1.- Porqué en los criterios regulatorios no se ha considerado la normativa de calidad del aire.

En términos generales si se ha considerado, pues se han normado las emisiones de aquellos contaminantes generados por las termoeléctricas, y que tienen norma de calidad del aire. Tal es el caso del MP10, SO<sub>2</sub>, y NOx.

2.- El plazo de 3 años para adecuar las instalaciones existentes no es suficiente porque no considera los plazos previos de Ingeniería, EIA, llamado a licitación negociación de contratos y adjudicación del suministro.

Esto será analizado, se pide entregar los fundamentos de por qué se requiere más plazo.

9. Nombre: Sandra Toro. Empresa: AG

Pregunta: Se tiene considerado mezcla de escenarios por Ej.: el para MP y E2 para SO<sub>2</sub>? Sí, se consideraron 3 combinaciones de escenarios.

10. Nombre: Hugo Pérez. Empresa: Endesa Chile

Pregunta:

a) ¿Qué tecnología probadas existen para mitigar Hg, Ni o V frente a superación de límites? Para el caso del mercurio, existe tecnología disponible y probada como la

de carbón activado. Por otro lado, está comprobado que al reducir el MP y gases, se reduce significativamente las emisiones de Hg, Ni, y V.

b) Si a nivel internacional el Hg, Ni, V2, no está regulado, con excepción de 3 países industrializados, porque insistir en su regulación, si ni siquiera existe una línea base en centrales carbonera. Que refleje lo adecuado de los límites a normar a imponer.

Dado que es una norma de emisión preventiva no se requiere línea base para establecerla. Además, existe el compromiso de normar mercurio en el Plan Nacional de Gestión de Riesgos del Mercurio, y si al reducir MP y gases, existe el co-beneficio de reducir metales, y si además, se reconoce que dichos metales son cancerígenos y generan efectos adversos para la salud y el medioambiente, entonces no hay razón para no normarlos. Por lo anterior, el dejar este pasivo ambiental a las generaciones futuras no resulta una decisión acertada.

11. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES Gener

Pregunta: Respecto a metales pesados HG Ni V

- Se señala que los m. pesados serán regulados para instalaciones que utilizan petcoke y/o carbón?. Que sucede con instalaciones que usan fuel oil, o petróleos pesados que son ricos en metales pesados.

Casi todos los combustibles fósiles contienen trazas de metales pesados, sin embargo, los sólidos (carbón, petcoke) contienen órdenes de magnitud mayor. Además no resulta óptimo regular metales para las unidades a fuel-oil, debido a que no es de uso masivo. El parque termoeléctrico actual contiene 2 unidades que usan este combustible.

Mismo cometario y extensivo a fundiciones y refinерías de metales.

12. Nombre: Ma. Inés Izurieta. Empresa: Colbún

Pregunta: ¿Cómo se estimo el porcentaje de no cumplimiento de los valores propuestos para Ni, V, Hg en los 3 escenarios del porque? Lo anterior considerando que no es común incluir en los monitoreos de los contratos existentes estos parámetros y por lo tanto no hay una línea base para los mismos.

Las emisiones de metales se estimaron con factores que consideran el consumo de carbón.

13. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES Gener

Pregunta: Respecto a diferencia entre existentes / nuevas, la gradualidad y el inicio de la vigencia la norma. Precisamente, porque la construcción de una central toma cerca de 40 meses, sin considerar la etapa previa de SEIA, diseño del proyecto, procesos de financiamiento, que puedan tomar hasta 24 meses, si una instalación se encuentra en alguna etapa de las diseñadas, más aún si está en plena construcción, el hito de puesta en marcha no parece adecuado para diferenciar nuevas / existentes.

Idem pregunta 8.2

14. Nombre: Pedro Bardesi C. Empresa: AES Gener

Pregunta: El costo de materializar medidas de descontaminación para todo el parque generador parece bajo con efecto, para el año 2014 se menciona US\$ 34 millones con esta cifra no se puede colocarle desulfurizador a las centrales existentes (dicha cifra alcanza solo para un desulfurizador para una nueva central de 150 MW eléctricos)

Dicho valor corresponde a la anualidad de la inversión a 24 años, considerando una tasa del 6%.

15. Nombre: Roberto Buzeta González. ONG: Fundación Terram

Pregunta: En relación a los costos operacionales y totales de regular una termoeléctrica versus el beneficio social económico obtenido ¿Cual es este diferencial?

Considerando la evaluación a 20 años y descontado a una tasa del 6%, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a 922, 1579 y 2075 millones US\$ para los escenarios 1, 2 y 3 respectivamente.

¿Si el beneficio es mayor que el costo, cual es el motivo que frena no normar esta situación lo antes posible?

No se enmarca dentro del estudio.

16. Nombre: Pedro Bardenni C.. Empresa: AES Gener

Pregunta: El plazo de construcción de una central termoeléctrica de 36 meses no incluye los estudios de factibilidad, el estudio de impacto ambiental, el proceso de licitación, el financiamiento, la negociación del contrato, agregando los aspectos anteriores, el plazo total para llevar a cabo una central térmica es de orden de 55 mese a 60 meses.

