

2018-08

ESTIMACIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES GENERADAS POR TERMOELÉCTRICAS Y FUNDICIONES EN CHILE

URQUETA OGALDE, JORGE FELIPE

<https://hdl.handle.net/11673/49293>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO - CHILE



**“ESTIMACIÓN DE EMISIONES
CONTAMINANTES GENERADAS POR
TERMOELÉCTRICAS Y FUNDICIONES EN
CHILE”**

JORGE FELIPE URQUETA OGALDE

**AVANCE DE MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA MENCIÓN ENERGÍA**

PROFESOR GUÍA: DR. ING. MAURICIO OSSES

AGOSTO - 2018

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a mi familia, especialmente a mi padre, hermana y abuela, que siempre han estado presentes apoyándome y aconsejándome en todo tipo de decisiones que he debido tomar. Este logro personal es el reflejo de haber seguido sus consejos, por lo que es tanto mío como de ellos.

Agradezco también el apoyo del profesor Mauricio Osses durante el proceso de trabajo de título, pero además agradezco su labor como docente a través de todo el proceso universitario, destacando, además de su solidez técnica, su cordialidad y buena disposición.

Finalmente, agradecer a las amistades que me entregó la etapa universitaria, especialmente aquellas ligadas al fútbol. Mi querida Naranja Mecánica, que me dejó amigos de verdad: Martín, Josué, Carlos y Franco. También a las ramas de fútbol y futsal de la USM, que me entregaron grandes experiencias y un camarín especial que siempre estuvo unido como pocos.

RESUMEN

Se estiman las emisiones atmosféricas asociadas a las termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre en Chile durante el 2015. La metodología empleada es mediante factores de emisión. Se genera una base de datos que contiene información sobre las unidades de generación eléctrica y las fundiciones, siendo los datos más relevantes el consumo de combustible, para el caso de las termoeléctricas, y las toneladas procesadas de concentrado de cobre, en el caso de las fundiciones. La información de las termoeléctricas se obtiene principalmente desde la CNE y los CDEC de cada sistema, considerando 266 unidades de generación, mientras que la información de las 7 fundiciones primarias de cobre operativas en el país se obtiene a través de COCHILCO. Por otro lado, los factores de emisión son obtenidos desde el AP-42 de la EPA, los cuales consideran las tecnologías utilizadas en cada fuente. Para validar los resultados, estos son comparados con los datos publicados por el RETC, además de compararlos con la información de los CEMS implementados debido a las normativas existentes. Esta información fue solicitada a la SMA, la cual entregó datos de 81 unidades de generación y de 11 PAS pertenecientes a las fundiciones primarias de cobre.

A nivel nacional, las unidades de generación eléctrica con potencias térmicas mayores a 50 [MW_t] tienen asociada la suma de 143.066 [t] de NO_x , 559.029 [t] de SO_x y 419.665 [t] de MP , mientras que las fundiciones primarias de cobre tienen asociadas 770.030 [t] de SO_x , 27.712 [t] de MP y 489 [t] de As . A nivel regional, la región de Antofagasta domina las emisiones atmosféricas de MP provenientes de termoeléctricas con una participación del 48%, seguida por la región de Valparaíso, de Atacama y del Biobío con un 21%; 14% y 12%; respectivamente. En cuanto a las emisiones de SO_x provenientes de fundiciones, la región de Antofagasta lidera con una participación de 37%; seguida por la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, de Atacama y de Valparaíso con un 29%; 19% y 13%; respectivamente. Además, las unidades de generación eléctrica en base a carbón son las que generan prácticamente el 100% de las emisiones de MP provenientes de termoeléctricas. Respecto a las fundiciones, la fundición Caletones aporta el 29% de las emisiones de SO_x provenientes de este rubro, seguida por la fundición Chuquicamata con un 22% y por la fundición Altonorte con un 15%.

Se concluye que los niveles de emisión de las termoeléctricas están asociados a los niveles de actividad, a la capacidad de generación instalada y al tipo de unidad de generación, siendo las unidades con potencias térmicas mayores a 50 [MW_t] las responsables de generar el 99%, 79% y 95% de las emisiones de MP , SO_x y NO_x , respectivamente. Además, queda en evidencia la dependencia del sistema eléctrico para con las unidades en base a carbón, las cuales presentan una

operación continua durante el año, siendo por lejos el tipo de unidad que mayor energía eléctrica genera. Los altos niveles de emisión en la región de Antofagasta y de Valparaíso se deben a que estas regiones poseen grandes parques termoeléctricos con unidades de generación de gran potencia instalada. Para las fundiciones primarias de cobre, los niveles de emisión se asocian al nivel de actividad y a los diferentes equipos utilizados, principalmente, en los procesos de secado, fusión, conversión y refinación. Además de la gran cantidad de toneladas de concentrado de cobre tratadas en la fundición Caletones, otro factor que influye en las altas emisiones de contaminantes es la baja captación de S que presentan las dos PAS de simple contacto pertenecientes a la fundición. Al comparar las emisiones de NO_x , SO_x y MP registradas por los CEMS de las termoeléctricas con las emisiones estimadas mediante factores de emisión y las publicadas por el RETC, se concluye que los resultados de este estudio se acercan en mayor grado a los datos de los CEMS, presentando diferencias porcentuales de 8%, 14% y 9% para las emisiones de NO_x , SO_x y MP , respectivamente; versus un 11%, 44% y 241% de diferencia, para los mismos contaminantes, según datos publicados por el RETC. Finalmente, las emisiones obtenidas mediante factores de emisión para las fundiciones se comparan con los datos del RETC, debido a la ausencia de información de las emisiones a través de los CEMS, obteniendo una diferencia porcentual de 22% para el SO_2 y de 35% para el MP .

ABSTRACT

Atmospheric emissions associated with thermoelectric power plants and primary copper smelters in Chile during 2015 are estimates. The methodology used is emissions factors. According to this, a data base is created with information about power plants and primary copper smelters, where the most relevant data are the fuel consumption for power plants and the tons of copper concentrate processed for smelters. The power plants information is obtained from CNE and CDEC of each electric system, considering 266 generation units, meanwhile 7 operating smelter's information is obtained from COCHILCO. On the other hand, emissions factors are obtained from EPA's AP-42, considering technologies employs for each emissions source. To validate the results, they are compared with RETC's information and CEMS's information implemented due to existing regulations. CEMS's information was requested to SMA, receiving data about 81 generation units and 11 SAP belonging to primary copper smelters.

At national level, electric generation units with thermal powers greater than 50 [MW_t] have associated 143.066 [t] de NO_x , 559.029 [t] of SO_x and 419.665 [t] of PM , while primary copper smelters have associated 770.030 [t] of SO_x , 27.712 [t] of PM and 489 [t] of As . At regional level, Antofagasta's region dominates atmospheric emissions of PM coming from thermoelectric power plants with a participation of 48%; followed by Valparaíso, Atacama and Biobío's region with a 21%; 14% and 12%, respectively. In terms of SO_x emissions from primary copper smelters, Antofagasta's region leads with a participation of 37%; followed by Libertador General Bernardo O'Higgins, Atacama and Valparaíso's region with a 29%; 19% and 13%; respectively. Besides, coal-fired electric generation units generates practically 100% of PM emissions coming from thermoelectric power plants. On the other hand, Caletones smelter contributes with a 29% of SO_x emissions, while Chuquicamata smelter with 22% and Altonorte smelter with a 15%.

It is concluded thermoelectric power plants emission levels are associated with activity levels, installed generation capacity and the type of generation unit, being generation units with thermal power greater than 50 [MW_t] responsible for generating 99%, 79% and 95% of PM , SO_x and NO_x emissions, respectively. Besides, it remains in evidence the electric system dependence with coal-fired units, which presents a continuous operation during the year, being by far the type of units that generates the most electrical energy. High emission levels in Antofagasta and Valparaíso's region are due to the large amount of generation units with large power capacities. For primary copper smelters, emission levels are associated with activity level and with the equipment used in processes like roasting, smelting, converting and fire refining. In addition to the large amount of processed tons of copper concentrate in Caletones smelter, another factor that influences

in high emission levels is the low sulfur abatement that presents the two simple contact SAP belonging to the smelter. When comparing NO_x , SO_x and PM emissions registered by thermoelectric power plants CEMS's with emissions estimated by emission factors and those published by RETC, it is concluded the results of this study are closer to CEMS's data, presented percentage differences of 8%; 14% y 9% for NO_x , SO_x and PM emissions, respectively; against a 11%; 44% y 241% of differences, for the same pollutants, according to data published by RETC. Finally, primary copper smelters emissions obtained by emission factors are compared with RETC's information due to the absence of CEMS's information, obtaining a percentage difference of 22% for SO_2 and 35% for PM .

SIGLAS Y NOMENCLATURAS

<i>As</i>	: Arsénico
<i>Cd</i>	: Cadmio
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga
CEMS	: Sistemas de monitoreo continuo de emisiones (Continuous Emission Monitoring Systems)
<i>CH₄</i>	: Amoníaco
CNE	: Comisión Nacional de Energía
<i>CO</i>	: Monóxido de carbono
<i>CO₂</i>	: Dióxido de carbono
COCHILCO	: Comisión Chilena del Cobre
<i>COV</i>	: Compuestos orgánicos volátiles
U.S. EPA	: Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (United States Environmental Protection Agency)
<i>HCl</i> :	: Cloruro de hidrógeno
<i>HF</i>	: Fluoruro de hidrógeno
<i>Hg</i>	: Mercurio
<i>Mn</i>	: Manganeso
<i>N</i>	: Nitrógeno
MMA	: Ministerio del Medio Ambiente
MINSAL	: Ministerio de Salud
<i>NH₃</i>	: Amoníaco
<i>NO</i>	: Óxido nítrico
<i>NO₂</i>	: Dióxido de nitrógeno
<i>N₂O</i>	: Óxido nitroso
<i>NO_x</i>	: Óxidos de nitrógeno
OCDE	: Organización de Crecimiento y Desarrollo Económico
PAS	: Planta de ácido sulfúrico
<i>Pb</i>	: Plomo
<i>PM</i>	: Material particulado
<i>PLS</i>	: Pregnant Leaching Solution
<i>PTS</i>	: Partículas totales en suspensión
RCA	: Resolución de Calificación Ambiental

RETC	: Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes
S	: Azufre
SAP	: Sulfuric Acid Plant
Sb	: Antimonio
SEREMI	: Secretaria Regional Ministerial
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SEA	: Servicio de Evaluación Ambiental
SMA	: Superintendencia del Medio Ambiente
SO ₂	: Dióxido de azufre
SO ₃	: Trióxido de azufre
SO _x	: Óxidos de azufre

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN	III
ABSTRACT.....	V
SIGLAS Y NOMENCLATURAS.....	VII
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	IX
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	3
1.1.1 OBJETIVO GENERAL:.....	3
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	3
2 ESTADO DEL ARTE	4
2.1 INTRODUCCIÓN	4
2.2 CONTAMINANTES ASOCIADOS A TERMOELÉCTRICAS	5
2.2.1 TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN BITUMINOSO Y SUBBITUMINOSO.....	6
2.2.2 TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL	7
2.2.3 TERMOELÉCTRICAS A PETRÓLEO	8
2.3 CONTAMINANTES ASOCIADOS A FUNDICIONES.....	9
2.4 SISTEMAS DE ABATIMIENTO	10
2.4.1 MATERIAL PARTICULADO.....	11
2.4.2 ÓXIDOS DE AZUFRE	12
2.4.3 ÓXIDOS DE NITRÓGENO.....	12
2.5 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	13
2.5.1 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL	13
2.5.2 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHILE 2015.....	15
2.5.3 EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE	17
2.6 FUNDICIONES A NIVEL NACIONAL.....	20
2.7 ESTIMACIÓN DE CONTAMINANTES.....	22

2.7.1	SITUACIÓN INTERNACIONAL	25
2.7.2	SITUACIÓN NACIONAL.....	26
2.7.3	NORMATIVA	27
3	METODOLOGÍA.....	32
3.1	DEFINICIÓN FUENTES EN ESTUDIO	32
3.2	TIPOS DE COMBUSTIBLES.....	33
3.3	CONTAMINANTES Y FACTORES DE EMISIÓN	33
3.4	BASE DE DATOS	35
3.4.1	ACONDICIONAMIENTO BASE DE DATOS	37
4	RESULTADOS Y ANÁLISIS	39
4.1	INTRODUCCIÓN	39
4.2	ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.....	39
4.2.1	ESTIMACIÓN DE EMISIONES SEGÚN GRUPO DE CLASIFICACIÓN.....	42
4.2.2	GEOLOCALIZACIÓN DE FUENTES DE EMISIÓN	43
4.3	DISTRIBUCIÓN DE EMISIONES POR REGIÓN Y COMBUSTIBLE	44
4.3.1	TERMOELÉCTRICAS.....	44
4.3.2	FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	47
4.4	DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES TOTALES.....	50
4.4.1	TERMOELÉCTRICAS.....	50
4.5	DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE EMISIONES.....	54
4.5.1	TERMOELÉCTRICAS.....	54
4.5.2	FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	59
4.6	CUMPLIMIENTO DE NORMATIVAS.....	63
4.6.1	TERMOELECTRICAS.....	63
4.6.2	FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	65
4.7	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	67
4.7.1	TERMOELÉCTRICAS.....	67
4.7.2	FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	71
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
5.1	CONCLUSIONES GENERALES	73
5.2	CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	74
5.3	RECOMENDACIONES	79

