Ministerio del Medio Ambiente
División de Calidad del Aire y Cambio Climático
Departamento de Normas y Políticas

A continuación, se presenta el estudio ***"Antecedentes para la elaboración de la Norma Nacional de calderas y procesos de combustión (hornos de vidrio y cementeras)"***, realizado por Green Lab UC de DICTUC S.A. para el Departamento de Economía Ambiental, División de información y Economía Ambiental del Ministerio del Medio Ambiente, licitación 608897-74-LE16 del 13 de julio del 2016.

Este estudio sirve de fundamento para la elaboración del Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) realizado para la elaboración de esta norma.

Además, se adjunta el CD con el estudio en formato digital (PDF), anexos del estudio y referencias utilizadas para su elaboración.

000332

GreenLabUC
Gestión y Política Ambiental DICTUC S.A.

ANTECEDENTES PARA LA ELABORACIÓN DE LA NORMA NACIONAL DE CALDERAS Y PROCESOS DE COMBUSTIÓN (HORNOS DE VIDRIO Y CEMENTERAS)

Estudio solicitado por Subsecretaría del Medio Ambiente

INFORME FINAL v.4

Santiago, 19 de Octubre 2016

003332 VTA

GreenLabUC
Gestión y Política Ambiental DICTUC S.A.

Equipo de Trabajo

Luis Abdón Cifuentes, Ingeniero Civil Estructural
Ph.D. en Ingeniería y Políticas Públicas
lac@ing.puc.cl

Juan de Dios Rivera, Ingeniero Civil Industrial
Ph.D. en Ingeniería Mecánica
jrivera@ing.puc.cl

José Miguel Valdés, Ingeniero Civil Industrial
Especialidad Eléctrica
jmvaldes@uc.cl

Camila Cabrera, Ingeniero Civil Industrial
M.Sc. en Política y Regulación Ambiental
ccabrera@dictuc.cl

Christopher van Rees, Ingeniero Civil Industrial
Especialidad Hidráulica
ctvanrees@uc.cl

Tabla de Contenidos

TABLA DE CONTENIDOS I
LISTA DE FIGURAS IV
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS V
1. ANTECEDENTES 1
2. OBJETIVOS Y ALCANCES 3
2.1 OBJETIVO GENERAL 3
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 3
2.3 ALCANCES 3
3. CONSOLIDACIÓN DE BASE DE DATOS NACIONAL DE CALDERAS Y PROCESOS DE COMBUSTIÓN 7
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE 7
3.2 METODOLOGÍA DE CONSOLIDACIÓN DE BASE DE DATO 8
3.2.1 Uniformización de BD 9
3.2.2 Correspondencia de las fuentes en cada BD 10
3.2.3 Filtrado, reestimación y completitud 14
CALDERAS 14
PROCESOS DE COMBUSTIÓN 22
4. RESULTADOS PARQUE EXISTENTE PARA AÑO BASE 27
4.1 CALDERAS 27
4.2 PROCESOS DE COMBUSTIÓN 41
5. MEDIDAS DE ABATIMIENTO 45
5.1 MEDIDAS DE CONTROL 45
5.2 RECAMBIO CALDERAS 52
6. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN 55
6.1 PROYECCIÓN DE LÍNEA BASE 55
6.2 PROYECCIÓN DE ESCENARIOS REGULATORIOS 63
7. ANÁLISIS DE COSTOS DE ESCENARIOS NORMATIVOS 78
7.1 COSTOS PARA CALDERAS 78
7.2 COSTOS DE ESCENARIOS REGULATORIOS 81
8. CONCLUSIONES 86
9. BIBLIOGRAFÍA 89
10. ANEXOS 91
I. LÍMITES DE EMISIÓN DE PPDAS CONSIDERADOS 91
II. ANTECEDENTES DE EFICIENCIAS DE MEDIDAS DE CONTROL 100
III. COSTOS DE MEDIDAS DE ABATIMIENTO 102
IV. SENSIBILIDADES 104
IV.1 SENSIBILIDAD AL NIVEL DE ACTIVIDAD MÍNIMO 104
IV.2 SENSIBILIDAD AL LÍMITE DE EMISIÓN DE MP 106

000333 VTA

Lista de Tablas

Tabla 2-1 PDA y comunas consideradas 4
Tabla 3-1 Resumen contenido BDs 8
Tabla 3-2 Número de fuentes por Base de datos 8
Tabla 3-3 Códigos de contaminantes de las distintas BD 10
Tabla 3-4 Códigos de tipo de fuente final de las distintas BD 10
Tabla 3-5 Asignación ID único de mismas fuentes 12
Tabla 3-6 Fuentes de la RM de SISTAM Ingeniería sin correlación en ATS Energía 13
Tabla 3-7 Número de datos de emisión faltantes por Tipo de contaminante 14
Tabla 3-8 Ejemplo de asignación de Nivel de Actividad 16
Tabla 3-9 Valores de $R2$ lineal para los distintos combustibles (Potencia vs Caudal) 17
Tabla 3-10 Ejemplo de filtrado de potencia térmica 18
Tabla 3-11 Valores de PCS y Fd por combustible 19
Tabla 3-12 Regla de filtrado para el Caudal 20
Tabla 3-13 Concentraciones por defecto para emisiones sin control por contaminante [mg/m3N] 21
Tabla 3-14 Número de Fuentes por rubro (procesos de combustión) 23
Tabla 3-15 Agrupación en rubros equivalentes 24
Tabla 3-16 Fuentes sin información por contaminante 25
Tabla 3-17 Factores de emisión por defecto para mercurio 25
Tabla 4-1 Total de emisiones por contaminante y tipo de fuente [Ton/año] 27
Tabla 4-2 Distribución de calderas por tipo de combustible principal 28
Tabla 4-3 Valores totales de potencia térmica estimada por región 32
Tabla 4-4 Caldera por tipo y PPDA 34
Tabla 4-5 Emisiones según Rango de Potencia [ton/año] 35
Tabla 4-6 Emisiones según la presencia de PPDA [ton/año] 36
Tabla 4-7 Emisiones por contaminante y sector comunas sin PPDA [ton/año] 36
Tabla 4-8 Emisiones por contaminante y Categoría CIIU sin PDA [ton/año] 37
Tabla 4-9 Emisiones por contaminante según estado de combustible calderas sin PPDA [ton/año] 38
Tabla 4-10 Emisiones por contaminante según categoría PyME [ton/año] 38
Tabla 4-11 Fuentes por rubro y región 43
Tabla 4-12 Emisiones según presencia o no de PPDA [ton/año] 44
Tabla 4-13 Emisiones por rubro sin PPDA 44
Tabla 5-1 Equipos de control y eficiencias consideradas 46
Tabla 5-2 Detalle de información de los costos por tecnología 49
Tabla 5-3 Costos por tonelada reducida [USD/ton] SCR según Potencia [MW] y nivel de actividad [hr] 51
Tabla 5-4 Equipo de control de NOx para recambio de caldera por Gas Natural 53
Tabla 6-1 Años de implementación de los límites de emisión de calderas para cada PDA 55
Tabla 6-2 Variable principal utilizada en la proyección de distintos subsectores industriales 56
Tabla 6-3 Tasa de crecimiento anual y calderas totales, por región 57
Tabla 6-4 Calderas incorporadas por año desde el 2010 58
Tabla 6-5 Calderas nuevas por tipo de tipo de combustible al año 2026 59
Tabla 6-6 Calderas nuevas al año 2026, según rango de potencia [MWt] 60
Tabla 6-7 Emisiones por contaminante para años seleccionados [ton/año] 61
Tabla 6-8 Escenario regulatorio 1 para calderas existentes, [mg/m3N] 64
Tabla 6-9 Escenario regulatorio 1 para calderas nuevas, [mg/m3N] 64
Tabla 6-10 Escenario regulatorio 2 para calderas existentes, [mg/m3N] 64
Tabla 6-11 Escenario regulatorio 2 para calderas nuevas, [mg/m3N] 64
Tabla 6-12 Límite de emisión para calderas nuevas en el rango de potencia 0.3 a 1 MWt [mg/m3] 64

Tabla 6-13 N° de fuentes existentes que incumplirían la normativa por contaminante y escenario normativo 69
Tabla 6-14 Calderas existentes que incumplirían la normativa por tipo de combustible 69
Tabla 6-15 Número de calderas existentes que incumplirían normativa por rango de potencia térmica y escenario 70
Tabla 6-16 Número de calderas existentes que incumplen normativa por tipo y escenario 70
Tabla 6-17 Número de calderas existentes que incumplirían normativa según si tienen un PPDA asociado 71
Tabla 6-18 Número de calderas sin PPDA asociado según categoría PyME que incumplen normativa 71
Tabla 6-19 Número de calderas que incumplirían la normativa en el escenario 1 según Categoría CIIU 72
Tabla 6-20 Número de calderas que incumplirían la normativa en el escenario 2 según Categoría CIIU 73
Tabla 6-21 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de MP 74
Tabla 6-22 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de NOx 74
Tabla 6-23 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de SO2 75
Tabla 6-24 Emisiones (ton/año) para escenario normativo 1 75
Tabla 6-25 Emisiones (ton/año) para escenario normativo 2 76
Tabla 6-26 Trayectoria de emisiones [ton/año] para calderas sin PPDA asociado - Esc. 1 76
Tabla 6-27 Trayectoria de emisiones [ton/año] para calderas sin PPDA asociado – Esc. 2 77
Tabla 6-28 Reducciones para el año 2026 [ton/año] 77
Tabla 7-1 Valor Presente de costos por escenario [USD-2016] 78
Tabla 7-2 Resumen de costos por escenario [USD-2016] para fuentes sin PPDA asociado 78
Tabla 7-3 Distribución de los costos de reducción según categoría con PPDA y PyME 79
Tabla 7-4 Distribución de los costos de reducción según categoría CIIU, calderas PyME sin PPDA 80
Tabla 7-5 Costos de reducción promedio [USD-2016/ton] – Todas las fuentes 80
Tabla 7-6 Costo de reducción promedio [USD-2015/ton] – Calderas sin PPDA 80
Tabla 7-7 Resumen de presupuesto del programa de fiscalizaciones 2015 de normas de emisión 81
Tabla 7-8 Resumen de presupuesto del programa de fiscalizaciones 2016 81
Tabla 7-9 Costos anuales de fiscalización 82
Tabla 7-10 Frecuencia de medición discreta para calderas menores a 20MWt 83
Tabla 7-11 Costos para monitoreo continuo 83
Tabla 7-12 Costos de monitoreo continuo por ensayo [USD-2016/medición] 84
Tabla 7-13 Costo anuales de monitoreo continuo [USD-2016/año] 84
Tabla 7-14 Costos anuales de monitoreo discreto [USD-2016/año] 84
Tabla 7-15 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para todas las calderas [USD-2016] 85
Tabla 7-16 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para fuentes sin PPDA [USD-2016] 85
Tabla 8-1 Total de emisiones por contaminante y tipo de fuente [Ton/año] Año base 2016 86
Tabla 8-2 Descripción de las fuentes sin PPDA asociado año base 86
Tabla 8-3 Reducciones totales [ton] del período (2016-2027) por tipo escenario 87
Tabla 8-4 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para todas las calderas [USD-2016] 88
Tabla 8-5 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para fuentes sin PPDA [USD-2016] 88
Tabla 10-1 Años de implementación de límites de emisión para calderas por PPDA 91
Tabla 10-2 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes - Chillán 92
Tabla 10-3 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Coyhaique 93
Tabla 10-4 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Curicó 94
Tabla 10-5 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Los Ángeles 95
Tabla 10-6 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Osorno 96
Tabla 10-7 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Ventanas 96
Tabla 10-8 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Talca 97
Tabla 10-9 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Temuco 98
Tabla 10-10 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Rancagua 99
Tabla 10-11 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, SISTAM. 100
Tabla 10-12 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, GPA 101

000334 VTA

Tabla 10-13 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, AMEC....101
Tabla 5-2 Detalle de información de los costos por tecnología....102
Tabla 10-15 Costos por default Reducciones de NOx....103
Tabla 10-15 Costos por default Reducciones MP....104
Tabla 10-15 Costos por default Reducciones deSO" 104
Tabla 10-16 Calderas que incumplen con los límites en escenario de sensibilidad de nivel de actividad 105
Tabla 10-17 Reducciones para el año 2026 [ton/año] en escenario de sensibilidad de nivel de actividad 106

Lista de Figuras

Figura 3-1 Función de distribución acumulada de nivel de actividad [hrs/año]....16
Figura 3-2 Función de distribución acumulada de potencia térmica asignada [MWt]....18
Figura 3-3 Función de distribución acumulada de caudal asignado [dsm3/hr]....20
Figura 4-1 Distribución porcentual de fuentes de calderas por combustible (total= 10,047 fuentes)....28
Figura 4-2 Distribución de calderas PyMES por combustible (total= 3,535 fuentes) 29
Figura 4-3 Número de calderas por rango de potencia 30
Figura 4-4 Distribución de calderas por rango de potencia y combustible 30
Figura 4-5 Distribución porcentual de rango de potencia por región 31
Figura 4-6 Calderas en comunas según PPDA por rango de potencia 33
Figura 4-7 Número de calderas por categoría CIIU 34
Figura 4-8 Distribución de las emisiones según rango de potencia....35
Figura 4-9 80 Mayores emisoras de MP en comunas sin PPDA [ton/año] 39
Figura 4-10 80 Mayores emisoras de CO en comunas sin PPDA [ton/año] 40
Figura 4-11 80 Mayores emisoras de SO2 en comunas sin PPDA [ton/año] 40
Figura 4-12 80 Mayores emisoras de NOx en comunas sin PPDA [ton/año] 41
Figura 4-13 80 Mayores emisoras de Hg en comunas sin PPDA [ton/año]] 41
Figura 4-14 Fuentes según combustible o producción 42
Figura 5-1 Comparación de costos [USD/ton] de un SCR según ecuación de costo para caldera de 40 MWt vs caldera de 400 MWt. 52
Figura 6-1 Distribución de combustibles por región de calderas nuevas 59
Figura 6-2 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante....61
Figura 6-3 Emisiones de MP totales por año [ton/año]....62
Figura 6-4 Emisiones de MP diferenciando parque existente y parque nuevo proyectado [ton/año] 62
Figura 6-5 Emisiones de MP por región [ton/año] 63
Figura 6-6 Límites de emisión de MP [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs....65
Figura 6-7 Límites de emisión de SO2 [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs....66
Figura 6-8 Límites de emisión de NOx [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs 66
Figura 6-9 Límites de emisión de MP [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs....67
Figura 6-10 Límites de emisión de SO2 [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs....67
Figura 6-11 Límites de emisión de NOx [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs 68
Figura 8-1 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante....87
Figura 10-1 Límites de emisión de MP PPDAs vs Norma de emisión [mg/m3] 107
Figura 10-2 Límites de emisión de MP PPDAs vs Norma de emisión [mg/m3] para escenario de sensibilidad 108

Acrónimos y Abreviaturas

BD:	Base de Dato
CA:	Calderas de calefacción: Equipo de combustión que consta de un recipiente metálico y accesorios, destinado a la generación de vapor a una presión igual o menor a 0,5 kilogramos de fuerza por centímetro cuadrado (kgf/cm2), al calentamiento de agua o al calentamiento de fluido térmico. Definición de la Resolución 2063/2005 del Ministerio de Salud
CO:	Monóxido de Carbono
GE:	Calderas de generación eléctrica
Hg:	Mercurio
IN:	Calderas industriales: Generador de vapor cuya presión de trabajo es mayor a 0,5 kilogramos de fuerza por centímetro cuadrado (kgf/cm2). Definición de la Resolución 2063/2005 del Ministerio de Salud.
MINSEGPRES:	Ministerio Secretaría General de la República
MPx:	Material Particulado, x da cuenta del límite superior en µm de la fracción considerada
NOx:	Óxidos de Nitrógeno, x da cuenta del número de átomos de oxígeno en la molécula
PC:	Procesos con combustión
PCS:	Poder Calorífico Superior
PPDA:	Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica
PSC:	Procesos sin combustión
RETC:	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
RM:	Región Metropolitana
SMA:	Subsecretaría del Medio Ambiente
SOx:	Óxidos de Azufre, x da cuenta del número de átomos de oxígeno en la molécula

000335 VTA

1. Antecedentes

En Chile, la calidad del aire en varias ciudades del país ha alcanzado niveles que justifican la implementación de múltiples planes de descontaminación locales. El actual gobierno ha dado prioridad al desarrollo de estos planes, cuyo avances ser reflejan en la estrategia de PPDA 2014-2018 (Ministerio del Medio Ambiente Gobierno de Chile, 2014) y que ha dado origen a una serie de nuevos PPDA en las ciudades más saturadas. Se busca complementar los esfuerzos realizados por los PPDA en zonas con evidencia de saturación, con una norma nacional que permita controlar las emisiones de las principales fuentes.

Las calderas y procesos de combustión (hornos de vidrio y cementeras) constituyen un significativo aporte en las emisiones de material particulado a la atmósfera y precursores del mismo. Estas fuentes de emisión se encuentran presente en distintos rubros industriales, así como también en los sectores residencial, comercial e institucional. Además, poseen una gran variabilidad en cuanto tamaño (potencia), combustibles de diferentes calidades, tecnologías de combustión, niveles de actividad y antigüedad.

La alta variabilidad y la relevancia del sector de fuentes estacionarias, hace necesario contar con la información necesaria para poder desarrollar políticas y normas para la reducción eficiente desde el punto de vista económico, en la reducción. Sin embargo, la información actualmente disponible no se encuentra sistematizada y se observan incongruencias que impiden su uso directo.

Este estudio va en la línea de la sistematización de la información necesaria para la evaluación de las medidas atingentes a la regulación de la emisión de contaminantes criterios, emitidos por las calderas de los sectores industrial, residencial, comercial e institucional o público, así como para la elaboración del Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) de dicha regulación.

Para el desarrollo del presente estudio, el MMA recopiló los antecedentes con los que contaba entregándoselos al consultor. Dichos antecedentes son los siguientes:

- Informe Final elaborado por SISTAM Ingeniería "Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos con combustión en el sector industrial, comercial y residencial" (año base 2012)
- Base de datos de SEREMI de Salud RM (año base 2014)
- Declaraciones del RETC (año 2015); sin embargo, estas declaraciones no contienen información respecto a potencia y tipo de combustible.
- Informe final elaborado por ATS Energía "Antecedentes para la elaboración de la norma de calderas, dentro del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico para la región Metropolitana" (2015)
- Base de datos correspondiente al Decreto Supremo 138 del Ministerio de Salud, en formato digital para el año 2014

A partir de esta información, además de antecedentes recopilados, se genera una base de datos consolidada, actualizada al año 2016 y corregida, especialmente en cuanto a la estimación de potencias, caudales, concentraciones y nivel de actividad. Todo lo anterior permite realizar una nueva estimación de las emisiones para los distintos contaminantes de interés de la presente consultoría.

Cabe destacar que la norma nacional de calderas no es la única norma que afecta las emisiones de este tipo de fuentes, otros instrumentos de gestión ambiental como los planes de descontaminación o normas sectoriales específicas como las normas de fundiciones o termoeléctrica, se encargarán de parte de las emisiones.

003336 VTA

2. Objetivos y Alcances

Los siguientes corresponden a los objetivos del presente estudio.

2.1 Objetivo general

Elaborar (a partir de la recopilación, validación y consolidación de la información actualmente disponible) los antecedentes y una evaluación económica de escenarios de regulación para la norma nacional de emisión de calderas y procesos de combustión (hornos de vidrio y cementeras).

2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

1. Consolidar una base de datos nacional de calderas y procesos de combustión (hornos de vidrio y cementeras) y mejorar las estimaciones de información relevante, acordada con la contraparte técnica, considerando los siguientes sectores: industrial, comercial, residencial e institucional.
2. Evaluar las emisiones proyectadas de escenarios de regulación propuestos por el MMA y un escenario de línea base (sin medidas), para cada contaminante: MP, MP_{10}, $MP_{2.5}$, CO, NOx, SO_2, COVs y Hg.
3. Elaborar un análisis de los costos de la norma para los escenarios de regulación propuestos.

2.3 Alcances

El presente estudio presenta los resultados de los tres objetivos específicos, esto es la consolidación, corrección, estimación y completitud de la información disponible para generar una base de datos única, la proyección de las emisiones en 3 escenarios (línea base y dos escenarios regulatorios) y el análisis de los costos.

El alcance geográfico corresponde al territorio nacional, identificando las comunas y regiones en donde se encuentran registradas cada una de las fuentes de emisión consideradas. Se utiliza dicha descripción para considerar aquellas fuentes que ya están sujetas a un plan de descontaminación[1] existente (ver Tabla 2-1). Los sectores involucrados corresponden a industrial, comercial, residencial e institucional.

[1] Los límites de emisión considerados por dichos PDA se pueden observar en el Anexo I. no se considera el Plan de prevención de Huasco, dado que éste no establece límites de emisión a calderas.

Tabla 2-1 PDA y comunas consideradas

PDA Considerado	Comuna involucrada
Chillan-Chillan Viejo	Chillan
	Chillan Viejo
Coyhaique	Coihaique
Curicó	Curicó
Gran Concepción	Chiguayante
	Concepción
	Coronel
	Hualpén
	Lota
	Penco
	San Pedro de la Paz
	Talcahuano
	Tome
Los Ángeles	Los Ángeles
Osorno	Osorno
Puchuncaví-Quintero	Concón
	Puchuncaví
	Quintero
RM	Alhué
	Buin
	Calera de Tango
	Cerrillos
	Cerro Navia
	Colina
	Conchalí
	Curaca vi
	El Bosque
	El Monte
	Estación Central
	Huechuraba
	Independencia
	Isla de Maipo
	La Cisterna
	La Florida
	La Granja
	La Pintana
	La Reina
	Lampa

PDA Considerado	Comuna involucrada
	Las Condes
	Lo Barnechea
	Lo Espejo
	Lo Prado
	Macul
	Maipú
	María Pinto
	Melipilla
	Ñuñoa
	Padre Hurtado
	Paine
	Pedro Aguirre Cerda
	Peñaflor
	Peñalolén
	Pirqué
	Providencia
	Pudahuel
	Puente Alto
	Quilicura
	Quinta Normal
	Recoleta
	Renca
	San Bernardo
	San Joaquín
	San José de Maipo
	San Miguel
	San Pedro
	San Ramón
	Santiago
	Talagante
	Tiltil
	Vitacura
Talca-Maule	Maule
	Talca
Temuco-PLC	Padre las casas
	Temuco
Valdivia	Valdivia
Valle Central de la Sexta Región	Chimbarongo
	Codegua

PDA Considerado	Comuna involucrada
	Coinco
	Doñihue
	Graneros
	Machalí
	Malloa
	Mostazal
	Olivar
	Quinta de Tilcoco
	Rancagua
	Rengo
	Requinoa
	San Fernando
	San Vicente

Por su parte, el alcance temporal para la estimación del parque base existente depende de los años considerados en las bases de datos originales, esto es el año 2014 para las fuentes dentro de la Región Metropolitana y el período 2008-2012 para las fuentes del resto del país. A partir de dicho parque existente se realizan proyecciones tanto del parque nuevo de calderas, así como de las trayectorias de las emisiones considerando los plazos y límites descritos en los PPDA.

000338 V TA

3. Consolidación de base de datos nacional de calderas y procesos de combustión

A continuación, se presenta secuencialmente el proceso para la consolidación de la base de datos única desde la descripción de la información disponible y la metodología seguida para la revisión, reestimación y consolidación de la información.

3.1 Descripción de la información disponible

Con el objeto de obtener una base de datos nacional consolidada de calderas y procesos de combustión, es necesario contar con una descripción completa de las bases de datos (BDs) disponibles.

Si bien para el presente estudio se cuenta con distintas fuentes de información que fueron presentadas en los antecedentes del presente estudio, se acordó con la contraparte utilizar como fuente principal de información los dos estudios con mayor nivel de confianza: (ATS Energía, 2015) y (SISTAM Ingenieria, 2014). Ambos estudios presentan un trabajo de procesamiento de información que es utilizado como la información base para la consolidación de la BD nacional.

El primero corresponde a un estudio realizado para el MMA con el fin de generar antecedentes para la elaboración de normas de emisiones para calderas en la RM. Este utilizó como base de información datos entregados por el MMA, basados en la información recolectada por la SEREMI en el año 2014, publicando un informe en diciembre de 2015. Con este estudio se consolidó una BD identificando 7,381 fuentes emisoras de calderas en la RM. En total reportaron un total de 49,74 toneladas/año de MP (ATS Energía, 2015).

Por otro lado, SISTAM Ingeniería elaboró en febrero de 2014 un informe para generar antecedentes para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos con combustión para el país. Este informe preparado para la Subsecretaría del Medio Ambiente (SMA) basó sus datos en la información contenida en el F138, entre los años 2008 y 2012. En este caso se consolidó una BD identificando a nivel país un total de 19,789 fuentes, de la cuales 5,370 son calderas, y 1,887 se encuentran en la RM. Este estudio reporta un total de 185,957 toneladas/año de MP para todo el país y todo tipo de fuentes, de las cuales un 8.1% corresponde a las emisiones de calderas. Cabe destacar que la estimación de emisiones de MP para la RM es de 315 ton/año, 6.3 veces mayor que la estimación de ATS Energía.

De forma complementaria a la información levantada por dichos estudios, existe el informe técnico entregado por SEREMI, el cual elaboró antecedentes para la actualización de las normas de emisión de material particulado en la RM (Salazar & Condori, 2010). Finalmente se cuenta con las declaraciones del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), el cual entrega una BD para distintos años en su nueva plataforma de internet de ventanilla única.

Ambas fuentes de información fueron revisadas en la búsqueda de la mejor información disponible para utilizar durante la presente consultoría.

En las Tabla 3-1 y Tabla 3-2 se resume la información relevante asociada a estas BDs de fuentes entregadas por la contraparte técnica. De estas cuatro fuentes de información, se considera, en común acuerdo con la contraparte, que las BDs resultantes de las consultorías de SISTAM Ingeniería y ATS Energía serían las más recientes y confiables. Como se puede ver, la primera tiene un alcance nacional mientras que la segunda solo posee datos de la RM.

Tabla 3-1 Resumen contenido BDs

Base de datos	Alcance geográfico	Contaminantes	Parámetro	Años	Tipos de fuente (2)	Control
SISTAM	Nacional	CO, MP, NOx, SOx, + 179 tipos de contaminantes tóxicos	Emisión anual	2008 al 2012	CA, IN, GE, PC y EL	Si
ATS Energía 2014	RM	CO, MP, NOx y SO2	Emisión anual	2014	IN y CA	Si
SEREMI	RM	NOx, CO, COV, SO2, O2 y CO2	Capacidad de emisión horaria	2010 al 2014	IN, CA y PR	No
Declaraciones RECT	Nacional	Posee datos de 15 contaminantes (1)	Emisión anual	2014	IN, CA, GE, PC y PSC	No

(1) Arsénico, Benceno, Compuestos Orgánicos Volátiles, Dibenzoparadioxinas policloradas y furanos (PCDD/F), Dióxido de azufre (SO2), Dióxido de carbono (CO2), Material particulado, Mercurio, Monóxido de carbono, MP10, MP2,5, Nitrógeno amoniacal (o NH3), NOx, Plomo, Tolueno / metil benceno / Toluol / Fenilmetano
(2) Tipos de fuentes: CA: Calderas de Calefacción; GE: Calderas de generación eléctrica; IN: Calderas Industriales; EL: Grupos Electrógenos ; PC: Procesos con combustión ; PSC: Procesos sin combustión

Fuente: Elaboración propia a partir de BD originales

Tabla 3-2 Número de fuentes por Base de datos

Base de datos	N° de fuentes	N° de calderas	N° de calderas en RM	N° de establecimientos (1)
SISTAM	19,789	5,370	1,887	7,396
ATS Energía	7,381	7,381	7,381	6,979
SEREMI	1,237	709	709	335
Declaraciones RETC	11,411	2,327	860	4,487

(1) Para el total de las fuentes declaradas en las BDs.

Fuente: Elaboración propia a partir de BD originales

3.2 Metodología de consolidación de base de dato

A partir de las fuentes de información recién descritas se procede a la consolidación de una BD única, que implica una serie de procesos secuenciales:

1. Uniformización de las BDs

2. Correspondencia de las fuentes
3. Filtrado, reestimación y completitud

En la presente sección se entrega mayor detalle metodológico de cada uno de los procesos anteriores, explicitándose también los supuestos realizados. En la sección siguiente se presentan análisis de los resultados de este proceso, que pueden ser revisados en detalle en los anexos digitales del presente estudio.

3.2.1 Uniformización de BD

El proceso de uniformización consiste en, mediante la comparación y desarrollo de tablas de equivalencia dela información original, obtener un valor único para cada campo de las bases de datos. Este proceso implica evitar que se cuenten con incongruencias en la base de datos final, como dos razones asociadas a un mismo RUT, o mismos contaminantes identificados con distintos nombres. Se decidió uniformizar las BDs de SISTAM Ingeniería y ATS Energía, consolidando las fuentes existentes en la RM.

Para las **razones sociales**, registradas como las entidades dueñas de las distintas fuentes de emisión, se asignó un nombre único dado el RUT que las identifica. Este nombre único fue asignado a la base de dato consolidada y la tabla de equivalencia se adjunta en los anexos digitales. Por ejemplo, para un mismo RUT (79800600) se tenía en la BD de SISTAM la razón social AQUACHILE S.A. mientras que en ATS Energía aparecía como AQUACHILE S A. Esta pequeña diferencia (sólo un carácter) produce que se consideren como dos nombres de razones sociales distintas, tomando en cuenta dos veces la misma fuente o caldera. En los anexos digitales se encuentra la tabla de RUT únicos, la cual incluye tanto los RUT con su respectivo dígito verificador, así como la razón social, la calificación de PyME o no, y código CIIU.

Para los de **contaminantes** se realizó algo similar. En (ATS Energía, 2015) solamente se consideran cuatro contaminantes criterios: MP, CO, SO2 y NOx, estos fueron asociados a los contaminantes de SISTAM de acuerdo a la Tabla 3-3. En (SISTAM Ingenieria, 2014) se reporta información para 183 contaminantes distintos, de acuerdo a las indicaciones de la contraparte a la fecha sólo se han incluido información para los cuatro contaminantes criterios ya mencionados, y para una sola sustancia tóxica: Mercurio (Hg).

Adicionalmente se realizó un control por los **tipos de fuente** considerados. Se consideran las calderas y los procesos de combustión, esto implica que gran parte de las fuentes consideradas en SISTAM no son consideradas para la elaboración de la BD consolidada (ver Tabla 3-4). En resumen, se consideran sólo las fuentes de calderas de calefacción (CA), calderas industriales (IN) y los procesos de combustión (PC).

Por último, se uniformó el código de administración política: **comunas** y región. Para esto se utilizó el Código Único Territorial (CUT) del año 2010. En los anexos digitales se puede encontrar una base de datos con las comunas, región y PPDA asociado, de acuerdo a las consideraciones descritas en los alcances del proyecto.

Tabla 3-3 Códigos de contaminantes de las distintas BD

Código ATS Energía	Código SISTAM	Código Definitivo
NO (1)	Óxidos de Nitrógenos (NOx)	NOx
CO	Monóxido de Carbono (CO)	CO
MP	Material Particulado	MP
SO2	Óxidos de Azufre (SOx) (2)	SO2
-	Mercurio	Hg

(1) Si bien esta codificado como NO, y no NOx, de acuerdo al informe asociado representa a los óxidos de nitrógeno (NOx).

(2) La BD de SISTAM no incluye el detalle respecto al dióxido de azufre (SO2), y luego se asume que corresponde que la totalidad de los óxidos de azufre corresponde a SO2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3-4 Códigos de tipo de fuente final de las distintas BD

Código ATS Energía	Código SISTAM	Código Definitivo	Descripción
CA	CA	CA (1)	Calderas Calefacción
IN	IN	IN (2)	Calderas Industriales
	PC	PC	Procesos con Combustión
	GE	GE	Grupos Electrógenos
	EL	EL	Calderas de Plantas de Generación Eléctricas
	PSC	PSC	Procesos Sin Combustión

(1) Equipo de combustión que consta de un recipiente metálico y accesorios, destinado a la generación de vapor a una presión igual o menor a 0,5 kilogramos de fuerza por centímetro cuadrado (kgf/cm²), al calentamiento de agua o al calentamiento de fluido térmico. Definición de la Resolución 2063/2005 del Ministerio de Salud.