Idem pregunta 8.2.

17. Nombre: Andrés Aguayo Vega. Empresa: IMG Ingeniería

Pregunta: Para esta norma no se consideraron las emisiones (t/año) ¿Sólo se consideraran las concentraciones? ¿Por qué?

La emisión en términos de concentración a la salida de chimenea ( $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ ), se multiplica por el flujo volumétrico y ese resultado entrega las ton/año.

18. Nombre: Paulina Riquelme. Empresa: Eelaw

Pregunta: ¿Cómo aborda la propuesta de normativa el principio de eficiencia en la reducción de emisiones? Utiliza la puesta en servicio en vez de fecha RCA?

La eficiencia de los sistemas de abatimiento, debe ser considerada caso a caso en función de las emisiones particulares de cada central, de forma de cumplir la norma.

La norma establece claramente qué es una fuente nueva y cuál es existente. El hito está en la puesta en servicio.

19. Nombre: Clemente Martínez. Empresa: SCL Energía

Pregunta: ¿Cómo han evaluado el impacto en los costos de generación y el precio final de la energía?

A través de inversión en equipos, aumento en costos fijos de operación por los mismos, y aumento de costos de operación de cada sistema al incluir costos variables no

combustibles de equipos de abatimiento. Respecto al precio final de la energía, ver respuesta a pregunta número 2. Como ejemplo, si sucede un aumento en los combustibles provocado por un alza del precio del carbón en un 5%, se tendrán valores similares al aumento de costo del sistema dado por la norma. Es decir, para un horizonte de 10 años, el costo será del orden de 900 Millones de US\$.

¿Cómo se ha evaluado el impacto de otras fuentes de emisiones que usan combustibles fósiles tales como fundiciones, plantas de cemento, etc.?

No se enmarca dentro del estudio.

20. Nombre: Cristian Salas Valdés. Empresa: SW Consulting

Pregunta: Qué ocurre y cual norma predomina si esta norma de carácter nacional, en algún o en todos sus valores de emisión, es menos restrictiva que una norma de carácter regional, como la que se está desarrollando en la octava región, considerando que en dicha región es donde se impulsará el proyecto térmico.

No se enmarca dentro del estudio.

21. Nombre: Cristóbal de la Maza. Empresa: DICTUC S.A.

Pregunta: Consideran escenarios que diferencian por tecnologías de combustión y por centrales existentes y nuevas?

Los escenarios diferencian por tipo de combustible. Los valores para nuevas y existentes aparecen al momento de evaluar el gradualismo de la norma.

22. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES Gener

Pregunta: Respecto a la no discriminación si bien, las normas tienen carácter precautorio, la regulación en desarrollo debe tener cierta “holgura” para realizar o introducir regulación más exigente en cuencas deterioradas. Así mismo, debe cautelar el desarrollo de bahías o cuencas con vocación industrial. Disponibilidad portuaria y otra infraestructura energética. Lo que determina los límites de emisión son las tecnologías disponibles, el objetivo de protección y los objetivos que se propone la política ambiental del país. Actualmente las tecnologías disponibles, permiten alcanzar niveles bajos de emisión, por lo tanto, entre los límites que se proponen y lo que es posible de alcanzar ya hay bastante holgura, y por ello hay un margen tecnológico que pueden seguir las fuentes en cuencas deterioradas. Existe el mito de que producir limpio es un freno al desarrollo, en la mayoría de los casos el introducir tecnologías de abatimiento, implica alcanzar mejores niveles de eficiencia y con ello mayor rentabilidad. Esto ha sido demostrado en el mundo y también en Chile (normas para fundiciones de cobre y plantas de celulosa).

23. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES Gener

Pregunta: Respecto a las consecuencias de la norma. Hay criterios de localización, sobre por ejemplo la priorización de cuencas / bahías con vocación industrial? Se ha realizado algún análisis sobre otros aspectos como la diversificación de la matriz?

No se ha realizado un análisis por cuenca.

No es materia de la regulación analizar la diversificación de la matriz.

24. Nombre: Andrés Cabello. Empresa: AES Gener

Pregunta: En relación a modelación de beneficios en salud. Hay algún análisis de incertidumbre de los modelos y estimación de concentraciones / concentración de 2.5 / impacto salud.

Todos los modelos están sujetos a incertidumbres, por tal motivo, se utilizan aquellos que han sido reconocidos como modelos regulatorios, los cuales han sido evaluados y recomendados por agencias ambientales para ser utilizados en el cumplimiento de normas y evaluación ambiental. El sistema de modelación utilizado (CALMET/CALPUFF), está recomendado por la USEPA para estos fines.

25. Nombre: Andrés Aguayo. Empresa: IMG Ingeniería

Pregunta: ¿Se han considerado los costos de las mediciones para verificar cumplimiento de la norma para centrales termoeléctricas. MP, NOx, SOx, Metales?

No. Los aspectos asociados a la implementación de la norma no se enmarcan dentro de los alcances del estudio, salvo en los costos presentados a modo referencial sobre fiscalización y equipos de medición en el informe.

¿Con que frecuencia las termoeléctricas deberán acreditar cumplimiento de norma?