REFERENCIAS.....	80
ANEXOS	82
ANEXO 1: FACTORES DE EMISIÓN	82
TERMOELÉCTRICAS.....	82
FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	82
ANEXO 2: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE EMISIONES 2015.....	84
TERMOELÉCTRICAS.....	84
FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	85
ANEXO 3: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES 2015	85
TERMOELÉCTRICAS.....	85
ANEXO 4: COMPARACIÓN DE RESULTADOS	87
TERMOELÉCTRICAS.....	87

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1: EMISIONES TOTALES PROVENIENTES DE FUENTES FIJAS DURANTE EL AÑO 2014. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL REPORTE 2005-2014 DEL RETC.	5
GRÁFICO 2: GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD MUNDIAL POR COMBUSTIBLE (TRILLONES DE KILOVATIOS HORA). FUENTE: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.....	14
GRÁFICO 3: POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN POR SISTEMAS AL AÑO 2015. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNE.	15
GRÁFICO 4: MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE TERMOELÉCTRICAS AÑO 2015. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNE.	16
GRÁFICO 5: MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ERNC AL 2015. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNE.....	17
GRÁFICO 6: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN CHILE DESDE EL 2010 A JUNIO DE 2017. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNE.....	19
GRÁFICO 7: GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD DURANTE EL AÑO 2010 Y 2016 POR TIPO DE FUENTE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNE.....	20
GRÁFICO 8: EMISIONES DE SO ₂ Y AS EN FUNDICIONES DE COBRE JUNTO A LÍMITES DE NUEVA NORMATIVA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A FUNDICIONES DE COBRE EN CHILE. SONAMI 2015.....	22

GRÁFICO 9: DISTRIBUCIÓN DE POTENCIAS, TÉRMICAS Y ELÉCTRICAS, POR REGIÓN DURANTE EL AÑO 2015.	41
GRÁFICO 10: LOCALIZACIÓN UNIDADES DE GENERACIÓN CLASIFICADAS SEGÚN SUS POTENCIAS TÉRMICAS.	43
GRÁFICO 11: EMISIONES ANUALES DE NOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y TIPO DE COMBUSTIBLE PARA EL AÑO 2015.	44
GRÁFICO 12: EMISIONES ANUALES DE SOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y TIPO DE COMBUSTIBLE PARA EL AÑO 2015.	45
GRÁFICO 13: EMISIONES ANUALES DE MP PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y TIPO DE COMBUSTIBLE PARA EL AÑO 2015.	46
GRÁFICO 14: EMISIONES ANUALES DE CO2 PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y TIPO DE COMBUSTIBLE PARA EL AÑO 2015.	46
GRÁFICO 15: EMISIONES ANUALES DE SOX PROVENIENTES DE FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y FUENTE DE ORIGEN PARA EL AÑO 2015.	48
GRÁFICO 16: EMISIONES ANUALES DE AS PROVENIENTES DE FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y FUENTE DE ORIGEN PARA EL AÑO 2015.	49
GRÁFICO 17: EMISIONES ANUALES DE MP PROVENIENTES DE FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE DISTRIBUIDAS POR REGIÓN Y FUENTE DE ORIGEN PARA EL AÑO 2015.	50
GRÁFICO 18: EMISIONES DE NOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR MES Y TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO COMO FUENTE DE ENERGÍA.	51
GRÁFICO 19: EMISIONES DE SOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR MES Y TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO COMO FUENTE DE ENERGÍA.	51
GRÁFICO 20: EMISIONES DE MP PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS DISTRIBUIDAS POR MES Y TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO COMO FUENTE DE ENERGÍA.	52
GRÁFICO 21: EMISIONES DE CO2 DISTRIBUIDAS POR MES Y TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO COMO FUENTE DE ENERGÍA.	52
GRÁFICO 22: DISTRIBUCIÓN DIARIA DE EMISIONES EN MARZO-2015 DE LA UNIDAD CTM1, CENTRAL MEJILLONES.	55
GRÁFICO 23: DISTRIBUCIÓN HORARIA DE EMISIONES DURANTE EL DÍA 24-MARZO DE LA UNIDAD N°1 CENTRAL MEJILLONES.	55
GRÁFICO 24: DISTRIBUCIÓN DIARIA DE EMISIONES EN FEBRERO-2015 DE LA UNIDAD CTM3TG, CENTRAL MEJILLONES.	56

GRÁFICO 25: DISTRIBUCIÓN HORARIA DE EMISIONES DURANTE EL DÍA 16-FEBRERO DE LA UNIDAD CTM3TG, CENTRAL MEJILLONES.	57
GRÁFICO 26: DISTRIBUCIÓN DIARIA DE EMISIONES EN OCTUBRE-2015 DE LA UNIDAD TG 2A, CENTRAL ATACAMA.	58
GRÁFICO 27: DISTRIBUCIÓN HORARIA DE EMISIONES DURANTE EL DÍA 30-OCTUBRE DE LA UNIDAD TG 2A, CENTRAL ATACAMA.	58
GRÁFICO 28: DISTRIBUCIÓN DIARIA DE LAS CONCENTRACIONES DE SO ₂ EN LAS PLANTAS DE ÁCIDO SULFÚRICO QUE CUMPLEN CON LA NORMATIVA DE EMISIÓN.	61
GRÁFICO 29: DISTRIBUCIÓN DIARIA DE LAS CONCENTRACIONES DE SO ₂ EN LAS PLANTAS DE ÁCIDO SULFÚRICO QUE NO CUMPLEN CON LA NORMATIVA DE EMISIÓN.	62
GRÁFICO 30: COMPARACIÓN DEL RESULTADO OBTENIDO DE LAS EMISIONES DE NO _x DE LAS TERMOELÉCTRICAS CON LOS DATOS PUBLICADOS POR LA SMA Y EL RETC.	68
GRÁFICO 31: COMPARACIÓN DEL RESULTADO OBTENIDO DE LAS EMISIONES DE SO _x DE LAS TERMOELÉCTRICAS CON LOS DATOS PUBLICADOS POR LA SMA Y EL RETC.	69
GRÁFICO 32: COMPARACIÓN DEL RESULTADO OBTENIDO DE LAS EMISIONES DE MP DE LAS TERMOELÉCTRICAS CON LOS DATOS PUBLICADOS POR LA SMA Y EL RETC.	70

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: TIPOS DE CONTAMINANTES ASOCIADOS A TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN BITUMINOSO Y SUB-BITUMINOSO (2).	6
TABLA 2: TIPOS DE CONTAMINANTES ASOCIADOS A TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL (3).	7
TABLA 3: TIPOS DE CONTAMINANTES ASOCIADOS A TERMOELÉCTRICAS A PETRÓLEO (4).	8
TABLA 4: LÍMITES DE EMISIÓN PARA FUENTES EMISORAS EXISTENTES [MG/NM ³]. FUENTE D.S. 13 MMA.	28
TABLA 5: LÍMITES DE EMISIÓN PARA FUENTES EMISORAS NUEVAS [MG/NM ³]. FUENTE D.S. 13 MMA.	28
TABLA 6: LÍMITES MÁXIMOS DE EMISIÓN DE SO ₂ Y AS PARA FUENTES EXISTENTES. FUENTE: D.S. 28 MMA.	30
TABLA 7: FACTORES DE EMISIÓN EN T/M ³ DE GN PARA TURBINAS A GAS NATURAL.	34
TABLA 8: FACTORES DE EMISIÓN PARA EL PROCESO DE FUNDICIÓN SEGÚN LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS DIFERENTES FUNDICIONES.	35

TABLA 9: FACTORES UTILIZADOS PARA ESTIMACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS.	35
TABLA 10: UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR REGIÓN ORDENADAS DE MAYOR A MENOR. FUENTE: GENERACIÓN PROPIA.	40
TABLA 11: NÚMERO DE CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN EN ESTUDIO CON POTENCIAS TÉRMICAS MAYORES Y MENORES A 50 [MWT].	42
TABLA 12: EMISIONES TOTALES ESTIMADAS POR CONTAMINANTE PARA EL 2015 SEGÚN GRUPO DE CLASIFICACIÓN.	42
TABLA 13: EMISIONES REGIONALES POR CONTAMINANTE PROVENIENTES DE FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.	47
TABLA 14: CUMPLIMIENTO DEL D.S. 13/2011 DEL MMA RESPECTO A LAS EMISIONES DE NOX	64
TABLA 15: CUMPLIMIENTO DEL D.S. 28/2013 PUBLICADO POR LA SMA DE LAS FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE RESPECTO A LAS EMISIONES DE SO2 Y AS.	65
TABLA 16: CUMPLIMIENTO DEL D.S. 28/2013 PUBLICADO POR LA SMA RESPECTO A LAS EMISIONES DE SO2 DE LAS PLANTAS DE ÁCIDO SULFÚRICO PERTENECIENTES A LAS FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.	66
TABLA 17: COMPARACIÓN DE VALORES TOTALES DE EMISIÓN (NOX, SOX Y MP) DURANTE EL AÑO 2015.	68
TABLA 18: COMPARACIÓN DE EMISIONES DE SOX Y MP ENTRE DATOS DEL ESTUDIO Y DATOS PUBLICADOS POR EL RETC.	71
TABLA 19: COMPARACIÓN EMISIONES CONSIDERANDO Y NO CONSIDERANDO LAS EMISIONES FUGITIVAS.	72
TABLA 20: FACTORES DE EMISIÓN DE LOS PRINCIPALES CONTAMINANTES DE TERMOELÉCTRICAS Y FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.	76
TABLA 21: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE EMISIONES DE NOX, SOX Y MP PARA TERMOELÉCTRICAS Y FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE DURANTE EL 2015.	78
TABLA 22: FACTORES DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS SEGÚN EL TIPO DE COMBUSTIBLE Y TECNOLOGÍA.	82
TABLA 23: FACTORES DE EMISIÓN PARA EL PROCESO DE SECADO EN LAS FUNDICIONES SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.	82
TABLA 24: FACTORES DE EMISIÓN PARA EL PROCESO DE FUSIÓN EN LAS FUNDICIONES SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.	83

TABLA 25: FACTORES DE EMISIÓN PARA EL PROCESO DE CONVERSIÓN EN LAS FUNDICIONES SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.	83
TABLA 26: FACTORES DE EMISIÓN PARA EL PROCESO DE REFINO EN LAS FUNDICIONES SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.	83
TABLA 27: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE EMISIONES CONTAMINANTES PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS.....	84
TABLA 28: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE EMISIONES CONTAMINANTES PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS (CONTINUACIÓN).	84
TABLA 29: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE EMISIONES CONTAMINANTES PROVENIENTES DE FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE.....	85
TABLA 30: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES CONTAMINANTES PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS.....	85
TABLA 31: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES CONTAMINANTES PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS (CONTINUACIÓN).	86
TABLA 32: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE EMISIONES DE NOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS CON DATOS DE LA SMA Y RETC.....	87
TABLA 33:COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE EMISIONES DE SOX PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS CON DATOS DE LA SMA Y RETC.....	88
TABLA 34: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE EMISIONES DE MP PROVENIENTES DE TERMOELÉCTRICAS CON DATOS DE LA SMA Y RETC.....	89

1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo económico de los países busca mantener el bienestar, económico y social, de sus habitantes. Para esto, la generación de energía juega un papel importante al ser la materia prima para el desarrollo de la economía de un país, permitiendo la producción de riquezas y bienes que fomentan su crecimiento, buscando alcanzar buenos estándares de vida y estabilidad económica. Sin embargo, la generación de energía, como así también la producción y aprovechamiento de recursos naturales de un país, lleva consigo la generación de residuos en sus procesos. Dados los diferentes procesos de producción llevados a cabo, existe un gran abanico de residuos generados en los diferentes sectores productivos, los que se pueden clasificar según el medio receptor que afectan, ya sea suelo, agua o aire. Es respecto a este último medio receptor donde se enfocará este estudio.

La contaminación del aire, desde la industrialización del mundo moderno, ha conllevado cambios en la composición atmosférica, principalmente por la combustión de combustibles fósiles necesarios para la mayoría de los procesos productivos del mundo debido a su bajo valor en comparación a alternativas más amigables con el medio ambiente. La producción de energía eléctrica no queda exenta de esto, el menor costo de combustibles fósiles, su disponibilidad y fácil transporte, hacen de estos combustibles la opción más rentable para el sector de energía.

Sin embargo, los países no están indiferentes frente a estos tipos de emisiones, que además de ser perjudiciales para el medio ambiente, también lo son para las personas, como ha sido demostrado en diferentes estudios. Es por esto que diferentes entidades mundiales, como la OCDE, a la cual Chile pertenece, han implementado diferentes normas que buscan regular las emisiones contaminantes para salvaguardar la salud de las personas y del medio ambiente circundante a las fuentes emisoras.