(2) Generador de vapor cuya presión de trabajo es mayor a 0,5 kilogramos de fuerza por centímetro cuadrado (kgf/cm²). Definición de la Resolución 2063/2005 del Ministerio de Salud.

Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Correspondencia de las fuentes en cada BD

Dado que las BD tienen un origen distinto (RETC y SEREMI), los códigos identificadores de ellas no son equivalentes. Tras una búsqueda tanto del consultor como de la contraparte no se encontró un diccionario que permita realizar dicha equivalencia. Por esta razón, se implementó una metodología basada en los otros campos para identificar las fuentes correspondientes entre las BDs. Utilizando una herramienta de Excel de búsqueda difusa[2] se compararon ambas fuentes de información, en los campos:

[2] Para mayor información ir a: https://www.microsoft.com/en-us/download/details.aspx?id=15011

003340 VTA

- Rut de empresa
- Dirección completa de la empresa
- Número de dirección[3]
- Marca de la fuente emisora.

Al realizar la comparación, el programa entrega un porcentaje de similitud total entre los parámetros considerados, permitiendo identificar fácilmente las fuentes correspondientes. Se consideró un porcentaje mínimo de similitud de 50%, menor a esto el programa entrega relación entre fuentes que no son comparables.

En la Tabla 3-5 se puede ver una comparación de ejemplo del proceso realizado. Como se puede apreciar, existe una columna que indica el porcentaje de similitud entre los campos comparados (en el ejemplo se muestran solo los campos de Dirección completa y Marca). Se puede ver que se asigna un ID único para una misma fuente que aparece con campos distintos en cada una de las BD.

[3] Se consideró con doble ponderación el número de la dirección puesto que la calle de la dirección es más propensa a estar escrito de forma diferente, ejemplo: "Avenida", "Av.", "Av" o "Avda."

Tabla 3-5 Asignación ID único de mismas fuentes

ATS Energía				SISTAM Ingeniería					
Razón Social	**Dirección Fuente**	**Código ATS**	**Marca fuente**	**Razón Social**	**Dirección Fuente**	**Código SISTAM**	**Marca fuente**	**Similitud**	**ID único**
COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA 280	STA. LUCIA 280	4255-CA	SIME	COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA 280	SANTA LUCIA 280	CA002267 M01-8	SIME	0.92	1061
COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA	STA. LUCIA 382	3691-CA	BIASI	COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA	SANTA LUCIA 382	CA001964 M01-2	BIASI	0.92	1062
COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA	STA. LUCIA 382	7090-CA	UNICAL	COMUNIDAD EDIFICIO SANTA LUCIA	SANTA LUCIA 382	CA001965 M01-0	UNICAL	0.92	1063
COMUNIDAD EDIFICIO TRINOS DE SANTIAGO	GRAL. JOFRE 107	3411-CA	IVAR	COMUNIDAD EDIFICIO TRINOS DE SANTIAGO	GENERAL JOFRÃ‰ 107	CA004093 M01-5	IVAR	0.87	1296
COMUNIDAD EDIFICIO TRINOS DE SANTIAGO	GRAL. JOFRE 107	3412-CA	IVAR	COMUNIDAD EDIFICIO TRINOS DE SANTIAGO	GENERAL JOFRÃ‰ 107	CA004094 M01-3	IVAR	0.87	1297
AGRICOLA SUPER LIMI TADA	LOTE B SUB.PARC.14 LOS GUINDOS G.24	6295-CA	SIME	AGRICOLA SUPER LIMI TADA	Lote B, Subparcela 14 Los Guindos Grupo NÂº24 S/N	CA006082 M01-0	SIME	0.75	1546
AGRICOLA SUPER LIMI TADA	LOTE B SUB.PARC.14 LOS GUINDOS G.24	6296-CA	SIME	AGRICOLA SUPER LIMI TADA	Lote B, Subparcela 14 Los Guindos Grupo NÂº24 S/N	CA006083 M01-9	SIME	0.75	1547
AGRICOLA SUPER LIMI TADA	LOTE B SUB.PARC.14 LOS GUINDOS G.24	6297-CA	SIME	AGRICOLA SUPER LIMI TADA	Lote B, Subparcela 14 Los Guindos Grupo NÂº24 S/N	CA006084 M01-7	SIME	0.75	1548

Fuente: Elaboración propia

INSCRITO AL FOLIO 000341

Al realizar el ejercicio recién descrito, se encontró una correspondencia entre las fuentes de SISTAM y ATS Energía para 1,339 fuentes. Esto implica que en la BD de SISTAM hay 3,553 fuentes en la RM a las que no se encontró una correspondencia en ATS Energía, y a su vez, en la BD de ATS Energía hay 6,042 fuentes sin correspondencia en la BD de SISTAM. Basado en que ATS Energía era más confiable y completa, se optó por considerar que solo las fuentes que tuvieran alguna correlación serían incluidas en la BD final.

En la Tabla 3-6 se presenta una lista por tipo de fuente final de las fuentes de SISTAM donde no se encontró un correlativo en la base de datos de ATS Energía. Se observa que solamente a 363 calderas de las identificadas en SISTAM no se le encuentra una correlación en las fuentes de ATS Energía. Lo anterior no implica que las fuentes sin correlación sean fuentes distintas a las de ATS, sino que no se logró establecer una relación uno a uno entre ellas.

Tabla 3-6 Fuentes de la RM de SISTAM Ingeniería sin correlación en ATS Energía

Tipo de fuente final (1)	Número de fuentes eliminadas
Calderas de calefacción (CA)	247
Calderas industriales (IN)	116
Procesos con combustión (PC)	410
Grupos electrógenos (EL)	2,226
Hornos panaderos (PA)	256
Procesos sin combustión (PS)	298
Total	**3,553**

(1) Categorías descritas a partir de la Resolución 2063/2005 del Ministerio de Salud

Fuente: Elaboración propia

En base a lo anterior, a cada fuente identificada en ambas BDs se le asignó un código único, continuo y secuencial. Cuidando de que las fuentes correspondientes en las distintas BDs tengan el mismo código único. En los anexos digitales se presenta la tabla de diccionario de IDs de la BD consolidada, que permite correlacionar el ID único con los ID utilizados en ATS Energía y SISTAM.

Como su nombre sugiere, el proceso de búsqueda difusa está sujeto a errores, y si bien el equipo consultor realizó una revisión manual de los resultados de dicho proceso, corrigiendo algunos resultados, los resultados no son inefables y se debe considerar al momento de realizar conclusiones a partir de la BD consolidada.

3.2.3 Filtrado, reestimación y completitud

Una revisión de los datos presentados en las bases de dato utilizadas como fuente para el presente estudio permite observar que existe un grado de incompletitud relevante. En la Tabla 3-7 se puede ver el número de emisiones con valores nulos o vacíos que fueron estimadas, por tipo de contaminante y dato original (SISTAM o ATS).

Tabla 3-7 Número de datos de emisión faltantes por Tipo de contaminante

Contaminante	ATS Energía (1)	SISTAM Ingeniería
CO	3,257	973
COV	7,381	1,210
Hg	7,381	2,850
MP	6,710	519
MP10	7,381	575
MP2.5	7,381	1,255
NOx	326	523
SO2	6,498	548
Total	**46,315**	**8,453**

(1) Estudio sólo considera las fuentes de la RM. No considera COV, Hg, ni fracciones de MP

Fuente: Elaboración propia

Al grado de incompletitud, se suma la inconsistencia que se detecta entre las distintas variables como potencia térmica y caudal, o consumo de energía/horas de actividad/potencia y emisiones. Lo anterior justifica la necesidad de realizar inicialmente un filtrado de los datos para luego, en base a la información más confiable realizar un proceso de asignación de datos para completar los datos y realizar reestimaciones de emisiones.

Para el proceso de completitud y reestimación de los valores de la BD, se dividió el proceso en dos: Calderas y Procesos de combustión. Esto en base a las diferencias intrínsecas de ambos tipos de fuente. En general, la metodología para la completitud de información de Calderas es uniforme para el conjunto de datos, mientras que para el caso de procesos de combustión fue necesario revisar caso a caso, dado que los parámetros utilizados no son uniformes entre los distintos procesos.

Calderas

Una vez sistematizada la información en una BD única se procede a implementar un proceso de filtrado, y una metodología para la reestimación y completitud de datos, basada en la presentada en el método 19 de la EPA (EPA, n.d.), el cual corresponde al mismo procedimiento que utilizó ATS Energía.

En general la estimación de las emisiones se realiza siguiendo la siguiente ecuación:

$$Em_{i,j}\left[\frac{ton}{año}\right] = \frac{Nivel\ de\ Actividad_i\ \left[\frac{hrs}{año}\right] * Caudal\ de\ salida_i\ \left[\frac{m^3}{hr}\right] * Concentracion_{i,j}\left[\frac{mg}{m^3}\right]}{1e9\left[\frac{mg}{ton}\right]}$$

Donde i es cada fuente y j corresponde a cada contaminante considerado.

A partir de la ecuación anterior se hace necesario tener cada uno de los parámetros involucrados en la ecuación para realizar la estimación de las emisiones. Es decir, se debe contar con estimaciones para el Nivel de Actividad, para el Caudal de Salida de los gases y para la Concentración de los contaminantes en los gases de salida.

En las bases de dato originales existen fuentes que utilizan más de un combustible, en estos casos se asignó a dicha fuente el combustible que tuviera mayor consumo energético, de esta forma cada fuente se asocia a un solo combustible. El **consumo energético** se estimó a partir del consumo declarado en las bases de datos, a partir de las densidades y poderes caloríficos superiores de cada uno de los combustibles. Lo anterior es especialmente relevante para los combustibles menos estandarizados como los derivados de la leña o biomasa, cuyas estimaciones de PCS presentan una amplía variabilidad, los datos utilizados en el presente estudio se presentan en la Tabla 3-11.

El **nivel de actividad** corresponde a las horas de operación de la fuente, las cuales se encuentran directamente en las bases de dato de ATS y SISTAM. En el caso de las calderas que utilizan más de un combustible, se asume que el registro de nivel de actividad está asociado a cada uno de los combustibles y luego las horas se suman. Existen casos particulares en que la suma de estas horas supera el límite de filtrado (8,760 hrs/año), en cuyo caso se supone que el ingreso del nivel de actividad por parte del usuario fue la cantidad de horas que operó la caldera, indistintamente del combustible utilizado.

En la Tabla 3-8 se ejemplifica el proceso de asignación del nivel de actividad en cada uno de los casos mencionados anteriormente:

1. Una caldera y un combustible
2. Una caldera, dos combustibles, registros de nivel de actividad por combustible
3. Una caldera dos combustibles, registro de nivel de actividad por caldera

Tabla 3-8 Ejemplo de asignación de Nivel de Actividad

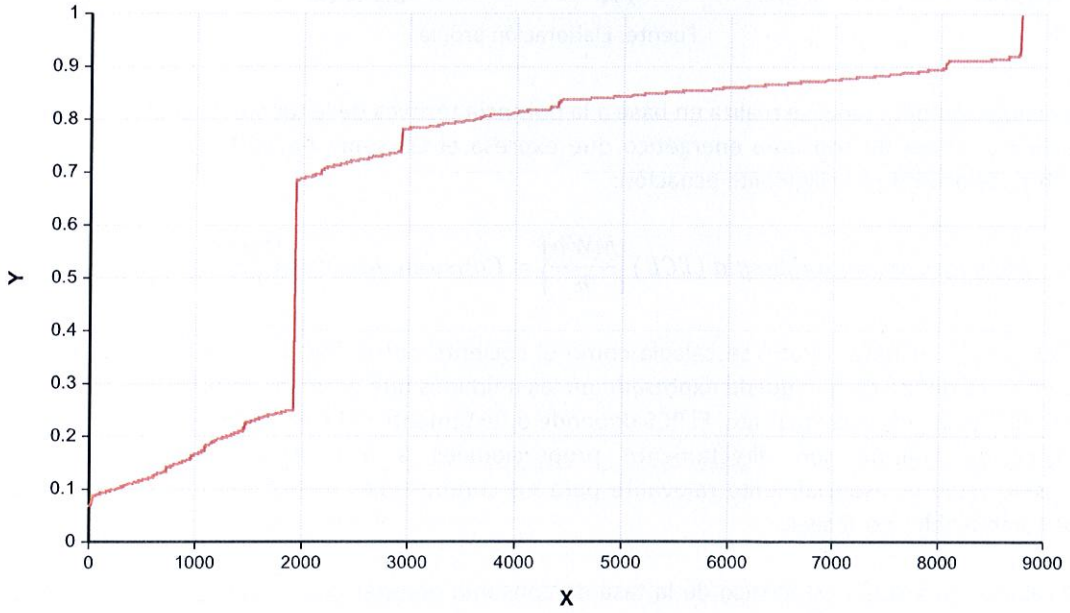
Horas Comb 1 [H1]	Horas Comb2 [H2]	[H1]+[H2]	Nivel de actividad supuesto [H]
5,720		5,720	**5,720**
2,340	1,500	3,840	**3,840**
6,500	6,500	13,000	**6,500**

Fuente: Elaboración propia

Dentro del modelo se aplica también un filtro si es que las horas superan el límite superior de 8760 horas/año, en cuyo caso las fuentes no serán consideradas. Se destaca que ninguna fuente incumple con el límite.

Los resultados se observan a continuación en la Figura 3-1, se destaca que una porción relevante de calderas tiene un nivel de actividad cercano a las 2000 horas. Estas corresponden al nivel de actividad que en ATS-Energía que se le atribuye a una parte importante de las calderas. La distribución acumulada del nivel de actividad permite observar la distribución, observándose que cubre todo el espectro de horas posibles.

Figura 3-1 Función de distribución acumulada de nivel de actividad [hrs/año]



Fuente: Elaboración propia

Para la estimación del **caudal de salida** se realizó primer un análisis de la relación entre potencia y caudal, se esperaba que hubiera una relación entre ellos, lo que implicaría un R^2 cercano a 1 cuando se hace la regresión lineal.

En la Tabla 3-9 se muestran valores de R^2 para relaciones lineales entre Potencia y Caudal, por combustible. Como se puede ver, para la mayoría de los combustibles se obtienen valores de R^2 muy bajos. Por esta razón, se decide realizar un filtraje del caudal y, en los casos en que el caudal original no cumpla con los requisitos, una estimación del caudal.

Tabla 3-9 Valores de R^2 lineal para los distintos combustibles (Potencia vs Caudal)

Combustible	R^2	N° de fuentes	Promedio Caudal (m3N/hr)	Promedio Potencia (MW)
BIOGAS	0.0120	7	529.99	2.10
BIOMASA	0.0672	139	54,146.61	31.77
CARBON BITUMINOSO	0.6401	154	13,528.66	8.30
GAS DE CAÑERIA	0.4558	65	1,872.00	10.64
GAS LICUADO	0.6771	725	21,216.63	28.26
GAS NATURAL	0.0002	1220	3,681.95	8.41
KEROSENE	0.2612	29	198.14	0.20
PETRÓLEO DIESEL	0.0006	1102	6,750.31	6.24
PETRÓLEO N°5	0.0001	86	3,272.38	81.07
PETRÓLEO N°6	0.0275	410	37,044.55	49.84
VIRUTA	0.7397	134	10,034.14	5.14

Fuente: Elaboración propia.

La estimación del caudal se realiza en base a la potencia térmica de la fuente, la cual se estima a partir de la tasa de consumo energético que expresa el consumo energético por hora de la fuente, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Tasa\ de\ Consumo\ Energía\ (TCE)\left[\frac{MWh}{h}\right] = Consumo\ horario\left[\frac{kg}{h}\right] \cdot PCS\left[\frac{MWh}{kg}\right]$$

A su vez el consumo horario se calcula como el cociente entre "Nivel de actividad" y "Horas fuente", cuidando de que quede expresado en las unidades que permitan realizar la estimación correcta de la potencia aparente. El PCS depende directamente del combustible y los resultados finales de emisión son directamente proporcionales a este valor, nuevamente esta consideración es especialmente relevante para los combustibles menos estandarizados como los combustibles no-fósiles.

Al realizar un análisis estadístico de la tasa de consumo energética obtenida, se observan que existen *outliers*[4], por lo cual se aplica un nuevo proceso de filtrado. En este caso el criterio utilizado es que se filtran los datos en el caso en que la tasa de consumo energético sea superior a 5 veces la potencia declarada. Si bien se espera que en la mayoría de los casos el ratio TCE/Potencia sea cercano a la unidad, se considera que existen datos en que el usuario

[4] Datos específicos que escapan de la tendencia general del conjunto de datos

puede haber declarado la potencia de salida de la caldera[5]. En el peor de los casos una caldera tiene una eficiencia energética de 20% y luego se utiliza como límite máximo el inverso de esta eficiencia (5=1/20%). En base a lo anterior se espera que los casos filtrados correspondan a aquellos casos en que se ingresó de forma errónea el consumo anual de combustible en una magnitud mayor a 5, lo cual deja fuera los casos en que es la unidad del consumo la errónea[6]. En los casos en que la TCE es filtrada se utiliza la Potencia declarada directamente como la potencia térmica de la caldera, en los otros casos se considera la TCE. Lo anterior se ejemplifica en la siguiente tabla.

Tabla 3-10 Ejemplo de filtrado de potencia térmica

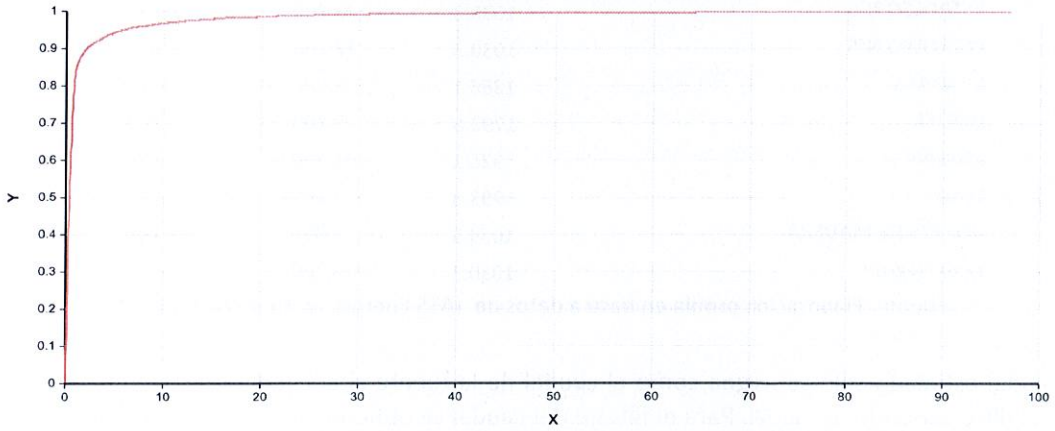
Consumo energético [MWht]	Horas asignadas [hrs]	TCE(1) [MWht/h]	Potencia [MW]	TCE/Potencia	Potencia térmica asignada [MWt]
7200	1000	7.2	7	1.02	**7.2**
32000	50	644	0.8	805	**0.8**

(1) TCE: Tasa de consumo de energía

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura se observa la distribución de la potencia térmica. La mayor parte de las calderas tienen una potencia térmica menor a los 3 MWt. La figura permite comprobar la intuición de que las calderas de gran potencia térmica son poco comunes, y luego habría ventajas desde el punto de fiscalización, monitoreo y costos, de realizar una norma para calderas con potencia térmica superior.

Figura 3-2 Función de distribución acumulada de potencia térmica asignada [MWt]



Fuente: Elaboración propia

[5] En este contexto, la potencia de salida de la caldera se refiere a la potencia útil de la misma. Se calcula a partir de la potencia térmica de la caldera y la eficiencia de conversión.

[6] Gran parte de los casos filtrados corresponden a diferencias de 3 órdenes de magnitud, lo que apunta a que se ingresó mal la unidad del consumo (por ejemplo, toneladas en lugar de kg o m3 en lugar de litros)

Con la potencia térmica asignada es posible estimar un caudal estimado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Q_e\left[\frac{dsm^3}{h}\right] = F_d\left[\frac{dsm^3}{MWh}\right] \cdot \frac{20.9\%}{20.9\% - O_2\%} \cdot Potencia\ Termica\ Asignada\left[\frac{MWht}{h}\right]$$

El primer término (Fd) corresponde al volumen de los componentes de combustión por unidad de contenido calorífico, y se mide en unidades de volumen por unidad de energía. Estos dependen de la composición química de cada combustible y los valores utilizados se pueden observar en la Tabla 3-11. Por su parte, para la corrección por oxígeno se utiliza un 3% para combustibles líquidos y gaseosos, y un 11% para combustibles sólidos, lo cual es consistente con la primera versión borrador del anteproyecto de la norma de emisión a la que el consultor pudo acceder.

Tabla 3-11 Valores de PCS y Fd por combustible

Combustible	Fd [dsm3/hr*MW]	PCS [btu/lbm]	PCS [MWH/kg]
PETRÓLEO DIESEL	1030.3	19,000	0.012
GAS DE CAÑERIA (GAS DE CIUDAD)	976.1	21,597	0.014
GAS LICUADO	976.1	21,597	0.014
GAS NATURAL	976.1	22,200	0.014
CARBON BITUMINOSO	1902.3	14,000	0.009
KEROSENE	1030.3	19,888	0.013
PETROLEO N°6	1030.3	18,200	0.012
PETROLEO N°5	1030.3	18,200	0.012
BIOMASA	1866.1	8,000	0.005
VIRUTA	1793.8	5,200	0.003
BIOGAS	976.1	22,200	0.014
LEÑA	1793.8	7,000	0.005
PELLETS DE MADERA	1034.5	8,852	0.006
Licor Negro	1030.3	18,200	0.012

Fuente: Elaboración propia en base a datos de (ATS Energía, 2015; EPA, n.d.)

El caudal estimado sólo se asigna como el caudal de la fuente si el caudal original no cumple con el filtro asociado al caudal. Para el filtraje del caudal se obtiene un indicador Q/P, donde Q es el caudal reportado en las fuentes de información originales mientras que P corresponde a la potencia asignada para cada una de las fuentes. A partir de lo anterior se realiza un análisis por combustible donde se establece como criterio de filtraje que el indicador Q/P sea menor que 3

[7] La unidad dsm^3 significa metros cúbicos estándares secos (*dry standard* en inglés), esto significa que la medición se realizó en un volumen de gas sin presencia de humedad o agua. Las condiciones estándar son para presión de 1 atm y temperatura de 20°C.

veces la mediana del mismo indicador para el combustible asignado a dicha fuente. Lo anterior se basa en la posibilidad de que la potencia utilizada corresponda a la potencia de salida y no a la potencia de entrada, lo que puede implicar que Q/P sea superior a la mediana del combustible, pero no justifica diferencias mayores.

En los casos en que el caudal original es filtrado se utiliza el caudal estimado a partir de la potencia térmica utilizando los parámetros del combustible correspondiente. La siguiente tabla ilustra la regla de filtrado utilizado para el caudal de salida.

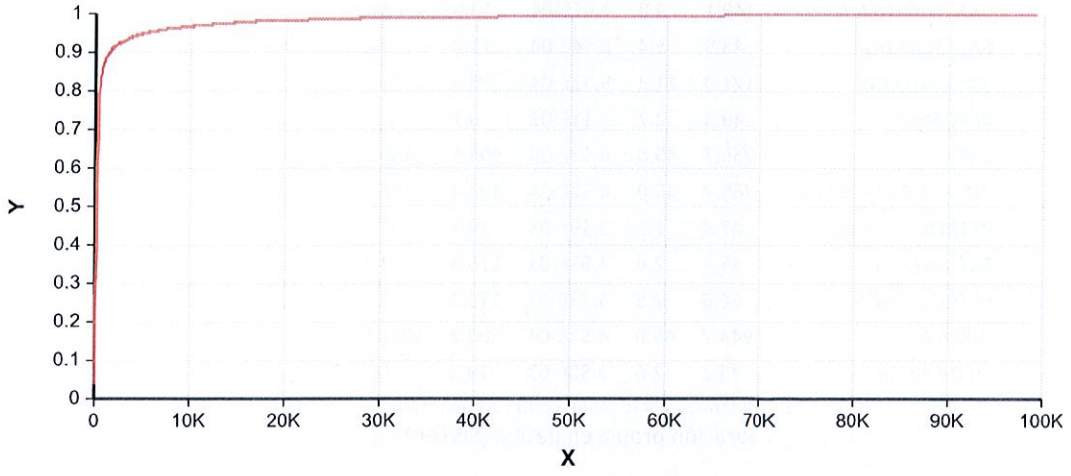
Tabla 3-12 Regla de filtrado para el Caudal

Q/P asignada > 3*Mediana(Q/P asignada)	Q asignado
No	Q original
Sí	Q estimado

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-3 se observa que el caudal sigue la misma forma de distribución que la potencia asignada, lo cual coincide con los valores esperados. La verificación de esta similitud funciona como una validación de la metodología seguida, pues implica la relación entre la potencia y el caudal.

Figura 3-3 Función de distribución acumulada de caudal asignado [dsm3/hr]



Fuente: Elaboración propia

Para la **concentración** de salida de los contaminantes en los gases de salida también se realiza un proceso de filtraje, pues se identifican *outliers* en los niveles de concentración por combustible. Se realizaron análisis de la concentración según potencia y combustible de los cuales no se pudo determinar una tendencia en la relación entre la concentración y la potencia, aunque sí según combustible. Basado en lo anterior, se realiza un proceso de filtrado donde se

consideran que son datos erróneos aquellas concentraciones que superan en más de un 150% la mediana de la concentración para el mismo contaminante y combustible.

En los casos en que la concentración original es filtrada o en los casos en que no se cuenta con información original de concentración, se realiza una asignación de concentración por contaminante basada en la mediana de los valores para dicho contaminante en dicho combustible. La mediana es estimada a partir de los datos de SISTAM, pues se considera que la muestra obtenida desde ATS no es representativa de la realidad nacional, especialmente de las zonas sin PPDA. De esta forma se asegura que las concentraciones no estén alteradas por equipos de control.

En la Tabla 3-13[8] se muestran los valores utilizados para las concentraciones, por combustible y contaminante. Estos valores son valores representativos de concentraciones, en base a los valores de concentraciones reportados.

Tabla 3-13 Concentraciones por defecto para emisiones sin control por contaminante [mg/m3N]

Combustible (1)	CO	COV	Hg	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
BIOGAS	153.5	11.3	5.32E-04	15.6	24.6	3.9	182.7	1.2
BIOMASA	765.7	45.0	4.52E-04	405.4	400.2	563.0	104.2	5.2
CARBON BITUMINOSO	311.8	2.6	5.25E-03	831.5	311.8	114.3	389.8	2209.4
GAS DE CAÑERIA	149.1	9.8	4.61E-04	13.5	3.4	3.4	497.0	1.1
GAS LICUADO	48.5	5.4	2.54E-04	15.4	8.1	1.9	282.6	0.0
GAS NATURAL	171.9	11.3	5.32E-04	15.6	24.6	3.9	204.7	1.2
KEROSENE	49.3	2.7	1.11E-03	6.1	9.6	2.2	188.5	101.8
LEÑA	765.7	45.0	4.52E-04	405.4	400.2	563.0	104.2	5.2
PELLETS DE MADERA	765.7	45.0	4.52E-04	405.4	400.2	563.0	104.2	5.2
PETRÓLEO DIESEL	47.8	1.9	3.39E-05	19.1	9.6	2.4	229.6	6.8
PETROLEO N°5	46.8	2.6	3.65E-03	116.3	3.4	2.2	439.6	1468.4
PETROLEO N°6	46.8	2.6	3.73E-03	116.3	3.4	2.2	439.7	1468.9
VIRUTA	944.7	45.0	4.52E-04	500.2	1056.5	694.7	104.2	5.2
LICOR NEGRO	48.2	2.6	3.58E-03	29.3	0.2	0.1	156.8	670.0

(1) Estimado solo a partir de las calderas, y por lo tanto, podría ser aplicadas sólo a calderas.

Fuente: Elaboración propia en base a (SISTAM Ingenieria, 2014)

Se destaca que los combustibles gaseosos presentan concentraciones de MP muy menores en comparación con los combustibles sólidos y líquidos.

[8] Si bien se presentan las concentraciones de las fracciones de MP, se observan incongruencias que provienen desde la bases de datos originales. Por esta razón, en los cálculos de emisiones se estima el valor de las emisiones a partir de una fracción del MP total, la fracción se basa en los factores de emisión del documento AP-42 de la EPA, que distingue por combustible.

Cabe mencionar que matemáticamente, si es que se decide realizar estimaciones de potencia y caudal, el cálculo de las emisiones sólo depende del consumo de combustible, el valor de concentración y valores de constantes dependientes del tipo de combustible. Esto se puede ver directamente realizando un reemplazo de las ecuaciones anteriores:

$$Emision_e\left[\frac{ton}{año}\right] = K \cdot Consumo\ Combustible\left[\frac{kg}{año}\right] \cdot PCS\left[\frac{MWh}{kg}\right] \cdot Concentración\left[\frac{mg}{dsm^3}\right]$$

En donde la constante "K" se calcula como sigue:

$$K = \frac{F_d\left[\frac{dsm^3}{MWh}\right] \cdot \frac{20.9\%}{20.9\% - O_2\%}}{1{\times}10^9\left[\frac{mg}{ton}\right]}$$

Procesos de Combustión

La fuente principal para la elaboración de la base de datos de los procesos de combustión corresponde a (SISTAM Ingenieria, 2014), que a su vez se basa en la información reportada al RETC entre los años 2008 y 2012.

En la Tabla 3-14 se observan los rubros considerados y la cantidad de pares fuente-combustibles asociados a cada uno de los rubros. Cabe destacar que dentro de los 697 pares de fuente-parámetro se identifican 556 fuentes diferentes, y 20 parámetros[9] diferentes.

[9] Parámetro corresponde a la forma en que se cuantifica el consumo o producción de la fuente, de esta forma puede tratarse de un combustible o de un producto estándar como cemento o vidrio.

000346 VTA

Tabla 3-14 Número de Fuentes por rubro (procesos de combustión)

Rubro	N de fuentes
FABRICACIÓN DE ASFALTOS	55
FABRICACIÓN DE CELULOSA Y PAPEL	31
FABRICACIÓN DE CEMENTO	29
FABRICACIÓN DE CERÁMICAS	15
FABRICACIÓN DE HIERRO Y ACERO	21
FABRICACIÓN DE MOLIBDENO	1
MISCELANEOS	14
PROCESOS COMBUSTION GENERAL	74
PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS	44
PRODUCCION DE CEMENTO	14
PRODUCCIÓN DE VIDRIO	12
PRODUCCIÓN PRIMARIA DE COBRE	185
PRODUCCIÓN PRIMARIA DE ORO	4
PRODUCTOS DE ALUMINIO	2
PRODUCTOS DE PLOMO	2
PRODUCTOS DE ZINC	9
REFINACIÓN DE PETROLEO	185
TOTAL	**697**

Fuente: Elaboración propia en base a (SISTAM Ingenieria, 2014)

Al tratarse de procesos de combustión no necesariamente incluyen información necesaria para aplicar la metodología que se aplica con las calderas, esto es la estimación del caudal y las emisiones a partir de las concentraciones. Más aún, aquellos parámetros basados en la producción de la fuente impiden contar con una aproximación del consumo energético en que se basa el procedimiento aplicado en las calderas. Por lo anterior, se optó por realizar un análisis caso para cada par rubro-combustible, analizando los datos reportados y utilizándolos para extrapolar lo necesario para estimar las emisiones.

En la medida que se cuente con suficiente información, y que esta sea confiable, la metodología que se explica a continuación permite realizar estimaciones con un grado razonable de confiabilidad. Sin embargo, existen pares de rubros-parámetros con escasos datos o insuficientes para realizar una estimación. Por esta razón, se agruparon rubros con el fin de aumentar el volumen de información en aquellas categorías con pocas fuentes.