No se enmarca dentro del estudio.

26. Nombre: Daniela Bustos Peñailillo. Empresa: Eelaw

Pregunta:

- i. ¿Norma contendrá límites de emisión de mercurio, vanadio y níquel o solo se apuntará a regulación indirecta?

La norma establece explícitamente límites para los metales mencionados. El control será en forma indirecta, a través de la reducción de MP y gases.

- ii. ¿Norma contendrá requerimientos referidos o calidad de combustibles?

En principio no, ya que la norma se aplica a las emisiones medidas en las chimeneas, por lo cual es responsabilidad de cada generador tomar las medidas necesarias para que las emisiones estén dentro de los rangos permitidos por la norma.

- iii. ¿Se regulará uso de peat-coke?

Idem pregunta ii

27. Nombre: Pedro Bardessi. Empresa: AES Gener S.A.

Pregunta: ¿Habrà una diferenciación de valores normales de emisión para centrales existentes y valores más exigentes para centrales nuevas?

No, la diferencia entre centrales nuevas y existentes se aplica sólo en los plazos para cumplimiento de norma.

28. Nombre: Nicolás Gonzalez. Empresa: Transelec

Pregunta: ¿Se ha considerado una estructura escalonada para la norma, que aumente los niveles de exigencias en el tiempo, o una norma estática?

Se consideró una norma estática, la cual incorpora gradualidad en su implementación.

29. Nombre: Alejandro Lorenzini. Empresa: Edelnor / Electroandina

Pregunta: Como se explican que para el plan de descontaminación de Tocopilla para PM10 considera 3.5 años para incorporar equipos de captación de MP adicional y esta futura norma solo considera 3 años para incorporar no solo sistemas adicionales de captación de MP sino también de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y metales pesados?

Se pide remitirse al expediente del plan de Tocopilla.

30. Nombre: Eduardo Calderón A. Empresa: Colbún

Pregunta: En el análisis de la proyección de normas TE, como se considero el hecho que el plan de obra de la CNE no refleja las instalaciones (temas a carbón) que de instalaran en el futuro (ni tamaño ni ubicación)

Sí es considerado por la CNE. A partir del año 2004 el costo marginal de largo plazo fue ajustado para incluir el efecto de los costos adicionales por equipos de abatimiento. En base a este incremento, las centrales futuras incluyen, siguiendo esta señal, equipos de abatimiento para los contaminantes normados.

31. Nombre: Eduardo Calderón A. Empresa: Colbún

Pregunta: Aborda la norma aspectos respecto de cómo se medirán las emisiones, características de los equipos, calibración, periodos de mantenimiento de los mismos, plazo en que pueden estar fuera de servicio, etc?

No se enmarca dentro del estudio.

32. Nombre: Verónica Díaz D. Empresa: Colbún S.A.

Pregunta:

- i. ¿Cómo se determinaron las emisiones del parque?  
A través de una encuesta de emisiones al sector a regular, y su posterior procesamiento.
- ii. ¿Cómo se abordarían las xxxx en la xxx (p. ej.: partidas)?  
No se entiende la pregunta.
- iii. ¿Se va a diferenciar el nivel de emisión por la potencia de cada central?  
No, la norma será para todas aquellas unidades cuya potencia térmica sea mayor o igual a 50 MWt y se constata en chimenea.

33. Nombre: Carlos Lobos. Empresa: Elektra Generación S.A.

Pregunta:

1.- Cómo se aplicaría a centrales térmicas (calderas) que usan combustible con 100% Biomasa

Si son unidades de 50 a más MWt, se considera combustible sólido, y por tanto aplica la norma.

2.- Qué sucederá con la implementación en zonas saturadas Ej. Rancagua – Santiago. La norma es de aplicación nacional. Si el Plan de Descontaminación de una zona saturada indica que se deben reducir aún más las emisiones, eso será resorte de dicho Plan.

3.- ¿Se deberá presentar declaración para centrales menores a 3 MW?  
No se enmarca dentro del estudio.

34. Nombre: Federico Sobarzo L. Empresa: P. Energía S.A.

Pregunta: Se ha considerado algunos incentivos fiscales para las inversiones requeridas de abatimiento, de tal manera de cumplir con las normas.

Las normas de emisión no contemplan la entrega de incentivos fiscales o subsidios. Las normas de emisión, como la de termoelectricas, son instrumentos de gestión ambiental de carácter preventivo, que establecen la cantidad máxima permitida de un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora. No obstante, durante el proceso de elaboración de la norma, se contempla la factibilidad de cumplimiento de los agentes regulados y se establecen, previo análisis técnico- económico, las excepciones que correspondan a la aplicación de dicha normativa.

35. Nombre: Juan Carlos Olmedo. Empresa: Norgener S.A.

Pregunta: Se solicita evaluar las presentaciones en power point vía correo electrónico  
Ya se envió, todo el material consta en los expedientes públicos de la norma.

36. Nombre: Clemente Martínez. Empresa: SCL Energía

Pregunta: Para control de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>X</sub> ¿Por qué no evaluaron la tecnología de LFC V/S C.P.?