A nivel nacional, las principales fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos son las fundiciones primarias de cobre y las termoeléctricas, que a su vez son primordiales en el desarrollo económico del país. Las primeras al procesar una de las mayores riquezas existentes en el territorio nacional, como lo es el cobre, y las segundas al ser uno de los principales tipos de fuentes generadoras de energía eléctrica en Chile.

Los combustibles fósiles son la principal materia prima de este sector, teniendo a las termoeléctricas como fuentes emisoras de altos niveles de contaminantes atmosféricos, como el material particulado (*MP*), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2) y mercurio (*Hg*), entre otros. Por su parte, las fundiciones son las principales fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos a nivel nacional, emitiendo en sus procesos cantidades significativas de material particulado (*MP*), dióxido de azufre (SO_2), arsénico (*As*) y mercurio (*Hg*), entre otros. Es por esto

que, con el objeto de proteger la salud de las personas y el medio ambiente, el Ministerio del Medio Ambiente creó decretos que norman las emisiones de estos dos tipos de fuentes fijas, estableciendo límites máximos para cada tipo de contaminante atmosférico generado que ponga en riesgo la integridad de su entorno circundante.

Sin embargo, a pesar de las normativas creadas que pueden ayudar a mejorar la calidad de los inventarios de emisiones, esto aún no se logra. El MMA creó decretos específicos para las termoeléctricas y fundiciones, los cuales obligan a estas fuentes a instalar sistemas de monitoreo continuo y declarar los datos recolectados, pudiendo de esta forma obtener inventarios de mejor calidad, ya que actualmente estos contienen datos de emisiones obtenidas mediante muestreos que son proyectados según las horas de operación informadas en el D.S. 138/2005 del MINSAL. Sin embargo, si no se cuenta con muestreos, las emisiones son estimadas mediante factores de emisión (1).

La información obtenida mediante los decretos desarrollados específicamente para las termoeléctricas y fundiciones, puede ser procesada para generar resultados de emisiones de mejor calidad en comparación a resultados obtenidos mediante factores de emisión. De esta forma, se trabajará paralelamente en la generación de resultados mediante los dos métodos, esto con el fin de validar o no los inventarios de emisiones que actualmente son declarados a través de la estimación mediante factores de emisión.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL:

“Calcular emisiones de contaminantes atmosféricos generados por termoeléctricas y fundiciones a nivel nacional”

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Revisar antecedentes sobre emisiones de fuentes puntuales a nivel internacional y nacional.
2. Determinar nivel de actividad y consumo de combustible de termoeléctricas y fundiciones en Chile para el año 2015.
3. Definir factores de emisión para material particulado (PM_{10} y $PM_{2,5}$), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), dióxidos de nitrógeno (NO_x), dióxidos de azufre (SO_x), amoníaco (NH_3), mercurio (Hg) y arsénico (As) correspondientes a termoeléctricas y fundiciones en Chile.
4. Estimar emisiones con variación temporal por tipo de contaminante.
5. Realizar comparación de emisiones con valores reportados por el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC).

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 INTRODUCCIÓN

La contaminación del aire afecta la salud de las personas, daña la flora, fauna y suelos, reduce la visibilidad y tiene el potencial de cambiar las condiciones climáticas. Las fuentes emisoras pueden ser clasificadas en fuentes fijas, móviles o fugitivas. Dentro de las fuentes fijas recaen las fuentes emisoras de sectores de generación de energía e industriales, entre otras, como termoeléctricas, actividades industriales y residenciales. Las fuentes móviles son principalmente todos los medios de transporte como automóviles, buses, camiones, motocicletas y embarcaciones, entre otros. Por su parte, las fuentes fugitivas son aquellas cuyas emisiones no son canalizadas por medio de chimeneas, ductos u otros sistemas hacia el exterior, como actividades del sector de construcción.

Dentro de las fuentes emisoras fijas, según datos del RETC, a nivel nacional el año 2014 las fundiciones primarias de cobre contribuyeron con el 57% (596.781 [t/año]) de las emisiones de SO_2 , seguidas por las termoeléctricas con un 33% (342.391 [t/año]), las calderas industriales con un 9% (96.655 [t/año]) y otros procesos industriales con un 6% (17.342 [t/año]). Las proporciones de emisiones de MP y NO_x son similares a las de SO_x , estableciendo a las termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre como los principales focos de generación de emisiones atmosféricas a nivel nacional.

Respecto a las emisiones de las termoeléctricas, los dos principales agentes contaminantes son los óxidos de nitrógeno y el dióxido de azufre, aportando más de dos tercios del total. En cuanto a las fundiciones, el dióxido de azufre es el principal contaminante, superando el 88% del total de emisiones para este tipo de fuentes. Por su parte, los óxidos de nitrógeno y las partículas totales en suspensión son los principales contaminantes en otros procesos industriales y calderas, respectivamente.

De esta forma, las emisiones provenientes de termoeléctricas y fundiciones son de importancia, debiendo estar continuamente en observación por un ente fiscalizador para cumplir con las normativas de calidad del aire vigentes en el país. Para esto, es importante contar con inventarios de emisiones que muestren los niveles de contaminación de los diferentes tipos de fuentes fijas con el objetivo de velar por la salud y bienestar de las personas y del medio ambiente.

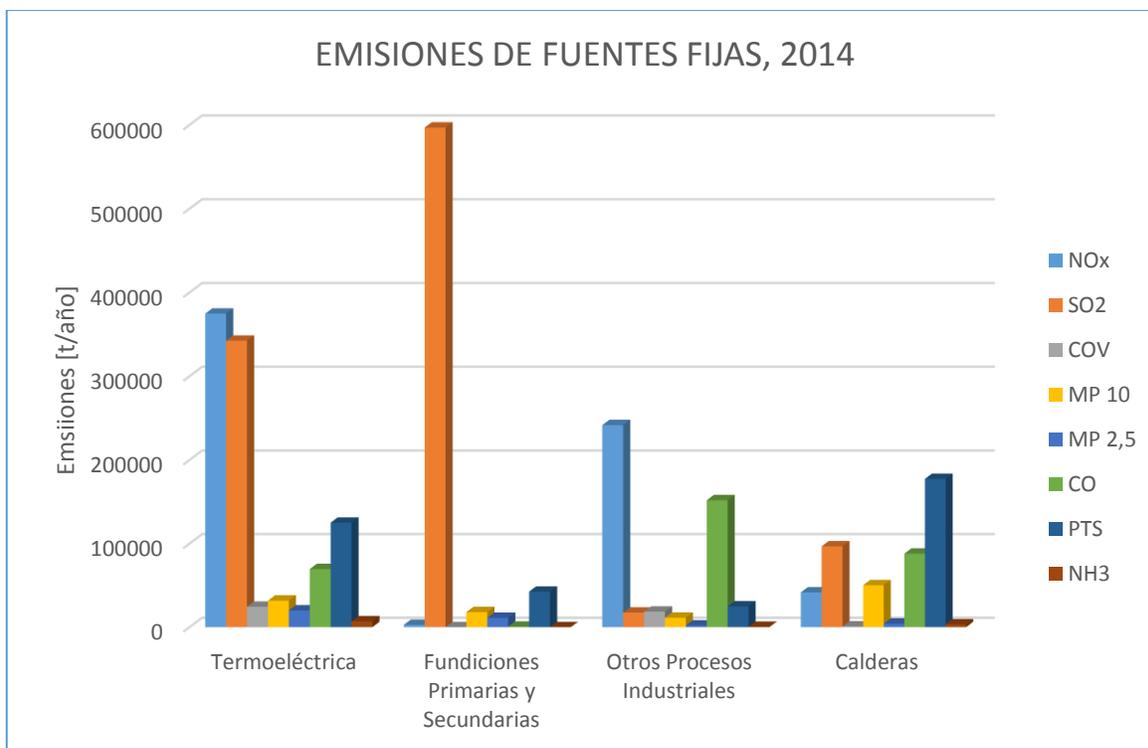


Gráfico 1: Emisiones totales provenientes de fuentes fijas durante el año 2014. Fuente: Elaboración propia en base a datos del Reporte 2005-2014 del RETC.

2.2 CONTAMINANTES ASOCIADOS A TERMOELÉCTRICAS

En términos simples, una termoeléctrica transforma la energía térmica, proveniente de la combustión de fuentes energéticas como carbón, petróleo o gas natural, en energía eléctrica. En primera instancia, la energía térmica liberada se utiliza para generar vapor a alta presión. El vapor se expande en la turbina, generando el movimiento de esta y del generador, ya que están unidos solidariamente a través de un eje. De esta forma, el generador produce finalmente energía eléctrica.

Así, los contaminantes emitidos por las termoeléctricas varían en composición y cantidad dependiendo del tipo de combustible utilizado para la generación de energía, el tipo y tamaño del equipo de combustión (caldera o turbina), condiciones operacionales, controles de abatimiento y la mantención de los equipos. Se mencionan los tres principales tipos de termoeléctricas y sus emisiones asociadas según el tipo de combustible. Si bien los tipos de contaminantes generados no varían en gran medida, los volúmenes emitidos por los diferentes tipos de termoeléctricas sí lo hacen.

2.2.1 TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN BITUMINOSO Y SUBBITUMINOSO

Como se mencionó, las emisiones dependen de una serie de factores que influyen en el proceso de transformación de energía. En el caso de la combustión de carbón bituminoso y subbituminoso, los contaminantes de mayor importancia, debido a sus volúmenes de generación, son SO_x , NO_x y MP .

Tabla 1: Tipos de contaminantes asociados a termoeléctricas a carbón bituminoso y sub-bituminoso (2).

Contaminante	Descripción
MP	Las emisiones de PM incluyen la ceniza proveniente de la combustión y el carbono no quemado resultante de una combustión incompleta.
SO_x	Cerca del 95% del S contenido en el carbón se emite como SO_x durante el proceso de combustión, constituido en gran parte por SO_2 , además de SO_3 y sulfatos gaseosos en mucha menor cantidad.
NO_x	La formación de NO_x resulta en parte de la oxidación del N unido al carbón. Está constituido principalmente por NO , con un pequeño porcentaje de NO_2 y N_2O .
CO	La tasa de emisión de CO depende de la eficiencia de oxidación del combustible. Controlando el proceso de combustión, las emisiones se pueden minimizar.
Compuestos Orgánicos	Las emisiones orgánicas incluyen compuesto orgánicos volátiles, semi-volátiles y condensables presentes en el carbón o formados debido a combustión incompleta.
Metales	Las tasas de emisión dependen de la concentración del metal en el carbón. Pueden incluir metales como Hg , As , Cd , Pb y Mn , entre otros.
Gases ácidos	Además de emisiones de SO_2 y NO_x , la combustión de carbón emite cloro y flúor, principalmente en forma de cloruro de hidrógeno (HCl) y fluoruro de hidrógeno (HF). Sin embargo, al ser solubles en agua, son fácilmente controlados por sistemas de depuración.
Gases de efecto invernadero	Durante la combustión se forma CO_2 , CH_4 y N_2O . La mayor parte del carbono contenido en el carbón se convierte en CO_2 , cerca del 99%, por lo que la formación de CO es mínima. Las tasas de emisión de CH_4 y N_2O son bajas respecto al CO_2 .

2.2.2 TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL

El gas natural está conformado principalmente por metano, aunque también contiene proporciones variables de nitrógeno, etano, dióxido de carbono, agua, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados. Sin embargo, su uso ha aumentado al ser un combustible más “limpio” en comparación al carbón y a los derivados del petróleo.

Tabla 2: Tipos de contaminantes asociados a termoeléctricas a gas natural (3).

Contaminante	Descripción
MP	Dado que el gas natural es un combustible gaseoso, sus emisiones de <i>MP</i> son bajas. El aumento de sus emisiones puede deberse a una mala mezcla aire-combustible o problemas de mantenimiento, dado que el <i>MP</i> generado suelen ser hidrocarburos de mayor peso molecular que no se queman por completo.
NO_x	La mayor formación de <i>NO_x</i> en la combustión del gas natural se produce en la zona de llama de alta temperatura cerca de los quemadores, dependiendo de la concentración de oxígeno, temperatura máxima y tiempo de exposición a dicha temperatura. Los niveles de <i>NO_x</i> aumentan a medida que estos factores aumentan.
SO_x	Generalmente las emisiones de <i>SO₂</i> provenientes de la combustión de gas natural son bajas si se trabaja con un gas procesado. Pueden aumentar debido a los odorantes agregados para detectar fugas debido a sus contenidos de azufre.
CO	Las tasas de formación de <i>CO</i> dependen de la eficiencia de la combustión del gas natural.
VOC	Su formación también depende de la eficiencia de la combustión. Se disminuye su generación si se promueven altas temperaturas de combustión, largos tiempos de residencia y una mezcla aire-combustible turbulenta.
Gases de efecto invernadero	Cerca del 99% del carbono contenido en el gas natural se convierte en <i>CO₂</i> , independiente del equipo de combustión utilizado. Además, se genera <i>CH₄</i> , <i>CO</i> y <i>VOC</i> , aunque son insignificantes comparados con la generación de <i>CO₂</i> .