Tabla 3-15 Agrupación en rubros equivalentes

RUBRO EQUIVALENTE	RUBRO
Asfalto	FABRICACIÓN DE ASFALTOS
Cal	FABRICACIÓN DE CAL
Celulosa y Papel	FABRICACIÓN DE CELULOSA Y PAPEL
Cemento	FABRICACIÓN DE CEMENTO
	PRODUCCION DE CEMENTO
Cerámica	FABRICACIÓN DE CERÁMICAS
Hierro y Acero	FABRICACIÓN DE HIERRO Y ACERO
Otros	FABRICACIÓN DE MOLIBDENO
	MISCELANEOS
	PROCESOS COMBUSTION GENERAL
	PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS
	PRODUCCIÓN PRIMARIA DE ORO
	PRODUCTOS DE ALUMINIO
	PRODUCTOS DE PLOMO
	PRODUCTOS DE ZINC
Primaria Cobre	PRODUCCIÓN PRIMARIA DE COBRE
Productos Cobre y Bronce	PRODUCTOS DE COBRE Y BRONCE
Productos de Madera	FABRICACIÓN DE PRODUCTOS DE MADERA
Productos Hierro y Acero	PRODUCTOS DE HIERRO Y ACERO
Vidrio	PRODUCCIÓN DE VIDRIO
Refinación de Petróleo	REFINACIÓN DE PETROLEO

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior implica 78 pares distintos entre rubros equivalentes y combustibles. En cada uno de los pares se procedió a observar la relación de las emisiones y concentraciones con los datos de nivel de actividad y rango de potencia, controlando por sistemas de control de emisiones.

En los casos en que la correlación entre los datos de emisiones y nivel de actividad era suficientemente alta (R^2>=0.8) se procedió a utilizar los coeficientes de la regresión lineal para estimar las emisiones en función del nivel de actividad declarado. En caso contrario, se procedió a utilizar concentraciones por nivel de potencia (=<5 MWt, 5-50 MWt, o >=50 MWt), utilizando la media en caso de poca dispersión, o la moda en los casos de amplia dispersión.

Si ninguno de los procesos recién descritos es aplicable, o no existen datos suficientes para aplicar dichas metodologías no se completaron las emisiones faltantes. La cantidad de casos se observa en la Tabla 3-16.

Tabla 3-16 Fuentes sin información por contaminante

Contaminante	MP	CO	SOx	NOx	MP2,5	MP10	COV
Fuentes sin Datos	1	127	102	128	32	32	32

Fuente: Elaboración propia

Las sustancias tóxicas son un caso especial, puesto que la disponibilidad de datos es aún menor, del total de fuentes sólo 232 cuentan con alguna información respecto de las emisiones de mercurio, mientras que se cuenta con información respecto al nivel de actividad para todas. Por esta razón el enfoque es distinto y se utiliza un enfoque basado en factores de emisión que multiplicados por el nivel de actividad permiten estimar la emisión. Los rubros y su respectivo factor de emisión considerado se observa en la siguiente tabla[10].

Tabla 3-17 Factores de emisión por defecto para mercurio

Proceso	FE	Unidad
Asfalto	2.05E-10	kg/kg material
BIOGAS	5.05E-08	kg/kg comb
BIOMASA	2.60E-09	kg/kg comb
Cal	7.40E-09	kg/kg material
CARBON BITUMINOSO	2.75E-07	kg/kg comb
Carbonato de Calcio	7.40E-09	kg/kg material
Cemento	1.20E-08	kg/kg material
Clinker	1.20E-08	kg/kg material
GAS DE CAÑERIA (GAS DE CIUDAD)	5.05E-08	kg/kg comb
GAS LICUADO	5.05E-08	kg/kg comb
GAS NATURAL	3.03E-10	kg/kg comb
KEROSENE	5.05E-08	kg/kg comb
LENA	2.60E-09	kg/kg comb
PETRÓLEO DIESEL	5.05E-08	kg/kg comb
PETROLEO N°5	5.05E-08	kg/kg comb
PETROLEO N°6	5.05E-08	kg/kg comb
VIRUTA	2.60E-09	kg/kg comb

Fuente: (CONAMA, 2009) basado en (PNUMA, 2005)

Las emisiones fueron asignadas para cada fuente siguiendo la siguiente priorización:

1. Si es que el par rubro-combustible está completo en cuanto a emisiones se considera que las emisiones estimadas son iguales a las emisiones reportadas.
2. En el caso que se contará con información de caudal y horas de operación, y concentraciones para fuentes con el mismo par rubro-combustible, se utiliza una

[10] En los casos en que el nivel de actividad no está originalmente en kg se utilizan conversiones sencillas para transformarlo. Cabe destacar que de aquellos parámetros que no corresponden a combustibles sólo hay 4 datos de fuentes cuyo nivel de actividad está en unidad volumétrica y donde al no haber una densidad estándar no se estimaron las emisiones

concentración estimada como un promedio de las concentraciones entre los percentiles 10 y 90, de las fuentes que si contaban con datos. Los datos anteriores se utilizan para estimar la concentración (controlando por equipos de control) y emisiones.

3. Si se cuenta con información respecto del consumo combustible se realiza una regresión lineal para obtener una ecuación que relacione el nivel de actividad con las emisiones. Esta ecuación se utiliza siempre y cuando el R^2 sea mayor a 0.8.
4. Si se cuenta con información respecto al rango de potencia, pero no respecto a la potencia y caudal, se consideran caudales y concentraciones promedio por rango de potencia. Lo anterior junto al nivel de uso permite estimar las emisiones.
5. En caso de que la información sea insuficiente, se consideran que las emisiones serán igual a las reportadas, lo que implica que aquellas no reportadas no cuentan con una estimación.

4. Resultados parque existente para año base

En la presente sección se presenta una descripción y análisis de los resultados obtenidos de la implementación de la metodología descrita anteriormente. Se logró generar una base de datos general, identificándose un total de 10,633 fuentes (10,077 calderas más 556 procesos de combustión). De las 10,077 calderas que se cuentan, hay 30 que fueron filtradas pues no se cuenta con los datos necesarios para realizar una estimación de las emisiones, y por lo tanto, no se podría realizar estimaciones del nivel de reducciones. En total se consideran 10,603 fuentes.

Cabe destacar que por la diferencia en los años de las fuentes de información el año base cambia dependiendo de la región. En el caso de la Región Metropolitana el año base, la fuente principal corresponde a la BD generada en (ATS Energía, 2015) cuyo año base corresponde al 2014. Por su parte, el resto de las regiones tiene como fuente principal la BD generada en (SISTAM Ingenieria, 2014), cuyo año base corresponde al año 2012. Con nota de lo anterior, los resultados presentados en el presente capítulo corresponden a la agregación sin realizar distinción por el año base.

En la Tabla 4-1 se presenta un resumen agregado por tipo de fuente (calderas y procesos de combustión) del total de emisiones estimadas por contaminante. En las secciones siguientes se detallan los resultados por tipo de fuente.

Tabla 4-1 Total de emisiones por contaminante y tipo de fuente [Ton/año]

Tipo Fuente	Fuentes	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COVs
Caldera	10,047	11,525	30,301	20,045	13,279	0.11	951
Proceso de combustión	556	38,814	8,261	17,784	21,104	0.76	188
Total	**10,603**	**50,339**	**38,562**	**37,829**	**34,383**	**0.87**	**1,139**

Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que en los procesos de combustión se incluyen las emisiones del rubro producción primaria de cobre, que incluye múltiples fuentes que se encuentran bajo la norma de emisión de fundiciones. A nivel de MP representan el 63%, 24,457 ton/año, de las emisiones de Procesos de Combustión.

4.1 Calderas

En la Tabla 4-2 se observa la distribución por tipo de combustible[11] de las calderas identificadas en el presente estudio: sólido, líquido o gaseoso. Se observa que la gran mayoría corresponde a combustibles del tipo gaseoso, y sólo una minoría utiliza algún tipo de combustible sólido (carbón o algún tipo de biomasa). En las bases de datos originales había 3 calderas que

[11] Si bien las calderas pueden utilizar más de un combustible se le asignó un combustible, basado en el consumo energético. Aquel combustible con mayor consumo energético se considera que es combustible principal

utilizaban como energético principal electricidad, estas fueron filtradas ya que no se puede realizar una estimación apropiada de las emisiones.

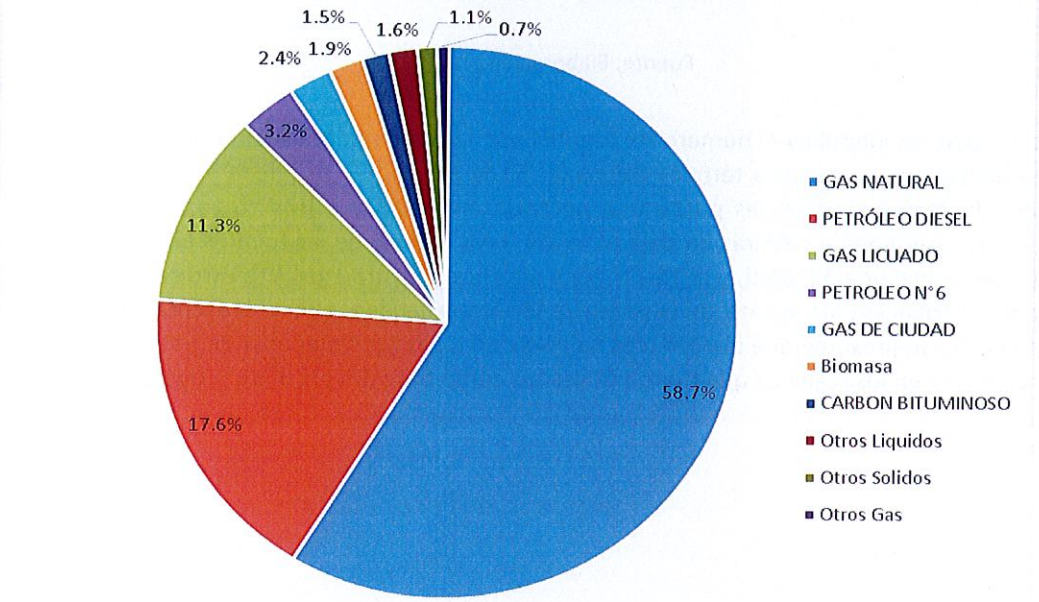
Tabla 4-2 Distribución de calderas por tipo de combustible principal

Tipo de Combustible	N° Calderas	Distribución
Gaseoso	7,343	73%
Liquido	2,250	22%
Solido	454	5%
Total	**10,047**	**100%**

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4-1 se presenta la distribución porcentual por combustible del universo total de fuentes. Se observa que el gas natural, el diésel y el gas licuado son los principales combustibles utilizados, siendo utilizados como combustible principal en el 87.7% de las calderas incluidas dentro del registro. Cabe destacar que, dado que existe un mayor nivel de completitud en el registro de las calderas de la RM por sobre el resto de las regiones, y luego se cuenta con mayor nivel de influencia del mix del parque de la RM que del resto de las regiones.

Figura 4-1 Distribución porcentual de fuentes de calderas por combustible (total= 10,047 fuentes)

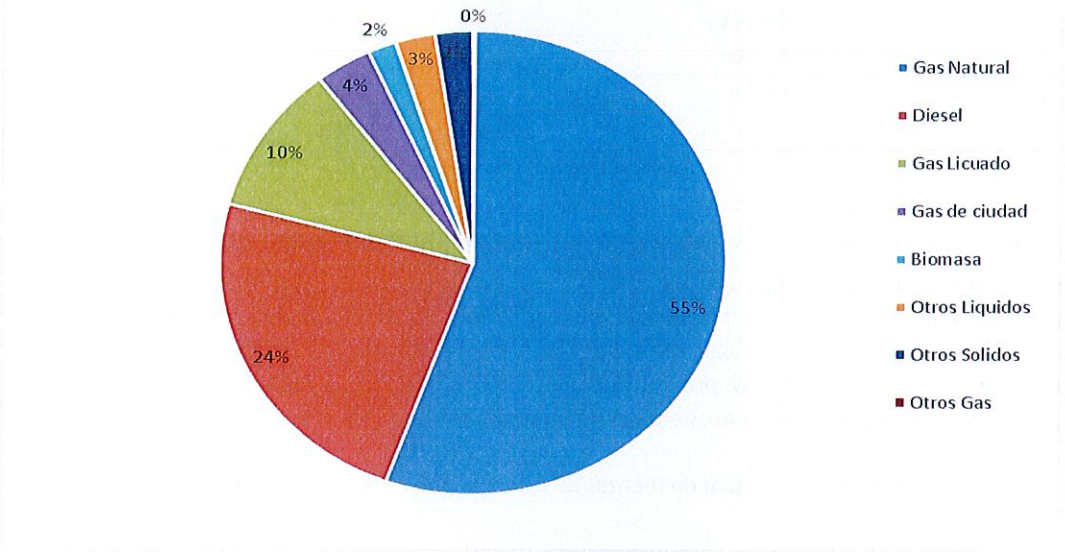


Fuente: Elaboración propia

003349 VTA

Una distribución bastante similar se puede observar en el uso de combustible por parte de las PyMES, donde cerca del 90% de las calderas PyMES utiliza Gas Natural, Diésel o Gas Licuado.

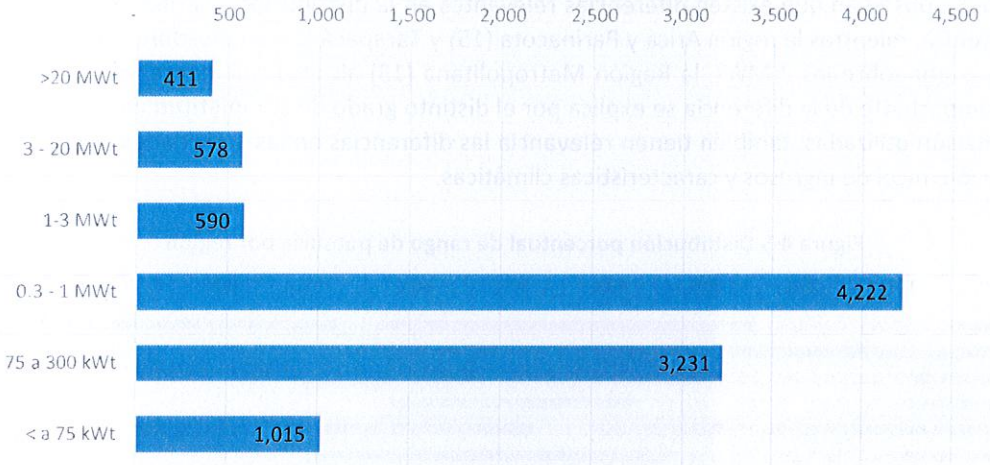
Figura 4-2 Distribución de calderas PyMES por combustible (total= 3,535 fuentes)



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se identifica el número de fuentes por rango de potencia. El rango de potencia fue estimado por la potencia térmica asignada. En la Figura 4-3 se puede ver que el mayor número de calderas existentes posee una potencia entre 0.3 y 1 [MWt]. La mayoría de las fuentes corresponden a calderas de baja potencia: solo el 9.8% de las fuentes emisoras tienen una potencia mayor a 3 [MWt], y el 15.7% tiene potencia mayora 1 [MWt], esto coincide con la curva de distribución acumulada de la potencia térmica asignada, que se presenta en la Figura 3-2. Más aún se presume que existen más calderas en los rangos menores de potencia que no se encuentran en los registros que fueron utilizados como base del presente proyecto.

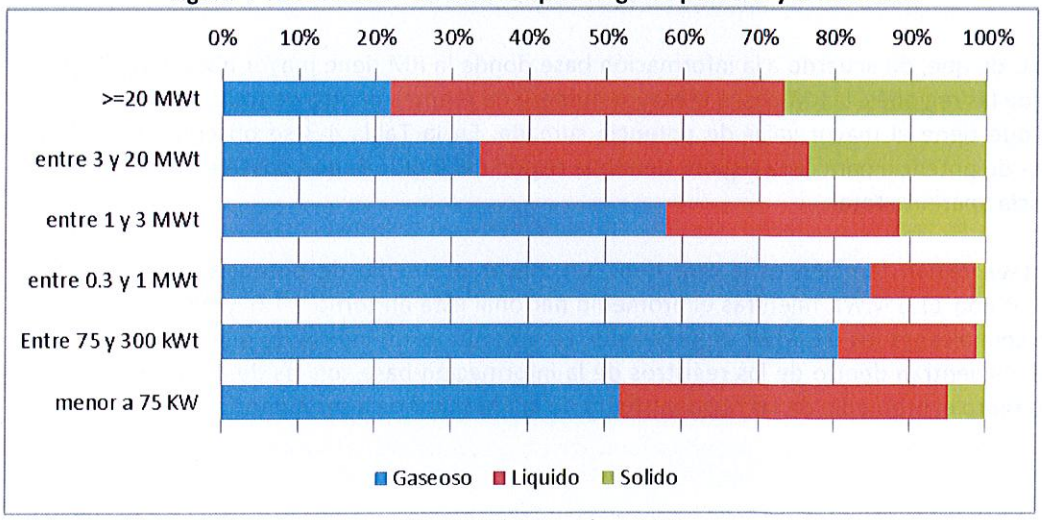
Figura 4-3 Número de calderas por rango de potencia



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4-4, se muestra la distribución de los rangos de potencia según tipo de combustible. Se observa la preponderancia de los combustibles gaseosos en el rango 75 kWt a 1 MWt, se destaca que el 90% de las calderas de Gas Natural tiene una potencia dentro de ese rango, al igual que el 63% de las calderas de gas licuado. Para potencias mayores combustibles líquidos y sólidos aumentan su participación, por ejemplo, el 69% de las calderas que utilizan como combustible principal un combustible sólido tiene una potencia mayor a 1MWt.

Figura 4-4 Distribución de calderas por rango de potencia y combustible

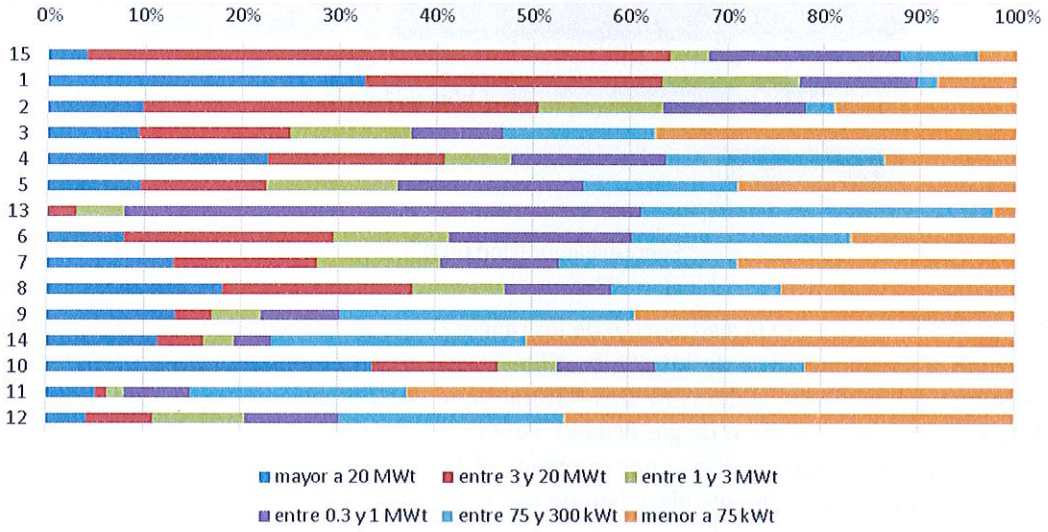


Fuente: Elaboración propia

000350 VTA

En la Figura 4-5 se observa la distribución de valores de potencia aparente separados por región. Se observan que existen diferencias relevantes en la distribución regional de los rangos de potencia, mientras la región Arica y Parinacota (15) y Tarapacá (1) tienen sobre el 60% de sus calderas por sobre los 3 MWt, la Región Metropolitana (13) alcanza solamente un 3%. Si bien parte importante de la diferencia se explica por el distinto grado de completitud de las bases de información utilizadas, también tienen relevancia las diferencias en las actividades industriales, población, nivel de ingresos y características climáticas.

Figura 4-5 Distribución porcentual de rango de potencia por región



Fuente: Elaboración propia

A pesar de que, de acuerdo a la información base donde la RM tiene mayor nivel detalle que el resto de las regiones, la RM posee el mayor número de fuentes dentro de todas las regiones, no es la que tiene el mayor valor de potencia sumada. En la Tabla 4-3 se observan los valores totales de potencia para cada región, siendo la región del Biobío la que posee el mayor valor de potencia aparente total.

La octava región también es la que tiene un mayor promedio de potencia térmica en sus calderas con 11.5 MWt, mientras el promedio nacional está en torno a 1.6 MWt. La RM por su parte sólo alcanza los 0.6 MWt de promedio. Lo anterior es un indicio de que las calderas que no se encuentran dentro de los registros de la información base son las de menor potencia, y por lo tanto el promedio de las regiones fuera de la RM tendería a ser menor.

Tabla 4-3 Valores totales de potencia térmica estimada por región

Región	N° Fuentes	Potencia [MWt]	Potencia promedio [MWt]
15	25	116	4.6
1	49	429	8.7
2	101	458	4.5
3	32	44	1.4
4	44	61	1.4
5	208	636	3.1
13	7,373	4719	0.6
6	176	818	4.6
7	284	1167	4.1
8	557	6415	11.5
9	398	1597	4.0
14	289	1577	5.5
10	277	566	2.0
11	161	42	0.3
12	73	104	1.4
Nacional	**10,047**	**18,747**	**1.9**

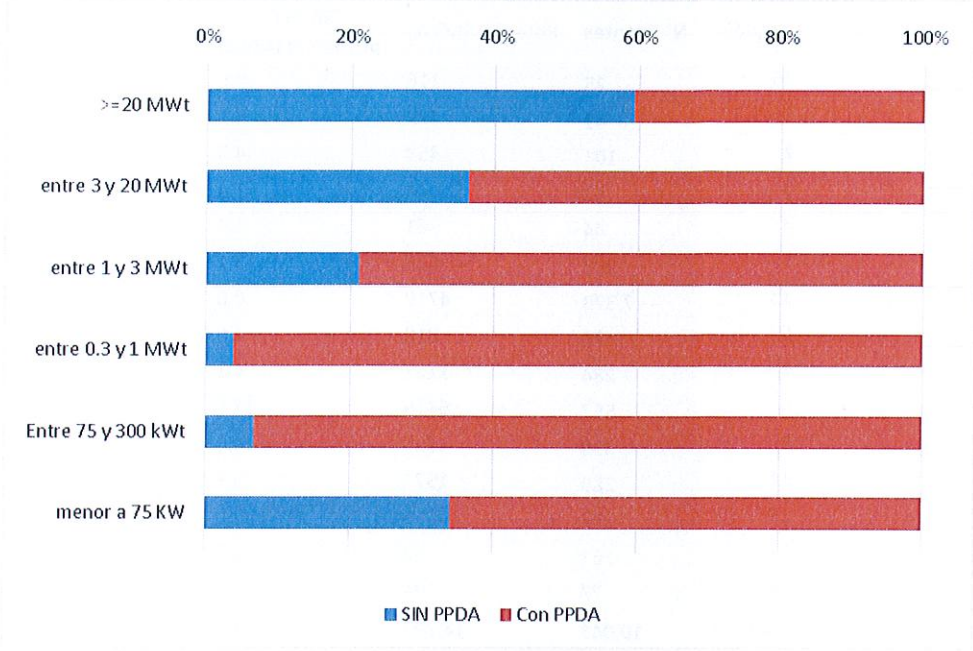
Fuente: Elaboración propia

Del total de calderas consideradas en el estudio solamente un 13%[12] se encuentra en una comuna sin un PPDA asociado[13]. Sin embargo, las calderas tienden a tener un tamaño considerable, por ejemplo, el 59% de las calderas con potencia mayor a 20MWt están en comunas sin PPDA, mientras que un 37% de las calderas con potencia mayor a 1 MWt están en comunas sin PPDA. En la Figura 4-6 se presenta la distribución según el rango de potencia dependiendo de si la comuna donde se encuentra tiene o no tiene un PPDA asociado.

[12] Dicho número se encuentra influenciado por la mayor completitud de la base de datos de la RM. Si no se considera la RM la proporción aumenta a que un 49% de las calderas no tienen PPDA asociado

[13] Las comunas y PPDA considerados se presentan en la sección Alcances en los objetivos del estudio

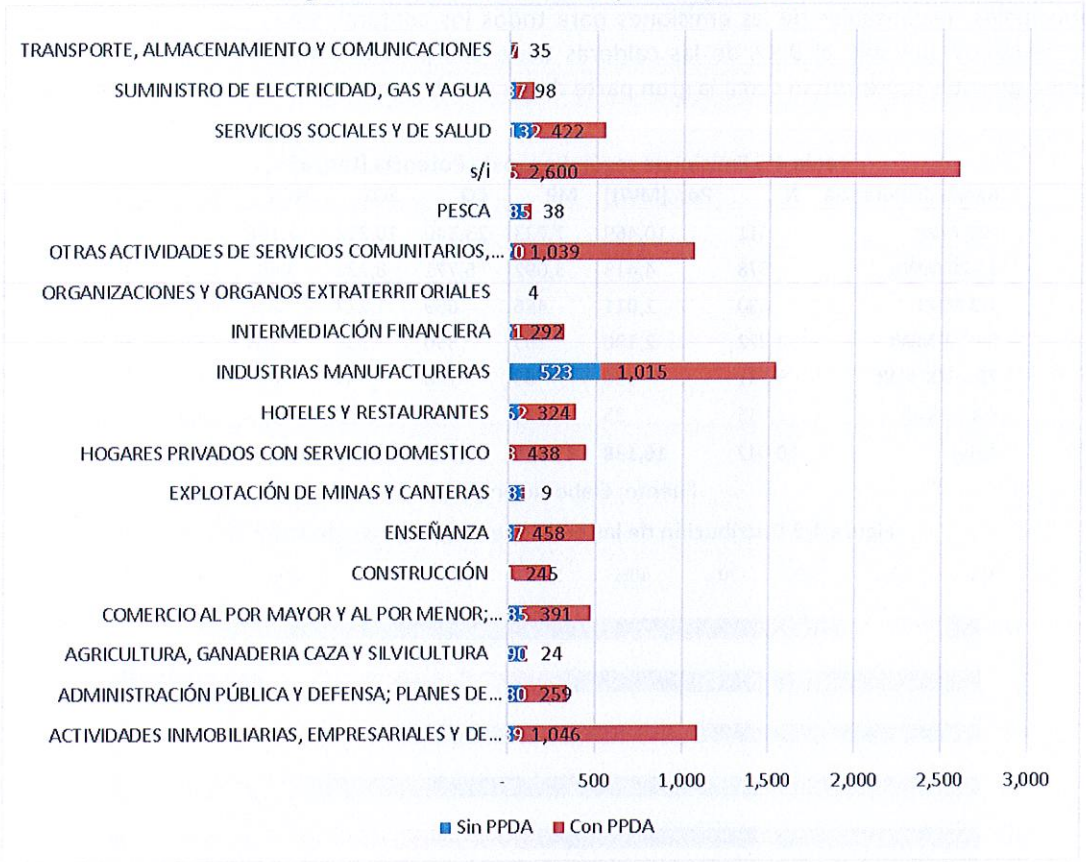
Figura 4-6 Calderas en comunas según PPDA por rango de potencia



Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en la Figura 4-7 se puede observar el número de calderas por categoría CIIU, los cuales se desprenden del código CIIU obtenido directamente desde las BDs originales. Cabe destacar que no todas las fuentes cuentan con un código CIIU, pues no todos los RUT asociados tienen un código CIIU asociado, como por ejemplo, las personas naturales.

Figura 4-7 Número de calderas por categoría CIIU



Fuente: Elaboración propia

Otra visualización de interés es la cantidad de calderas según tipo y la presencia de un PPDA asociado a la comuna. De esta forma se aprecia que la proporción entre las calderas de calefacción y las industriales es mayor en las comunas con un PPDA asociado. La afirmación anterior debe considerar que la RM cuenta con mayor nivel de detalle, y por lo tanto aparece sobre representada en las calderas con PPDA.

Tabla 4-4 Caldera por tipo y PPDA

Tipo Caldera	CA	IN	Total
Sin PPDA	806	504	**1,310**
Con PPDA	7,568	1,169	**8,737**
Nacional	**8,374**	**1,673**	**10,047**

Fuente: Elaboración propia

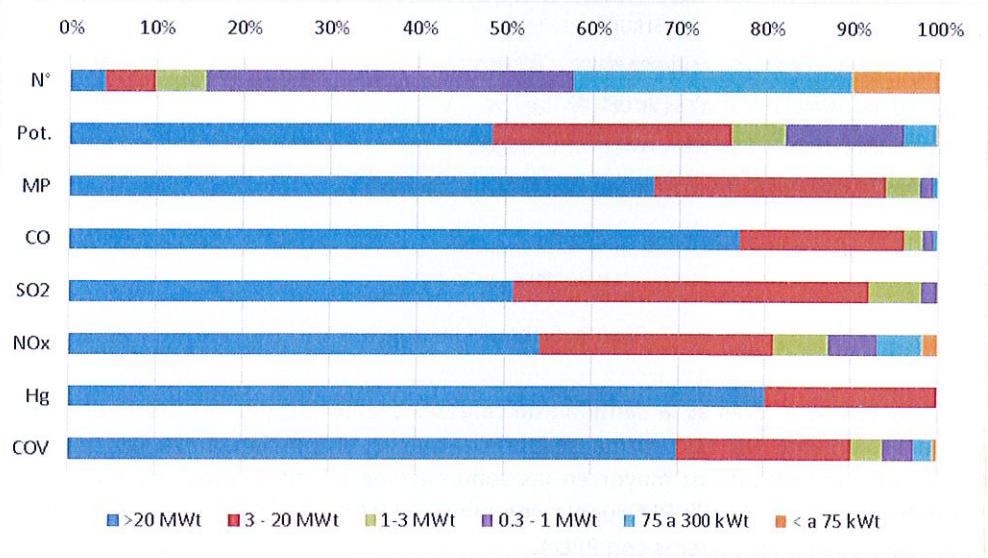
En la Tabla 4-5 y Figura 4-8 se observan como las calderas con mayor potencia son las principales responsables de las emisiones para todos los contaminantes y sustancias tóxicas. Recordemos que sólo el 9.8% de las calderas tiene una potencia mayor a los 3 MWt, y sin embargo estas representan cerca la gran parte de las emisiones para todos los contaminantes.

Tabla 4-5 Emisiones según Rango de Potencia [ton/año]

Rango de Potencia	N°	Pot. [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
>20 MWt	411	10,469	7,733	23,340	10,212	7,168	0.08	663
3 - 20 MWt	578	4,413	3,092	5,771	8,232	3,601	0.02	193
1-3 MWt	590	1,011	456	669	1,227	826	0.00	35
0.3 - 1 MWt	4,222	2,190	165	350	335	764	0.00	34
75 a 300 kWt	3,231	630	63	128	31	690	0.00	20
< a 75 kWt	1,015	35	16	44	8	230	0.00	5
Total	**10,047**	**16,138**	**11,525**	**30,301**	**20,045**	**13,279**	**0.11**	**951**

Fuente: Elaboración propia

Figura 4-8 Distribución de las emisiones según rango de potencia



Fuente: Elaboración propia

Observando la Tabla 4-6 se puede analizar las fuentes con o sin PPDA por contaminante. Se puede ver que para todos estos contaminantes, las emisiones de fuentes sin PPDA siempre superan a las emisiones de fuentes con PPDA. Lo anterior pese a que la mayoría de las calderas tanto en n° de fuentes como en la suma de sus potencias térmicas están en comunas con PPDA.