Se evaluaron sólo tecnologías de control secundario de emisiones, salvo en el caso de la tecnología de quemadores Low Nox para calderas.

37. Nombre: Rodrigo Guzmán. Empresa: AES Gener

Pregunta: Favor presentar beneficios y costos por separado, por escenario y por contaminante, puede darse el caso que lo mejor para un contaminante se dé en un escenario y para otro contaminante, con otro escenario.

En el informe se presentan beneficios y costos separados por contaminante.

38. Nombre: Juan Cerda. Empresa: Petropower

Pregunta: Qué horizonte de evaluación tienen los costos adicionales en el valor marginal de la energía. Evaluación supone año lluvia normal.

El horizonte de simulación utilizado es del año 2010 al 2020. Se utiliza el conjunto de hidrologías usadas por la CNE en tarificación.

39. Nombre: Cristian Díaz Duarte. Empresa: Tecnet S.A.

Pregunta: Durante la exposición se menciona que la norma excluirá a motores y co- generación y con ello se hace mención a los grupos electrógenos, la pregunta es, bajo que norma se deben o deberán regir los grupos electrógenos respaldo , corte de punta.

No se enmarca dentro del estudio.

40. Nombre: Pedro Bardenni C. Empresa: AES Gener

Pregunta: Para combustibles líquidos, la norma debe distinguir emisiones de MP, NOx, y SO2 según la tecnología: turbinas a gas y calderas a vapor y por otra parte, tipo de combustibles; petróleos grueso N° 6, petróleo diesel, ifo.

No, la norma no distingue según tecnología, sólo distingue entre combustibles sólidos, líquidos, y gaseosos.

41. Nombre: Iván Cerda. Empresa: Petropower

Pregunta: ¿La nueva norma generara cierre plantas antiguas e ineficientes y contaminantes?

¿Por qué la nueva norma no premia a las centrales con tecnología de punta, que generaran mínima emisión?

La decisión de cierre de plantas corresponde a decisiones privadas, según su propia evaluación.

El marco legal tarifario vigente no contempla premios a las centrales que emiten menos contaminantes, de esta forma la regulación de las emisiones se lleva a cabo a través de la norma, donde el cumplimiento de ella tiene carácter obligatorio.

42. Nombre: Jaime Zuazagoitia. Empresa: Energía Verde S.A.

Pregunta:Cuál es el plazo contemplado por CONAMA para el análisis y desarrollo de la norma de emisión para calderas y plantas co generadoras?

No se enmarca dentro del estudio.

43. Nombre: Rodrigo Bórquez Norambuena. ONG: Fundación Terram

Pregunta: ¿Cuál es el criterio utilizado para establecer una relación a las emisiones del sector térmico a través de la dictación de la norma y no a través de instrumentos económicos, tales como los impuestos ambientales?

El marco legal actualmente vigente contempla como mecanismos de regulación, una norma sobre las emisiones de termoeléctricas. La decisión sobre qué instrumento utilizar pasa por la evaluación de la autoridad pertinente.

44. Nombre: Brian Mace. Empresa: Petropower

Pregunta: Tecnología de control: identificara las mejores tecnologías antiguas (anticuadas) (por ejemplo las ineficiencias de los ESP para control de Hg, MP2.5)

No se entiende la pregunta.

– CONAMA conoce el efecto que generan los scrubbers sobre el lecho marino, o existen estudios al respecto?

No se enmarca dentro del estudio.



45. Nombre: Brian Mace. Empresa: Petropower

Pregunta: Límites a establecer

- i. ¿Serán establecidos de manera individual, por Ej. PM (10) SO<sub>2</sub> ¿Serán establecidos paso a paso? De lo contrario inversiones deberán ser muy altas.?

Se establecen límites estáticos para cada contaminante, sin embargo se considera gradualidad en la implementación de la norma.

- ii. (paso a paso Ej. por año) ¿Serán establecidos por regiones, distintos límites para cada región?

Se consideran límites a nivel nacional.

46. Nombre: Claudia Pobrete. Empresa: Ingendesa

Pregunta: ¿Qué pasará con los valores de emisión establecidos en las resoluciones de calificación ambiental de proyectos termoeléctricos aprobados, que están en 1 día?, ¿Se deberá cumplir ambos límites, el de la nueva norma en concentración y el de la RCA en flujo másico?.

La norma establece claramente qué es una fuente nueva y cuál es existente. El hito está en la puesta en servicio. En todo caso, al cabo de un tiempo (después de tres años), todas las existentes deberán ajustarse a los valores definidos para las nuevas.

47. Nombre: Pedro Bardeni C.. Empresa: AES Gener

Pregunta: Con respecto a los equipos de abatimiento de material particulado para las centrales existentes, para el valor de 30 mg/Nm<sup>3</sup> no es posible agregar campos adicionales al precipitador existente se estaría subvalorando las inversiones a realizar.

La evaluación se realizó considerando este reacondicionamiento (aumento de eficiencia del precipitador electrostático) factible, agregando un sobre costo para las centrales existentes (por concepto de reemplazo o aumento de capacidad del equipo), con el fin de prever situaciones en las cuales el costo fuera subestimado.