2.2.3 TERMOELÉCTRICAS A PETRÓLEO

Existen dos grandes categorías de petróleos quemados en las fuentes de combustión: los destilados y los residuales. Se identifican por grados numéricos, siendo los n° 1 y n° 2 petróleos destilados, n° 5 y n° 6 residuales y los n° 4 destilados o una mezcla de ambos tipos.

Tabla 3: Tipos de contaminantes asociados a termoeléctricas a petróleo (4).

Contaminante	Descripción
MP	En general, las emisiones de <i>MP</i> dependen tanto de la eficiencia de combustión como del porcentaje de <i>S</i> del combustible.
SO_x	Las emisiones están conformadas, en promedio, por más de 95% de <i>SO₂</i> , de 1% a 5% de <i>SO₃</i> y de 1% a 3% de partículas de <i>S</i> . Además, no dependen del equipo de combustión, sino más bien del porcentaje de <i>S</i> presente en el combustible.
NO_x	Sobre el 95% de la composición de los <i>NO_x</i> es <i>NO</i> . La formación depende de cuatro factores: la temperatura máxima, concentración de nitrógeno en el combustible, concentración de oxígeno y del tiempo de exposición a la temperatura máxima.
CO	La presencia de <i>CO</i> en los gases de escape se debe principalmente a una combustión incompleta. Esta se puede deber a la baja disponibilidad de oxígeno, una mezcla aire-combustible pobre, baja temperatura de combustión y/o un bajo tiempo de residencia del gas de combustión.
Compuestos Orgánicos	Pocas cantidades de compuestos orgánicos son emitidos durante la combustión. La tasa de emisión depende, al igual que el <i>CO</i> , de la eficiencia de combustión.
Metales	La cantidad de metales emitidos depende de la temperatura de combustión, el mecanismo de alimentación de combustible y la composición del combustible.
Gases de efecto invernadero	Cerca del 99% del carbono en el combustible se convierte en <i>CO₂</i> . Además, se forma <i>CH₄</i> y <i>N₂O</i> , pero en cantidades mucho menores a las de <i>CO₂</i> .

2.3 CONTAMINANTES ASOCIADOS A FUNDICIONES

El objetivo de una fundición es tratar el concentrado de cobre para obtener cobre metálico con un alto grado de pureza, eliminando minerales como hierro, azufre y sílice, entre otros. Esto se realiza a través de tres etapas principales: Fusión, conversión y refinación.

En la fusión se producen dos fases líquidas: escoria y eje o mata rica en cobre (50 – 70% Cu), composición conocida como carga. La carga, debido a las diferentes reacciones de la fusión, está constituida principalmente por sulfuro de cobre (Cu_2S), sulfuro de hierro (FeS), azufre pirítico (S_2) y ganga que pasa a la escoria. Así, para aumentar la concentración de cobre, se inyectan fundentes y óxidos (aire enriquecido con oxígeno) durante el sub-proceso de soplado, los cuales generan la oxidación del azufre y del sulfuro de hierro, generando SO_2 gaseoso y FeO (escoria), respectivamente.

- Oxidación del azufre: $S_2 + 2O_2 \rightarrow 2SO_2$
- Oxidación del FeS : $2FeS + 3O_2 \rightarrow 2FeO + 2SO_2$

Además del SO_2 gaseoso, se generan otras emisiones en el proceso de fusión, compuestas por:

- **Gases y vapores:** N_2 , O_2 , SO_2 , CO_2 y CO .
- **Humos y material particulado:** Son líquidos o sólidos que tienden a aglomerarse. Las partículas más pequeñas son transportadas por los gases.
- **Material particulado:** Formado a partir del material sublimado que, luego de la baja de temperatura, se solidifica en los ductos del convertidor.

En la etapa de conversión, el eje tiene como principales componentes Cu , Fe y S . Además, contiene en menor medida impurezas metálicas como As , Pb , Zn , Bi , Ni y metales preciosos. Así, el objetivo de la conversión es eliminar estas impurezas para obtener cobre blíster (98,5 – 99,5% Cu). Esto se realiza a través del soplado a escoria y soplado a cobre, similares al soplado de fundición, eliminando el hierro y zinc a través de la escoria, mientras que, a través de los gases, conformados principalmente por SO_2 , el As , Hg , Pb , Cd , Sn y Bi son eliminados.

Finalmente, el objetivo de la refinación es eliminar el azufre aun remanente en el cobre blíster por medio de oxidación, generando nuevamente emisiones de SO_2 . Las reacciones de esta etapa generan poco calor, por lo que es necesario el uso de algún combustible. Así, se generan además emisiones asociadas al tipo de combustible utilizado, mayormente CO_2 y en menor medida CO .

Además de las emisiones de procesos, existen también emisiones fugitivas. Estas emisiones se generan durante el traspaso de material de un proceso a otro. Por ejemplo, durante la operación

de carga y vertido de material en los convertidores, se debe remover la campana primaria encargada de capturar los gases emitidos, generando emisiones fugitivas significativas.

De esta forma, las emisiones generadas por las fundiciones, a diferencia de las termoeléctricas, son generadas en su mayoría durante las reacciones químicas necesarias para la purificación del cobre, y en menor medida, por la quema de combustibles fósiles. Por lo tanto, las emisiones están compuestas principalmente por SO_2 y PM , además de concentraciones menores de metales como As y Hg , entre otros (5).

2.4 SISTEMAS DE ABATIMIENTO

La emisión de los contaminantes generados tiene diferentes efectos sobre el medio ambiente y la salud humana. La exposición a SO_x y NO_x puede dañar el sistema respiratorio humano y dificultar la respiración, especialmente en aquellos con problemas respiratorios como el asma. Además, ambos contaminantes contribuyen a la lluvia ácida, la que puede dañar ecosistemas sensibles como lagos y bosques. En el caso del PM , el tamaño de las partículas está directamente relacionado con el potencial para causar daño sobre la salud humana. Las partículas con un diámetro menor a 10 [μm] pueden depositarse en los pulmones, mientras que algunas incluso pueden llegar al torrente sanguíneo afectando el corazón. Además, estas emisiones son la principal causa de la reducción de visibilidad ambiental, y al igual que el SO_2 y NO_x , promueven la formación de lluvia ácida (6).

Es por esto que se han generado una serie de normas que buscan restringir las emisiones al aire de contaminantes, ayudando así a disminuir los efectos negativos sobre la salud humana y el medio ambiente. Como consecuencia, las fuentes generadoras se vieron en la obligación de implementar controles para cumplir con las normativas de emisión. Dependiendo del sistema de combustión y de los gases emitidos, los controles de abatimiento implementados varían. Así, se detallan los diferentes controles existentes para la reducción de los principales contaminantes emitidos.

2.4.1 MATERIAL PARTICULADO

A continuación, se realiza una breve descripción de las principales tecnologías utilizadas para el control de emisiones de material particulado.

- a. **Precipitador Electrostático:** Su funcionamiento consiste en ionizar las partículas sólidas presentes en los gases efluentes para luego atraerlas hacia unas placas metálicas con carga opuesta ubicadas en el precipitador. Son utilizados principalmente en termoeléctricas a carbón, petróleo y en las fundiciones de cobre, presentando eficiencias entre el 80 – 99,9% para partículas de 1 a 10 [μm].
- b. **Filtros de Tela:** Consiste en un conjunto de filtros por los cuales circulan los gases efluentes, quedando así atrapadas las partículas. Estos equipos se utilizan principalmente en termoeléctricas a carbón y petróleo, alcanzando eficiencias entre 95 – 99,95%, dependiendo del tipo de filtro.
- c. **Scrubber o Torre de Lavado de Gases:** El principio de funcionamiento se basa en la transferencia de las partículas contenidas en los gases hacia una solución líquida. Esto se logra a través de la circulación de los gases por una torre donde se rosea el líquido depurador, atrapando las partículas y depositándolas en el fondo de la torre. Se utilizan en termoeléctricas a carbón y petróleo, alcanzando eficiencias entre 90 – 95% para partículas mayores a 2 [μm].
- d. **Ciclones o Separadores Inerciales:** Utilizan la inercia para remover las partículas del gas. El gas es forzado a girar dentro del ciclón, el cual tiene forma cónica. La fuerza centrífuga generada lleva a las partículas más pesadas hacia la pared del ciclón, y a medida que el gas desciende dentro del equipo, el área transversal de este disminuye, lo cual genera un contraflujo ascendente. Con las partículas más grandes, la inercia vence la fuerza de arrastre, saliendo estas por el fondo del ciclón. Las partículas más pequeñas salen por la parte superior del ciclón arrastradas por el contraflujo. Se utilizan en termoeléctricas a carbón y petróleo, alcanzo eficiencias entre el 70 – 90% para partículas superiores a 90 [μm] (2).

2.4.2 ÓXIDOS DE AZUFRE

Los gases de combustión pueden ser tratados utilizando procesos de desulfuración húmedos, secos o semisecos. Los equipos utilizados son scrubbers o torres de lavado, utilizados principalmente en termoeléctricas a carbón y petróleo.

- a. **Sistema Húmedo:** Durante este proceso el gas se satura con agua y se agrega piedra caliza ($CaCO_3$) como reactivo con el fin de que reaccione con el SO_2 , formando yeso ($CaSO_4$). Se alcanzan eficiencias sobre el 90%.
- b. **Sistema Seco:** En este proceso se utiliza cal (CaO) como reactivo para transformar el SO_2 en sulfito de calcio ($CaSO_3$). Se alcanzan eficiencias del 80%.
- c. **Sistema Semiseco:** Se utiliza cal hidratada ($Ca(OH)_2$) como reactivo, generando sulfito de calcio como producto sólido (4).

En el caso de las fundiciones de cobre, las cuales emiten altas concentraciones de SO_2 en sus procesos, se utilizan plantas de ácido sulfúrico para el tratamiento de este contaminante. El ácido generado puede ser vendido a terceros o utilizado por la minera dueña de la fundición, por ejemplo, en el proceso de lixiviación.

2.4.3 ÓXIDOS DE NITRÓGENO

Los métodos de control de NO_x se pueden clasificar en controles de combustión y controles post-combustión. Los primeros promueven una menor formación de NO_x , mientras que los segundos se enfocan en el tratamiento de las emisiones ya generadas.

- a. **Controles de Combustión:** Reducen la formación del NO_x al actuar durante la combustión.
 1. Combustión con Bajo Exceso de Aire: Se reduce la cantidad de oxígeno disponible durante la combustión al mínimo necesario para que la combustión sea completa. De esta forma, al reducir el oxígeno, también se reduce la formación de NO_x .
 2. Quemadores Fuera de Servicio: Los quemadores inferiores operan en condiciones ricas en combustible, mientras que los quemadores superiores solo inyectan aire suficiente para una combustión completa.
 3. Quemadores Parciales (Biased burners): Los quemadores operan en condiciones ricas en combustible, mientras que los quemadores superiores lo hacen con un exceso de aire.
 4. Overfire Air (OFA): Se instalan boquillas de inyección de aire aparte de las utilizadas por los quemadores, mientras que estos últimos operan en condiciones

ricas en combustible. La reducción de NO_x se produce ya que se reduce la cantidad de aire en la zona de combustión.

5. Quemadores de Bajo NO_x : Estos quemadores controlan los perfiles estequiométricos y de temperatura. Pueden generar una zona de combustión reducida de oxígeno, una temperatura de llama menor y/o un tiempo de residencia a la temperatura máxima menor, todos métodos que reducen la formación de NO_x .
6. Reburn o Combustión Escalonada: Busca la descomposición de los NO_x formados al crear diferentes zonas en la caldera a través de la inyección escalonada de combustible y aire.

b. Controles de Post-Combustión:

1. Reducción Catalítica Selectiva (SCR): Se inyecta amoníaco (NH_3) o urea a los gases de escape en presencia de un catalizador para reducir el NO_x a nitrógeno y agua. Los catalizadores pueden ser zeolita, carbón activado, óxidos de metales pesados u óxidos de hierro, alcanzado eficiencias entre 75 – 86%.
2. Reducción Catalítica No Selectiva (SNCR): A diferencia de la reducción selectiva, en estos catalizadores solo se inyecta amoníaco (NH_3) o urea, reaccionando con el NO_x para generar nitrógeno y agua. Las eficiencias alcanzadas son menores, en un rango del 25 al 40% (7).

2.5 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.5.1 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL

Las combinaciones de combustibles utilizados para la generación eléctrica en el mundo han sufrido grandes cambios a través de los años. Si bien el carbón sigue siendo el combustible más utilizado, la composición de la matriz energética mundial ha variado. A partir de las alzas en los precios del petróleo a finales de los setenta, otros combustibles han visto aumento en su uso para la generación eléctrica como el gas natural y la energía nuclear. Más aún, ante la preocupación medioambiental por las emanaciones de gases de efecto invernadero, el consumo de gas natural aumentó por su menor emanación de dióxido de carbono en comparación al petróleo y carbón por kilowatt hora generado.

Al 2015, el carbón era la mayor fuente de energía utilizada para la generación eléctrica, seguido del gas natural, energías renovables, energía nuclear y el petróleo. Sin embargo, las proyecciones a largo plazo para el gas natural, energía nuclear y fuentes de energía renovable para la generación eléctrica continúan mejorando.