Tabla 4-6 Emisiones según la presencia de PPDA [ton/año]

PPDA	N°	Pot. [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
Sin PPDA	1,310	9,344	6,898	22,820	11,637	7,295	0.08	685
Con PPDA	8,737	9,403	4,627	7,481	8,408	5,984	0.03	266
Total	**10,047**	**16,138**	**11,525**	**30,301**	**20,045**	**13,279**	**0.11**	**951**

Fuente: Elaboración propia

Bajo la premisa de que la norma afectará principalmente a aquellas calderas ubicadas en comunas sin PPDA asociado, vale la pena realizar el detalle para observa el sector (Tabla 4-7), así como el rubro afectado. Esto último se puede realizar en base a la categoría CIIU asociada al RUT.

Tabla 4-7 Emisiones por contaminante y sector comunas sin PPDA [ton/año]

Sector	Fuentes	Pot. [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
Comercial/público	445	374	372	331	1,085	510	0.00	13
Industrial	775	8,881	6,508	22,471	10,518	6,754	0.08	671
Residencial	90	90	19	18	34	31	0.00	1
Total	**1,310**	**9,344**	**6,898**	**22,820**	**11,637**	**7,295**	**0.08**	**685**

Fuente: Elaboración propia

Se puede desagregar el sector industrial y comercial/público según su sector económico. Para ello se utiliza el código CIIU asociado al RUT, con dicho código se puede obtener una categorización como la siguiente:

Tabla 4-8 Emisiones por contaminante y Categoría CIIU sin PDA [ton/año]

Sector - Categoría CIIU		Fuentes	Pot. [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
Comercial	Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	37	3	1	1	14	5	0.00	0
	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	13	1	0	0	0	0	0.00	0
	Agricultura, ganadería caza y silvicultura	70	4	4	8	0	1	0.00	0
	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos	30	54	17	10	212	68	0.00	1
	Enseñanza	36	2	0	0	0	0	0.00	0
	Explotación de minas y canteras	3	14	1	14	0	17	0.00	1
	Hoteles y restaurantes	62	73	287	154	745	191	0.00	2
	Industrias manufactureras	18	1	0	0	0	1	0.00	0
	Intermediación financiera	21	2	0	1	0	1	0.00	0
	Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales	8	2	0	1	0	1	0.00	1
	Servicios sociales y de salud	126	197	59	139	113	208	0.00	8
	Suministro de electricidad, gas y agua	14	0	0	0	0	0	0.00	0
	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	7	21	1	3	0	15	0.00	0
Comercial total		**445**	**374**	**372**	**331**	**1,085**	**510**	**0.00**	**13**
Industrial	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	2	-	-	-	-	-	-	-
	Agricultura, ganadería caza y silvicultura	20	113	196	860	4	57	0.00	55
	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos	55	72	25	48	252	85	0.00	1
	Construcción	1	0	0	0	0	0	0.00	0
	Explotación de minas y canteras	80	168	23	47	116	204	0.00	3
	Industrias manufactureras	504	7,924	5,593	20,914	8,601	5,993	0.07	586
	Pesca	85	463	207	303	544	210	0.00	14
	Sin información	5	8	18	1	56	11	0.00	0
	Suministro de electricidad, gas y agua	23	133	446	298	945	192	0.00	12
Industrial total		**775**	**8,881**	**6,508**	**22,471**	**10,518**	**6,754**	**0.08**	**671**

Fuente: Elaboración propia

000353
000353 VTA

Si se realiza el detalle para las fuentes sin PPDA se puede observar tanto la división por combustible. Con este detalle se puede notar la relevancia del tipo de combustible, por ejemplo, si bien las fuentes con combustible sólido son sólo 213 (16.3% del total de fuentes) estas representan una porción importante (89.1%) de las emisiones de MP. A nivel de combustible se poder observar que los combustibles sólidos son responsables de gran parte de las emisiones de MP y CO, mientras que los combustibles líquidos se relacionan con las emisiones de SOx, NOx y Mercurio.

Tabla 4-9 Emisiones por contaminante según estado de combustible calderas sin PPDA [ton/año]

Estado Combustible	Fuentes	Potencia [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
Gaseoso	397	616	35	319	2	482	0.00	23
Líquido	700	4,906	716	713	7,503	3,230	0.06	37
Sólido	213	3,822	6,147	21,789	4,132	3,583	0.02	624
Total	**1,310**	**9,344**	**6,898**	**22,820**	**11,637**	**7,295**	**0.08**	**685**

Fuente: Elaboración propia

Otro análisis de interés corresponde a las emisiones según la categoría empresa, según PyME, dónde se observa que las calderas PyME representan una fracción menor de las emisiones para todos los contaminantes. Si bien a nivel de número de fuentes las calderas de firmas PyME representan el 30%, a nivel de emisiones están en torno al 5% de las emisiones por contaminante, al igual que a nivel de potencia térmica.

Tabla 4-10 Emisiones por contaminante según categoría PyME [ton/año]

Sin PPDA

Categoría	Fuentes	Potencia [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
No PyME	923	8,970	6,416	21,890	11,379	7,027	0.08	653
PyME	387	374	482	931	259	269	0.00	32
Total Sin PPDA	**1310**	**9,344**	**6,898**	**22,820**	**11,637**	**7,295**	**0.08**	**685**

Con PPDA

Categoría	Fuentes	Potencia [MWt]	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
No PyME	5,562	7,526	4,310	6,922	7,806	5,161	0.03	227
PyME	3,148	1,865	318	557	602	820	0.00	39
s/i	27	12	0	2	0	3	0.00	0
Total Con PPDA	**8,737**	**9,403**	**4,627**	**22,820**	**8,408**	**5,984**	**0.03**	**266**

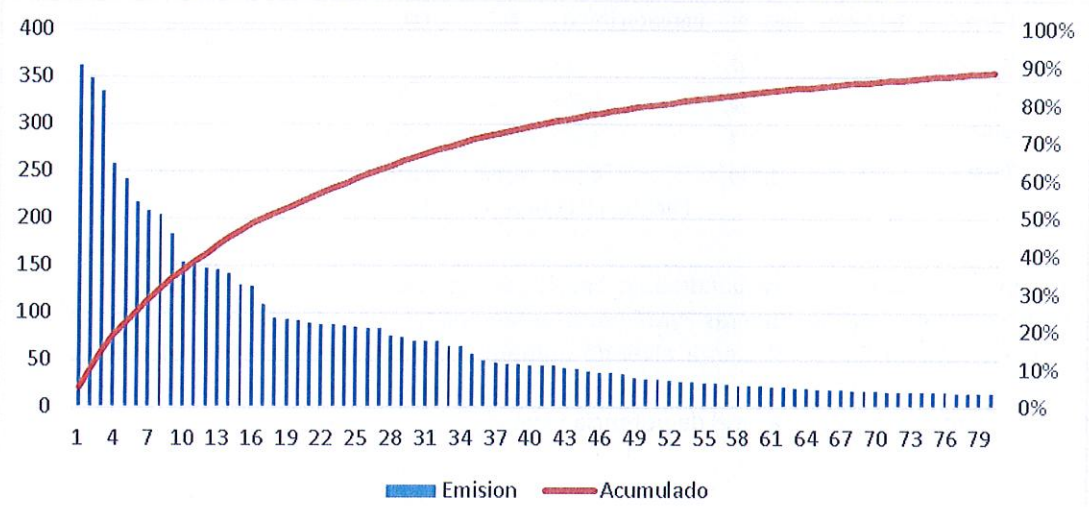
Fuente: Elaboración propia

En las figuras a continuación se presentan las emisiones por fuente (las 80 mayores sin PPDA), junto con la curva que representa el porcentaje de las emisiones acumuladas. Se observa que para todos los contaminantes se alcanza el 80%, en algunas llegando a los 90%, de emisiones

altos con pocas fuentes, lo cual podría tener implicancias relevantes para el control y reducción de dichos contaminantes.

En dichas figuras, las calderas fueron ordenadas según su nivel de emisión para los distintos contaminantes en orden descendiente. Las barras azules representan el valor estimado de las emisiones para el año base, mientras que la línea roja presenta la acumulación[14] de las emisiones respecto del total.

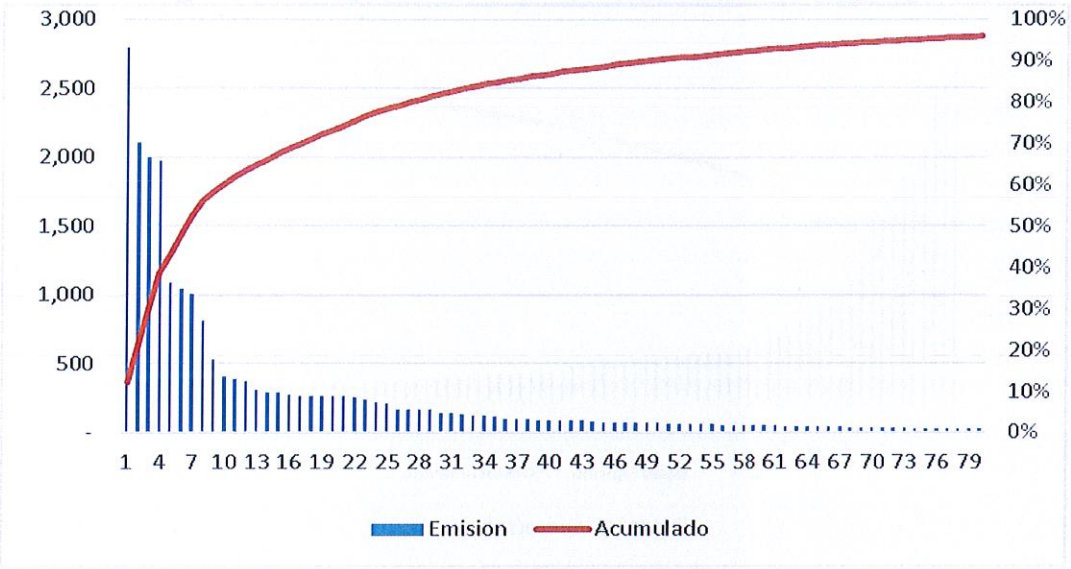
Figura 4-9 80 Mayores emisoras de MP en comunas sin PPDA [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

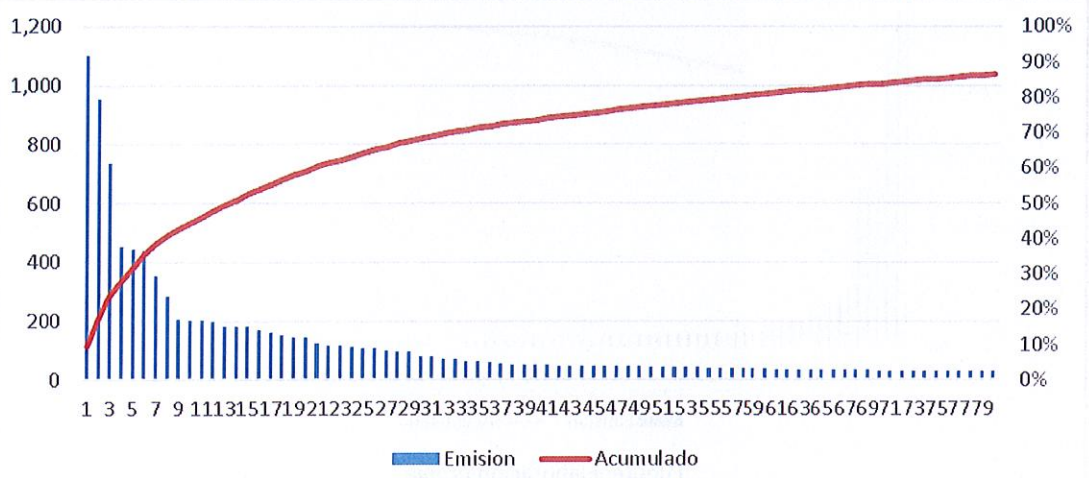
[14] La acumulación implica la suma de las emisiones de todas las calderas con emisiones mayores, más las emisiones de la caldera. De esta forma el 100% representa la suma de la totalidad de las emisiones, y se alcanzaría recién en la última caldera emisora.

Figura 4-10 80 Mayores emisoras de CO en comunas sin PPDA [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

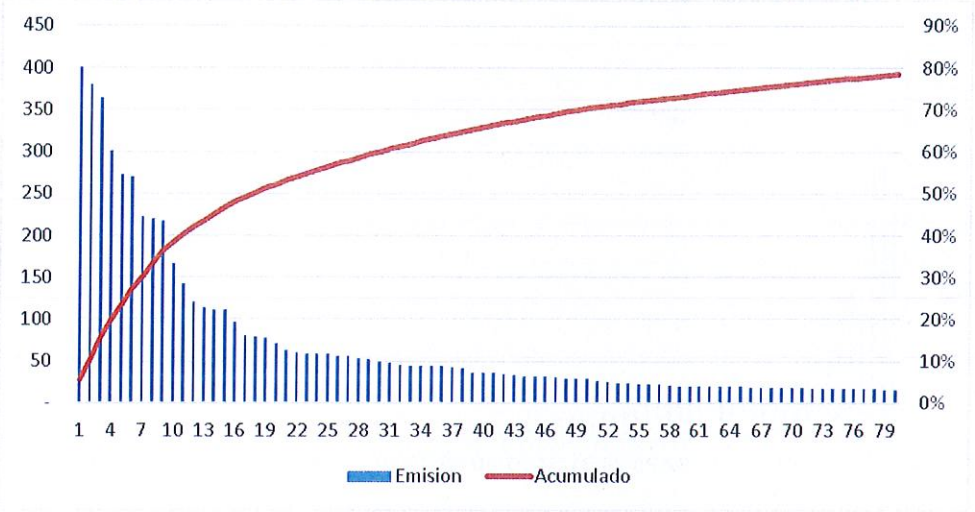
Figura 4-11 80 Mayores emisoras de SO2 en comunas sin PPDA [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

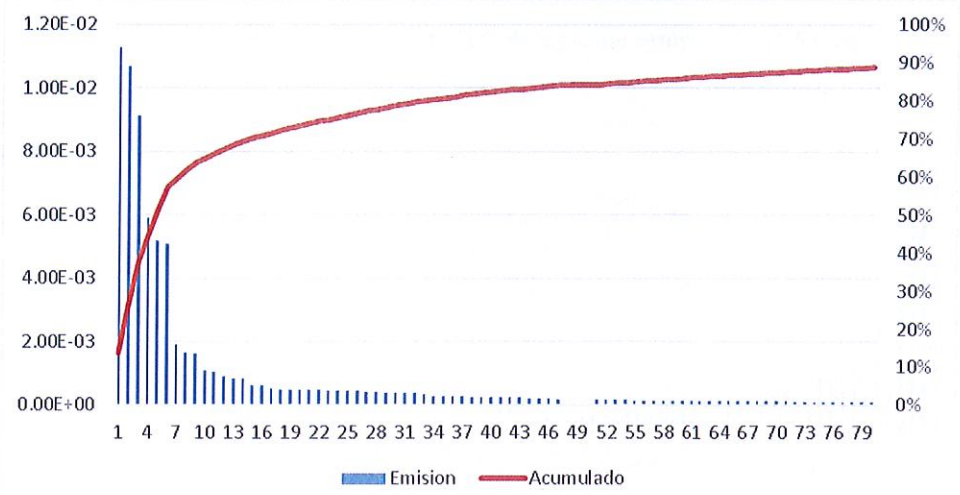
000355 VTA

Figura 4-12 80 Mayores emisoras de NOx en comunas sin PPDA [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-13 80 Mayores emisoras de Hg en comunas sin PPDA [ton/año]]



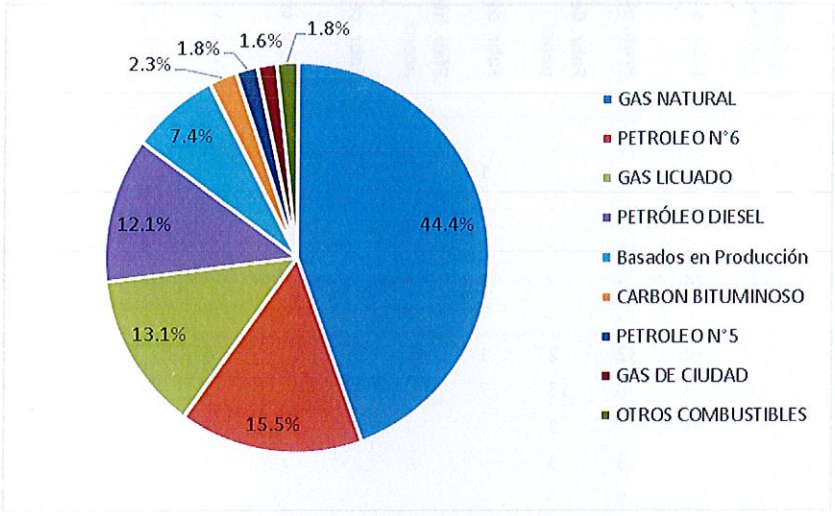
Fuente: Elaboración propia

4.2 Procesos de combustión

En la Figura 4-14 se observa la distribución del total de los pares fuentes-parámetro (556 distintos) de procesos de combustión, según el parámetro de actividad declarado: combustible o producción. Se destaca que el 13.1% de las fuentes utilizan la producción como el parámetro

de nivel de actividad, asimismo el Gas Natural, el Petróleo N°6 y Diésel y el Gas Licuado son los principales combustibles, al igual que en el caso de las calderas.

Figura 4-14 Fuentes según combustible o producción



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-11 Fuentes por rubro y región

Región	Refinación petróleo	Fabr. asfaltos	Prod. alimentos	Fabr. Celulosa y papel	Fabr. cemento	Ffab. hierro y acero	Fabr. cerámicas	Prod. cemento	Prod. vidrio	Productos zinc	Otros	Indefinidos	Sub-total regional	Prod. Primaria de cobre
15	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5**	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	**2**	-
2	-	-	-	-	1	1	-	9	-	-	2	-	**13**	**61**
3	-	-	-	-	-	1	-	2	-	-	1	5	**9**	**9**
4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	**7**	-
5	32	24	-	-	4	-	-	-	2	-	3	19	**84**	**20**
6	-	5	-	-	-	-	-	1	1	-	-	9	**16**	**21**
7	-	2	12	2	1	2	-	-	4	-	-	13	**36**	-
8	28	3	10	13	7	13	10	-	2	5	1	18	**110**	-
9	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	5	**7**	-
14	-	-	3	1	-	-	-	-	-	-	-	1	**5**	-
10	-	-	9	-	-	-	-	2	-	-	-	6	**17**	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	**3**	-
12	125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	**131**	-
Sub-total Rubro	**185**	**44**	**34**	**17**	**13**	**17**	**10**	**14**	**9**	**5**	**9**	**88**	**445**	**111**

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4-11 se presenta la distribución de las fuentes según región y rubro de la actividad, del análisis de dicha tabla se observa que existen ciertos nichos regionales de actividad. Por ejemplo, la refinación de petróleo en Chile cuenta con procesos concentrados en la doceava región Magallanes, mientras que la minería del cobre en la segunda región de Antofagasta.

De la misma tabla también se desprende que las regiones con mayor cantidad de fuentes corresponden a la región de Biobío (8), Valparaíso (5) y Magallanes (12). Mientras en esta última se concentran fuentes cuyo rubro pertenece sólo a la refinación del petróleo, en la región del Biobío se observa un variado número de rubros activos, similar situación es observable en la región de Valparaíso.

Dado la existencia de PPDA en las regiones quinta y octava, resulta interesante observar las emisiones de acuerdo a si se emiten en una comuna asociada o no a un PPDA. La Tabla 4-12 presenta dicha desagregación, observándose que a diferencia de las calderas buena parte (51.8%) de las emisiones de MP se generan en zonas con PPDA implementados, esto pese a que las fuentes en zonas con PPDA son menores (40.2%). Lo anterior considerando todos los rubros menos la producción primaria de cobre, la cual es presentada de forma separada, pues es regulada por medio de la norma de fundiciones.

Tabla 4-12 Emisiones según presencia o no de PPDA [ton/año]

	Fuentes	MP	CO	SO2	NOx	Hg	MP2,5	MP10	COV
Sin PPDA	266	6,924	2,919	3,319	13,650	0.44	32	264	59
Con PPDA	179	7,433	5,286	3,901	6,963	0.31	89	373	127
Nacional (1)	**445**	**14,358**	**8,205**	**7,220**	**20,613**	**0.74**	**120**	**637**	**186**
Producción primaria de Cobre	**111**	**24,457**	**56**	**10,563**	**491**	**0.02**	**44**	**61**	**2**

(1) Sin considerar el rubro producción primaria de cobre, el cual está regulado por la norma de fundiciones.

Fuente: Elaboración propia

Resulta interesante entonces realizar una desagregación más específica de las emisiones sin un PPDA asociado. Esta se puede observar en Tabla 4-13, donde se observa la desagregación por rubro de las emisiones sin PPDA. Se observa la relevancia del rubro cementero en las emisiones de CO, SOx, NOx y HG, mientras que en cuanto al MP el sector producción primaria de cobre es el de mayor relevancia (77.3%). Por otra parte, también destacan las emisiones de la producción de vidrio que alcanzan un 28.9% de las emisiones de los procesos de combustión sin PPDA asociado y sin considerar la producción primaria de cobre.

Tabla 4-13 Emisiones por rubro sin PPDA

RUBRO	N	MP	CO	SO2	NOx	Hg	$MP_{2,5}$	MP_{10}	COV
Refinación de petróleo	126	45	1,143	5	8,128	0	-	12	-
Fabricación de celulosa y papel	17	867	121	1,876	835	0.13	0	191	6
Fabricación de asfaltos	22	471	1	12	5	0	7	29	0
Producción de alimentos	19	823	4	399	45	0	5	6	0
Fabricación de cemento	5	42	1,306	622	2,827	0	-	0	-
Producción de cemento	11	180	1	5	3	0	0	0	0
Producción de vidrio	6	2,006	1	3	12	0	13	15	-
Otros	9	152	299	390	1,595	0.17	6	1	0
Indefinidos	51	2,338	44	8	200	0.13	1	9	53
Subtotal	**266**	**6924**	**2920**	**3320**	**13650**	**0.43**	**32**	**263**	**59**
Producción primaria de cobre	80	23,645	48	3,223	435	0.02	38	50	2
Total	**346**	**30569**	**2968**	**6543**	**14085**	**0.45**	**70**	**313**	**61**

Fuente: Elaboración propia

5. Medidas de abatimiento

Las medidas de abatimiento consideradas corresponden a posibles equipos de control instalados o simplemente a un recambio de la caldera por una menos contaminante. Lo anterior bajo la lógica de que un usuario pudiera preferir realizar un recambio en lugar de instalar un equipo de control, lo que igual implica un cambio en las emisiones finales.

Cada una de estas medidas se caracteriza por su eficiencia de reducción de emisiones y el costo asociado a la implementación de la misma.

5.1 Medidas de Control

El objetivo final de los equipos de control es reducir las concentraciones emitidas a la atmósfera, su funcionamiento varía entre las distintas tecnologías, y en general cada sistema de abatimiento se enfoca en la disminución de la concentración de un contaminante, sin perjuicio de que tenga efectos sobre otros contaminantes (ya sea reducción o aumento).

En el presente estudio se revisaron los datos de eficiencias de equipos de control de emisiones desde distintas fuentes, un breve resumen de las principales fuentes recopiladas se puede observar en los anexos del presente estudio.

Se decidió utilizar las eficiencias declaradas por la EPA en su documento *Control Strategy Tool* (CoST)(US-EPA, 2016) por las siguientes razones:

1. Credibilidad de la fuente. si bien se revisaron distintas fuentes internacionales, la EPA es de las agencias internacionales de mayor prestigio
2. Consistencias con trabajos anteriores del MMA
3. Actualización reciente, la versión del documento que se utilizó corresponde a marzo del 2016.
4. El documento cuenta con metodologías que permiten realizar estimaciones de los costos para cada una de las medidas de control a considerar.

Cabe destacar que el documento CoST sólo considera reducciones en un contaminante a la vez. Por lo demás no todos los equipos son aplicables a todos los tipos de caldera, en dichos casos se decide que su aplicación se puede realizar según tipo de combustible, es decir: sólido, líquido o gas.

En la siguiente tabla se presenta un resumen respecto de las medidas consideradas, así como las eficiencias, contaminantes y tipo de combustibles a los que aplicarían.

Tabla 5-1 Equipos de control y eficiencias consideradas

Equipo control	Contaminante	Reducción [%]	Vida útil [años]	Solido	Liquido	Gas
LNB	NOx	47.5	15	1	1	1
SNCR	NOx	45	15	1	1	1
SCR	NOx	80	15	1	1	1
LNB+SCR	NOx	91	15	1	1	1
LNB+SNCR	NOx	69.5	15	1	1	1
ESP	MP	98	10	1	1	1
Filtro de Mangas	MP	99	20	1		
Wet Scrubber	SO2	95	15	1	1	1
FGD Seco	SO2	90	15	1	1	
FGD Húmedo	SO2	90	15	1	1	
Combustible bajo en S	SO2	75	-	1	1	

Fuente: Elaboración propia

Se observaron diferencias despreciables entre las eficiencias según tipo de combustible, y adicionalmente los rangos de incertidumbre respecto de las eficiencias reales son bastante amplios, superando las magnitudes de las diferencias. Por esta razón se decidió utilizar los valores por defectos recomendados en (US-EPA, 2016), sin diferenciar por tipo de combustible. Respecto a medidas de control para el CO se considera que ajustes en la combustión son posibles y que no es necesario ningún equipo adicional. En el documento sobre las técnicas de control para emisiones de CO desde fuentes estacionarias (US Department of Health, 1979)[15], se revisa una serie de medidas, destacando que las de mayor eficiencias corresponde a buenas prácticas, principalmente: mejoras en el suministro de aire, tiempos de residencia y mezcla del combustible.

Por otra parte, de acuerdo a la modelación realizada y la información base utilizada, ninguna caldera incumple la normativa de Mercurio. Por lo tanto, no se hizo una recopilación de tecnologías para su control, sin embargo, tecnologías consideradas para el control del material particulado, así como los FGD Húmedos y SCR producirían reducciones (US-EPA, 2005).

A continuación, se realiza una breve descripción de los equipos y técnicas de control consideradas:

Un quemador de baja emisión de NOx (**LNB**, por sus siglas en inglés: *Low-NOx Burner*) es un conjunto de técnicas basadas en equipo de combustión diseñados para emitir bajas emisiones óxidos de nitrógeno. El principio tras el quemador de baja emisión de NOx, es el ajuste de la temperatura (evitando una llama de alta temperatura o inestable) de la llama para evitar la

[15] La US-EPA presenta este documento dentro de su NSCEP (*National Service Center for Environmental Publications*)

formación del gas. Lo anterior se logra mediante distintas técnicas como la inyección de vapor de agua, recirculando gases o limitando el exceso de oxígeno (US-EPA, 1994). Dado que se trata de una técnica aplicada durante la combustión puede ser aplicada en conjunto con otras técnicas de control post-combustión como los SNCR y SCR (US-EPA, 2002).

Los **SNCR** (*Selective Non-Catalytic Reduction* o reducción selectiva no catalítica) son equipos utilizados en calderas industriales, generados eléctricos e incineradores para reducir las emisiones de NOx. Este equipo se puede aplicar de formar única o complementaria a otras tecnologías de abatimiento. Su eficiencia de remoción de NOx en la aplicación va desde 30% a 50%, y en general a mayor potencia del equipo menor es la eficiencia de remoción (US-EPA, 2002).

La tecnología de los SNCR se basa principalmente en la reducción de los óxidos de nitrógeno a nitrógeno gaseoso y vapor de agua. Se le inyecta un agente reductor, como amonio o urea, a la corriente gaseosa para que reaccione químicamente, sin utilizar un catalizador. Como agente reductor puede reaccionar con otras sustancias, se debe mantener la reacción dentro de un rango de temperatura y con presencia de oxígeno, por lo que se considera una reacción selectiva. Estos rangos dependen del agente reductor a utilizar (US-EPA, 2002).

Por su parte, los **SCR** (*Selective catalytic reduction* o Reducción selectiva catalítica) se han utilizado típicamente para fuentes estacionarias de combustibles fósiles, calderas industriales y turbinas de ciclo combinado para reducir las emisiones de NOx. Esta tecnología ha sido aplicada para equipos con potencias desde 25 W hasta 800 MW, y su aplicación puede ser complementaria a la de otras tecnologías de abatimiento. En la práctica, estos equipos operan con eficiencias entre 70% y 90% (US-EPA, 2002).

Al igual que SNCR, la tecnología de los SCR se basa en la reducción química de los óxidos de nitrógeno a nitrógeno gaseoso y vapor de agua. La diferencia es que los SCR emplean un catalizador metálico para aumentar la cinética de la reacción. Al igual que el SNCR, es un proceso selectivo porque requiere un adecuado rango de temperatura y presencia de oxígeno para la reducción del NOx, junto a la aplicación de un agente reductor. El uso de un catalizador provee dos ventajas principales frente al SNCR, pero a un mayor costo: mayor eficiencia en la remoción de NOx y temperaturas menores de reacción con un rango permitido más amplio (US-EPA, 2002).

Un precipitador electrostático (**ESP**, por sus siglas en inglés) utiliza las fuerzas eléctricas para atraer las partículas de la corriente gaseosa hacia una placa de control, para así remover material particulado. Las partículas son cargadas eléctricamente al pasar por una región con un flujo gaseoso de iones, para luego ser atraídas por placas de control de alto voltaje. Las partículas atrapadas en las placas de control son removidas periódicamente por el equipo de control (US-EPA, 2002). Los parámetros de diseño del equipo dependen de las características de la operación como eficiencia deseada, densidad del gas, flujo gaseoso, viscosidad del gas, entre otras.

Un **filtro de mangas** consiste en capas de filtros de tela dispuestas para que el flujo gaseoso las atreviese, y el material particulado se acumule en estas. Un filtro de mangas típicamente opera con largos ciclos de funcionamiento y ciclos cortos de limpieza. Un parámetro importante que determina la limpieza del filtro es el aumento de la pérdida de carga en el filtro, debido a la formación de una capa de partículas, la cual también mejora la eficiencia de remoción. Un filtro de mangas puede llegar a tener eficiencias de remoción entre 99% y 99.9% de material particulado. (US-EPA, 2002). Los parámetros de operación más relevantes son las características del gas, partículas y de la tela del filtro. Se debe tener en cuenta que no todos los flujos gaseosos pueden ser tratados con filtros de mangos, principalmente por temperatura o corrosividad.

Se debe destacar que de acuerdo a (US-EPA, 2004), se destaca la capacidad de los ESP y filtro de mangas, de no sólo controlar emisiones de MP, sino que también mercurio y otros metales HAP.

Los **Wet Scrubber** (depuradores húmedos en español) son equipos de control que remueven principalmente SO2 mediante la absorción de este en algún líquido utilizado como solvente. La eficiencia de remoción va desde 90% a 99.9%. Parámetros de operación importantes son características del flujo gaseoso, eficiencia de remoción deseada y características del líquido solvente a utilizar. Un parámetro importante para la elección del solvente a utilizar es la solubilidad del contaminante a remover en este (US-EPA, 2002). Existen diversos diseños de lavadores húmedos, el cual depende de las características de operación específicas. El proceso general consiste en trasponer el flujo gaseoso con el flujo acuoso para que ocurra la absorción.

El **FGD[16] seco** de abatimiento se utiliza para remover SO2 de un flujo gaseoso mediante la reacción química con algún solvente, como carbonato de calcio. Típicamente el flujo gaseoso contaminante se activa con el solvente, para formar material particulado el cual es removido mediante algún equipo de control. La eficiencia de remoción puede llegar hasta el 99% (US-EPA, 2002) en algunos casos.

De forma similar al FGD seco, pero con la diferencia que el mecanismo de captura del material particulado en el **FGD húmedo** es utilizando un lavador húmedo. Se debe tener en cuenta que el lodo de salida de tratarse adicionalmente, dado su alto contenido de azufre US-EPA.

Por su parte, la utilización de combustible bajo en azufre no es tecnología de abatimiento, sino que corresponde a una técnica donde se privilegian combustibles similares cuyo contenido de azufre sea significativamente menor. Lo anterior se traduce en emisiones menores de SO2.