48. Nombre: Brian Mace. Empresa: Petropower

Pregunta:

- i. Cómo se determinarían límites de contaminantes, en base al promedio, en base a la mejor tecnología, en base a realidad país?  
En base a la evaluación económica (costos versus beneficios)

- ii. Como se controlarían límites, en línea, cuáles serán los límites de cantidad de eventos sobre el límite? Se eliminarían bypass de partida? O de emergencia?

El método de medición de emisiones debe ser continuo y se evaluarán sobre la base de promedios horarios, y se deberá cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante un año calendario. En todo caso, en las mediciones no se consideran las partidas ni las paradas, ni períodos cortos de fallas de equipos de abatimiento.

49. Nombre: Juan Cerda. Empresa: Petropower

Pregunta:

- i. Bloques de energía con precios a la baja implicarán uso tecnologías más contaminante? O maximizar límites de contaminación?  
Los precios de los bloques de energía consideran el costo de los abatimientos.
- ii. Desacoples del sur implican mayor contaminación, en forma indirecta?  
Sí.
- iii. Bloque de energía terminaran RM 88?  
No se enmarca dentro del estudio.

50. Nombre: Juan Cerda. Empresa: Petropower

Pregunta: ¿Cuál es sentido norma especial co generación?

- i. ¿Qué se busca al separarla, solo está relacionada con las celulosas?  
Las razones por las cuales fueron separadas se exponen en la sección 3.2 del informe, y hace alusión a todas las centrales de cogeneración.
- ii. ¿Beneficios y costos de estar separado?  
No se enmarca dentro del estudio.
- iii. ¿Se puede participar en las discusiones?  
No se enmarca dentro del estudio.

51. Nombre: Juan Cerda. Empresa: Petropower

Pregunta:

- i. ¿El que contamina paga?  
El cumplimiento de la norma tiene carácter obligatorio, el "pago" en que se incurre corresponde al costo de incluir los equipos de abatimiento necesarios para cumplir la norma.
- ii. ¿Paga menos que los beneficios de contaminar?  
En conjunto, los beneficios de implementar la norma son mayores que los costos.
- iii. ¿Cómo se definirá el pago? Pago por ton? Otro?  
Idem pregunta i.
- iv. ¿Si paga el que contamina, porque no percibe el que está muy bajo respecto a la norma, por Ej. Créditos?  
Idem pregunta i.

## **Minuta: Informa sobre el cumplimiento del parque actual (2008) de los valores límites de emisión del anteproyecto**

11.12.09 versión01 CGCF/PU

Para la elaboración de la norma de emisión se consideró el año 2008 como línea de base, año para el cual se estableció, a partir de los resultados validados de una encuesta aplicada al sector a regular, una estimación de las emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel y vanadio. También se revisó la incorporación o no de equipos de control.

Cabe destacar que no existen exigencias para reacondicionar las termoeléctricas por consiguiente mejorar la calidad o la eficiencia de las instalaciones es una decisión privada. La Norma Técnica de seguridad en el suministro y calidad no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia para estos establecimientos. En el SING, por ejemplo, el pago por potencia firme no considera la antigüedad de las generadoras, tampoco se incorporan mecanismos para maximizar la eficiencia de las centrales generadoras en fijaciones tarifarias. La ausencia de exigencias para mejorar la eficiencia o para repotenciar una termoeléctrica permite la existencia de centrales con bajo rendimiento, aumentando con esto las emisiones de contaminantes.

A continuación se revisa por tipo de contaminante y combustible, la situación de cumplimiento del parque existente de los límites de emisión del anteproyecto norma:

### **1. Material Particulado (MP)**

#### **Combustibles Sólidos (carbón): 50 mg/m<sup>3</sup>-N**

Actualmente de 13 fuentes emisoras existentes, 12 declaran incorporar un equipo de control de MP. A pesar de esto se registran niveles de MP sobre lo esperado (declarado por los propios titulares en la encuesta que se realizó a través del estudio). Se atribuyen estos altos niveles de MP a las siguientes razones: probablemente no se cuenta con una mantención adecuada, no se encienden los equipos con objeto de reducir costos en consumo de energía o el diseño del equipo es inadecuado.

Cabe destacar que la eficiencia de remoción de MP puede alcanzar el 99%. Por lo anterior se analizó el parque existente de termoeléctricas y sus posibilidades de reacondicionamiento de equipos.

Se constata un caso emblemático en términos de reducción de emisiones de MP, el cual corresponde a la central Bocamina, unidad del año 70 (casi 40 años de antigüedad), usa carbón pulverizado e incorporó un filtro de mangas el año 2006 (eficiencia 99,9%), paso de emitir de 7.000 MP mg/m<sup>3</sup>-N a 45 MP mg/m<sup>3</sup>-N.

Otro caso pero tiene que ver con la combinación entre la tecnología de combustión más el equipo de control, corresponde a Petropower, localizado en la 8ª región, la cual incorpora lecho fluizado y un filtro de mangas, con valor de MP menor a 30 mg/m<sup>3</sup>-N.