Se proyecta que la generación mundial de electricidad incremente en un 45% entre el año 2015 y el año 2040, teniendo una importante participación los países no pertenecientes a la OCDE. Las fuentes de energías renovables no hidroeléctricas son las que presentan un mayor crecimiento anual (2,9%), esperando incluso que al año 2040 superen la generación proveniente del uso del carbón. El 2012 proveían el 5% de la generación total de electricidad, proyectando una participación del 14% para el 2040, y siendo la energía eólica la de mayor aporte. En contraparte, el carbón proyecta un aumento anual de solo el 0,8%, razón por la cual se espera que al 2040 sea superado por las energías renovables. Su disminución se puede ver acrecentada con la implementación de políticas nacionales o acuerdos internacionales que busquen la restricción del uso de este combustible fósil para la generación eléctrica con el fin del disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La generación eléctrica proveniente de la energía nuclear tendrá un crecimiento promedio anual del 0,05%, proyectando 3,7 trillones de kWh en el 2040 provenientes de esta fuente de energía. Si bien se proyecta un crecimiento, la oposición de poblaciones locales evita una mayor expansión de la energía nuclear en el mundo, a pesar de la preocupación sobre la seguridad energética y las emisiones de gases de efecto invernadero. La mayor parte de la expansión proyectada corresponde a países no pertenecientes a la OCDE, liderada por la adición de 111 [GW] de capacidad nuclear en China entre el 2015 y 2040 (8).

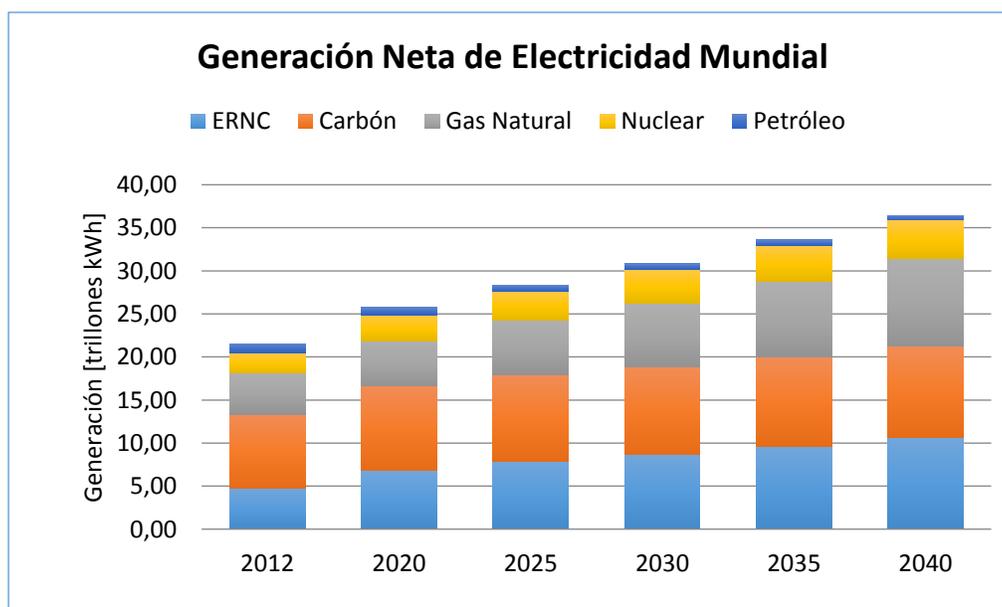


Gráfico 2: Generación neta de electricidad mundial por combustible (trillones de kilovatios hora). Fuente: U.S. Energy Information Administration.

2.5.2 MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHILE 2015

Al año 2015, según datos obtenidos de la CNE, existían 132 termoeléctricas a nivel nacional, de las cuales 19 pertenecen al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), 91 al Sistema Interconectado Central (SIC) y las restantes 22 centrales se distribuyen en los sistemas menores. Una central termoeléctrica puede estar constituida por más de una unidad de generación. Teniendo claro lo anterior, las 132 termoeléctricas están conformadas por un total de 263 unidades de generación, con una potencia bruta total de 21.218 [MW].

Durante el mismo año, el SING poseía una potencia de generación de 4.336 [MW], de los cuales el 89% corresponde a centrales termoeléctricas. De esta forma, queda claro que la principal fuente de generación eléctrica en el SING son las termoeléctricas. Por su parte, de los 16.692 [MW] de potencia de generación del SIC, el 49% corresponde a centrales termoeléctricas y el 39% a hidroeléctricas. Si bien las termoeléctricas siguen siendo las mayores fuentes de generación, las hidroeléctricas tienen una gran participación debido a las mejores condiciones hidrológicas en la zona centro y sur del país. A pesar de ser valores marginales respecto a los del SING y SIC, los Sistemas Medianos son abastecidos principalmente por termoeléctricas e hidroeléctricas, quienes en conjunto suman el 98% de los 202 [MW] de potencia instalada, mientras que la diferencia proviene de 2 centrales eólicas ubicadas en Coyhaique y Punta Arenas.

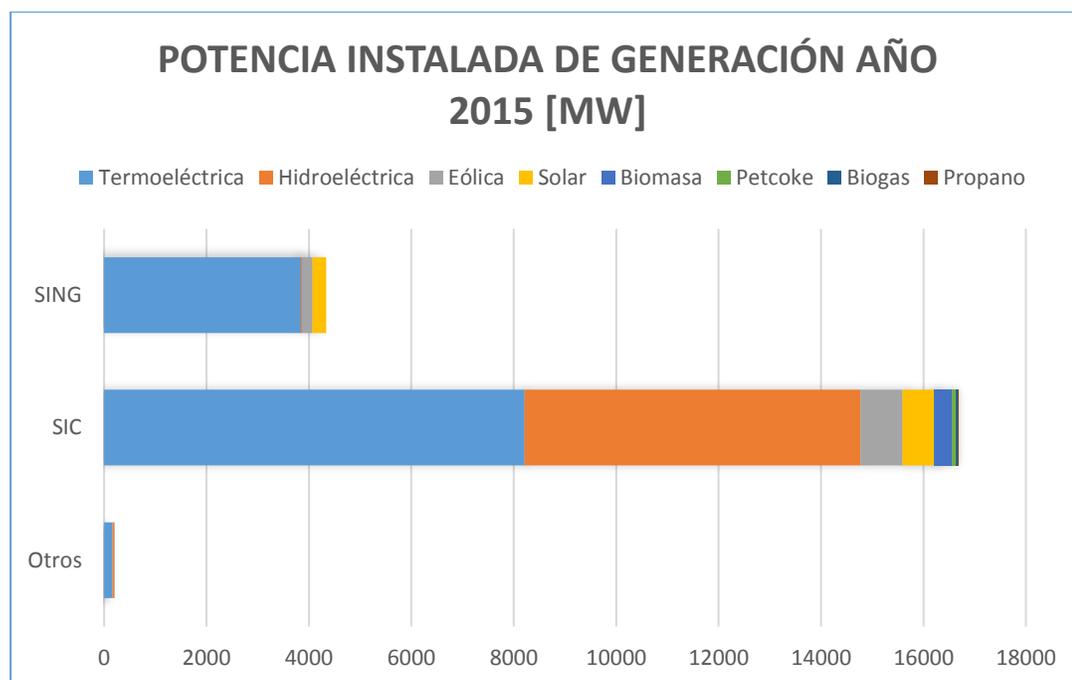


Gráfico 3: Potencia instalada de generación por sistemas al año 2015. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

Por otra parte, los combustibles utilizados juegan un rol importante en los tipos y cantidades de emisiones generadas. La matriz de generación eléctrica para termoeléctricas, a nivel nacional, está constituida principalmente por 3 combustibles: gas natural, carbón y petróleo diésel. Respecto a los sistemas interconectados, en el SING predomina la generación en base a carbón y gas natural, alcanzando en conjunto más del 92% de la capacidad instalada en dicho sistema. En el SIC la matriz varía, siendo el gas natural y el petróleo diésel los principales combustibles utilizados. Esto confirma la dependencia a la importación de combustibles fósiles, como el carbón importado principalmente desde Colombia, Estados Unidos y Australia, el gas natural importado desde Argentina y Noruega y el petróleo diésel traído principalmente desde Estados Unidos, orígenes principales durante el año 2015 (9).

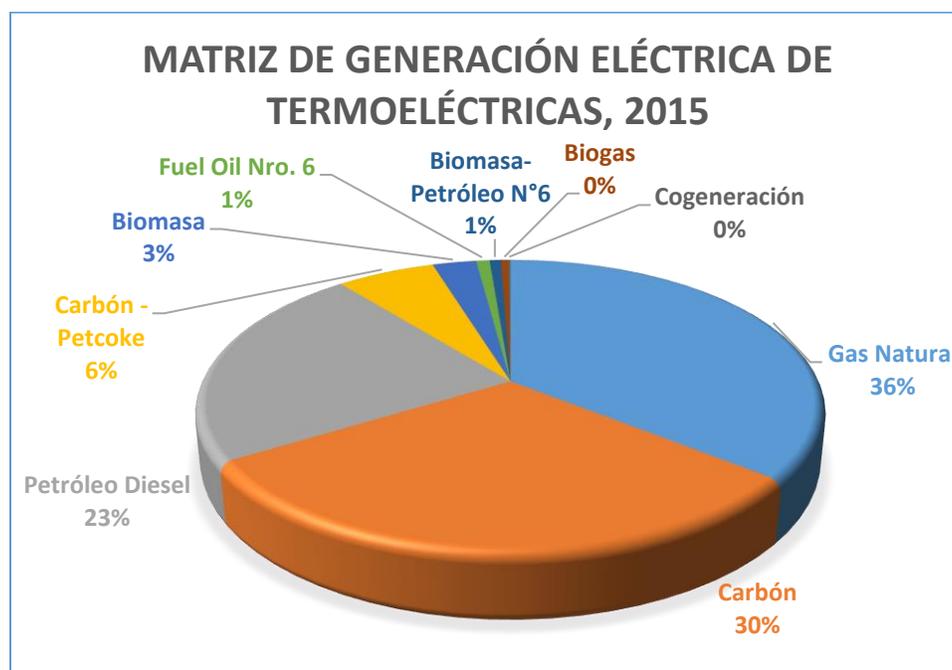


Gráfico 4: Matriz de generación eléctrica de termoeléctricas año 2015. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

Dentro de las ERNC, las principales son la eólica y solar, con un total de 1.029 [MW] y 884 [MW], respectivamente. Cabe señalar que las centrales hidráulicas de pasada consideradas como convencionales, son aquellas con una capacidad instalada mayor a 20 [MW], en caso contrario, caen dentro de la clasificación de ERNC. Esta distinción aplica solo en Chile, ya que, en China, por ejemplo, el límite es de 30 [MW], mientras que a nivel mundial el límite común es de 10 [MW]. Este límite no se relaciona a ningún cumplimiento normativo, sino que se fundamenta solo en el impacto, ambiental o social, que conlleva la central. Así, las mini centrales se asocian a un menor impacto ambiental respecto a las centrales de mayor potencia instalada. Si bien el

porcentaje de participación de las ERNC sigue siendo bajo, ha tenido una alta tasa de crecimiento, más aun teniendo en cuenta los más de 1.000 [MW] instalados en el sistema durante el 2014, llevando al crecimiento del 13% observado durante el año 2015. Es así como a pesar de los mayores costos de inversión, intermitencia de operación y bajos factores de planta asociados a centrales ERNC, éstas se han ido abriendo paso en el mercado eléctrico nacional, estimuladas también por las políticas ambientales que impulsan el desarrollo de energías limpias y sustentables, para así encontrar un equilibrio entre el medio ambiente y la generación eléctrica, disminuyendo las emisiones GEI y abasteciendo la creciente demanda energética del país.

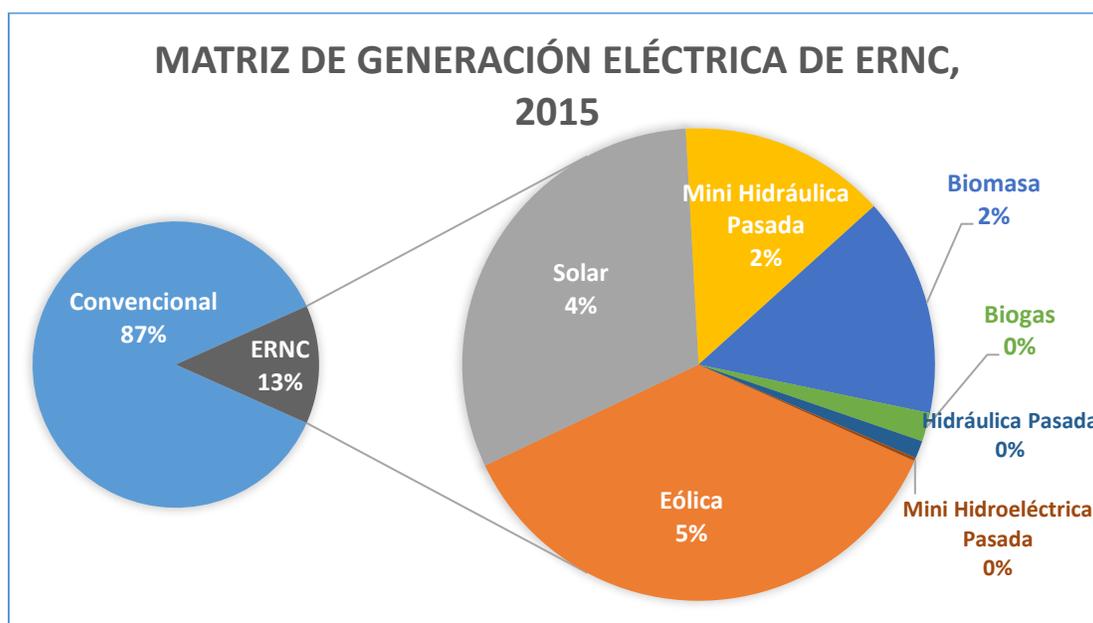


Gráfico 5: Matriz de generación eléctrica de ERNC al 2015. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE

2.5.3 EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE

La matriz de generación eléctrica, si bien aún en gran medida está conformada por tipos de energía convencionales, como el carbón y petróleo, ha demostrado una inclusión, lenta pero creciente, de ERNC, predominando en estas la energía solar y eólica. El aumento de este tipo de fuentes se debe a las diversas reformas impuestas por los gobiernos de turno fomentando la inclusión de fuentes de energías limpias y amigables con el medio ambiente, disminuyendo emisiones de gases de efecto invernadero.