Los costos considerados para estos equipos se obtuvieron principalmente desde CoST (US-EPA, 2016), verificando que los resultados obtenidos estuvieran dentro de los rangos definidos por

[16] *Flue-gas desulfurization* o desulfuración de gases de combustión

los escenarios de costos bajo y alto de la información recopilada para la comisión europea en (AMEC, 2012). El manual además de las ecuaciones de costo realiza una recopilación de costos por defecto en base a las reducciones, para los casos en que no se cuente con la información necesaria o para fuentes de menor tamaño. Los costos incluyen los costos de capital, costos fijos de O&M y costos de operación asociados a la actividad de la fuente. En la siguiente tabla se presenta un resumen del detalle de las fuentes de información para los costos:

Tabla 5-2 Detalle de información de los costos por tecnología

Equipo control	Contaminante	Fuente principal	Detalle fuente	Principal variable
LNB	NOx	CoST (US-EPA, 2016)	Tabla B-24	Toneladas reducidas
SNCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
SCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
LNB+SCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
LNB+SNCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
ESP	MP		Tabla B-11	Toneladas reducidas
Filtro de Mangas	MP		Tabla B-11	Toneladas reducidas
Wet Scrubber	SO2		Ecuación tipo 16	Caudal de salida, Concentración, Horas de uso
FGD Seco	SO2		Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas
FGD Humedo	SO2		Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas
Combustible bajo en S	SO2		Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas

Fuente: Elaboración propia en base a CoST (US-EPA, 2016)

Los costos son estimados para cada una de las fuentes, y tal como se presenta en el capítulo 6 el modelo buscara minimizar el costo, con lo cual los resultados presentados en el capítulo 7 corresponde a los costos agregados de todas las fuentes según las desagregaciones que se presentan.

Se optó por usar ecuaciones tipo para los costos de SO2 pues dichas ecuaciones consideran en todos sus términos el tamaño de la caldera, y en los términos de O&M las horas de uso y reducciones del sistema. Asimismo, están diseñadas, de forma que corrigen para calderas de distinto tamaño.

Las ecuaciones de MP especifican un rango de caudal donde las ecuaciones de costo aplican, en el caso de que las calderas no se encuentren en dicho rango se debe usar el valor por defecto, tal como se hace en el presente estudio. La gran mayoría (sobre el 97% de las calderas) queda fuera del rango de caudal para los cuales aplica la ecuación, y aún en las que aplicaría quedan muy cercanas al límite inferior. Con el fin de evitar un quiebre en los costos utilizados se decide por utilizar los costos por toneladas reducidas para todas las fuentes.

Por su parte, los costos de NOx, si bien especifican que la ecuación es aplicable dentro de un rango, no establecen explícitamente un rango de tamaño para los cuales la ecuación de costo aplicaría. Sin embargo, un análisis de los resultados de la ecuación para una caldera con combustible líquido con diferentes niveles de potencia y nivel de actividad, permite obtener un estimado respecto a los costos por tonelada, y comparar con los costos recomendados. El análisis se realizó para una caldera que implementa un sistema SCR, cuyo costo por defecto está en torno a los 3000 USD/ton). Al observar los resultados de este análisis en la Tabla 5-3, se observa que la ecuación de costos aplicaría para calderas de un tamaño mayor y con un nivel de actividad mayor. Lo anterior sucede, pues el costo fijo no varía con la potencia ni el nivel de actividad, razón por lo cual queda sobre-estimado para los casos en que la potencia y el nivel de actividad son menores, esto se puede apreciar en la Figura 5-1.

En ella se realiza el ejercicio de comparar los costos unitarios por tonelada reducida de los costos fijos, de capital y variables, según las ecuaciones y sus variaciones en el nivel de actividad, se ponen como ejemplo dos calderas, una de 40 MWt y otra de 400 MWt. Se observa la preponderancia de los costos fijos para la caldera más pequeña, explicando las grandes diferencias que se observan con los costos unitarios por defecto, justificando la hipótesis de que las ecuaciones sólo se ajustarían para calderas de tamaño mayor.

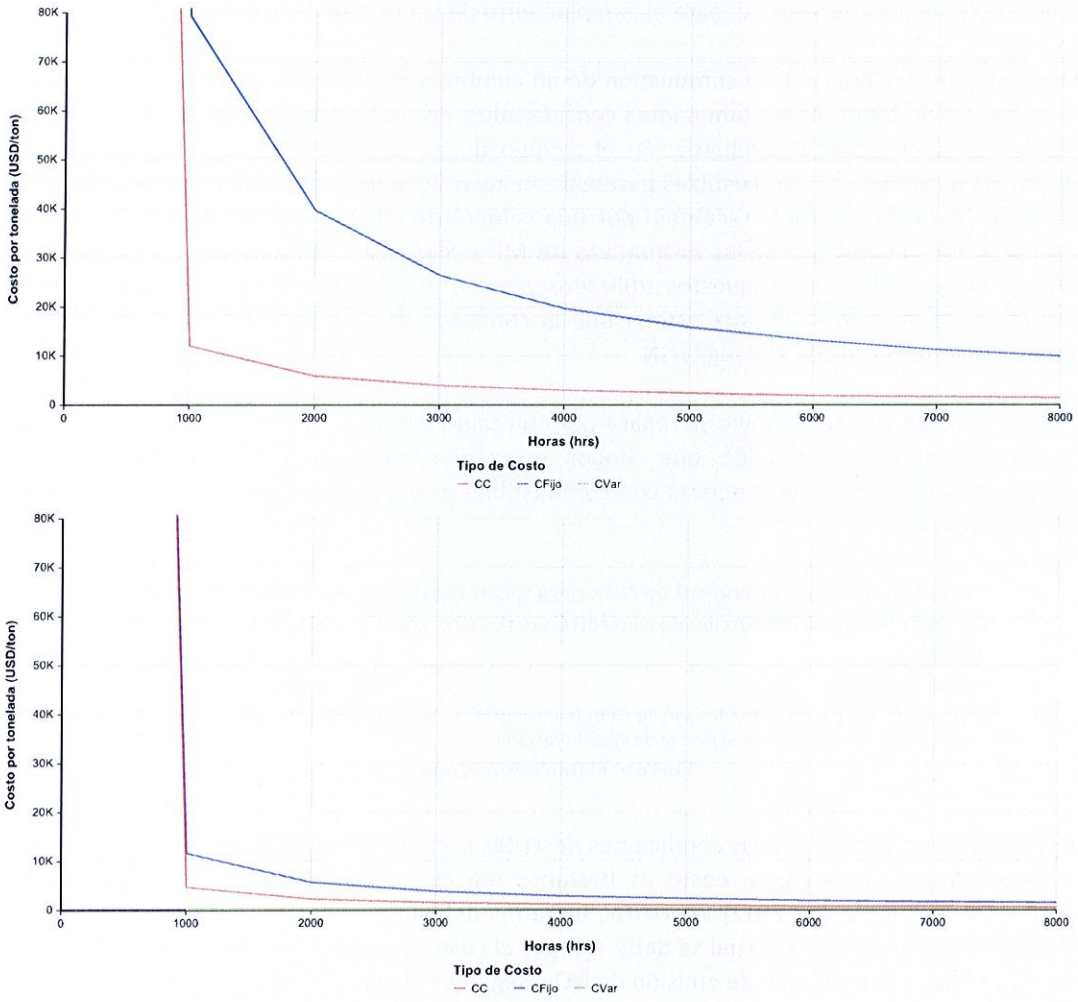
000360 VTA

Tabla 5-3 Costos por tonelada reducida [USD/ton] SCR según Potencia [MW] y nivel de actividad [hr]

	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
20	168,753	84,447	56,344	42,293	33,862	28,242	24,227	21,216
40	91,416	45,778	30,565	22,959	18,395	15,352	13,179	11,549
60	64,912	32,526	21,730	16,333	13,094	10,935	9,393	8,236
80	51,366	25,753	17,215	12,946	10,385	8,677	7,458	6,543
100	43,084	21,612	14,454	10,876	8,728	7,297	6,274	5,508
120	37,469	18,804	12,583	9,472	7,605	6,361	5,472	4,806
140	33,396	16,768	11,225	8,454	6,791	5,682	4,890	4,297
160	30,298	15,219	10,192	7,679	6,171	5,166	4,448	3,909
180	27,856	13,998	9,378	7,069	5,683	4,759	4,099	3,604
200	25,878	13,009	8,719	6,574	5,287	4,429	3,817	3,357
220	24,241	12,190	8,173	6,165	4,960	4,156	3,583	3,152
240	22,861	11,500	7,713	5,820	4,684	3,926	3,386	2,980
260	21,681	10,910	7,320	5,525	4,448	3,730	3,217	2,832
280	20,659	10,400	6,980	5,270	4,244	3,560	3,071	2,705
300	19,765	9,952	6,681	5,046	4,065	3,410	2,943	2,593
320	18,975	9,557	6,418	4,848	3,907	3,279	2,830	2,494
340	18,272	9,206	6,184	4,673	3,766	3,162	2,730	2,406
360	17,641	8,890	5,973	4,515	3,640	3,056	2,640	2,327
380	17,072	8,606	5,784	4,373	3,526	2,962	2,558	2,256
400	16,555	8,347	5,611	4,243	3,423	2,875	2,485	2,192
420	16,084	8,112	5,454	4,126	3,328	2,797	2,417	2,133
440	15,652	7,896	5,311	4,018	3,242	2,725	2,356	2,079
460	15,255	7,697	5,178	3,918	3,163	2,659	2,299	2,029
480	14,889	7,514	5,056	3,827	3,089	2,598	2,247	1,983
500	14,549	7,344	4,943	3,742	3,021	2,541	2,198	1,941

Fuente: Elaboración propia en base a CoST (US-EPA, 2016)

Figura 5-1 Comparación de costos [USD/ton] de un SCR según ecuación de costo para caldera de 40 MWt vs caldera de 400 MWt.



Fuente: Elaboración propia

5.2 Recambio calderas

Esta medida consiste en el recambio del tipo de combustible utilizado. Esto puede ocurrir de dos maneras: un recambio de la caldera a una caldera que utilice un combustible más limpio o simplemente un recambio del quemador que permita que la misma caldera utilice un combustible menos contaminante.

A diferencia de la técnica "combustible bajo en S" descrita en la sección anterior como el cambio a un combustible similar con menor contenido de azufre para disminuir las emisiones

de SO2, el recambio de calderas implica un cambio mayor con el objetivo principal de cumplir con la normativa de MP y SO2. En el presente estudio se considera el recambio de calderas de combustible sólido a gas natural, para el cumplimiento de la normativa de MP y SO2.

El recambio de calderas para la combustión de un combustible diferente, implica un cambio en las emisiones de todos los contaminantes considerados. Por lo demás, la normativa que regula dichas emisiones también cambiaría. En el cambio de un combustible sólido a gas natural, aplicaría la normativa de combustibles gaseosos en lugar de la de combustibles sólidos. En este sentido cabe destacar que el recambio por una caldera de gas natural sin equipo de control permitiría el cumplimiento de las normativas de MP y SO2, pero no la normativa de NOx, lo anterior de acuerdo a los supuestos utilizados para la estimación de las emisiones que se describe en la sección 3.2.3, que estima que la concentración de NOx de una caldera a gas natural sin control sería de 204 mg/m3N.

Lo anterior exige que el recambio se realice por una caldera de gas natural con algún equipo de control asociado. Considerando que ambos escenarios normativos son iguales para las emisiones de NOx de calderas nuevas con combustibles gaseosos[17], los equipos de control que corresponden son:

Tabla 5-4 Equipo de control de NOx para recambio de caldera por Gas Natural

Rango de Potencia	Reducción de concentración de NOx requerida	Equipo de control (1)
1-3 MWt	51%	SCR
Mayor a 3 MWt	85%	SCR+LNB

(1) Los equipos de control considerados son aquellos que cumplen con la reducción requerida, con el menor costo para un caso general, con un nivel de actividad de 4000 horas/año

Fuente: Elaboración propia

El recambio de calderas bajo las condiciones descritas permite el cumplimiento de la norma en su totalidad, sin embargo, su costo es bastante relevante. De acuerdo al reporte para la comisión europea (AMEC, 2012) los costos unitarios del cambio se encuentra en torno a los 36,219 [USD-2016/MWt] a lo cual se debe agregar el costo de los equipos de control, el cual se estima en base a la reducción de emisión de NOx, según se observa en la Tabla 5-2.

Cabe destacar que en promedio la reducción de NOx es más costosa que la reducción de SO2 y bastante mayor a la reducción de MP, donde el costo por tonelada de la primera está en el rango de los 3000 a 4000 USD/ton, mientras que las de MP están entre los 100 y 300 USD/ton y las de SO2 entre 1000 y 2000 USD/ton. Si adicionalmente se considera el costo de la caldera esta medida es la más costosa de todas las medidas de reducción.

Tomando en cuenta los antecedentes anteriores, y considerando que los equipos de control de

[17] La normativa exige para las calderas nuevas de combustible gaseoso en un rango de potencia térmica de 1 a 3MWt una concentración de NOx en los gases de salida de 100 mg/m3N. Mientras que para las mayores a 3MWt la exigencia es de 30 mg/m3N.

MP y SO2, tienen eficiencias de reducción suficientes para cumplir con la norma con costos significativamente menores, la modelación que busca minimizar los costos sujetos al cumplimento de la normativa no va a tomar esta opción como una técnica aplicable para cumplir con la norma. Dado lo anterior y considerando las limitaciones de recursos computacionales para resolver problemas de optimización complejo como el actual, se toma la decisión de modelación de no incluir esta medida dentro de las alternativas.

6. Escenarios de proyección

En el capítulo 4 se presenta el parque estimado de calderas y procesos de combustión, dicho parque funciona de base para la proyección de las emisiones la cual se realizará de acuerdo a la metodología presentada en las siguientes secciones.

6.1 Proyección de Línea Base

Se considera que el parque existente no varía sus condiciones de operación con las que se estimó los resultados del año base. Sin embargo, la concentración pudiera tener variaciones de acuerdo a la implementación de los distintos PPDA considerados, los cuales son considerados parte de la línea base[18].

La concentración asignada una vez que aplica el PPDA sigue la siguiente regla para cada contaminante:

$$Conc_{asignada} = \min\{Limite\ de\ Emisión_{PPDA}, Conc_{año\ base}\}$$

Respecto a los años de implementación de los límites de emisión se consideran los siguientes años.

Tabla 6-1 Años de implementación de los límites de emisión de calderas para cada PDA

PDA Considerado	Nuevas	Existentes
Chillan-Chillan Viejo	2016	2019
Coyhaique	2016	2019
Curicó	2017	2021
Gran Concepción	2017	2019
Los Ángeles	2016	2020
Osorno	2016	2020
Puchuncaví-Quintero	2017	2019
RM	2017	Variable
Talca-Maule	2016	2019
Temuco-PLC	2016	2019
Valdivia	2017	2021
Valle Central de la Sexta Región	2013	2015

Para la proyección de las emisiones se realizó una revisión respecto a las metodologías utilizadas por diferentes estudios. En esta línea destacan dos metodologías alternativas:

[18] La excepción es el PPDA del Gran Concepción, el cual aún no está listo, y por lo tanto no se cuenta con los límites de la norma

estimación en base a tasas históricas de crecimiento y estimación en base a análisis econométricos.

En cuanto a la proyección en base a tasas históricas tiene la ventaja de necesitar menos información, manejando los distintos factores que determinan la expansión de forma implícita dentro de la tasa de crecimiento utilizada. Este es el caso de lo realizado en (ATS Energía, 2015) quienes utilizan una tasa de 4.98% basados en los datos entre los años 2007 y 2013.

Por su parte, la estimación en base a análisis econométricos tiene la ventaja que permite identificar cuáles son factores determinantes que se correlacionan con el crecimiento del parque. Si bien lo anterior resulta más recomendable en el sentido de que se basa no en las tendencias pasadas, sino que futuras, requiere un alto volumen de información tanto de datos históricos de las variables a correlacionar para realizar los ajustes econométricos, como de serie de datos con proyecciones futuras.

Un ejemplo de lo anterior es lo realizado en la iniciativa MAPS, quienes desarrollaron una serie de modelos econométricos para estimar el crecimiento de distintos consumos energéticos. Por ejemplo, en la Tabla 6-2 se presentan los subsectores industriales y cuál fue el driver (variable principal) de proyección utilizado.

Tabla 6-2 Variable principal utilizada en la proyección de distintos subsectores industriales

Industria	Driver
Papel y Celulosa	Producción nacional de celulosa
Siderurgia	Producción de acero
Cemento	PIB
Azúcar	Producción de remolacha
Pesca	Toneladas de pesca extractiva y acuicultura
Petroquímica	Producción de metanol y etanol
Otras Industrias	PIB

Fuente: (UNTEC, 2014)

Dado que MAPS fue utilizado para realizar proyecciones de consumo de energía y no del parque de calderas, no es aplicable directamente. Lo anterior implicaría realizar un análisis multi-variable para encontrar un modelo de proyección del parque diferenciando, al menos, entre RM y resto del país. Dado que lo anterior se escapa de los alcances del estudio, para la proyección de emisiones de fuentes nuevas se decidió utilizar la primera metodología basada en tasas históricas de crecimiento.

Para ello se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las bases de datos originales tienen distintos grados de completitud, mientras la de la RM cuenta con bastante mayor nivel de detalle respecto al parque, las otras se basan en

la información reportada al RETC. Lo anterior implica que la proyección deba realizarse con tasas regionales.

- La crisis del gas argentino tiene consecuencias importantes en la instalación de calderas, tanto en su número como en su composición. Se considera que la crisis aún tiene efectos en la segunda mitad de la década anterior, por lo tanto, se consideran los datos recién a partir del 2010.
- Para la RM se cuentan con datos hasta el año 2014, mientras que para las calderas del resto del país se cuenta con información hasta el año 2012.

Dado lo anterior se procede a estimar una tasa de crecimiento regional anual de calderas. Las calderas entrantes serán distribuidas en su combustible de acuerdo a la distribución histórica de calderas nuevas entre el 2010 y el último año que se tenga información para cada región.

Siguiendo la metodología anterior se consideran las siguientes tasas de crecimiento anual del parque, así como las calderas nuevas que se instalarían el primer año (Tabla 6-3), mientras que en la Tabla 6-4 se muestran las calderas que se han incorporado desde el año 2010 para cada una de las regiones.

Tabla 6-3 Tasa de crecimiento anual y calderas totales, por región

Región	Tasa crecimiento anual	Calderas nuevas período
1	2.13%	14
2	2.35%	31
3 (1)	2.48%	5
4	3.93%	30
5	3.33%	82
6	3.03%	40
7	2.45%	55
8	4.07%	301
9	2.50%	160
10	2.30%	66
11	4.41%	170
12	3.42%	38
13	4.66%	5292
14	4.50%	345
15	7.72%	47

(1) La tasa de crecimiento anual de la región de Atacama fue estimada como el promedio de las tasas de crecimiento entre las regiones de Antofagasta y Coquimbo

Fuente: Elaboración propia en base a (ATS Energía, 2015; SISTAM Ingenieria, 2014)

Se observa que la tasa de crecimiento anual en la RM es similar a la reportada en (ATS Energía, 2015), donde se estimó con las calderas instaladas desde el 2007 un crecimiento anual de

4.98%. En el presente estudio se optó por considerar las calderas instaladas desde el 2010, con el fin de evitar incluir dentro de la tasa el impacto temporal de la crisis del gas argentino.

La tasa de crecimiento promedio sin considerar la RM corresponde a 3.3%. Lo anterior no implica que necesariamente se instalan menos calderas en el resto de las regiones que en la RM, puesto que la fuente de información es distinta y se considera que para la RM se cuenta con mayor información respecto a la caracterización completa del parque.

Utilizando las tasas de crecimiento presentadas en la Tabla 6-3 se obtienen los siguientes resultados para las calderas nuevas. Dichas tasas se aplican para las calderas desde el parque existente en el año 2010.

Tabla 6-4 Calderas incorporadas por año desde el 2010

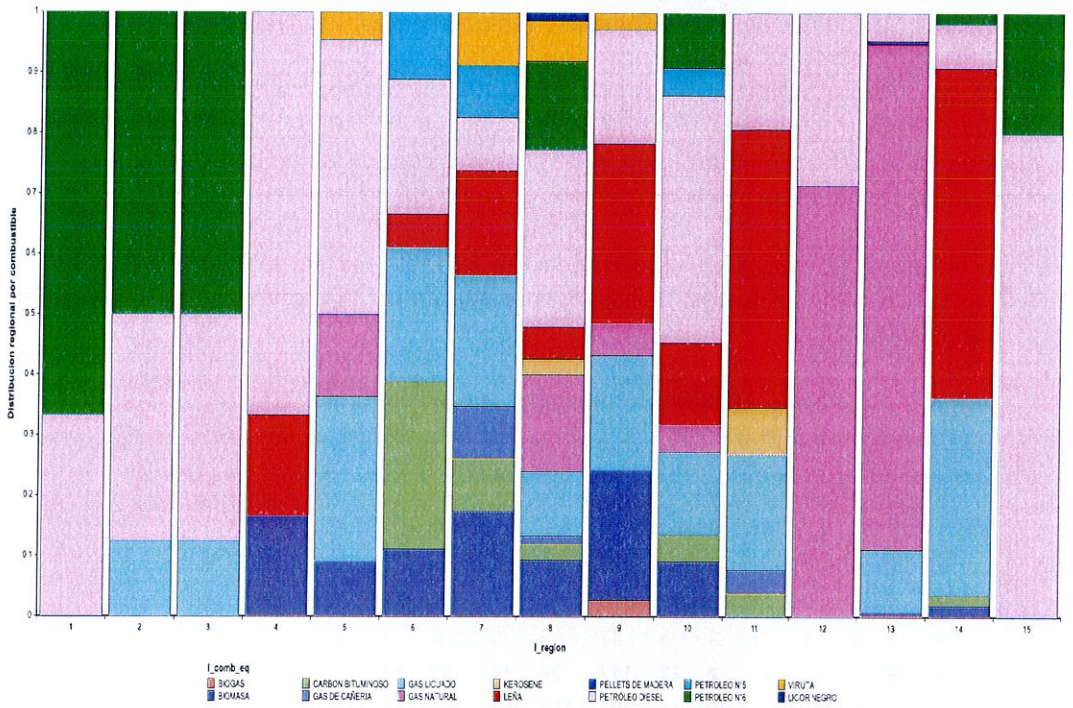
Tipo (1) - año/región	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Nacional
CA	0	0	0	3	8	0	3	22	26	7	33	7	587	66	2	**764**
IN	1	2	0	1	0	0	0	11	0	1	0	0	55	6	5	**82**
2016	**1**	**2**	**0**	**4**	**8**	**0**	**3**	**33**	**26**	**8**	**33**	**7**	**642**	**72**	**7**	**846**
CA	2	4	2	9	27	1	19	100	71	28	89	18	2428	179	8	**2985**
IN	6	9	0	4	6	1	3	47	8	6	0	2	283	14	15	**404**
2021	**8**	**13**	**2**	**13**	**33**	**2**	**22**	**147**	**79**	**34**	**89**	**20**	**2711**	**193**	**23**	**3389**
CA	4	12	5	21	68	28	41	197	150	51	168	33	4725	317	16	**5836**
IN	10	19	0	9	14	12	14	104	10	15	2	5	567	28	31	**840**
2026	**14**	**31**	**5**	**30**	**82**	**40**	**55**	**301**	**160**	**66**	**170**	**38**	**5292**	**345**	**47**	**6676**

(1) Clasificación según la resolución 2063/2005 Ministerio de Salud

Fuente: Elaboración propia

La distribución por combustibles de dichas calderas se puede observar en la siguiente gráfica, donde se observa la preponderancia de las calderas diésel a lo largo del país, así como la importancia del gas natural en la RM y la doceava región, donde existe amplía disponibilidad.

Figura 6-1 Distribución de combustibles por región de calderas nuevas



Fuente: Elaboración propia en base a (ATS Energía, 2015; SISTAM Ingenieria, 2014)

Tabla 6-5 Calderas nuevas por tipo de tipo de combustible al año 2026

Tipo Comb.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Nac.
Gas	0	2	0	0	29	10	19	81	38	9	38	28	5015	115	0	**5384**
Liquido	14	29	5	22	49	10	8	162	29	43	46	10	237	29	47	**740**
Solido	0	0	0	8	4	20	28	58	93	14	86	0	40	201	0	**552**
Total	**14**	**31**	**5**	**30**	**82**	**40**	**55**	**301**	**160**	**66**	**170**	**38**	**5292**	**345**	**47**	**6676**

Fuente: Elaboración propia

Las calderas anteriores se suman al parque ya existente y detallado en los resultados de la consolidación de la base de datos única. Se considera que el nivel de actividad de estas fuentes corresponde al promedio de las horas de actividad de las fuentes en el parque existente, es decir, 2.947 horas.

Respecto a las concentraciones las calderas tienen por defecto la mediana de la concentración para cada uno de los combustibles[19]. En los casos en que la caldera sea asignada a una comuna

[19] En el caso de la RM, se utiliza la mediana en base al estudio de ATS. Para las otras regiones se utiliza la concentración asignada.

con un PPDA, la concentración se ajusta para cumplir la normativa de acuerdo a la siguiente regla, lo anterior desde el año en que comienza a aplicar la norma según la Tabla 6.1:

$$Conc_{asignada} = \min\{Limite\ de\ emisión_{PPDA}, Conc_{por\ defecto}\}$$

La asignación de calderas por comuna se realiza suponiendo que se mantiene la proporción de {número de calderas de comuna: número de calderas de región} del año base. Es decir, en el caso hipotético en que todas las calderas de una región estén en una sola comuna, las calderas entrantes serán asignadas siempre a dicha comuna.

Para la estimación del caudal, este se estima a partir de la potencia térmica de la caldera de entrada. Para la estimación de la potencia de la caldera, se estima regionalmente la distribución de las potencias según rango de potencia. Luego las calderas que entran regionalmente siguen la misma distribución por rango de potencia. Se asigna una potencia térmica promedio a todas las calderas que estén dentro del mismo rango de potencia, equivalente al promedio de los límites del rango.

Tabla 6-6 Calderas nuevas al año 2026, según rango de potencia [MWt]

Rango	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Nac.
menor a 0.075	1	7	5	6	33	5	25	97	80	27	120	19	120	202	2	**749**
0.075-0.3	0	0	0	9	16	20	12	63	56	16	38	10	1948	102	4	**2294**
0.3-1	2	5	0	6	16	3	4	31	10	7	10	3	2829	11	10	**2947**
1-3	2	1	0	1	7	0	3	20	8	2	1	3	251	8	2	**309**
3-20	6	18	0	8	9	12	11	76	4	14	1	3	141	15	29	**347**
20-50	3	0	0	0	1	0	0	14	2	0	0	0	3	7	0	**30**
mayor a 50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Total	**14**	**31**	**5**	**30**	**82**	**40**	**55**	**301**	**160**	**66**	**170**	**38**	**5292**	**345**	**47**	**6676**

Fuente: Elaboración propia

De esta forma se estima la trayectoria de las emisiones para el período 2016-2027[20] considerando:

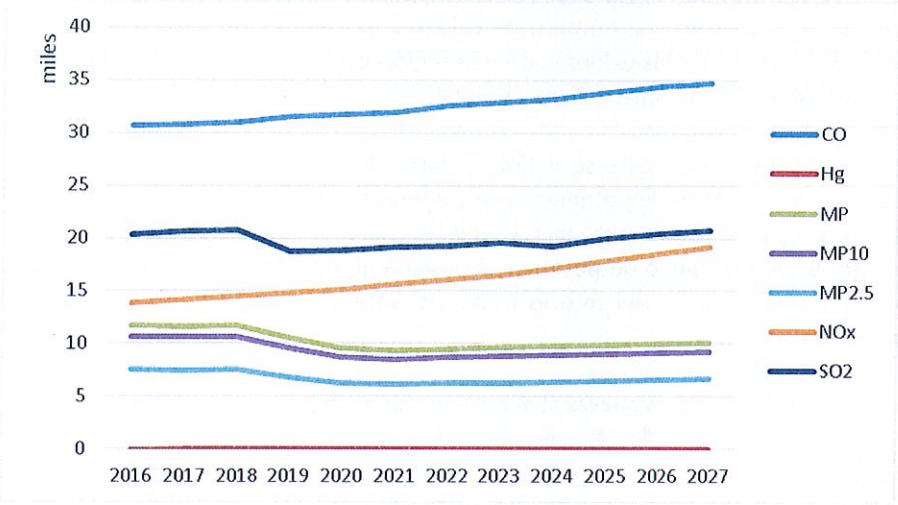
1. Las emisiones del parque de calderas existentes, considerando las reducciones de concentración asociada a los límites de emisión de cada PPDA.
2. Las emisiones del parque proyectado de calderas nuevas, considerando las reducciones de concentración asociada a los límites de emisión de cada PPDA.

Todas las consideraciones anteriores se utilizan para obtener las trayectorias de emisiones para el período 2016-2027 que se observan en la siguiente gráfica (además de observarse las

[20] El horizonte temporal considerado alcanza a capturar el impacto total de las reducciones estimadas, por su parte los costos son anualizados permitiendo un manejo apropiado para el horizonte temporal. Extender el horizonte sólo replicaría los resultados previos con aumentos marginales de las reducciones y los costos anuales producto de la entrada de nuevas calderas.

emisiones para los años 2016, 2021 y 2027 en la tabla posterior). Estas emisiones se consideran que son las emisiones correspondientes a la línea base, en ella se pueden observar el efecto de los PPDA al haber reducciones importantes en los contaminantes, pese a que el parque de calderas aumenta.

Figura 6-2 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante



Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-7 Emisiones por contaminante para años seleccionados [ton/año]

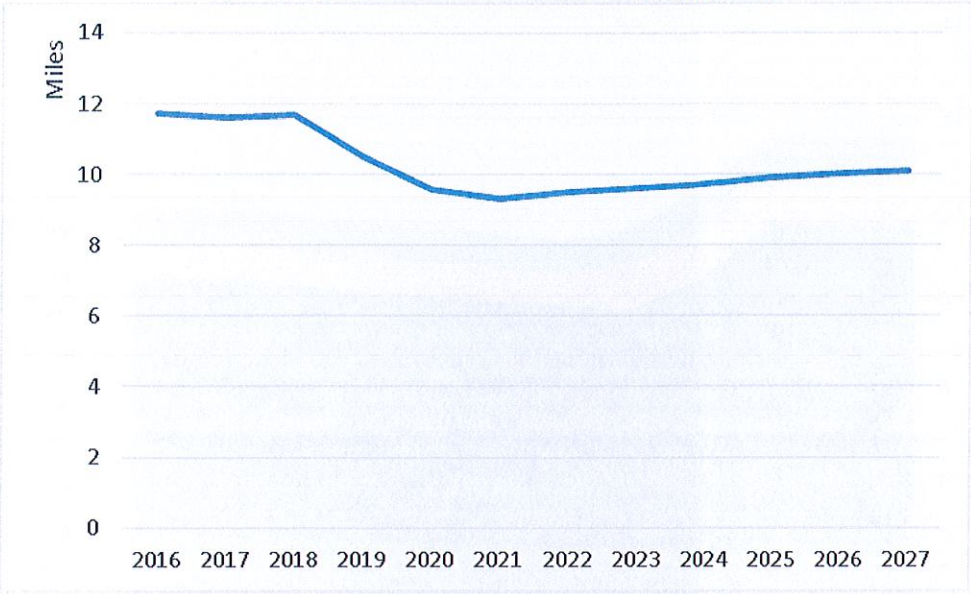
Año	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2	CO	Hg
2016	11,727	10,670	7,501	13,829	20,360	30,708	0.11
2021	9,335	8,527	6,103	15,590	19,182	31,977	0.12
2026	10,016	9,158	6,584	18,491	20,462	34,423	0.13

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta mayor detalle para las emisiones de línea base de MP, en la Figura 6-3 se presentan las emisiones únicamente de MP[21]. En la Figura 6-4 se observa que el grueso de las emisiones proviene del parque existente, si bien se observa una reducción importante en torno al período 2017-2020 cuando se implementan los límites de emisión para las calderas existentes. La participación de las calderas nuevas en las emisiones de MP aumenta su participación de forma relevante hasta alcanzar el 12% para el final del período.