#### **Combustibles Líquidos: 30 mg/m<sup>3</sup>-N**

Del parque existente, 4 no cumplen con el valor de 50 mg/m<sup>3</sup>-N de un total de 38 fuentes emisoras. Se incluye en las que no cumplen las unidades a diesel/petróleo pesado de Tocopilla que registran los valores máximos en chimenea.

#### **Combustibles Gaseosos: No aplica**

En este caso el aporte en MP es marginal y despreciable, es decir, no es aplicable un valor límite de emisión.



## 2. Dióxido de azufre (SO<sub>x</sub>)

### **Combustibles Sólidos (carbón): 200 mg/m<sup>3</sup>-N**

Actualmente de las 13 fuentes emisoras existentes que utilizan combustibles sólidos, 1 declara incorporar un equipo de control para SO<sub>x</sub>. En este caso cabe destacar que la norma de emisión será una oportunidad para reducir las emisiones de SO<sub>x</sub>, reconocido como uno de los gases precursores de MP2.5.

Para fijar los límites y la gradualidad para la implementación de sistemas de control del dióxido de azufre, se consideró la calidad de los combustibles que se utilizan en Chile, que son de bajo porcentaje de azufre. Se constató que las termoeléctricas declaran, a través de su RCA o en la encuesta al sector, que el porcentaje de azufre contenido en el combustible está en el orden de un 1-1,2%, esto optimiza la selección del equipo de control y su eficiencia de remoción que está en el orden de un 94 a un 98%. Evaluándose que la solución óptima (costo-efectiva) de tratamiento del flujo del gas es factible técnica y económicamente realizarla de una vez al momento que se haga exigible la norma de emisión.

### **Combustibles Líquidos: 30 mg/m<sup>3</sup>-N**

También se consideró la calidad del diesel que se utiliza en Chile, respecto a su % de azufre. En este escenario las que cumplen ya están utilizando diesel de muy buena calidad (Renca, Campanario, Horcones, Antilhue, Colmito, San Isidro). En este caso hay que considerar que la mayoría son turbinas gas-diesel, que dada la indisponibilidad de gas están utilizando diesel.

## 3. Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

### **Combustibles Sólidos (carbón): 400 mg/m<sup>3</sup>-N**

Este límite de emisión se logra sólo incorporando quemadores Low-NO<sub>x</sub>, cabe destacar que los quemadores corresponden a una tecnología básica de combustión, que ayuda al control de la temperatura minimizando la formación de óxidos de nitrógeno en el proceso de combustión de carbón pulverizado, alcanzando valores en el orden de 200 mg/m<sup>3</sup>-N. Esto siempre y cuando además se ejecuten medidas de control de operación y las respectivas mantenciones a los quemadores (nótese que no se está incorporando un equipo de control para lograr este valor). Actualmente, 4 térmicas a carbón cumplen de un total de 13.

### **Combustibles líquidos: 200 mg/m<sup>3</sup>-N**

La misma situación anterior. Actualmente, 18 cumplen de un total de 38.

### **Combustibles gaseosos: 50 mg/m<sup>3</sup>-N**

La misma situación anterior. Actualmente, cumplen 20 de un total de 21.

..//





Anteproyecto Norma Emisiones Termoeléctricas



© INERCO 2009

# Norma de emisión para Termoeléctricas de Chile

Aspectos normativos de más  
relevancia



*Reunión con COLBUN. Diciembre 2010.*

002171

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE NORMAR SÓLO LAS EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

### Norma común para todas las instalaciones de combustión de contacto indirecto

- Fácil adecuación de la norma para incluir otras fuentes distintas de las termoeléctricas.
- La incidencia ambiental de una combustión es independiente del fin de la misma.
- Necesario incluir todas las fuentes de combustión para cumplir el objetivo: protección de la salud y el medio ambiente.
- Exclusión de cogeneraciones.

## TAMAÑO UMBRAL DE APLICACIÓN

$\geq 50 \text{ MW}_{th}$

- *Definición de foco*
- *Central térmica Vs Unidades generadoras*

## DISTINCIÓN DE VLE POR TIPO DE COMBUSTIBLE/TECNOLOGÍA/POTENCIA

### Se descarta el enfoque neutro

- Distinción por combustible: sólido, líquido y gas.
- Distinción por tecnología: calderas y turbinas.
- Distinción por potencia: VLE más exigentes cuanto mayor sea la potencia de la instalación.

## DISTINCIÓN DE VLE POR POTENCIA

- *Consideración del potencial contaminante. Contribución másica. El menor monto total de emisiones, debe tener un trato más distendido.*
- *Capacidad económica de las grandes instalaciones.*
- *Costes de escala y capacidad de amortización.*
- *Limitaciones técnicas de las propias medidas correctoras, en ocasiones asociadas a caudal de gases. Ejemplo SNCR, spray drier, inyección de cal/caliza.*

## CONTAMINANTES A REGULAR

### SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas

- SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas:
  - gran peso específico en instalaciones de combustión
  - recogidos en legislación internacional.
- Metales:
  - importancia según el combustible empleado.
  - difícil medición en continuo.
  - el control de los metales está asociado a la MP.
  - repetitividad de medidas.