Desde el 2004, con la promulgación de la Ley 19.940, más conocida como Ley Corta I, comenzaron los incentivos para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, transformando así gradualmente la matriz de generación eléctrica nacional. Sin embargo, la Ley Corta I no fue la única medida enfocada en las ERNC. A continuación, se detallan las reformas promulgadas a la fecha:

- **Ley 19.940 (Ley Corta I):** Establece que las fuentes de ERNC cuyas generaciones sean igual o inferior a 20 [MW], estarán exentas del pago total o de una fracción de los peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal (10).
- **Ley 20.018 (Ley Corta II):** Esta ley indica que los propietarios de fuentes de ERNC tienen el derecho de suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados (11).
- **Ley 20.257 (Ley ERNC):** Esta ley establece que cada empresa eléctrica, cuya capacidad instalada sea mayor a 200 [MW], que haga retiros de energía del sistema para comercializarla con distribuidores o clientes finales, deberá acreditar una inyección al sistema del 10% de sus retiros proveniente de fuentes de ERNC (12).
- **Ley 20.698 (Ley 20/25):** Modifica la Ley 20.257, incrementado la obligación de la inyección proveniente de fuentes de ERNC del 10% a un 20%, a cumplirse progresivamente hasta el año 2025 (13).

De esta forma, los incentivos para el desarrollo de energías renovables no convencionales han demostrado cumplir con su principal objetivo: aumentar su participación dentro de la matriz de generación eléctrica. En el año 2010, solo el 2,7% del total de los 15.588,91 [MW] de potencia instalada de generación provenía de fuentes ERNC, mientras que a Junio del 2017 ese porcentaje aumentó al 17,1% , de un total de 23.673,3 [MW] de potencia instalada. Esta tendencia claramente va en aumento. Solo en el primer semestre del 2017 se superó el mayor registro de incremento anual de potencia instalada respecto al año anterior proveniente de fuentes ERNC, pasando de una potencia de 3.104,16 [MW] a 4.058,51 [MW], lo que se traduce en un aumento semestral del 30,7%.



Gráfico 6: Evolución de la potencia instalada en Chile desde el 2010 a junio de 2017. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

Respecto a la generación bruta nacional, según datos de la CNE, el 2010 se generó un total de 52.672,78 [GWh], incluyendo los sistemas medianos de Magallanes, Los Lagos y Aysén. Las tres principales fuentes de energía fueron el carbón (27,4%), hidráulica de embalse (20%) e hidráulica de pasada (16,4%). Si bien ha quedado demostrado que existe un mayor incentivo para el desarrollo de ERNC, la intermitencia y bajos factores de planta de estos tipos de fuentes, especialmente la solar y eólica, debido a la inherente varibialidad de los recursos de generación como lo son en este caso el viento y el sol, obligan a un respaldo energético otorgado principalmente por los combustibles fósiles. Es por esto, que aunque las ERNC vean un aumento en su participación dentro de la matriz de generación eléctrica, las fuentes como el carbón y el gas natural también lo verán. Del 2010 al 2016, el carbón aumentó su porcentaje de participación en la generación eléctrica del 27,4% al 43,3% de un total de 73.871,08 [GWh] generados en el 2016. Durante el mismo período, la energía eólica aumentó desde un 0,6% a un 3,1%, mientras que la solar pasó de no existir a aportar el 3,5% de la generación bruta total a nivel nacional.

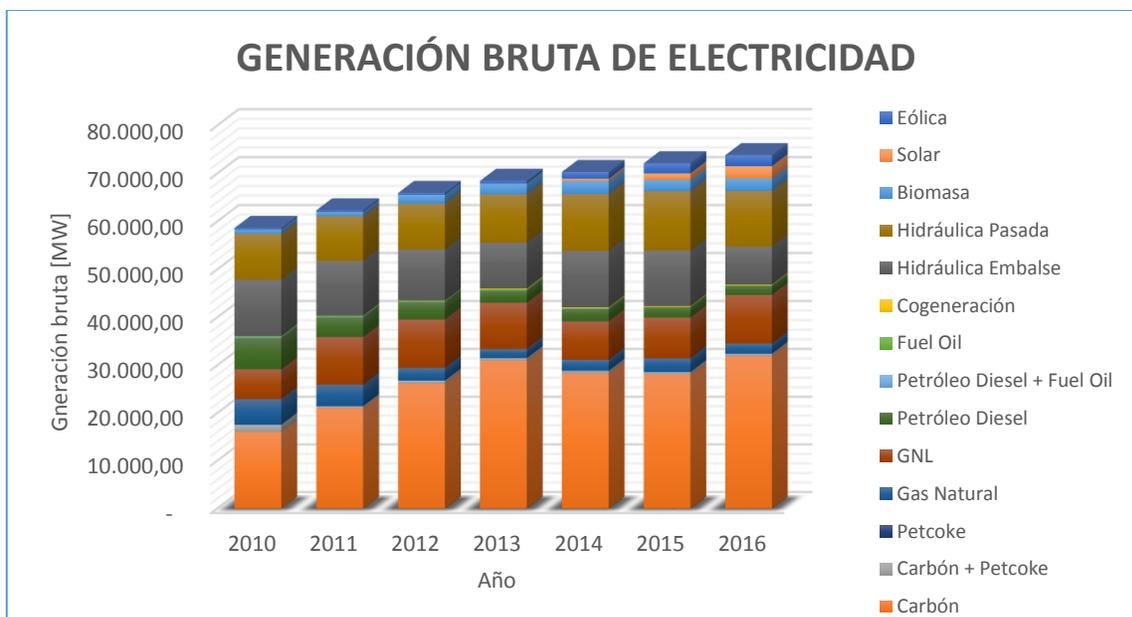


Gráfico 7: Generación bruta de electricidad durante el año 2010 y 2016 por tipo de fuente. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

Dentro de los proyectos de generación en el SING y SIC desde octubre del 2017 hasta el año 2024, destaca que aproximadamente un tercio de la potencia de generación a instalar provendrá de fuentes ERNC, siendo la energía solar fotovoltaica la de mayor incidencia, seguida de la eólica y termosolar, aportando en conjunto más de 500 [MW] de capacidad instalada. Por su parte, dentro de las fuentes convencionales destacan la hidráulica de pasada, carbón y diesel/gas, quienes aportarán más de 1.600 [MW] para la generación eléctrica.

El Ministerio de Energía presentó en Septiembre de 2015 la “Hoja de Ruta 2050”. Considera que al 2050 al menos un 70% de la matriz eléctrica debe provenir de energías renovables, principalmente solar y eólica, pero sin descartar la integración de otras energías como la geotérmica, oceánica y biomasa. Todo esto con la convicción de implementar nuevas políticas que aseguren un desarrollo que compatibilice a su vez con el área medioambiental y social, y no en perjuicio de estos (14).

2.6 FUNDICIONES A NIVEL NACIONAL

A nivel nacional existen 7 fundiciones en operación, de las cuales 5 son estatales y 2 privadas. El grupo de las estatales está conformado por 4 fundiciones pertenecientes a CODELCO, estas son Chuquicamata, Potrerillos, Ventanas y Caletones, además de una propiedad de ENAMI, la planta Hernán Videla Lira, de Paipote. Por otro lado, se tiene la planta privada Chagres que pertenece a Angloamerican y el Complejo Metalúrgico Altonorte propiedad de Glencore.

En cuanto a las tecnologías utilizadas en las fundiciones chilenas, se tiene lo siguiente:

- **Chuquicamata:** Opera con 2 Hornos de Reverbero, 4 Convertidores Peirce-Smith y precipitadores electrostáticos.
- **Altonorte:** Opera con un Reactor Noranda, 4 Convertidores Peirce-Smith, 2 precipitadores electrostáticos, 1 planta de ácido de simple contacto y 1 PAS de doble contacto.
- **Potrerosillos:** Opera con 1 Convertidor Teniente, 3 Convertidores Peirce-Smith, 4 precipitadores electrostáticos y 1 PAS de simple contacto.
- **Hernán Videla Lira:** Opera con 1 Reactor Teniente, 2 Convertidores Peirce-Smith y 2 PAS de simple contacto.
- **Ventanas:** Opera con 2 Convertidor Teniente, 3 Convertidores Peirce-Smith y 1 PAS de doble contacto y absorción.
- **Chagres:** Opera con 1 Horno Flash, 4 Convertidores Peirce-Smith y 1 PAS de doble contacto.
- **Caletones:** Opera con 2 Convertidores Teniente, 5 Convertidores Peirce-Smith y 2 PAS de simple contacto (15).

La normativa para fundiciones de cobre y fuentes emisoras de arsénico promulgada en diciembre de 2013, el *D. S. N° 28* del MMA, establece un 95% de captación de emisiones, centrada en la reducción de emisiones de SO_2 , *MP* y *As*. Sin embargo, su entrada en vigencia es de tres años para fundiciones que cuenten con PAS de doble contacto y de cinco años para las de simple contacto. De esta forma, solo Altonorte y Chagres deben cumplir a partir del 2016, mientras que las demás a partir del 2018.

Así, las fundiciones se vieron en la obligación de estudiar nuevas alternativas tecnológicas para cumplir con la normativa, teniendo como referencia soluciones implementadas en países como China y Japón, donde la captación de gases alcanza un 98% y 99%, respectivamente. Sin embargo, la implementación de tecnologías para cumplir con la normativa implica altas inversiones, las cuales, dado el escenario de desinversión observado en los últimos años en esta área, dificultan la tarea.

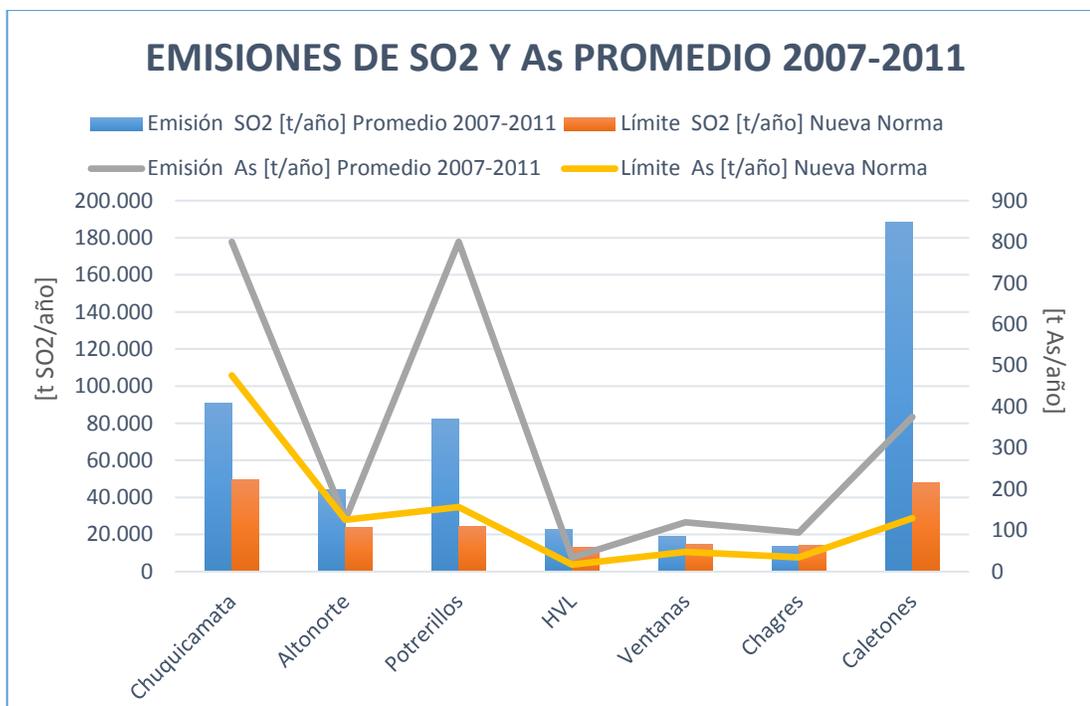


Gráfico 8: Emisiones de SO₂ y As en fundiciones de cobre junto a límites de nueva normativa. Fuente: Elaboración propia en base a Fundiciones de cobre en Chile. SONAMI 2015.