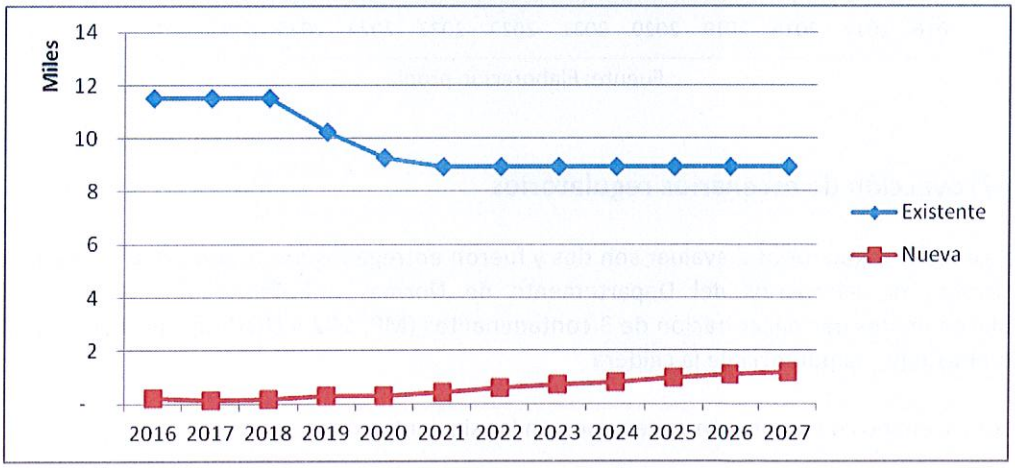
[21] La escala es diferente a la de la Figura 6-2, para apreciar de mejor forma las variaciones en las emisiones de MP.

Figura 6-3 Emisiones de MP totales por año [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

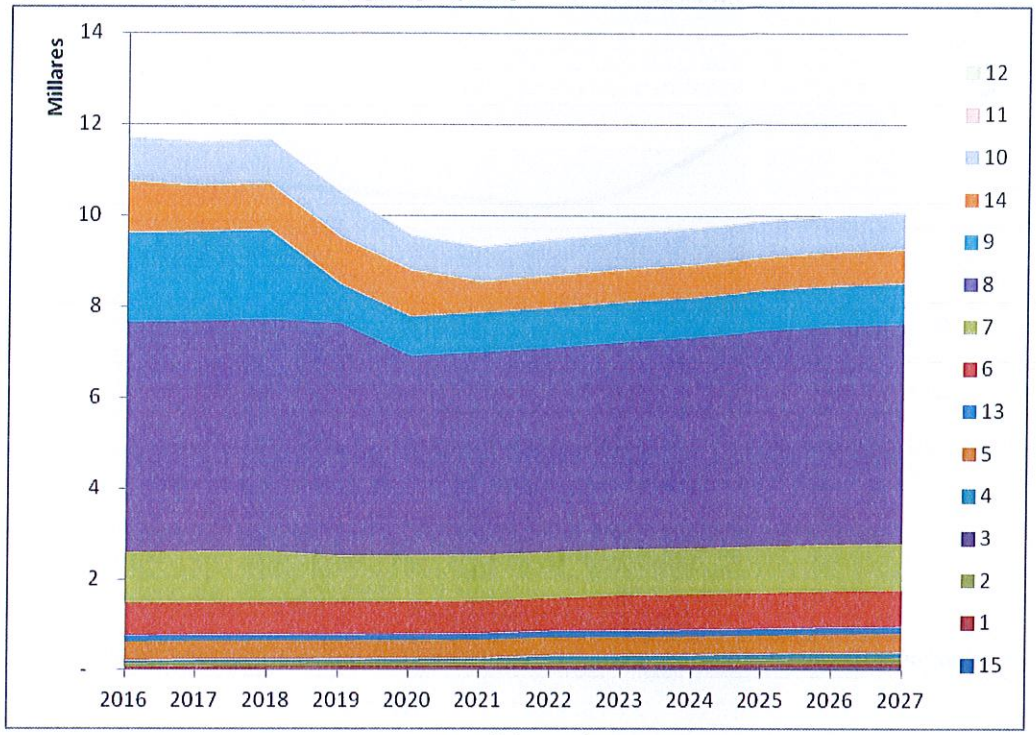
Figura 6-4 Emisiones de MP diferenciando parque existente y parque nuevo proyectado [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, en la Figura 6-5 se presenta la distribución regional de las emisiones, en esta gráfica se puede observar el impacto regional en las emisiones que tendrían los distintos PPDA considerados en la línea base. Es importante destacar que el anteproyecto del PPDA del gran Concepción, aún está en elaboración y luego no fue incluido en los límites de emisión de los PPDA de la línea base.

Figura 6-5 Emisiones de MP por región [ton/año]



Fuente: Elaboración propia

6.2 Proyección de escenarios regulatorios

Los escenarios regulatorios a evaluar son dos y fueron entregados por la contraparte, según las definiciones de escenarios del Departamento de Normas y Políticas, dichos escenarios establecen límites de concentración de 3 contaminantes (MP, SO2 y NOx) diferenciando el tipo de combustible y la potencia de la caldera.

Los dos escenarios de regulación se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 6-8 Escenario regulatorio 1 para calderas existentes, [mg/m3N]

Rango	MP			SO2			NOx	
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
1-3 MWt	20		100	350		100	200	300
3-20 MWt			50			30		
> 20 MWt								

Fuente: Contraparte Ministerial

Tabla 6-9 Escenario regulatorio 1 para calderas nuevas, [mg/m3N]

Rango	MP			SO2			NOx	
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
1-3 MWt	20		100	350		100	200	300
3-20 MWt						30		
> 20 MWt			50					

Fuente: Contraparte Ministerial

Tabla 6-10 Escenario regulatorio 2 para calderas existentes, [mg/m3N]

Rango	MP			SO2			NOx	
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
1-3 MWt	50		100	500	600		n/a	
3-20 MWt						30	460	650
> 20 MWt	30				400		200	500

Fuente: Contraparte Ministerial

Tabla 6-11 Escenario regulatorio 2 para calderas nuevas, [mg/m3N]

Rango	MP			SO2			NOx	
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
1-3 MWt	20		100	350		100	200	300
3-20 MWt						30		
> 20 MWt			50					

Fuente: Contraparte Ministerial

Lo anterior se complementa con límites de emisión para calderas menores a 1 MWt y mayores a 300 kWt, el cual no diferencia por escenario normativo. Para las calderas existentes la norma considera un límite de emisión para el CO de 125 [mg/m3], que implica un ajuste de las condiciones de combustión y no la instalación de un equipo de control. Por su parte, la siguiente tabla presenta los límites para calderas nuevas.

Tabla 6-12 Límite de emisión para calderas nuevas en el rango de potencia 0.3 a 1 MWt [mg/m3]

Tipo de combustible	MP	CO
Gaseoso	n/a	80
Líquido	20	80
Sólido	20	300

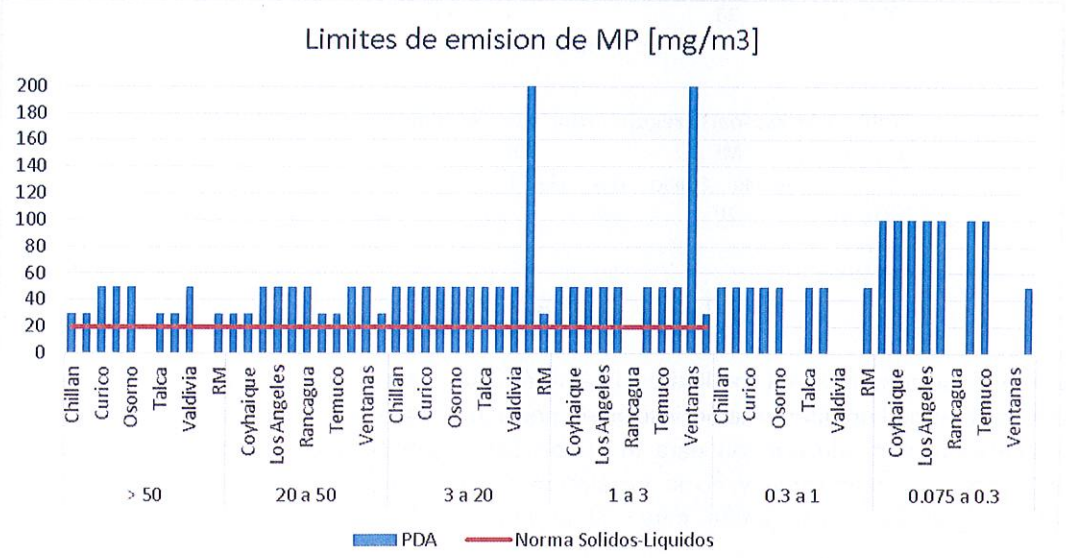
Fuente: Contraparte Ministerial

Adicionalmente, se establece un límite para la concentración de Hg de 0.1 mg/m3N para las calderas con potencia térmica mayor a 3 MWt que utilicen carbón y/o petcoke. Dicho valor coincide con el utilizado en las normas de emisión para centrales termoeléctricas y de incineración, coincineración y coprocesamiento. Cabe destacar que de acuerdo a los resultados de la BD única generada en base a la información recopilada en (ATS Energía, 2015) y (SISTAM Ingenieria, 2014) y cuya completitud se realizó de acuerdo a la metodología detallada en el capítulo 3, ninguna caldera incumple la normativa de mercurio.

Es relevante destacar que, en varias situaciones, los límites de emisión propuestos en los escenarios son más estrictos que los límites impuestos por los distintos PPDA considerados dentro del estudio (ver siguiente set de figuras).

A nivel de modelación se supone que las calderas que tengan un PPDA asociado cumplen con el límite de emisión[22], lo anterior es un supuesto conservador dado que no se cuenta con la información respecto a los sistemas de abatimiento que vayan a implementar cada una de las fuentes sujetas a los límites de emisión al implementarse el plan. Lo anterior es consistente con evaluaciones que se realiza de los PPDA donde se supone que se cumple con los límites de emisión, utilizando costos medios.

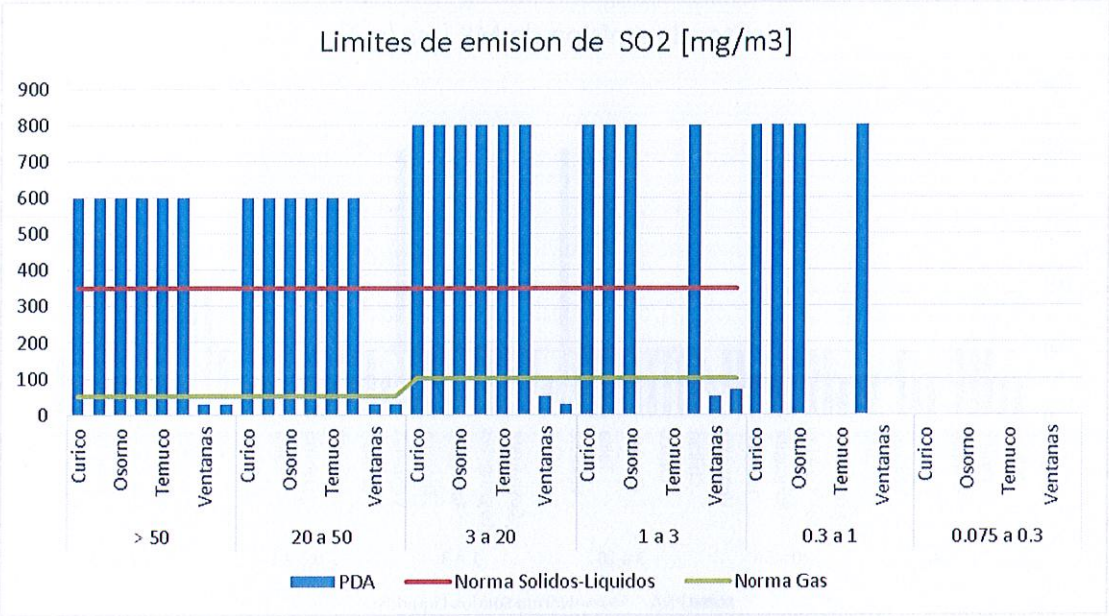
Figura 6-6 Límites de emisión de MP [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs



Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

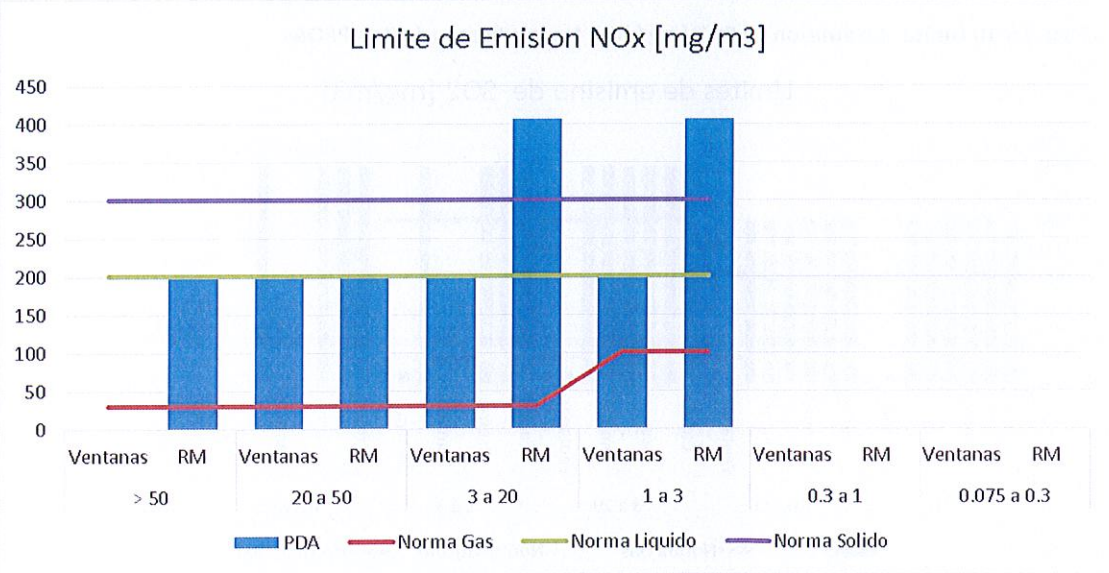
[22] La excepción son aquellas calderas que ya sobre-cumplen con los límites de emisión.

Figura 6-7 Límites de emisión de SO2 [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs



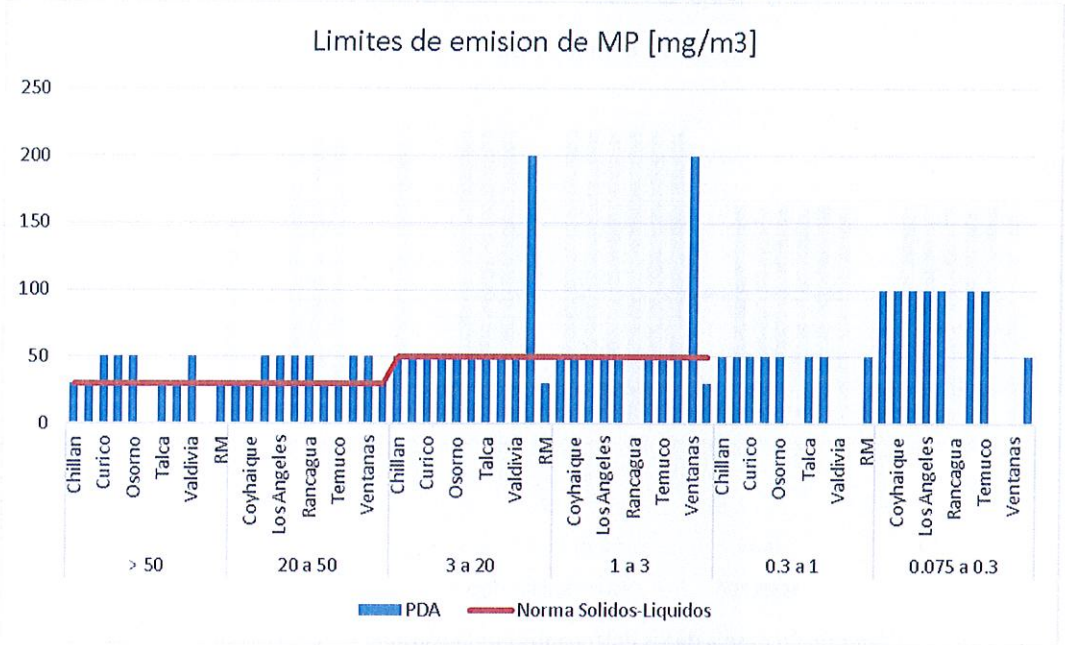
Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

Figura 6-8 Límites de emisión de NOx [mg/m3]: Norma Escenario 1 vs PPDAs



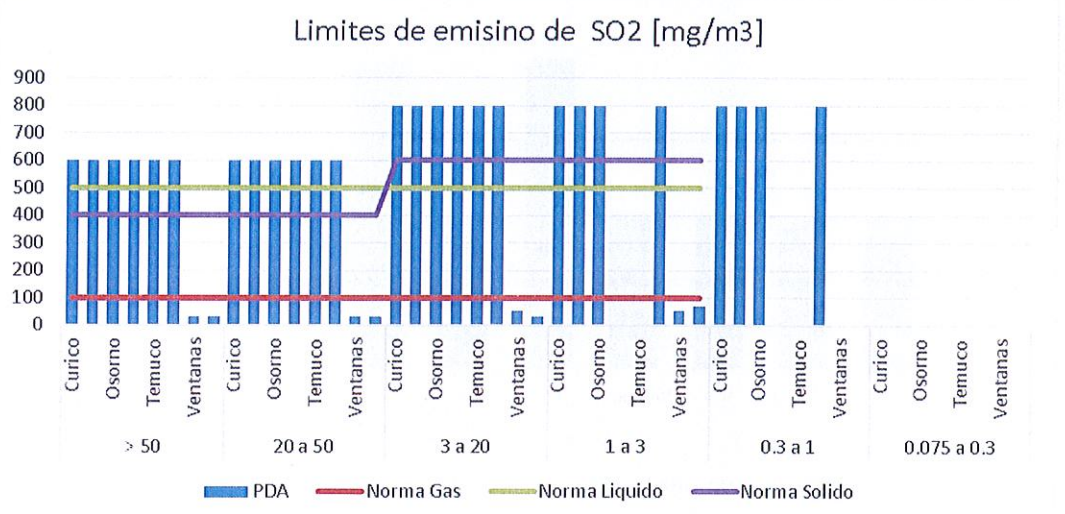
Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

Figura 6-9 Límites de emisión de MP [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs



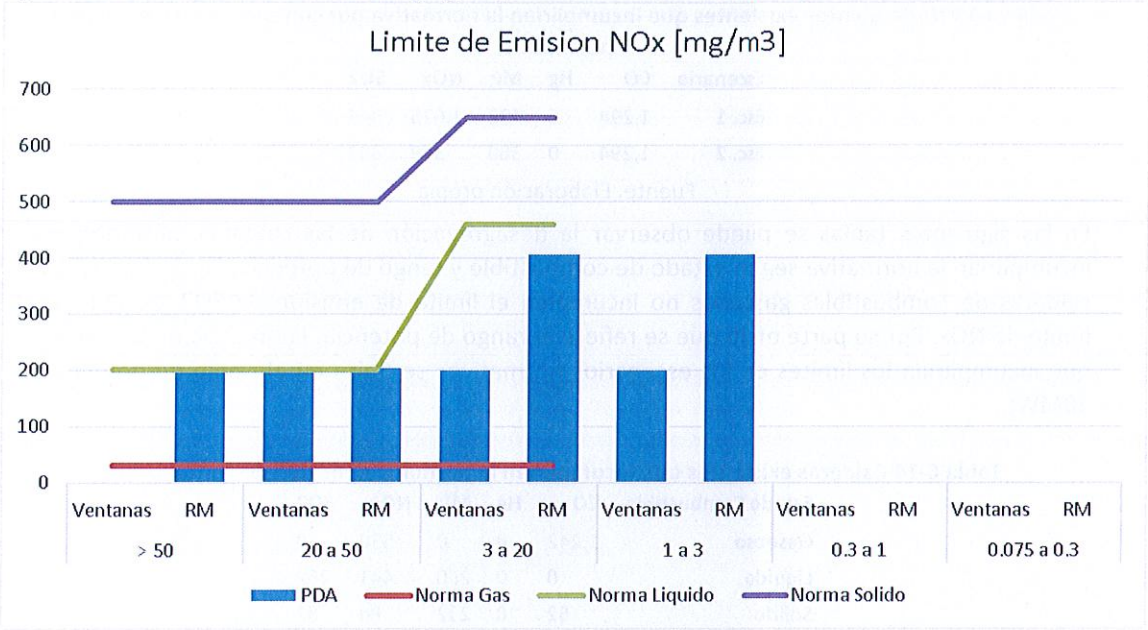
Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

Figura 6-10 Límites de emisión de SO2 [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs



Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

Figura 6-11 Límites de emisión de NOx [mg/m3]: Norma Escenario 2 vs PPDAs



Fuente: En base a datos entregados por la contraparte ministerial

Para realizar las proyecciones respecto de cuáles son los equipos de control que se consideran, se desarrolló un algoritmo de optimización, donde sujeto a cumplir los escenarios normativos correspondientes se elige la tecnología de control para la caldera con tamaño y condiciones de operación particular.

El algoritmo desarrollado sigue los siguientes pasos:

1. Se estima la reducción de concentración necesaria para cada fuente. En los casos en que no es necesaria la reducción, pues ya cumple con la norma, no se instala ningún equipo de control
2. Para las fuentes en que es necesaria una reducción, se consideran las tecnologías que logran reducciones iguales o mayores a las reducciones requeridas, en base a las eficiencias declaradas en la Tabla 5-1.
3. Para dichas tecnologías se calculan los costos en base a las ecuaciones o costos por defectos y los parámetros de operación de la fuente, en base a lo descrito en la Tabla 5-2.
4. Se escoge la emisión asociada al primer equipo de control en cumplir el escenario regulatorio (el de menor costo).

Dicho algoritmo es aplicado a cada uno de los escenarios y contaminantes analizados, a partir de lo cual se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 6-13 N° de fuentes existentes que incumplirían la normativa por contaminante y escenario normativo

Escenario	CO	Hg	MP	NOx	SO2
Esc. 1	1,294	0	492	1,075	344
Esc. 2	1,294	0	380	309	343

Fuente: Elaboración propia

En las siguientes tablas se puede observar la desagregación de las calderas existentes que incumplirían la normativa según estado de combustible y tango de potencia. Se destaca que las calderas de combustibles gaseosos no incumplen el límite de emisión de SO2, aunque si el límite de NOx. Por su parte en lo que se refiere al rango de potencia, la mayoría de las calderas que incumplirían los límites en los escenarios normativos se ubica en el rango de potencia 3-20MWt

Tabla 6-14 Calderas existentes que incumplirían la normativa por tipo de combustible

Estado Combustible	CO	Hg	MP	NOx	SO2
Gaseoso	1,242	0	0	550	0
Liquido	0	0	260	441	262
Solido	52	0	232	84	82
Total Esc. 1	**1,294**	**0**	**492**	**1,075**	**344**
Gaseoso	1,242	0	0	219	0
Liquido	0	0	215	90	261
Solido	52	0	165	0	82
Total Esc. 2	**1,294**	**0**	**380**	**309**	**343**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-15 Número de calderas existentes que incumplirían normativa por rango de potencia térmica y escenario

Rango de Potencia	CO	Hg	MP	NOx	SO2
>20 MWt	0	0	92	73	44
3 - 20 MWt	0	0	277	478	216
1-3 MWt	0	0	123	524	84
0.3 - 1 MWt	1,294	0	0	0	0
Total Esc. 1	**1,294**	**0**	**492**	**1,075**	**344**
>20 MWt	0	0	81	63	44
3 - 20 MWt	0	0	203	246	215
1-3 MWt	0	0	96	0	84
0.3 - 1 MWt	1,294	0	0	0	0
Total Esc. 2	**1,294**	**0**	**380**	**309**	**343**

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta como se desagregan las calderas que incumplirían según tipo de caldera. Los resultados están de acuerdo a lo esperado considerando que las calderas de mayor tamaño y que están sujetas a límites más estrictos tienden a ser industriales. Por su parte, las calderas de calefacción tienden a ser menores y con un uso menos eficiente, razón por la cual se observa diferencias importantes en las calderas que incumplen la norma de CO, aplicable sólo a calderas en el rango 0.3 a 1 MWt.

Tabla 6-16 Número de calderas existentes que incumplen normativa por tipo y escenario

Tipo Fuente (1)	CO	Hg	MP	NOx	SO2
CA	1,227	0	50	309	20
IN	67	0	442	766	324
Total Esc. 1	**1,294**	**0**	**492**	**1,075**	**344**
CA	1,227	0	40	66	20
IN	67	0	340	243	323
Total Esc. 2	**1,294**	**0**	**380**	**309**	**343**

(1) Clasificación según la resolución 2063/2005 Ministerio de Salud

Fuente: Elaboración propia

Un último análisis corresponde a las calderas según la presencia de un PPDA o no. Cabe destacar nuevamente que los límites de emisión propuestos en los escenarios normativos, son más estrictos que la mayoría de los planes. Dado el supuesto de modelación de que las calderas cumplen sólo con el límite de emisión impuesto en los PPDA, existen calderas con PPDA que incumplen los escenarios normativos. Bajo este supuesto si la norma fuera menos estricta que los PPDA, no debieran encontrarse calderas con PPDA que incumplan los escenarios normativos.

000370 VTA

Tabla 6-17 Número de calderas existentes que incumplirían normativa según si tienen un PPDA asociado

Comuna	CO	Hg	MP	NOx	SO2
Sin PPDA	35	0	281	272	186
Con PPDA	1,259	0	211	803	158
Total Esc. 1	**1,294**	**0**	**492**	**1,075**	**344**
Escenario 2					
Sin PPDA	35	0	274	63	186
Con PPDA	1,259	0	106	246	157
Total Esc. 2	**1,294**	**0**	**380**	**309**	**343**

Fuente: Elaboración propia

De las calderas que incumple la normativa sin PPDA asociado, aproximadamente un 10% corresponden a calderas de empresas calificadas como PyME. Lo anterior es observable en la siguiente tabla:

Tabla 6-18 Número de calderas sin PPDA asociado según categoría PyME que incumplen normativa

Categoría	CO	Hg	MP	NOx	SO2
No PyME	21	0	247	260	177
PyME	14	0	34	12	9
Total Esc. 1	**35**	**0**	**281**	**272**	**186**
No PyME	21	0	240	61	177
PyME	14	0	34	2	9
Total Esc. 2	**35**	**0**	**274**	**63**	**186**

Fuente: Elaboración propia

Por su parte, se puede realizar una desagregación mayor según la categorización según el código CIIU asociado al RUT de la fuente. En las siguientes tablas se observa la desagregación la categoría CIIU y categoría PyME para las calderas que incumplen la normativa en los dos escenarios normativos evaluados.

Tabla 6-19 Número de calderas que incumplirían la normativa en el escenario 1 según Categoría CIIU

PyME - Categoria CIIU		CO	Hg	MP	NOx	SO2
No Pyme	AGRICULTURA, GANADERIA CAZA Y SILVICULTURA	1	-	5	1	-
	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES, MOTOCICLETAS, EFECTOS PERSONALES Y ENSERES DOMÉSTICOS	1	-	5	15	5
	EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	4	-	3	31	3
	HOTELES Y RESTAURANTES	1	-	4	6	2
	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	9	-	196	162	134
	PESCA	-	-	22	23	21
	Sin Información	-	-	2	4	4
	SERVICIOS SOCIALES Y DE SALUD	5	-	-	8	-
	SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	-	-	10	9	8
	TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	-	-	-	1	-
Total No PyME		**21**	**-**	**247**	**260**	**177**
PyME	ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	-	-	-	1	-
	AGRICULTURA, GANADERIA CAZA Y SILVICULTURA	-	-	4	1	1
	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES, MOTOCICLETAS, EFECTOS PERSONALES Y ENSERES DOMÉSTICOS	1	-	-	-	-
	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	4	-	22	4	4
	OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS COMUNITARIOS, SOCIALES Y PERSONALES	1	-	1	2	1
	SERVICIOS SOCIALES Y DE SALUD	8	-	6	3	2
	SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	-	-	1	1	1
Total PyME		**14**	**-**	**34**	**12**	**9**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-20 Número de calderas que incumplirían la normativa en el escenario 2 según Categoría CIIU

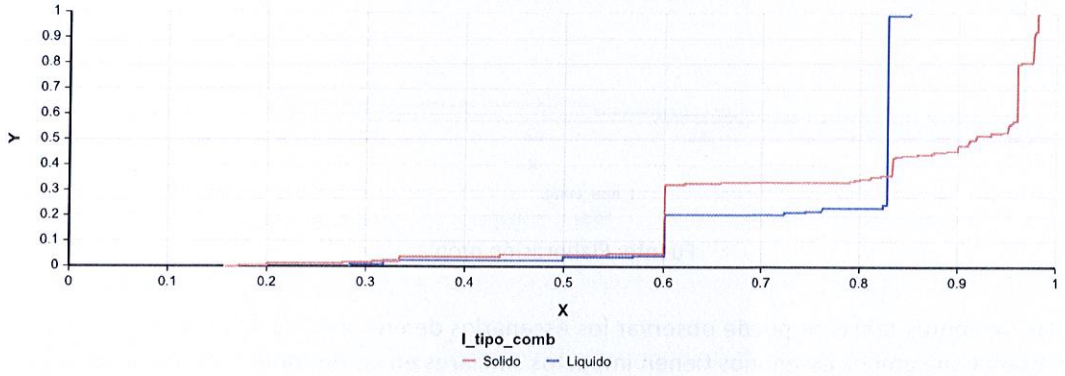
	PyME - Categoría CIIU	CO	Hg	MP	NOx	SO2
No Pyme	AGRICULTURA, GANADERIA CAZA Y SILVICULTURA	1	-	5	-	-
	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES, MOTOCICLETAS, EFECTOS PERSONALES Y ENSERES DOMÉSTICOS	1	-	5	3	5
	EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	4	-	3	2	3
	HOTELES Y RESTAURANTES	1	-	4	2	2
	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	9	-	189	39	134
	PESCA	-	-	22	12	21
	Sin Información	-	-	2	-	4
	SERVICIOS SOCIALES Y DE SALUD	5	-	-	2	-
	SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	-	-	10	-	8
	TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	-	-	-	1	-
Total No PyME		**21**	**-**	**240**	**61**	**177**
PyME	ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	-	-	-	1	-
	AGRICULTURA, GANADERIA CAZA Y SILVICULTURA	-	-	4	-	1
	COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES, MOTOCICLETAS, EFECTOS PERSONALES Y ENSERES DOMÉSTICOS	1	-	-	-	-
	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	4	-	22	-	4
	OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS COMUNITARIOS, SOCIALES Y PERSONALES	1	-	1	1	1
	SERVICIOS SOCIALES Y DE SALUD	8	-	6	-	2
	SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	-	-	1	-	1
Total PyME		**14**	**-**	**34**	**2**	**9**

Fuente: Elaboración propia

También se realiza un análisis respecto a cuanto es la eficiencia requerida por tipo de combustible para cumplir con la normativa más exigente (escenario normativo 1). En las siguientes figuras se observa como los requerimientos de reducción varían según combustible, siendo los combustibles gaseosos los que mayores reducciones porcentuales requieren en NOx, y los combustibles sólidos en los otros contaminantes. En los gráficos se muestra la distribución acumulada de la reducción necesaria. Por ejemplo, para el escenario normativo 1, el 100% de las calderas con combustible líquido requiere una reducción menor a 85%, mientras que en los combustibles sólidos dicha reducción se acerca al 98%. Asimismo, para combustibles sólidos poco más del 30% de las calderas necesita una reducción menor al 60%, mientras que para el mismo porcentaje de reducción, sólo un 20% de las calderas con combustibles líquidos necesitan tal reducción.