## **DISTINCIÓN ENTRE PLANTAS NUEVAS Y EXISTENTES. PLAZOS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA (I)**

### **VLE diferentes para instalaciones nuevas y existentes**

- Definición de instalación existente: aquella que en el momento de entrada en vigor de la norma reúna alguna de las siguientes consideraciones:
  - estar en operación (debidamente legalizada).
  - estar en construcción (con las licencias y/o permisos necesarios para ello).
  - estar autorizada (en disposición de las licencias y/o permisos necesarios), aunque no se encuentre en fase de construcción.
  - consideración de modificaciones.

## **DISTINCIÓN ENTRE PLANTAS NUEVAS Y EXISTENTES. PLAZOS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA (II)**

### **Plazos de adaptación diferentes para instalaciones nuevas y existentes**

- Para instalaciones nuevas:
  - cumplimiento inmediato de VLE.
- Para instalaciones existentes:
  - 8-10 años de adaptación para cumplimiento de VLE.
  - mínimo de 3 años de adaptación para monitorización en continuo.

## **DISTINCIÓN ENTRE PLANTAS NUEVAS Y EXISTENTES. PLAZOS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA (III)**

### **Adaptación de instalaciones existentes: cronograma**

#### **-Actuaciones generales:**

- Estudios previos (análisis técnico-económico de alternativas, planificación de actuaciones): 12 meses.***
- Redacción de especificaciones, concurso, adjudicación y negociaciones: 12-24 meses.***
- Permisos, servidumbres.***

#### **-Instalación de tecnologías de abatimiento:**

- Ingeniería básica: 6-12 meses.***
- Ingeniería de detalle, fabricación y construcción: 18-24 meses.***
- puesta en marcha: 6-12 meses.***

**Total estricto de adaptación a la nueva norma: 54-84 meses.**

**Adicionalmente: escalonamiento.**

## SISTEMAS DE MONITOREO (I)

### Monitorización en continuo de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas

- Instalaciones nuevas: aplicación inmediata.
- Instalaciones existentes: mínimo 3 años de adaptación.
- Excepciones según combustible:
  - gas natural o GLP: excluir SO<sub>2</sub> y partículas.
  - combustible con bajo % S: excluir SO<sub>2</sub>.
- Exclusión caudal.
- Excepciones según horas de funcionamiento.

## SISTEMAS DE MONITOREO (II)

### Monitorización en continuo

- Intervalo de confianza del 95% de un % del VLE para garantizar precisión.
- Descarte de datos en arranque/parada y durante avería del equipo de reducción de emisiones (se limita el tiempo de mal funcionamiento).
- Descarte de datos en calibración/mantenimiento/avería del monitor (se establece n° mínimo de datos para obtener promedios temporales válidos).

### Comparación con VLE

- Se establecen distintos promedios temporales de comparación (medias horarias, diarias, mensuales, etc.).
- Se establece el n° admisible de superaciones de VLE.

## CUMPLIMIENTO DE VLE(I)

### Se contemplan determinadas particularidades al cumplimiento de los VLE generales

- Instalaciones existentes con vida útil <30.000 horas y <7-8 años, sin VLE.
- Instalaciones (nuevas o existentes) con número reducido (del orden de las centenas) de horas de funcionamiento (emergencias), sin VLE.
- Instalaciones (nuevas o existentes) aisladas, VLE menos exigentes.
- ✓ Se descartan: arranques/paradas, avería del equipo de reducción de emisiones y calibración/mantenimiento/avería del monitor.

## **CUMPLIMIENTO DE VLE (II)**

**Los VLE de la norma de emisión se complementan con otros requerimientos**

- **Normas de calidad del aire (inmisión).**
- **Resoluciones de Calificación Ambiental.**
- **Planes de Descontaminación.**

## **LÍMITES**

## Diesel grado B será distribuido en todo el país

*11/01/2010. Combustible presenta un contenido de azufre de sólo 50 partes por millón (ppm), en comparación a los 350 ppm del distribuido hasta el año 2009.*



(Carlos Cabeza, gerente Enap Refinerías; Rodrigo Azócar, gerente comercial Enap; Jaime Tohá, Intendente Regional; Alvaro Spag, Director Ejecutivo CONAMA; Bolívar Ruíz, Director Regional CONAMA.)

(08/01/2010).- Una medida largamente esperada por la ciudadanía y el sector productivo de todas las regiones del país fue anunciada esta mañana desde la Región del Biobío: la distribución del Diesel Grado B de alta calidad, combustible con un contenido de azufre de sólo 50 partes por millón (ppm), en comparación a los 3.000 ppm con que se entregaba el año 2004 y los 350 ppm distribuidos hasta el año 2009, lo que se traduce en un aporte sustancial a la calidad de vida de las personas y al medioambiente.

De este modo, el contenido de azufre en el Diesel para el país es ahora similar al Diesel Ciudad Plus, que la Empresa Nacional del Petróleo (Enap) entrega en la Región Metropolitana desde julio de 2004. Este combustible es el de mejor calidad en América Latina, sólo comparable con el combustible exigido en Europa y en el Estado de California en Estados Unidos.