Al realizar una comparación entre el promedio de emisiones de SO₂ y As entre los años 2007 – 2011 con los límites máximos de la nueva normativa, se observa que respecto al SO₂, la fundición Caletontes es la que presenta una mayor brecha entre sus emisiones y los límites máximos, seguida en menor medida por las fundiciones Potrerillos y Chuquicamata. La principal causa de las altas emisiones de la fundición Caletontes se debe “fundamentalmente por la falta de conexión del CP4 [Convertidor Peirce-Smith] al sistema de Manejo de Gases Primarios, de disponer de dos PAS [plantas de ácido sulfúrico] de simple contacto y por la condición general de su sistema de gases, con deficiencias para la operación de los CT [convertidores Teniente]” (15).

Respecto a las emisiones de As, la fundición Potrerillos prácticamente quintuplica los límites máximos permitidos, siendo esta la mayor diferencia entre emisiones generadas y nuevos límites.

2.7 ESTIMACIÓN DE CONTAMINANTES

Las emisiones al aire pueden darse en una fuente a través de diferentes focos. Así, dependiendo del tamaño de la instalación, la naturaleza y el número de procesos, y el equipo de control de emisiones instalado, el proceso de estimación de emisiones puede ser simple o complejo. Al preparar un inventario de emisiones, se debe considerar los tipos de emisiones que se informarán, la disponibilidad de datos y el costo de implementar un método de estimación

apropiado a la fuente generadora. De esta forma, los principales factores a considerar para seleccionar un tipo de método de estimación son los siguientes:

- Disponibilidad de datos de calidad necesarios para desarrollar estimaciones de emisiones.
- Practicidad del método para la categoría de fuente específica.
- Uso final previsto del inventario.
- Prioridad de categoría de fuente.
- Tiempo disponible para preparar el inventario.
- Recursos disponibles en términos de personal y financiación.

Especificado lo anterior, el método de estimación de emisiones utilizado en una nación depende de los factores ya mencionados, realizando así un análisis de costos versus la calidad de los resultados requerida. Los métodos existentes y utilizados a nivel mundial son los siguientes:

1. **Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS):** Mide y registra las emisiones reales durante el período de tiempo en que el monitor está funcionando y los datos producidos se pueden usar para estimar las emisiones para diferentes períodos de operación. Los CEMS se usan generalmente para medir las concentraciones de gas de chimenea de NO_x , CO_2 , CO , SO_2 e hidrocarburos totales (THC). Además, se pueden instalar permanentemente en una fuente para generar datos las 24 horas del día o se pueden usar para controlar las emisiones durante un período de prueba de fuente definido.
2. **Prueba de Fuente:** Es un método común para estimar las emisiones del proceso. Son mediciones de emisiones a corto plazo tomadas en una chimenea o ventilación. Típicamente, una prueba de fuente utiliza dos instrumentos: uno para recolectar el contaminante en la corriente de emisión y otro para medir la tasa de flujo de la corriente de emisión. La diferencia esencial entre una prueba de fuente y los CEMS es la duración del tiempo durante el cual se realizan las mediciones. Una prueba de fuente se lleva a cabo durante un período de tiempo limitado y finito, mientras que los CEMS son continuos. Los datos de las pruebas de fuente se deben utilizar para fines de estimación de emisiones solo si los datos se obtuvieron en condiciones que son representativas o están relacionadas con las condiciones de operación que normalmente se encuentran en la fuente en cuestión.
3. **Balance de Materiales:** Determina las emisiones al conocer la cantidad de un determinado material que ingresa en un proceso, la cantidad que abandona el proceso por todas las rutas y la cantidad enviada como parte del producto en sí. El método más simple de balance de

materiales es suponer que todo el solvente consumido por un proceso de origen se evaporará durante el proceso. El método de balance de materiales se puede usar cuando los datos de prueba de origen, los factores de emisión u otros métodos desarrollados no están disponibles. Es más apropiado para usar en casos donde se pueden hacer mediciones precisas de todos los parámetros del proceso excepto el componente de emisión de aire.

4. **Factores de Emisión:** Los factores de emisión permiten el desarrollo de estimaciones generalizadas de emisiones típicas de categorías de fuentes o fuentes individuales dentro de una categoría. Son utilizados ampliamente en los inventarios de fuentes puntuales, estiman la velocidad a la que un contaminante se libera a la atmósfera como resultado de alguna actividad del proceso. Si se conoce el factor de emisión y el nivel de actividad correspondiente a un proceso, se puede estimar las emisiones. El uso de factores de emisión es sencillo cuando la relación entre los datos del proceso y las emisiones es directa y relativamente sencilla. Si bien las emisiones calculadas utilizando los factores de emisión pueden diferir de las emisiones reales para una instalación específica, los factores de emisión proporcionan una estimación razonable de las emisiones contaminantes en toda una categoría de fuente. Debido a que los factores de emisión son típicamente promedios obtenidos de datos con amplios rangos y grados variables de precisión, las emisiones calculadas de esta manera para una fuente determinada probablemente indiquen emisiones más altas que las reales para algunas fuentes y menores que las reales para otras.

Los factores de emisión se encuentran clasificados según su confiabilidad en un rango que va desde la A hasta la E, donde A considera el más confiable para un tipo dado de fuente, el cual probablemente se basa en mediciones en la fuente, mientras que E representan una menor confiabilidad del factor asociado al tipo de fuente.

5. **Modelos de Emisión:** Pueden usarse para estimar emisiones en casos donde el enfoque de cálculo es oneroso, o en casos donde se ha identificado una combinación de parámetros que afectan las emisiones, pero, individualmente, no proporcionan una correlación directa. Los modelos de emisión pueden basarse en valores medidos o empíricos. El modelo de computadora puede basarse en ecuaciones teóricas que han sido calibradas usando datos reales, o pueden ser puramente empíricas, en cuyo caso las ecuaciones se basan generalmente en correlaciones estadísticas con variables independientes.
6. **Juicio de Ingeniería:** Es una opción final para estimar las emisiones, aunque se considera el método menos deseable, siendo una estimación de emisión basada en información y suposiciones disponibles (16).

2.7.1 SITUACIÓN INTERNACIONAL

En el mundo existen diferentes agencias enfocadas en la protección ambiental y de las personas. Dos principales ejemplos son la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos y la Agencia Europea del Medio Ambiente (EEA, por sus siglas en inglés) de la Unión Europea. Ambas agencias gastan recursos investigando y dando información sólida respecto a diferentes áreas medioambientales como el aire, agua y tierra, promoviendo y protegiendo así un ambiente fuerte, limpio y sustentable.

Respecto al aire como medio receptor, las agencias han establecido diferentes métodos para estimar las emisiones de contaminantes. Si bien el método a implementar depende de las regulaciones y normativas de cada país, las agencias aportan a la creación de inventarios de emisiones a través de la entrega de documentos que recopilan factores de emisión para diferentes contaminantes atmosféricos provenientes de diferentes sectores económicos como energía, industria y transporte, diferenciados en dos grandes categorías: fuentes fijas y fuentes móviles.

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos es una agencia del gobierno encargada de la protección del medio ambiente y la salud humana. Abarca diferentes áreas medio ambientales como agua, suelo y aire. En cuanto a este último medio receptor, esta institución ha publicado desde 1972 el *AP – 42: Recopilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos*. Contiene factores de emisión de fuentes fijas y procesa información para más de 200 categorías de contaminantes de aire, las cuales corresponden a sectores industriales específicos o grupos de similares emisiones. La quinta edición del *AP – 42* fue publicada en enero de 1995, la cual ha ido teniendo actualizaciones de factores de emisión en diferentes categorías. Además, publicó el documento “Métodos Preferidos y Alternativos para la Estimación de Emisiones al Aire desde Calderas”, destacando el sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS), monitoreo predictivo de emisiones (PEM), muestreo de chimenea, análisis de combustible y factores de emisión (17).

Por su parte, la Agencia Europea del Medio Ambiente, perteneciente a la Unión Europea. Es un “organismo cuya labor es la entrega de información sólida e independiente sobre el medio ambiente. Es la fuente principal de información para los responsables del desarrollo, la aprobación, la ejecución y la evaluación de las políticas medioambientales” (18). Abarca cuatro grandes temas ambientales: El aire y clima, naturaleza, sostenibilidad y bienestar y sectores económicos. Respecto al aire y clima, cuenta con un inventario de factores de emisión recopilados desde diferentes fuentes, entre ellas la EPA, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) y el Programa Europeo de Monitoreo y Seguimiento (EMEP). En algunos casos, los factores de emisión son desarrollados específicamente para y por países pertenecientes a la Unión

Europea, generando así factores que entregan mayor confiabilidad a los resultados obtenidos para la estimación de emisiones utilizando este método.

De esta forma, dependiendo de las regulaciones rigentes en cada país, el método de estimación varía. Sin embargo, con el fin de mejorar la confiabilidad de los datos y conociendo la importancia de la generación de inventarios de emisiones, los países desarrollan regulaciones que obliguen a los diferentes sectores productivos a implementar, dentro de lo posible, los mejores métodos de estimación.

2.7.2 SITUACIÓN NACIONAL

A nivel nacional, el MMA es el organismo encargado de la aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental. Como sub-organismos tiene a la SMA y al SEA (19).

La SMA tiene por objetivo velar por el cumplimiento de la normativa ambiental rigente a través de diferentes programas de fiscalización, teniendo la “autoridad de fiscalizar Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), Normas de Calidad y Emisión, Planes de Prevención y/o Descontaminación, Planes de Manejo de la Ley N° 19.300 y otros que la ley establezca [...]” (20). Por su parte, el SEA tiene como función “tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), cuya gestión se basa en la evaluación ambiental de proyectos ajustada a lo establecido en la norma vigente, fomentando y facilitando la participación ciudadana en la evaluación de proyectos” (21).

Estos organismos crearon diferentes plataformas para hacer de dominio público la información ambiental, impulsados por la Ley de Transparencia (Ley 20.285). Así, se puede recurrir a plataformas de información ambiental como el Sistema de Información Ambiental (SINIA), Sistema de Información Legal, Expedientes Electrónicos – Planes y Normas, Sistema Integral de Gestión de Calidad del Aire y el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC).

Respecto a la generación del inventario nacional de emisiones, en Chile se implementó bajo el nombre de RETC. “Es un catálogo o base de datos que contiene información sobre las emisiones y transferencias al medio ambiente de sustancias químicas potencialmente dañinas. [...] incluye información sobre la naturaleza y cantidad de emisiones y transferencias” (22). Este registro cubre emisiones al aire, agua y los residuos peligrosos transportados para su tratamiento o disposición final. Al igual que en otros países, la recolección de información proviene de las normas y regulaciones vigentes en el país para los diferentes sectores productivos.

El 2009, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), actualmente MMA, publicó el documento “Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas de

Fuentes Fijas y Móviles en el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes” con el fin de detallar las metodologías utilizadas para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles. Respecto a la estimación de emisiones fuentes fijas, la guía establece dos formas de estimación:

- “Si la fuente está sometida a una obligación legal de realizar muestres puntuales periódicos o continuos, ya sea como parte del cumplimiento de una norma de emisión, exigencia de una resolución de calificación ambiental o plan de descontaminación, se utilizan los resultados del muestreo (*kg/hr* de emisión) y los niveles de operación declarados (hrs. y días) para estimar las emisiones anuales.
- Si la fuente no está sometida a una obligación legal de realizar muestreos, para algunos de los contaminantes considerados en el *D.S. MINSAL 138/2005* y en su Circular, se utilizan factores de emisión basados en la literatura internacional (principalmente *AP – 42* de EPA), y los niveles de operación declarados, para estimar emisiones anuales” (1).

En primera instancia, las termoeléctricas y fundiciones estaban obligadas a declarar sus emisiones anuales según el *D.S. MINSAL N° 138/2005*. Sin embargo, la metodología de cálculo de emisiones para este tipo de fuentes cambió debido a la publicación de normas de emisión. La primera fue promulgada el 2011 y rige para las termoeléctricas, mientras que la segunda rige para las fundiciones primarias de cobre y fuentes emisoras de arsénico, promulgada el 2013. Establecen que las fuentes emisoras deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones. De esta forma, la metodología de estimación utilizada para termoeléctricas y fundiciones recae en la recopilación de información mediante el sistema de monitoreo continuo y los niveles de operación anual. Sin embargo, actualmente esta información recopilada no es la que se publica en el RETC.

2.7.3 NORMATIVA

De acuerdo a las *Ley 19.300*, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, es deber del Estado generar normas de emisión con el objetivo de prevenir riesgos a la salud de las personas, la calidad de vida y al medio ambiente. Es bajo este contexto, que en el año 2011 se publicó el *D.S. N° 13* del MMA que establece una norma de emisión para las centrales termoeléctricas. Además, el mismo organismo promulgó el año 2013 el *D.S. N° 28*, el cual establece una norma de emisión para fundiciones primarias de cobre y fuentes emisoras de arsénico. Así, ambos decretos buscan normar

las emisiones de estos dos tipos de fuentes puntuales a fin de proteger la salud humana y el medio ambiente.