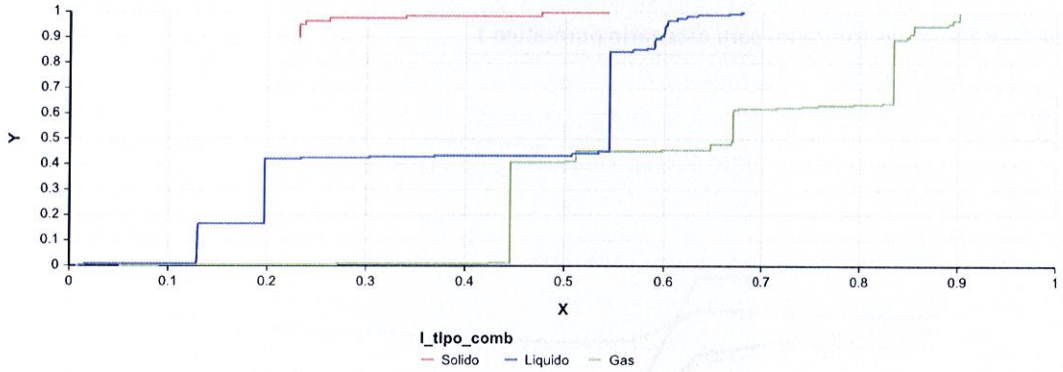
Se destaca que existe una parte importante de las fuentes que requieren reducciones menores, lo anterior podría ser explicado por las fuentes dentro de los PDA, que cumplen con los límites de emisión de los planes, pero no con los requeridos para la presente norma.

Tabla 6-21 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de MP



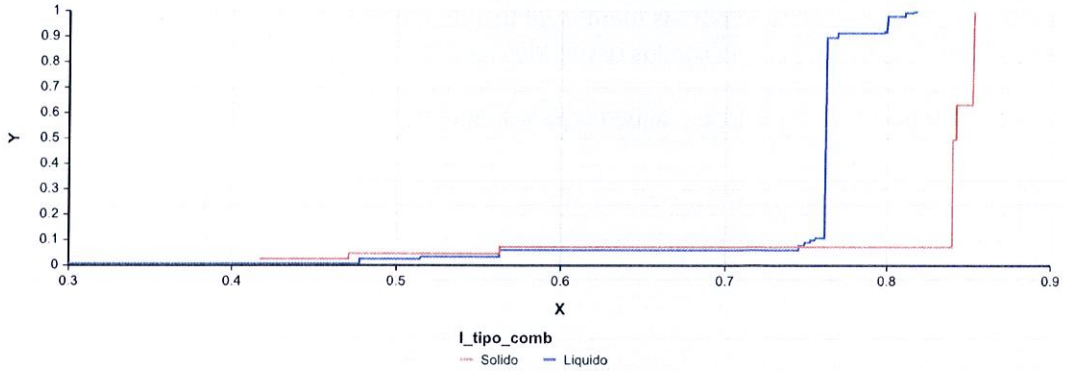
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-22 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de NOx



Fuente: Elaboración propia

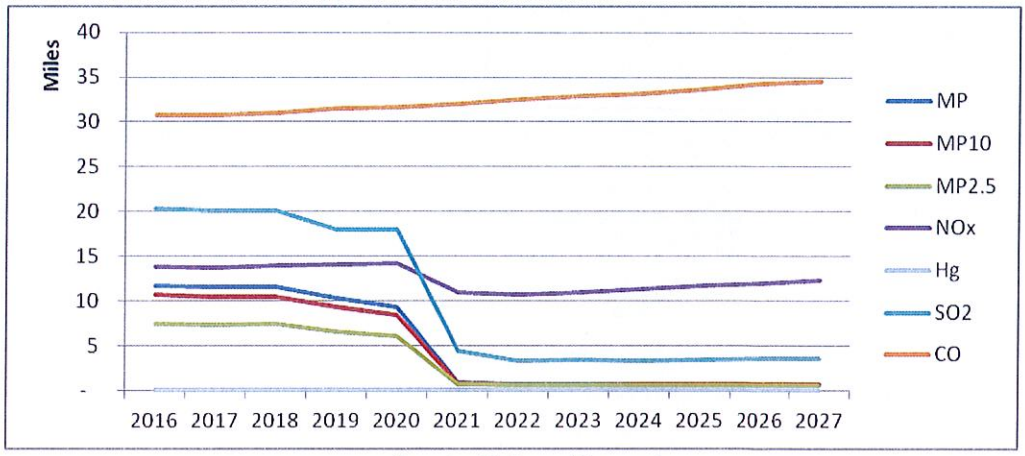
Tabla 6-23 Distribución de la reducción requerida para el cumplimiento de la normativa 1 de SO2



Fuente: Elaboración propia

En las siguientes tablas se puede observar los escenarios de emisiones para la normativa 1 y 2, se observa que ambos escenarios tienen impactos similares en las emisiones, siendo la principal diferencia las emisiones de NOx. Los resultados numéricos son entregados como Base de datos en los anexos digitales del presente informe

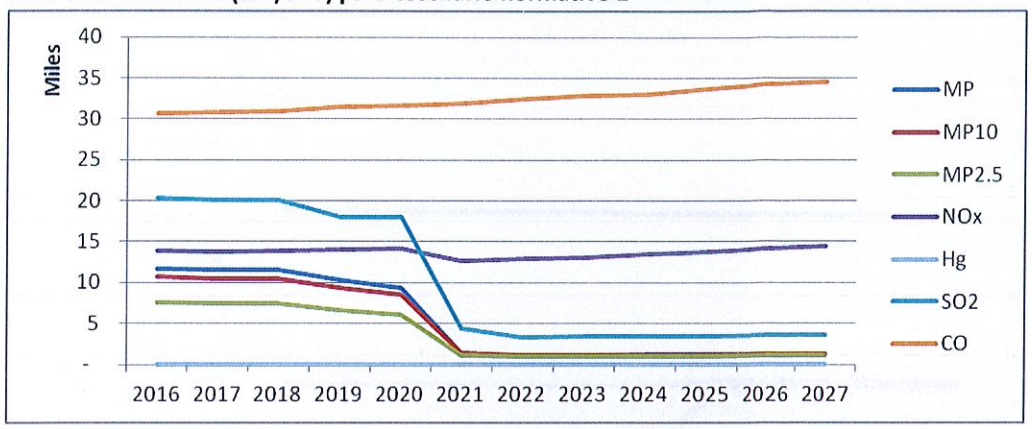
Tabla 6-24 Emisiones (ton/año) para escenario normativo 1



Fuente: Elaboración propia

000373

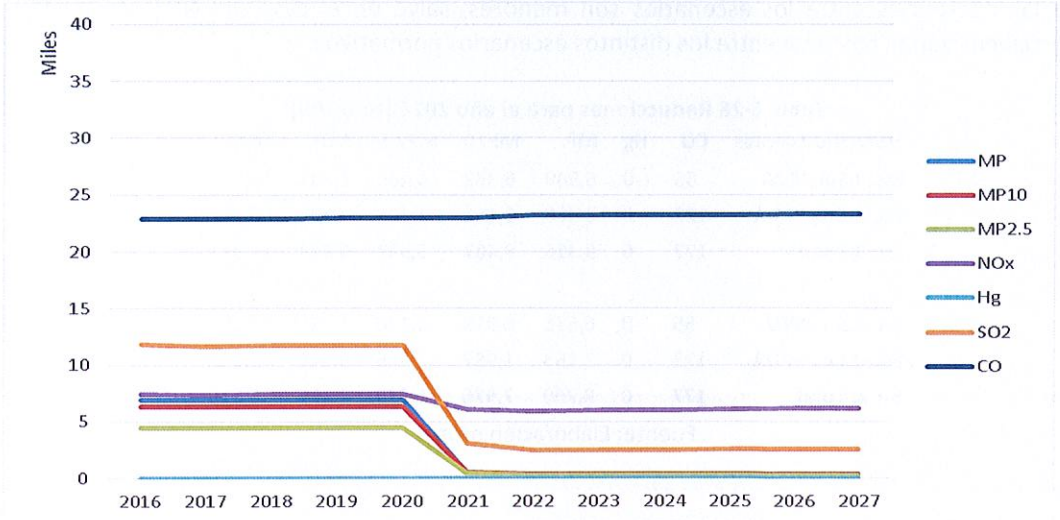
Tabla 6-25 Emisiones (ton/año) para escenario normativo 2



Fuente: Elaboración propia

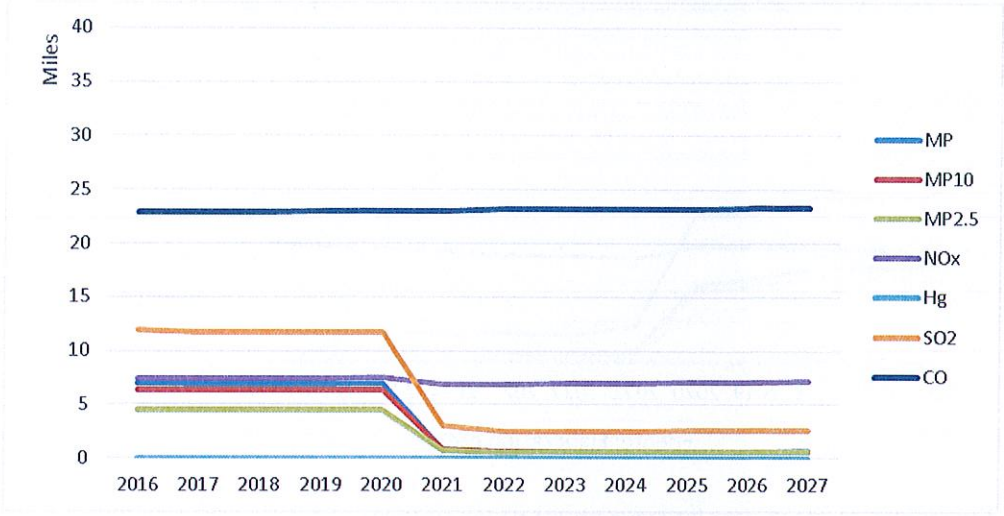
Resulta de especial interés revisar las trayectorias de las emisiones para las zonas sin PPDA, que son el enfoque de la normativa. Sus trayectorias de emisiones son observables en las siguientes figuras:

Tabla 6-26 Trayectoria de emisiones [ton/año] para calderas sin PPDA asociado - Esc. 1



Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-27 Trayectoria de emisiones [ton/año] para calderas sin PPDA asociado – Esc. 2



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se presenta un resumen con los resultados numéricos de las reducciones totales para el período, desagregando entre las fuentes con o sin PPDA asociado, se observa que las diferencias entre los escenarios son menores, salvo en el caso del NOx, donde las reducciones varían bastante entre los distintos escenarios normativos.

Tabla 6-28 Reducciones para el año 2026 [ton/año]

Escenario-Fuentes	CO	Hg	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
Esc. 1 Sin PPDA	55	0	6,949	6,332	4,480	2,281	10,684
Esc. 1 Con PPDA	122	0	2,366	2,151	1,507	4,197	6,227
Esc. 1 Total	**177**	**0**	**9,315**	**8,483**	**5,987**	**6,478**	**16,911**
Esc. 2 Sin PPDA	55	0	6,636	6,019	4,170	1,315	10,684
Esc. 2 Con PPDA	122	0	2,153	1,957	1,366	3,046	6,226
Esc 2. Total	**177**	**0**	**8,790**	**7,976**	**5,536**	**4,361**	**16,910**

Fuente: Elaboración propia

7. Análisis de costos de escenarios normativos

En el presente capítulo se realiza una descripción de los costos para cada uno de los escenarios normativos evaluados. Todos los costos, a menos que se explicite lo contrario, son presentados en dólares norteamericanos del año (USD-2016). La tasa de cambio utilizadas es el promedio del mes de Octubre equivalente a 666.24 USD-2016/CLP-2016 y la UF correspondiente al 31 de Octubre del 2016: 26261.51 CLP/UF.

7.1 Costos para calderas

Los costos para calderas se asocian a los costos de las tecnologías de abatimiento necesario para el cumplimiento de la norma, considerando tanto los costos de inversión, operación y mantención. Los costos de inversión fueron anualizados utilizando un factor de recuperación de capital que considera la vida útil y una tasa de descuento equivalente a la social de 6%.

Los costos fueron estimados siguiendo las guías de (US-EPA, 2016) en su guía CoST, realizando una comparación de los resultados con los rangos bajos y altos en el estudio realizado para la comunidad europea y reportados en (AMEC, 2012). El detalle de los costos utilizados se puede revisar en la guía CoST, donde el detalle de cual fueron las ecuaciones y tablas utilizadas se encuentra en la Tabla 5-2.

Tabla 7-1 Valor Presente de costos por escenario [USD-2016]

Escenario Normativo	MP	NOx	SO2	Total
Esc. 1	5,102,007	95,745,772	104,429,516	205,277,295
Esc. 2	4,687,186	67,690,917	104,422,309	176,800,412

Fuente: Elaboración propia

Por su parte, estos costos se pueden desagregar para las fuentes sin PPDA asociado que son el foco de la normativa. Los resultados para este ejercicio se observan a continuación:

Tabla 7-2 Resumen de costos por escenario [USD-2016] para fuentes sin PPDA asociado

Escenario Normativo	MP	NOx	SO2	Total
Esc. 1	3,848,551	34,171,045	64,357,199	102,376,795
Esc. 2	3,555,597	20,678,960	64,357,199	88,591,756

Fuente: Elaboración propia

La diferencia de los costos entre las distintas normativas responde a decisiones distintas que toma el modelo, dado que la restricción normativa es distinta. Dado que el escenario 2 era igual o menos restrictivo que el escenario 1 para todos los casos, era esperable que, por la metodología de optimización de costo, los costos totales sean menores o iguales en el escenario 2 para todos los casos. Por ejemplo, en el caso de la Tabla 7-2, los costos para SO2 son iguales, dado que la norma aunque diferente afecta la misma cantidad de fuentes (ver Tabla 6-17) y estas toman la mismas decisiones de medidas de abatimiento.

Por otra parte, se realiza el análisis de los costos de acuerdo a la condición de PyME o no. Para lo anterior se supone que las calderas nuevas siguen la distribución de PyME de las calderas del parque existente y de las cuales se conoce su condición de PyME. El detalle respecto al número de calderas que incumplirían los distintos escenarios normativos se encuentran en la sección 6.2.

Tabla 7-3 Distribución de los costos de reducción según categoría con PPDA y PyME

Escenario Normativo	PPDA	PyME	Distribución
Esc. 1	Con PPDA	No	54.1%
		Sí	1.1%
	Sin PPDA	No	40.3%
		Sí	4.4%
Total Escenario 1			**100%**
Esc. 2	Con PPDA	No	55.8%
		Sí	1.0%
	Sin PPDA	No	39.1%
		Sí	4.1%
Total Escenario 2			**100%**

Fuente: Elaboración propia

Resulta de interés observar la distribución de los costos para aquellas calderas sin PPDA asociado y que cumplen con la calificación de PyME, según el rubro en que cumple actividades. Se observa que el sector más afectado corresponde a las industrias manufactureras, que cubren con la mayor parte de los costos de las calderas en PyME, ubicadas en comunas sin PPDA.

Tabla 7-4 Distribución de los costos de reducción según categoría CIIU, calderas PyME sin PPDA

Escenario Normativo	Categoría CIIU	Distribución
Esc 1	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	0.3%
	Agricultura, ganadería caza y silvicultura	0.1%
	Industrias manufactureras	3.4%
	Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales	0.1%
	Servicios sociales y de salud	0.5%
	Suministro de electricidad, gas y agua	0.0%
Total Escenario 1		**4.4%**
Esc 2	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	0.4%
	Agricultura, ganadería caza y silvicultura	0.1%
	Industrias manufactureras	2.9%
	Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales	0.2%
	Servicios sociales y de salud	0.4%
	Suministro de electricidad, gas y agua	0.0%
Total Escenario 2		**4.1%**

Fuente: Elaboración propia

Si se dividen los resultados anteriores por las reducciones totales que se encuentran en el capítulo anterior se pueden obtener el costo de reducción promedio por tonelada:

Tabla 7-5 Costos de reducción promedio [USD-2016/ton] – Todas las fuentes

Escenario	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
Esc. 1	134	147	208	3683	1507
Esc. 2	130	144	207	3869	1507

1. Para las fracciones de MP se utilizan los costos asociados a la reducción de MP

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7-6 Costo de reducción promedio [USD-2015/ton] – Calderas sin PPDA

Escenario	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
Esc. 1	134	147	208	3688	1462
Esc. 2	130	143	207	3859	1462

1. Para las fracciones de MP se utilizan los costos asociados a la reducción de MP

Fuente: Elaboración propia

El detalle respecto a los costos se entrega en forma de base de datos en los anexos del presente informe.

000375 VTA

7.2 Costos de escenarios regulatorios

Adicionalmente a los costos de reducción, se estiman los sobrecostos de fiscalización y monitoreo de acuerdo a lo planteado en el borrador de la norma. A nivel de fiscalización, en el contexto de la norma sólo se consideran las fuentes sin PPDA, puesto que la fiscalización de las fuentes con PPDA está asociada a cada uno de los planes. Dado lo anterior la fiscalización y monitoreo de dichas fuentes no implicaría un sobrecosto y no correspondería considerarlo como un costo del escenario regulatorio.

A partir de la revisión de los programas y subprogramas de fiscalización ambiental de normas de emisión para los años 2015 (SMA, 2014) y 2016 (SMA, 2015). Se realiza una estimación del costo unitario de fiscalización por actividad. Las siguientes gráficas muestran el resumen del presupuesto para los años 2015 y 2016, observándose que el promedio global no ha variado de forma significativa

Tabla 7-7 Resumen de presupuesto del programa de fiscalizaciones 2015 de normas de emisión

Subprograma	Presupuesto [CLP]	Actividades	Presupuesto promedio
SMA	123,485,486	212	582,479
DIRECTEMAR	52,563,181	174	302,087
SAG	8,467,296	56	151,202
SSP	63,248,741	1477	42,822
SISS	50,000,000	150	333,333
Programa	**297,764,704**	**2,069**	**143,917**

Fuente: En base a (SMA, 2014)

Tabla 7-8 Resumen de presupuesto del programa de fiscalizaciones 2016

Subprograma	Presupuesto [CLP]	Actividades	Presupuesto promedio
SMA	277,875,941	504	551,341
DIRECTEMAR	40,217,049	128	314,196
SAG	10,710,410	55	194,735
SSP	70,154,771	2130	32,937
SISS		120	-
Programa	**398,958,171**	**2817**	**141,625**

1. No se considera el subprograma sin detalle de presupuesto

Fuente: En base a (SMA, 2015)

Dado lo anterior se considera un costo de fiscalización equivalente al costo de fiscalización promedio por actividad del año 2016, equivalente a 205 USD2016 por actividad. Dicho costo se atribuye a cada actividad a realizarse en las regiones que cuenten con oficina regional de la

SMA[23], para el resto de las regiones se considera un sobre costo de 150%, basado en el aumento de los costos productos del transporte de los fiscalizadores y equipos.

Para la estimación se consideran los plazos impuestos por la normativa, considerando que entra en rigor en el año 2017, y que la primera fiscalización de calderas nuevas se haría el año 2018. Para las calderas existentes la primera fiscalización ocurriría el año 2021. Respecto de la cantidad de actividades de fiscalización, se considera que se fiscaliza el 20% del parque fiscalizable todos los años, y su distribución se hace uniformemente entre todas las calderas, implicando que la distribución regional de fiscalizaciones seguirá la distribución regional de calderas.

La siguiente tabla presente un resumen de los resultados:

Tabla 7-9 Costos anuales de fiscalización

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fiscalizables Total	17	28	34	46	52	523	667	680	862	887	904	925
% Fiscalización	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Act. Fiscalización	0	0	7	9	10	105	133	136	172	177	181	185
Con oficina Fiscalización	0	0	3	5	6	70	90	91	116	119	122	125
Sin Oficina Fiscalización	0	0	3	4	5	34	43	45	56	58	59	60
Costo Anual (USD-2016)	0	0	1,745	2,299	2,627	24,980	31,847	32,524	41,137	42,368	43,169	44,175

Fuente: Elaboración propia

Por su parte, para los monitoreos de las emisiones se considera lo siguiente en base al borrador de la norma facilitado por la contraparte técnica:

- Deben tener un sistema de monitoreo continuo al menos para MP, SO2, NOx las calderas cuya potencia térmica es superior a los 20 MWt y cuya operación sea mayor o igual a 500 horas/año o donde la suma de la potencia térmica de cada caldera es mayor o igual a los 50 MWt. Para calderas existentes deben estar operando a partir de un plazo de 3 años, es decir 2020.
- Las calderas nuevas y existentes de potencia menor deberán realizar mediciones discretas siguiendo los siguientes métodos de medición, con la frecuencia dispuesta en la tabla siguiente (extraída del borrador del anteproyecto):
    - CH10: Monóxido de Carbono

[23] Región de Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Valparaíso, Metropolitana, Libertador Bernardo O'Higgins, Biobío, Los Ríos y los Lagos.

- CH-3A: Oxígeno
- CH-7E: Óxidos de Nitrógeno
- CH-6C: Dióxidos de Azufre
- CH-5: Material Particulado
- CH-29: Mercurio

Tabla 7-10 Frecuencia de medición discreta para calderas menores a 20MWt

Tabla N°11: Frecuencia en meses de la medición discreta de emisiones de MP, NOx y SO_2 para calderas de potencia térmica mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt

Tipo de combustible	Contaminante	Calderas de sector industrial	Calderas de sector comercial, institucional y residencial
Sólido de origen fósil	MP, SO_2 y NO_x	12	24
Otros sólidos	MP y NO_x	12	24
Líquido con contenido de azufre mayor a 50 ppm	MP, SO_2 y NO_x	12	24
Líquido con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm	MP y NO_x	12	36
Todo tipo de combustible gaseoso	SO_2 y NO_x	12	36

Nota: La tabla anterior se lee: "una medición cada "n" meses"

Fuente: Borrador de anteproyecto de norma

Para los costos de monitoreo continuo se usa el manual de costos de control de contaminación (US-EPA, 2002) Volumen 2 capítulo 4, y utilizando los valores por defectos ahí mencionados los resultados de la ecuación de costo son:

Tabla 7-11 Costos para monitoreo continuo

CEMS	Costo Capital [USD2016]	Costo O&M [USD-2016/año]	Costo Anualizado [USD-2016/año]
NOx/SO2/O2	93,159	38,491	51,148
MP	115,663	45,803	61,518
Total	**208,822**	**82,294**	**112,666**

Fuente: Elaboración propia en base a (US-EPA, 2002)

Por su parte, los costos estimados de monitoreo discreto estimado a partir de cotizaciones con empresas nacionales, son:

Tabla 7-12 Costos de monitoreo continuo por ensayo [USD-2016/medición]

Ensayo	Costo medición
CH3A	315
CH-7E	1458
CH-10	315
CH-6C	788
CH-5	788
CH-29	1971
Total	**5637**

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones

Dada las consideraciones anteriores se estiman los siguientes costos de monitoreo:

Tabla 7-13 Costo anuales de monitoreo continuo [USD-2016/año]

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total de fuentes con CEMS (1)	0	1	1	1	53	54	54	54	54	55	56	57
Costo monitoreo	-	112,667	112,667	112,667	5,971,327	6,083,994	6,083,994	6,083,994	6,083,994	6,196,661	6,309,327	6,421,994

(1) Se supone que todas las calderas que cumplen los requisitos instalan sus CEMS el año en que es exigible, explicando la diferencia entre el año 2019 y 2020. Se considera que el monitoreo es exigible desde el año 2017 para las fuentes nuevas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7-14 Costos anuales de monitoreo discreto [USD-2016/año]

Tipo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Fuentes Con Monitoreo (1)	0	19	22	30	35	250	260	265	281	289	300	310
Costo	0	107,097	124,007	169,101	197,285	1,296,441	1,352,808	1,380,992	1,471,179	1,516,273	1,578,276	1,634,643

(1) Se supone que todas las calderas que cumplen los requisitos instalan sus CEMS el año en que es exigible, lo anterior explica la diferencia entre el año 2020 y 2021. Se considera que el monitoreo es exigible desde el año 2017 para las fuentes nuevas.

Fuente: Elaboración propia

Considerando todos los costos anteriores se tiene que los costos de los escenarios normativos se observan en las siguientes tablas. Se diferencian entre los costos totales y los costos para las

comunas sin PPDA, lo anterior por el supuesto conservador de modelación de que las calderas ubicadas en comunas con PPDA reducen sus emisiones hasta cumplir la norma. El supuesto es conservador, pues es esperable que estas calderas sobre cumplan la norma, cumpliendo con la normativa propuesta. En este caso los costos de los escenarios normativos corresponderían a los presentados en la Tabla 3-17, mientras que las reducciones son presentadas con mayor detalle en la sección 6.2.

Tabla 7-15 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para todas las calderas [USD-2016]

Tipo Costo	Esc.1	Esc.2
Costo Reducción	205,277,295	176,800,412
Costo Monitoreo	36,997,226	
Costo Fiscalización	157,147	
Costo Total	**242,431,668**	**213,954,785**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7-16 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para fuentes sin PPDA [USD-2016]

Tipo Costo	Esc.1	Esc.2
Costo Reducción	102,376,795	88,591,756
Costo Monitoreo	36,997,226	
Costo Fiscalización	157,147	
Costo Total	**139,531,168**	**125,746,129**

Fuente: Elaboración propia

8. Conclusiones

La consolidación de la base de dato única se realizó basado en el trabajo de dos estudios previos:

- Antecedentes para la Elaboración de la Norma de Calderas, dentro del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico para la Región c
- Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos para la Elaboración de una Norma de Emisión para Calderas y Procesos Industriales con Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial (SISTAM Ingenieria, 2014)

En el capítulo 4 se presenta una descripción y análisis de los resultados obtenidos de la implementación de la metodología descrita anteriormente. Se logró generar una base de datos general, identificándose un total de 10,633 fuentes (10,077 calderas más 556 procesos de combustión).

Tabla 8-1 Total de emisiones por contaminante y tipo de fuente [Ton/año] Año base 2016

Tipo Fuente	Fuentes	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COVs
Caldera	10,579	23,978	57,631	60,203	33,500	0.27	1049
Proceso de combustión	445	14,358	8,205	7,220	20,613	0.74	186
PC Prod. Primaria de Cobre	111	24,457	56	10,563	491	0.02	44
Total	**11,135**	**136,029**	**65,892**	**77,987**	**54,604**	**1.03**	**1,237**

Fuente: Elaboración propia

Se realizó la distinción entra las emisiones ocurridas en zonas con PPDA y las ocurrida en zonas sin PPDA. Si bien gran parte de las fuentes se ubican en zonas con PPDA, buena parte de las emisiones ocurren en zonas sin PPDA, lo que apunta a que existe espacio para importantes mejores en términos de la cantidad de emisiones.

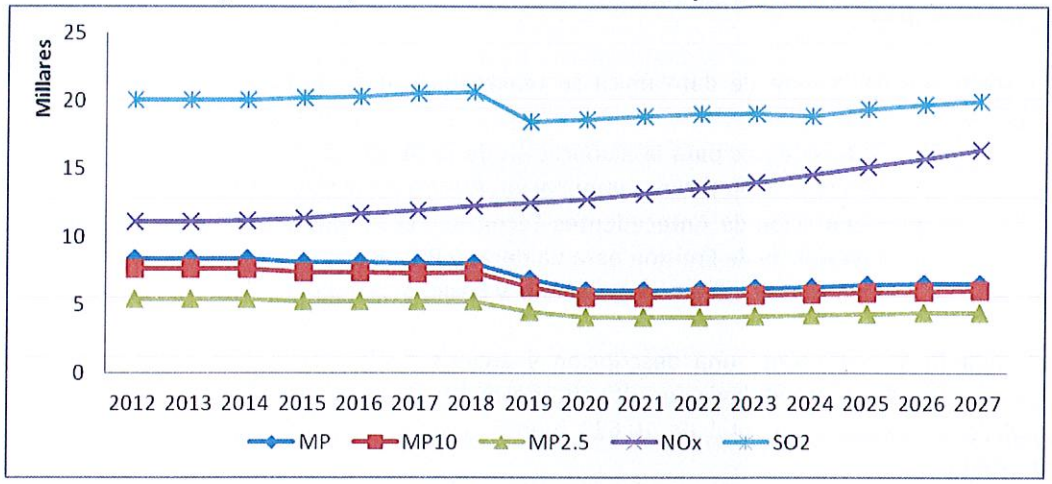
En la siguiente tabla se presenta las calderas sin PDA y sus emisiones de MP, SOx y NO:

Tabla 8-2 Descripción de las fuentes sin PPDA asociado año base

Sector	Fuentes	Potencia MWt	MP	CO	SO2	NOx	Hg	COV
Comercial/público	445	1,169	444	657	1,488	1,164	0.01	13
Industrial	775	6,453	13,378	43,247	34,918	15,831	0.19	671
Residencial	90	103	38	49	52	85	0.00	1
Total	**1,310**	**7,724**	**13,860**	**43,953**	**36,458**	**17,080**	**0.19**	**685**

A partir de las emisiones de año base, se realiza una proyección de las emisiones considerando tanto la entrada esperada de los límites de emisión de PPDA, como la proyección de calderas nuevas. Las calderas nuevas son caracterizadas por su comuna, tipo de caldera (CA o IN), potencia y combustible. La proyección base no considera la aplicación de los escenarios normativos y resulta en la siguiente trayectoria de emisiones:

Figura 8-1 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, se realiza el análisis de dos escenarios normativos entregados por la contraparte técnica. Dichos escenarios normativos resultan en distintos niveles de reducciones especialmente a nivel de NOx. Los resultados de las reducciones se observan en la siguiente tabla:

Tabla 8-3 Reducciones totales [ton] del período (2016-2027) por tipo escenario

Escenario-Fuentes	CO	Hg	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
Esc. 1 Sin PPDA	93	-	18,962	17,285	12,256	8,304	47,611
Esc. 1 Con PPDA	252	-	5,013	4,587	3,311	15,143	21,928
Esc. 1 Total	**345**	**-**	**23,974**	**21,873**	**15,567**	**23,447**	**69,539**
Esc. 2 Sin PPDA	93	-	18,428	16,752	11,724	4,882	47,611
Esc. 2 Con PPDA	252	-	4,252	3,887	2,793	10,752	21,773
Esc 2. Total	**345**	**-**	**22,680**	**20,639**	**14,517**	**15,634**	**69,384**

Fuente: Elaboración propia

Los costos de dichas reducciones consideran tanto los costos de reducción para el cumplimiento de la normativa, así como los costos de monitoreo y fiscalización. Estos son resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 8-4 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para todas las calderas [USD-2016]

Tipo Costo	Esc.1	Esc.2
Costo Reducción	205,277,295	176,800,412
Costo Monitoreo		36,997,226
Costo Fiscalización		157,147
Costo Total	**242,431,668**	**213,954,785**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-5 Valor Presente de los costos por escenarios normativos para fuentes sin PPDA [USD-2016]

Tipo Costo	Esc.1	Esc.2
Costo Reducción	102,376,795	88,591,756
Costo Monitoreo		36,997,226
Costo Fiscalización		157,147
Costo Total	**139,531,168**	**125,746,129**

Fuente: Elaboración propia

9. Bibliografía

AMEC. (2012). *European Commission Final Report Collection and analysis of data to support the Commission in reporting in line with Article 73(2)(a) of Directive 2010/75/EU on industrial emissions on the need to control emissions from the combustion of fuels in installa* (Vol. 73).

ATS Energía. (2015). ANTECEDENTES PARA LA ELABORACIÓN DE LA NORMA DE CALDERAS, DENTRO DEL PLAN DE PREVENCIÓN Y DESCONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICO PARA LA REGIÓN METROPOLITANA.

CONAMA. (2009). Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas de Fuentes Fijas y Moviles en el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes.

EPA. (n.d.). Method 19- Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficency and Particulate Matter, Sulfur dioxide, and Nitrogen Oxide Emission Rates, 1–15.

Ministerio del Medio Ambiente Gobierno de Chile. (2014). *Planes de Descontaminación Atmosférica - Estrategia 2014 - 2018*.