Para el Gerente General de Enap, "esto nos coloca al nivel de países más exigentes en materia de combustibles con lo que estamos contribuyendo a los planes de descontaminación que hay nivel regional (en el país). Enap está cumpliendo con el compromiso de entregar mejor combustible a las regiones. Aquí hay un esfuerzo de inversión de los últimos cuatro gobiernos, de más de US\$ 600 millones, que involucra la planta de Hidrocracking en las dos refinerías (Aconcagua y Biobío) y desulfurización".

Por su parte, Alvaro Sapag, Director Ejecutivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) destacó que "esto no podría hacerse si es que no existiera una correcta coherencia entre las políticas públicas desde la regulación a los combustibles disponibles para que esta tecnología pueda aplicarse en el país. Esto no hace más que cerrar un círculo virtuoso de política pública entre regulación y el diálogo entre los diversos actores para avanzar en un

tema que nos interesa a todos y que es la calidad del aire. Esperamos que esto signifique avances muy importantes desde el punto de vista de la política pública en materia de medio ambiente para todo nuestro país".

## **Diesel Grado B en todo Chile**

Con la entrada en vigencia, el 1 de enero pasado, del Decreto Supremo 319 del Ministerio de Economía, la Empresa Nacional del Petróleo comenzó a abastecer a las regiones de Chile con Diesel Grado B, de alta calidad, cuyo contenido de azufre es de sólo 50 partes por millón.

En consideración a que la reducción del contenido de azufre afecta negativamente las propiedades lubricantes del diesel, en el nuevo Diesel Grado B se introdujo (al igual como se hizo con el Diesel Ciudad Plus), la especificación del Índice de lubricidad de 460 micrones, que es el mismo valor exigido en la norma europea, y mejor que el exigido en Estados Unidos, que es 520 micrones. Por lo tanto, el Diesel Grado B, así como el Diesel Ciudad Plus de Enap se encuentra entre de los mejores diesel multipropósito del mundo.

Entre las ventajas del nuevo Diesel Grado B que Enap produce en las Refinerías de Biobío y Aconcagua, se cuentan la reducción en 85% de las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), tanto de la industria como de los vehículos que utilizan este combustible; permite el desplazamiento de los vehículos livianos a diesel con estándar Euro IV y similares, sin riesgos sobre sus sistemas de control de emisiones; facilita la posibilidad de que se incorpore un nuevo parque de vehículos con estándar Euro IV y similares, en regiones; que se incorporen sistemas de postratamiento de emisiones (filtros DPF y similares) en los buses y camiones existentes y en los nuevos, reduciendo las emisiones de material particulado de menos de 10 micrones (MP10) en más del 90% y las emisiones de material particulado 2,5 (las más dañinas para la salud), en más del 99%, de acuerdo con los estudios realizados por CONAMA y el Ministerio de Transporte, y la factibilidad para aplicar planes de descontaminación atmosférica de las regiones, en los que la calidad de los combustibles constituye uno de los pilares fundamentales.

El Director Ejecutivo de CONAMA, Alvaro Sapag, complementó señalando que "estos combustibles de primera calidad permiten además el uso de tecnologías adicionales de final de tubo, que permiten reducir aún más las emisiones. Por ejemplo, en las flotas de camiones o buses incorporar filtros en el escape que permiten abatir en 99% el material particulado que sale por los escapes. Además de tener bajos porcentajes de azufre, al generarse la combustión, los precursores de material particulado secundario también disminuyen ostensiblemente; por lo tanto, esta medida es sólo ganancias ambientales".

## **Plan de Prevención y Ocde**

El Intendente Regional, Jaime Tohá, señaló confiado que este anuncio es algo que la ciudadanía y las empresas van a reconocer y agradecer. Así también se refirió a que la Región del Biobío está en condiciones, a partir de todos los avances que ha habido en estos últimos años, de dar un gran salto hacia el desarrollo, reconociendo dos obstáculos por superar. Uno es la precariedad laboral que persiste en muchas áreas y la sustentabilidad ambiental del modelo de desarrollo que queremos impulsar.

"Cuando CONAMA Regional anunció el Plan de Prevención de Contaminación Atmosférica para el Concepción Metropolitano nos estábamos adelantando a problemas que tarde o temprano íbamos a tener. Este plan no es un obstáculo, sino una condición favorable

para el desarrollo. Ahora, cuando ya tenemos tres comunas en estado de saturación, esta medida que ha tomado Enap y este combustible que coloca a nuestra disposición, es una magnífica noticia para nuestra región".

La máxima autoridad regional destacó además que "en el mundo de hoy, los inversionista buscan ir donde hay reglas claras, donde hay condiciones de estabilidad, fruto de políticas públicas que estén a tono con las exigencias del mundo de hoy. No hay que olvidar que estamos accediendo como miembros plenos de la Organización para Cooperación y Desarrollo Económico (Ocde) y que tenemos que con ello recibir los beneficios que esto significa, pero al mismo tiempo asumir las condiciones y exigencias que significa ser parte de los países más desarrollados del mundo".

En este sentido, Alvaro Sapag agregó que "damos además un paso significativo en el país para lo que será la incorporación a la Ocde. Vamos a estar preparados en materia de combustible particular e industrial que nos va a poner en un pie de igualdad en esto", finalizó.