PNUMA. (2005). Instrumental para la identificación y cuantificación de liberaciones de mercurio, 314. Retrieved from http://www.chem.unep.ch/mercury/Toolkit/UNEP-final-pilot-draft-toolkit-SPANISH.pdf

Salazar, M., & Condori, R. (2010). *Antecedentes para la actualización de la norma de emisión de material particulado* (Vol. 30).

SISTAM Ingenieria. (2014). *Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos industriales con combustión en el sector industrial, comercial y residencial.*

SMA. (2014). Res. Ex. 771/2014 Fija Programa y subprogramas de Normas de Emisión para el año 2015.

SMA. (2015). Res. Ex. 1221/2015 Fija Programa y subprograma de fiscalización ambiental de norams de emisión para el año 2016.

UNTEC. (2014). *Estudio sobre la proyección de emisiones del sector industria y minería al 2050, y medidas de mitigación asociadas*.

US Department of Health. (1979). Cibtrik Techniques for Carbon Monoxide Emissions From Stationary Sources.

US-EPA. (1994). Alternative Control Technologies Document NOx Emissions from Utility Boilers Emission Standards Division. *Epa-453/R-94-023*, (March), 933. http://doi.org/EPA-453/R-94-023

US-EPA. (2002). *Air Pollution Control Cost Manual* (Report, Sixth). (D. C. Mussatti, Ed.). North Carolina: United States Environmental Protection Agency. Retrieved from http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/c_allchs.pdf

US-EPA. (2004). Regulatory Impact Analysis for the Final Automobile and Light-Duty Truck Surface Coating NESHAP.

US-EPA. (2005). Control of Mercury Emissions from Coal Fired Electric Utility Boilers : An Update. *Environmental Science and Technology*, *40*(5), 1385–1393. Retrieved from http://www3.epa.gov/airtoxics/utility/ord_whtpaper_hgcontroltech_oar-2002-0056-

6141.pdf
US-EPA. (2016). Control Strategy Tool (CoST) - Cost Equations Documentation.

10. Anexos

I. Límites de emisión de PPDAs considerados

En la siguiente tabla se presentan los plazos de implementación considerados para cada uno de los PPDA incluidos dentro de la modelación.

Tabla 10-1 Años de implementación de límites de emisión para calderas por PPDA

PDA Considerado	Nuevas	Existentes	Plazo
Chillan-Chillan Viejo	2016	2019	36 meses
Coyhaique	2016	2019	36 meses
Curicó	2017	2021	48 meses
Gran Concepción (1)	2017	2019	Se asumen 48 meses (anteproyecto en elaboración)
Los Ángeles	2016	2020	48 meses
Osorno	2016	2020	48 meses
Puchuncaví-Quintero	2017	2019	36 meses
RM	2017	Variable	(2)
Talca-Maule	2016	2019	36 meses
Temuco-PLC	2016	2019	36 meses
Valdivia	2017	2021	48 meses
Valle Central de la Sexta Región	2013	2015	24 meses

(1) El anteproyecto se encuentra en elaboración y aún no se de finen los límites de emisión

(2) El plan de la RM cuenta con plazos diferenciados según contaminante, además de considerar un aumento en la restricción para el MP

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

A continuación, se presentan los límites de emisión considerados para las calderas nuevas y existentes ubicadas en las comunas con PPDA asociados. Asimismo, en la primera

Tabla 10-2 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes - Chillán

<table>
<tr><th>PDA Chillán</th><th>Límite de emisión calderas nuevas y existentes</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>
Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:
<table>
<tr><th>Potencia Térmica</th><th>MP (mg/Nm³)</th><th>Eficienca (%)</th></tr>
<tr><td>< 75 kWt</td><td>50</td><td>≥90</td></tr>
</table>
Plazo: a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

Las fuentes nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para Material Particulado.
<table>
<tr><th rowspan="2">Potencia Térmica</th><th colspan="2">Límite Máximo de MP</th></tr>
<tr><th>Caldera existente</th><th>Caldera nueva</th></tr>
<tr><td>≥ 75 kWt a <300 kWt</td><td>100</td><td>50</td></tr>
<tr><td>≥ 300 kWt a < 1 MWt</td><td>50</td><td>50</td></tr>
<tr><td>≥ 1 MWt a < 3 MWt</td><td>50</td><td>30</td></tr>
<tr><td>≥ MWt a < 20 MWt</td><td>50</td><td>30</td></tr>
<tr><td>≥ 20 MWt</td><td>30</td><td>30</td></tr>
</table>
Plazo: Para calderas existentes en un máximo de 36 meses desde la publicación del decreto. Para calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.
</td></tr>
</table>

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

Tabla 10-3 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Coyhaique

PDA Coyhaique	Límite de emisión calderas nuevas y existentes
Descripción	Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

Potencia Térmica	MP (mg/Nm³)	Eficiencia (%)
< 75 kWt	50	≥90

Plazo: a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

Las fuentes nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para Material Particulado.

Potencia Térmica	Límite Máximo de MP	
	Caldera existente	Caldera nueva
≥ 75 kWt a <300 kWt	100	50
≥ 300 kWt a < 1 MWt	50	50
≥ 1 MWt a < 3 MWt	50	30
≥ 3 MWt a < 20 MWt	50	30
≥ 20 MWt	30	30

Plazo: Para calderas existentes en un máximo de 36 meses desde la publicación del decreto. Para calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

Tabla 10-4 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Curicó

PDA Curicó	Límite de emisión calderas nuevas y existentes
Descripción	Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

Potencia Térmica	MP (mg/Nm³)	Eficiencia (%)
< 75 kWt	50	≥90

Plazo: Fuentes existentes en un plazo de 48 meses y fuentes nuevas a partir de la publicación del PDA en el Diario Oficial.

Vigencia fuentes existentes: 2017, fuentes nuevas: 2017

Las fuentes nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para Material Particulado.

Potencia Térmica	Límite Máximo de MP		Límite máximo SO_2				
	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera Nueva	Caldera Existente			
			Desde año 1	Desde año1	Desde año 4	Desde año 6	Desde año 8
≥ 75 kWt a <300 kWt	100	50	400	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
≥ 300 kWt a < 1 MWt	50	50	400	No Aplica	800	800	600
≥ 1 MWt a < 3 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 3 MWt a < 20 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 20MWt a < 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	600	400
≥ 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	400	400

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

000382 VTA

Tabla 10-5 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Los Ángeles

PDA Los Ángeles	Límite de emisión calderas nuevas y existentes

Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

Potencia Térmica	MP (mg/Nm³)	Eficiencia (%)
< 75 kWt	50	≥90

Plazo: Fuentes existentes en un plazo de 48 meses y fuentes nuevas a partir de la publicación del PDA en el Diario Oficial,

Vigencia fuentes existentes: 2017, fuentes nuevas: 2016

Descripción

Las fuentes nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para Material Particulado,

Potencia Térmica	Límite Máximo de MP		Límite máximo SO_2				
	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera Nueva	Caldera Existente			
			Desde año 1	Desde año1	Desde año 4	Desde año 6	Desde año 8
≥ 75 kWt a <300 kWt	100	50	400	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
≥ 300 kWt a < 1 MWt	50	50	400	No Aplica	800	800	600
≥ 1 MWt a < 3 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 3 MWt a < 20 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 20MWt a < 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	600	400
≥ 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	400	400

Fuente: Contraparte Ministerial - DEA

Tabla 10-6 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Osorno

PDA Osorno	Límite de emisión calderas nuevas y existentes
Descripción	Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

Potencia Térmica	MP (mg/Nm³)	Eficiencia (%)
< 75 kWt	50	≥90

Plazo: Fuentes existentes en un plazo de 48 meses y fuentes nuevas a partir de la publicación del PDA en el Diario Oficial.

Vigencia fuentes existentes: 2017, fuentes nuevas: 2016

Las fuentes nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para Material Particulado.

Potencia Térmica	Límite Máximo de MP		Límite máximo SO_2				
	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera Nueva	Caldera Existente			
			Desde año 1	Desde año1	Desde año 4	Desde año 6	Desde año 8
≥ 75 kWt a <300 kWt	100	50	400	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
≥ 300 kWt a < 1 MWt	50	50	400	No Aplica	800	800	600
≥ 1 MWt a < 3 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 3 MWt a < 20 MWt	50	30	400	No Aplica	800	800	600
≥ 20MWt a < 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	600	400
≥ 50 MWt	50	30	200	No Aplica	600	400	400

Fuente: Contraparte Ministerial - DEA

Tabla 10-7 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes – Ventanas

PDA Ventanas (Concón, Quintero, Puchuncaví).	Límite de emisión en calderas nuevas (N) y existentes (E)
Límite de emisión en calderas nuevas y existentes	Se establecen los siguientes límites de emisión para calderas nuevas (N) y existentes (E):

Potencia*	SO_2 (mg/m³)		MP (mg/m³)		NOx (mg/m³)	
	E	N	E	N	E	N
[75 kWt, 1 MWt[	NA	50	NA	100	NA	100
[1 MWt, 20 MWt[	50	50	200	50	200	100
[20 MWt, 50 MWt[	30	30	50	20	200	100

*Térmica Nominal de la caldera

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

Tabla 10-8 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Talca

PDA Talca	Límite de emisión calderas de uso residencial, industrial y comercial

Descripción

- Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

Potencia Térmica	MP (mg/Nm³)	Eficienca (%)
< 75 kWt	50	≥90

Se excluyen del cumplimiento calderas que utilicen combustible gaseoso.

Vigencia: a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

- Las calderas nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para **Material Particulado**:

Potencia Térmica	Límite Máximo de MP (mg/Nm3)	
	Caldera existente	Caldera nueva
≥ 75 kWt a <300 kWt	100	50
≥ 300 kWta < 1MWt	50	50
≥ 1 MWt a < 3 MWt	50	30
3 ≥ MWt a < 20 MWt	50	30
≥ 20 MWt	30	30

Se excluyen del cumplimiento calderas que utilicen combustible gaseoso.

Vigencia: Para calderas existentes en un máximo de 36 meses desde la publicación del decreto. Para calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

- Las calderas nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para **SO2**:

Potencia Térmica	Límite Máximo de SO2 (mg/Nm3)			
	Caldera nueva	Caldera Existente		
		Desde Enero 2019	Desde Enero 2021	Desde Enero 2024
≥ 75 kWt a <3 MWt	400	No aplica	No aplica	No aplica
≥ 3 MWta < 20MWt	400	800	800	600
≥ 20 MWt a < 50 MWt	200	600	600	400
≥ 50 MWt	200	600	400	400

Vigencia: calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial, existentes según tabla anterior.

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

Tabla 10-9 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Temuco

<table>
<tr><th>PDA Temuco</th><th>Límite de emisión calderas</th></tr>
<tr><td>Descripción</td><td>

Las calderas nuevas, menores a 75 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se indican a continuación:

<table>
<tr><th>Potencia Térmica</th><th>MP (mg/Nm³)</th><th>Eficienca (%)</th></tr>
<tr><td>< 75 kWt</td><td>50</td><td>≥90</td></tr>
</table>
Se excluyen del cumplimiento calderas que utilicen combustible gaseoso.
Vigencia: a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

Las calderas nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para <u>Material Particulado</u>:

<table>
<tr><th rowspan="2">Potencia Térmica</th><th colspan="2">Límite Máximo de MP (mg/Nm3)</th></tr>
<tr><th>Caldera existente</th><th>Caldera nueva</th></tr>
<tr><td>≥ 75 kWt a <300 kWt</td><td>100</td><td>50</td></tr>
<tr><td>≥ 300 kWta < 1MWt</td><td>50</td><td>50</td></tr>
<tr><td>≥ 1 MWt a < 20 MWt</td><td>50</td><td>30</td></tr>
<tr><td>≥ 20 MWt</td><td>30</td><td>30</td></tr>
</table>
Se excluyen del cumplimiento calderas que utilicen combustible gaseoso.
Vigencia: Para calderas existentes en un máximo de 36 meses desde la publicación del decreto. Para calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial.

Las calderas nuevas y existentes con potencia mayor o igual a 75 kWt hora deberán cumplir los siguientes límites de emisión para <u>SO2</u>:

<table>
<tr><th rowspan="3">Potencia Térmica</th><th colspan="3">Límite Máximo de SO2 (mg/Nm3)</th></tr>
<tr><th rowspan="2">Caldera nueva</th><th colspan="2">Caldera Existente</th></tr>
<tr><th>Desde Enero 2019</th><th>Desde Enero 2023</th></tr>
<tr><td>≥ 75 kWt a <3 MWt</td><td>400</td><td>No aplica</td><td>No aplica</td></tr>
<tr><td>≥ 3 MWta < 20MWt</td><td>400</td><td>800</td><td>600</td></tr>
<tr><td>≥ 20 MWta < 50MWt</td><td>200</td><td>600</td><td>400</td></tr>
<tr><td>≥ 50 MWt</td><td>200</td><td>600</td><td>400</td></tr>
</table>
Vigencia: calderas nuevas a partir de la publicación del decreto en el diario oficial, existentes según tabla anterior.
</td></tr>
</table>

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

Tabla 10-10 Límites de emisión de calderas nuevas y existentes –Rancagua

Artículo 19. Las calderas, sean fuentes emisoras nuevas o existentes, con una capacidad térmica nominal entre tres y menos de cincuenta megavatios térmicos (MWt), estarán obligadas a cumplir con los siguientes límites de emisión de material particulado (MP), según su tamaño y tipo de combustible utilizado:

Tabla 5: Límite de emisión para calderas existentes entre 3 ≤ y < 50 MWt, mg/Nm3

Caldera	MP	Corrección de oxígeno (%)
Sólido	50	6
Líquido	50	3
Gas	n.a.	n.a.

n.a.: no aplica

Tabla 6: Límite de emisión para calderas nuevas entre 3 ≤ y < 50 MWt, mg/Nm3

Caldera	MP	Corrección de oxígeno (%)
Sólido	30	6
Líquido	30	3
Gas	n.a.	n.a.

n.a.: no aplica

El plazo para dar cumplimiento a los límites de emisión establecidos en la presente disposición es de veinticuatro meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, para las fuentes existentes, y para las fuentes nuevas desde la fecha de entrada en vigencia del mismo.

Fuente: Contraparte Ministerial – DEA

II. Antecedentes de eficiencias de medidas de control

Tabla 10-11 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, SISTAM.

Equipo Control	CO (%)	COV (%)	Hg (%)	MP (%)	MP10 (%)	MP2.5 (%)	NOx (%)	SOx (%)
CICLON HUMEDO	0	0	0	0	80	0	0	0
CICLON SECO	0	0	0	76	68	15	0	0
DECANTADOR HUMEDO	0	90	0	80	80	80	0	0
DECANTADOR SECO	0	0	0	76	76	76	0	0
FILTRO DE CARTUCHO	0	0	50	95	95	95	0	0
FILTRO DE MANGAS	0	0	35	38	72	45	0	0
INYECCION DE VAPOR O AGUA	0	0	0	0	0	0	94	0
LAVADOR SIMPLE (SCRUBBER)	0	72	50	88	88	12	50	80
LAVADOR VENTURI	0	90	0	88	88	82	94	80
MULTICICLON	0	0	0	76	76	48	0	0
PLANTA DE ACIDO	0	0	0	0	0	0	0	95
PRECIPITADOR ELECTROESTATICO	0	0	10	96	95	85	0	0
QUEMADOR CON CONTROL DE AIRE	95	0	0	0	0	0	28	0
RECIRCULACION DE GASES	0	0	0	0	0	0	52	0
TORRE DE ABSORCION	0	0	0	0	50	25	50	50

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SISTAM Ingeniería (2014)[24].

La tabla anterior presenta las eficiencias promedio reportadas por los usuarios y sistematizadas en el estudio de SISTAM. Se observa que existe la tendencia de que los equipos de control permitan eficiencias en más de un contaminante.

Se puede realizar una comparación con eficiencias teóricas como las observables en las siguientes tablas, notándose que no existen grandes diferencias.

[24] Valores fueron obtenidos a partir de un promedio de valores de eficiencia, considerando datos ente 0 y 100 (%).

Tabla 10-12 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, GPA.

Equipo control	CO (%)	COVs (%)	SO2 (%)	MP (%)	MP10 (%)	MP2.5 (%)	NOx (%)	SOx (%)
Ciclón húmedo	0	0	0	73	91	0	0	0
Ciclón seco	45	0	0	72	72	68	63	0
Decantador húmedo	0	0	0	90	99	0	0	70
Decantador seco	10	0	10	91	98	0	0	0
Filtro de Manga (tela)	75	78	95	91	90	90	95	99
Inyección de Agua	80	0	80	72	66	0	67	0
Depurador Venturi	0	0	0	78	96	0	0	0
Multiciclon	71	79	80	79	70	70	79	81
Recirculacion de gases	0	0	0	10	0	0	0	0
Torre de absorcion agua	0	0	77	98	0	0	0	0
Actualización de dos placas Precipirador Electrostático (ESP)	55	0	99	77	99	0	99	0
Catalizador (oxidación catalítica)	69	97	99	87	85	0	80	99
Condensador	97	0	0	96	0	0	0	0
Demister	0	0	0	89	98	0	60	0
Depurador Húmedo de gases (Wet Scrubber)	85	0	93	90	99	0	30	82
Desulfuración de gases de combustión	0	0	75	40	0	0	0	0
Filtro de carbón activado	54	97	0	0	98	0	95	0
Quemador de bajo NOx	100	0	100	100	0	0	84	0
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	90	0	0	0	0	0	84	0

Fuente: GPA

Tabla 10-13 Porcentaje de eficiencia por tipo de equipo de control y contaminante, AMEC.

Equipo control	SO2 (%)	MP (%)	NOx (%)
Ciclón	0	65	0
Filtro de Manga (tela)	0	99	0
Quemador de bajo NOx	0	0	30
Desulfuración de gases de combustión (FGD)	70-80*	0	0
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	0	0	80-90*

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AMEC (2012)[25].

[25] Valores se encuentran en un rango debido a que la eficiencia de abatimiento varía según la potencia de la fuente.

III. Costos de medidas de abatimiento

Tabla 10-14 Detalle de información de los costos por tecnología

Equipo control	Contaminante	Fuente principal	Detalle fuente	Principal variable
LNB	NOx	CoST (US-EPA, 2016)	Tabla B-24	Toneladas reducidas
SNCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
SCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
LNB+SCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
LNB+SNCR	NOx		Tabla B-24	Toneladas reducidas
ESP	MP		Tabla B-11	Toneladas reducidas
Filtro de Mangas	MP		Tabla B-11	Toneladas reducidas
Wet Scrubber	SO2		Ecuación tipo 16	Caudal de salida, Concentración, Horas de uso
FGD Seco	SO2		Ecuación tipo 11	Caudal de salida
FGD Humedo	SO2		Ecuación tipo 11	Caudal de salida
Combustible bajo en S	SO2		Ecuación tipo 11	Caudal de salida

Fuente: Elaboración propia en base a CoST (US-EPA, 2016)

Tabla 10-15 Costos por default Reducciones de NOx

Equipo control	Estado Combustible	Nivel Reducción [ton]	Costo Anual [USD/ton-año]	Año USD
LNB	Sólido	<365	1460	1990
LNB	Líquido	<365	2070	1990
LNB	Gas	<365	820	1990
SNCR	Sólido	<365	2073	2003
SNCR	Líquido	<365	4640	2003
SNCR	Gas	<365	2580	2003
SCR	Sólido	<365	2141	2003
SCR	Líquido	<365	2933	2003
SCR	Gas	<365	2014	2003
LNB+SCR	Sólido	<365	1460(USD1990) + 2141(USD2003)	
LNB+SCR	Líquido	<365	2070(USD1990) + 2933(USD2003)	
LNB+SCR	Gas	<365	820 (USD1990) + 2014(USD2003)	
LNB+SNCR	Sólido	<365	1460(USD1990) + 2073(USD2003)	
LNB+SNCR	Líquido	<365	2070(USD1990) + 4640(USD2003)	
LNB+SNCR	Gas	<365	820(USD1990) + 2580(USD2003)	
LNB	Sólido	>365	1090	1990
LNB	Líquido	>365	1180	1990
LNB	Gas	>365	650	1990
SNCR	Sólido	>365	1285	2003
SNCR	Líquido	>365	1890	2003
SNCR	Gas	>365	1050	2003
SCR	Sólido	>365	876	2003
SCR	Líquido	>365	986	2003
SCR	Gas	>365	760	2003
LNB+SCR	Sólido	>365	1090(USD1990) + 876(USD2003)	
LNB+SCR	Líquido	>365	1180 (USD1990) + 986(USD2003)	
LNB+SCR	Gas	>365	650(USD1990) +760(USD2003)	
LNB+SNCR	Sólido	>365	1090(USD1990) + 1285(USD2003)	
LNB+SNCR	Líquido	>365	1180 (USD1990) + 1890(USD2003)	
LNB+SNCR	Gas	>365	650(USD1990) +1050(USD2003)	

Fuente: (US-EPA, 2016)

Tabla 10-16 Costos por default Reducciones MP

Equipo control	Costo Capital (3) [USD/ton]	Costo O&M [USD/ton-año]	Año USD
ESP(1)	710	41	1995
Filtro de Mangas(2)	380	28	1990

(1) Tecnología sólo utilizable para combustibles sólidos
(2) Tecnología utilizable en combustibles sólidos y líquidos
(3) En el modelo, el costo capital fue anualizado considerando una tasa de descuento social de 6% y vida útil de 15 años para las dos tecnologías

Fuente: (US-EPA, 2016)

Tabla 10-17 Costos por default Reducciones deSO"

Equipo control	Ecuación tipo	Ecuación Capital	Año USD
Wet Scrubber	16	Capital= 2.88*#Sc*Q + 1076.54*#Sc*Raiz(Q)+ 9.789*Q+360.463*Raiz(Q) O&M= 4%Capital+ 20.14*#Sc*Q*H*(C-C*2/(100-98C)) + 16.147*#Sc*H + 1.17e-5*Q*H*#Sc* (479.85*(1/Raiz(Q))^1.18)+6.895)+ 1.33e-5*H*#Sc*Q	2008
FGD Seco	11	Anual= 1109*red	2003
FGD Humedo	11	Anual= Si Comb=Solido Si CapSalida<100 →1980*red Si 100<=CapSalida<=250 →1535*red Si 250<CapSalida → 1027*red Si Comb=Liquido Si CapSalida<100 →4524*red Si 100<=CapSalida<=250 →3489*red Si 250<CapSalida → 2295*red	1990
Combustible bajo en S	11	Anual= 2350*red	2003

Fuente: (US-EPA, 2016)

IV. Sensibilidades

IV.1 Sensibilidad al nivel de actividad mínimo

El estado actual de la norma de calderas considera que cualquier caldera para operar debe cumplir con la norma. Esto implica que cualquier caldera con un nivel de actividad mayor a 0 horas debe instalar un equipo de abatimiento tal que cumpla con los límites de emisión propuesto por la normativa.

La sensibilidad propuesta en esta sección corresponde a observar las diferencias en la cantidad de fuentes intervenidas y el nivel de reducciones que se obtiene si es que la normativa es sólo exigible para aquellas fuentes con más de 500 horas de uso. Como antecedente se destaca que el borrador del anteproyecto considera que las calderas con un nivel de actividad anual menor a 500 horas se eximen de la necesidad de monitoreo continuo (Artículo 14). En el mismo artículo se plantea que el titular debe presentar a la SMA siguiendo un protocolo definido por la misma Superintendencia. En el presente escenario dicha presentación también se puede realizar para eximirse de la necesidad de cumplir con los límites de emisión y las exigencias de monitoreo.

Cabe destacar que la presente sensibilidad se hace bajo condiciones de *ceteris paribus*, donde el resto de los supuestos permanece inalterado.

Los resultados respecto a la cantidad de fuentes que incumplen con la normativa son los siguientes:

Tabla 10-18 Calderas que incumplen con los límites en escenario de sensibilidad de nivel de actividad

	CO	Hg	MP	NOx	SO2
Esc. 1	1262	0	413	958	278
Esc. 2	1262	0	313	276	277

Fuente: Elaboración propia

Si se considera sólo las calderas que incumplen las normativas de MP, NOx y SO2, el escenario 1 alcanza un total de 1649 calderas que sobrepasan el límite de emisión en el escenario normativo 1 y 866 en el escenario 2. Al comparar con el caso base se observan que 262 calderas menos incumplen la norma en el escenario 1 y 166 en el escenario 2.

Tabla 10-19 Reducciones para el año 2026 [ton/año] en escenario de sensibilidad de nivel de actividad

Escenario-Fuentes	CO	Hg	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2
Esc. 1 Sin PPDA	55	-	6,885	6,272	4,434	2,208	10,438
Esc. 1 Con PPDA	121	-	2,350	2,135	1,493	4,151	6,077
Esc. 1 Total	**176**	**-**	**9,235**	**8,408**	**5,927**	**6,359**	**16,515**
Esc. 2 Sin PPDA	55	-	6,572	5,960	4,124	1,252	10,438
Esc. 2 Con PPDA	121	-	2,140	1,943	1,354	3,016	6,076
Esc. 2 Total	**176**	**-**	**8,712**	**7,903**	**5,477**	**4,268**	**16,514**

Fuente: Elaboración propia

Los resultados anteriores permiten observar que:

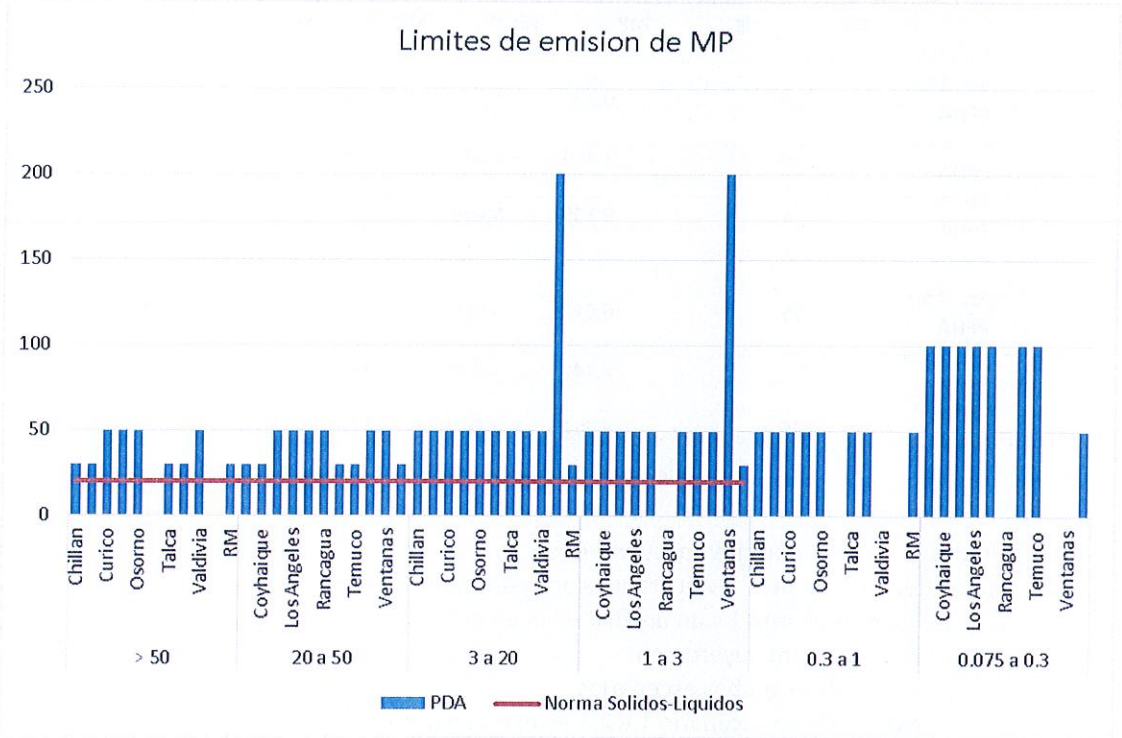
1. La cantidad de fuentes involucradas con reducciones de MP, NOx y SO2, disminuye en un 13% en el escenario 1 y en un 16% en el escenario 2.
2. Las reducciones disminuyeron en:
    a. MP: 0.9% en ambos escenarios
    b. NOx: 1.8% en escenario 1 y 2.1 en el escenario 2
    c. SO2: 2.3% en ambos escenarios

Cualitativamente, como era de esperar al aplicar un mínimo de nivel de actividad se excluye de la normativa a aquellas fuentes con menores emisiones, pues tienen menores horas de uso. Estas calderas son las que tienen mayores desventajas económicas, pues sus costos fijos se prorratearan por menos emisiones, y desde un punto de vista económico son menos eficientes.

IV.2 Sensibilidad al límite de emisión de MP

La norma de emisión revisada en la presente norma es más estricta que los PDA, como se puede revisar en la Figura 10-1. Lo anterior se traduce en que calderas que cumplen los límites de emisión de sus PPDA, pero incumplen los límites de emisión de la norma de emisión, obligando a las calderas a realizar un esfuerzo adicional para cumplir con las normas

Figura 10-1 Límites de emisión de MP PPDAs vs Norma de emisión [mg/m3]



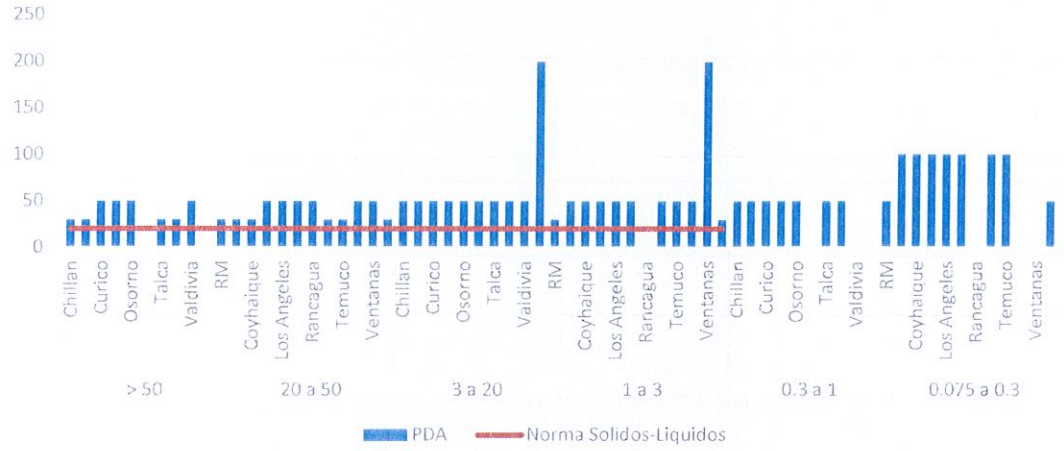
Fuente: En base a los límites de emisión facilitados por la Contraparte ministerial

Se realizó un escenario de análisis donde los límites de emisión de la norma para MP pasa a ser igual a los límites de emisión de los plantes de Curicó, Los Ángeles, Osorno y Valdivia, es decir, una concentración de salida de 50 [mg/m3] para todas las fuentes existentes con potencia mayor a 1 MWt (ver Figura 10-2) y para las calderas nuevas una norma de 50 [mg/m3] para las fuentes entre 300 kWt y 1 MWt, y de 30 [mg/m3] para las calderas mayores.

Con dicho nivel de norma la cantidad de fuentes afectadas disminuye en un 25.8%, de 492 a 365 calderas. Mientras que las reducciones de MP para el año 2026 pasan de 9,315 [ton/año] en el escenario normativo 1 a 8,319 [ton/año], es decir una reducción de 10.7%.

Sin embargo, al hacer la diferencia por comunas con PPDA y sin PPDA, se observa que las reducciones caen fuertemente en las comunas con PPDA (en torno a un 20%), mientras que en las comunas sin PPDA las reducciones bajan tan sólo un 8.3%. Un escenario como el propuesto tendría ventajas desde el punto de vista de la implementación política, puesto que evitaría las complicaciones que puedan surgir por el descontento de las calderas que ya han hecho un esfuerzo para cumplir con los PPDA.

Figura 10-2 Límites de emisión de MP PPDAs vs Norma de emisión [mg/m3] para escenario de sensibilidad



Fuente: En base a los límites de emisión facilitados por la Contraparte ministerial