2.7.3.1 TERMOELÉCTRICAS

El MMA creó el D.S.13, con título “Estable Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas”, el cual fue publicado en el Diario Oficial el 23 de junio de 2011. Esta norma tiene por objetivo “controlar las emisiones al aire de: Material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y mercurio (Hg) a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente”.

En cuanto a su alcance, esta normativa rige para “unidades de generación eléctrica, conformadas por turbinas y calderas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW_t (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible)”. Quedan excluidas aquellas turbinas y calderas que participan en procesos de cogeneración. El cumplimiento de los límites máximos de emisión se realizará a través de la medición en el efluente de la fuente generadora (23).

Tabla 4: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes [mg/Nm³]. Fuente D.S. 13 MMA.

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	<i>n. a.</i>	<i>n. a.</i>	50

Tabla 5: Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas [mg/Nm³]. Fuente D.S. 13 MMA.

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	<i>n. a.</i>	<i>n. a.</i>	50

Respecto al tiempo dado para el cumplimiento de los valores límites de emisiones, todas las fuentes, existentes y nuevas, ya deben estar cumpliendo con los límites dados en las tablas. Esto debido a que las fuentes emisoras existentes contaban, desde la fecha de publicación del decreto, con 4 años en zonas declaradas latentes o saturadas por MP, SO₂ o NO_x y 5 años en aquellas zonas que no se consideran como latentes o saturadas. Por su parte, las centrales nuevas debían cumplir con los valores máximos desde la entrada en vigencia del decreto. La fiscalización y control del cumplimiento del decreto corresponde a la SMA.

Las fuentes emisoras deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para: Material particulado (*MP*), dióxido de azufre (*SO₂*), óxidos de nitrógeno (*NO_x*) y de otros parámetros de interés. En base a este monitoreo, las fuentes emisoras deberán presentar un reporte a la SMA que considere, entre los principales puntos, la siguiente información:

- a. “Parámetros:
 - Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en unidades: *ppm, mg/Nm³* corregido por oxígeno y normalizado, y en *mg/MWh*.
 - Partículas: Concentración de promedios horarios expresado en unidades: *mg/Nm³* corregido por oxígeno y normalizado, y en *mg/MWh*.
 - Oxígeno en % y humedad en % *H₂O*.
 - Flujo de gases de salida en *Nm³/h*.
 - Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
 - Concentración de dióxido de carbono (*CO₂*) en % y *ton/MWh*.
- b. Horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.
- c. Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.
- d. Listado de las chimeneas y su localización en coordenadas UTM, datum *WGS – 84*, huso 19 o 18, según corresponda, la altura y diámetro interna, velocidad y temperatura a la salida de los gases.

2.7.3.2 FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

El Ministerio del Medio Ambiente además creó el *D.S. N° 28* con título “Establece Norma de Emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico”, el cual fue publicado en el Diario Oficial el 12 de diciembre de 2013. Esta norma tiene por objetivo “proteger la salud de las personas y el medio ambiente en todo el territorio nacional. Como resultado de su aplicación se reducirán las emisiones al aire de material particulado (*MP*), dióxido de azufre (*SO₂*), arsénico (*As*) y mercurio (*Hg*)”.

Al generar emisiones al aire no solo por chimeneas, sino que también en forma fugitiva, la norma establece límites de emisiones para ambos procesos. Las emisiones fugitivas son de “gran importancia, ya que los procesos de fusión y conversión, cuando corresponden a procesos abiertos y discontinuos, que es el caso general, emiten la mayor proporción de contaminantes” (24).

En el caso de captura y fijación de *SO₂* para fuentes existentes, se evaluaron tres escenarios (95%, 96% y 97%), seleccionando el escenario de 95% por “presentar la mayor eficiencia y costo

efectividad en las reducciones logradas” (24). Esto aplica a las fundiciones Hernán Videla Lira, Ventanas, Chagres, Potrerillos, Caletones y Chuquicamata, dado que las fundiciones Chagres y Altonorte fueron sometidas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), donde “se constató que ambas cuentan con exigencias ambientales que limitan sus emisiones de SO_2 a niveles menores que los resultantes de aplicar la normativa” (24). Mismos escenarios se evaluaron para el caso del As.

En cuanto a los plazos de cumplimiento de la normativa, estos serán variables respecto del tipo de adecuación que las fuentes deben implementar para cumplir con los límites de emisión. Siguiendo con esto, las fuentes existentes consideran las fundiciones Altonorte, Potrerillos, Caletones, Chagres, Chuquicamata, Hernán Videla Lira y Ventanas. Por su parte, las fuentes emisoras nuevas son aquellas que hayan obtenido su resolución de calificación ambiental posterior a la publicación de la norma. En cuanto a las fuentes emisoras existentes, deben cumplir los siguientes plazos:

- a. 5 años a contar de la fecha de publicación de la norma en el Diario Oficial si la fuente emisora no cuenta con una planta de ácido de doble contacto.
- b. 3 años a contar de la fecha de publicación de la norma en el Diario Oficial si la fuente emisora cuenta con al menos una planta de ácido de doble contacto.

Tabla 6: Límites máximos de emisión de SO_2 y As para fuentes existentes. Fuente: D.S. 28 MMA.

Fuente Emisora	SO_2 (ton/año)	As (ton/año)
Altonorte	24.000	126
Caletones	47.680	130
Chagres	14.400	35
Chuquicamata	49.700	476
Hernán Videla Lira	12.880	17
Potreriillos	24.400	157
Ventanas	14.650	48

Respecto a los límites de emisión en chimenea, las plantas de ácido deben emitir una concentración de SO_2 menor o igual a 600 [ppm]. Este valor límite se verifica mediante la concentración promedio horaria durante cada hora de operación.

Al igual que en el D.S. N° 13, el control y fiscalización de esta normativa recae en la SMA. Además, las fuentes emisoras deberán implementar un sistema de monitoreo continuo como metodología de medición en chimenea, para así verificar los límites máximos de emisión. Estos

datos deben estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente y con la SEREMI del Medio Ambiente que corresponda. Asimismo, los titulares de las fuentes emisoras deberán enviar un informe mensual que den cuenta del cumplimiento de la norma y un informe anual consolidado, los cuales deben contener, entre algunos puntos, lo siguiente:

- a. Medición en chimenea para cada contaminante de cada proceso regulado.
- b. Porcentaje de captura y fijación de SO_2 y As en base mensual y anual.
- c. Base de datos de las emisiones horarias de SO_2 expresadas en ppm, de cada planta de ácido.
- d. Emisiones de Hg medido en la o las chimeneas de las plantas de ácido y emisiones de MP dentro del límite del sistema de las fuentes existentes, en base mensual y anual.
- e. Tipo y consumo mensual de todos los combustibles fósiles utilizados dentro del límite del sistema” (24).

De esta forma, según la normativa vigente en el país, tanto las fundiciones como las termoeléctricas deben entregar información proveniente de sistemas de monitoreo continuo para la estimación de sus emisiones.

3 METODOLOGÍA

En este capítulo, se describen los diferentes pasos a realizar para cumplir con los objetivos del trabajo. A modo macro, se genera un inventario de emisiones propio, el cual se valida mediante la comparación de datos declarados por el RETC y datos entregados por la SMA según el *D.S. 13/2011* y *D.S. 28/2013*.

Debido a que se cuenta con datos de diversas fuentes de información, se indican los diferentes métodos utilizados para la obtención y análisis de resultados. En general, la metodología a utilizar para la generación del inventario se basa en factores de emisión y consumo de combustibles de las diferentes unidades de generación. Sin embargo, debido al gran universo de fuentes fijas en estudio, se define un criterio para focalizar el análisis en un universo más acotado y representativo. De esta forma, se centran los recursos para generar resultados que sean de alta representatividad y fácil entendimiento, para así ser comparados con los resultados generados al procesar la información proveniente de la SMA como así también con los datos publicados por el RETC.

3.1 DEFINICIÓN FUENTES EN ESTUDIO

Existe un gran rango de tamaños de centrales termoeléctricas, diferenciadas según sus potencias instaladas, tecnologías y tipos de combustibles utilizados para la generación, entre otras características. Las de mayor tamaño se encuentran entre la segunda y octava región, dejando en las zonas más extremas del país un mayor número de centrales de baja potencia, principalmente conformadas por unidades como motores y turbinas diésel. Con el objetivo de reducir el universo de centrales enfocándose en aquellas que aportan la mayor parte de las emisiones a nivel nacional, se utiliza el mismo criterio aplicado en el *D.S. 13/2011* del MMA, donde solo aplican aquellas centrales termoeléctricas, con turbinas o calderas, cuya suma de las potencias de todas sus unidades de generación sea igual o mayor a 50 [MW_t]. Sin embargo, se valida esta reducción de centrales en estudio analizando sus aportes a las emisiones totales, verificando si efectivamente son marginales o no las emisiones de centrales de menor potencia instalada.

Para esto, debe quedar claro que la normativa se refiere a mega vatios térmicos (MW_t) y no eléctricos (MW_e), por lo cual, en primera instancia, se deben convertir los mega vatios eléctricos que declaran las centrales generadoras como potencia instalada a mega vatios térmicos. De esta forma, en caso de que las emisiones generadas por termoeléctricas menores a 50 [MW_t] sean despreciables, el estudio se centrará en aquellas centrales cuyas emisiones representen la mayor parte de las emisiones totales en el país. Además, al definir el universo de centrales cuyas potencias

sean mayores a 50 [MWt] según datos recolectados de fuentes públicas, se podrá comparar el resultado con el universo de centrales entregado por la SMA.

Por otro lado, debido a que el universo de las fundiciones a nivel nacional es acotado, no se realiza ninguna restricción para el estudio de estas fuentes de emisión.

3.2 TIPOS DE COMBUSTIBLES

Como se presentó anteriormente, existen diferentes tipos de centrales termoeléctricas, diferenciadas principalmente por los diversos combustibles utilizados. Sin embargo, en la *Ilustración 4*, acerca de la matriz de generación eléctrica, se aprecia que esta se conforma principalmente por 3 combustibles: Gas natural, carbón y petróleo diésel, abarcando en conjunto el 89% de participación dentro de la matriz energética.

Debido a lo anterior, y para seguir con la directriz utilizada en el *D.S. 13/2011*, se generan estimaciones de emisiones para las centrales que utilizan estos tres tipos de combustibles como fuentes de generación.

Respecto a las fundiciones, debido a que sus emisiones se deben principalmente a los procesos realizados para la refinación de cobre, y dado que no se cuenta con registro de los consumos de combustibles, las estimaciones se realizan respecto a las toneladas de cobre procesado.

3.3 CONTAMINANTES Y FACTORES DE EMISIÓN

La base de datos entregada por la SMA no contiene todas las centrales a nivel nacional, sino que, como se mencionó, la norma aplica solo a las centrales con una potencia mayor a 50 [MW_t]. Así, no se cuenta con información sobre las emisiones generadas por las centrales de menor tamaño. Sin embargo, sí se cuenta con información del consumo de combustible de las unidades de generación, la cual fue solicitada a la CNE, por lo cual es posible realizar una estimación de las centrales menores a través de factores de emisión. Estos factores poseen la característica de estimar emisiones bajo dos formas: la primera, al conocer la generación bruta de electricidad, y la segunda, al conocer el consumo de combustible de la unidad generadora. Dado que se cuenta con el consumo de combustible de las unidades generadoras de los sistemas medianos, es posible realizar una estimación de sus emisiones mediante factores de emisión. De esta forma, se podrán comparar los niveles de emisión de las centrales cuya potencia sea mayor a 50 [MW_t] con los niveles provenientes de centrales de menor potencia, verificando si realmente sus emisiones son despreciables o no.

Los factores de emisión utilizados para la estimación de las fuentes de baja potencia instalada, como turbinas a gas y motores a diésel, provienen del *AP 42, Quinta Edición, Volumen I, Capítulo 3: Fuentes Estacionarias de Combustión Interna*, documento perteneciente a la EPA.

Debido a que no se cuenta con la información de tecnologías de abatimiento específicas del universo total de fuentes, se asumirán factores de emisión sin control, al igual que los indicados en la guía metodológica publicada por el RETC. De esta forma, se estimarán emisiones atmosféricas de *MP, MP10, MP2,5; NO_x, SO_x, CO, CO₂, NH₃, Hg y As* a través de factores de emisión ya establecidos por la EPA. A continuación, se presentan los factores de emisión para turbinas a gas natural a utilizar para la estimación de emisiones. La totalidad de los factores de emisión se presenta en los anexos debido a su extensión.

Tabla 7: Factores de emisión en t/m³ de GN para turbinas a gas natural.

Contaminante	Turbinas a Gas Natural	
	FE [t/m ³ de GN]	Clasificación FE
NO_x	4,48x10 ⁻⁶	B
SO_x	9,60x10 ⁻⁹	B
MP	1,22x10 ⁻⁷	C
MP10	1,22x10 ⁻⁷	C
MP2,5	1,34x10 ⁻⁶	C
CO	1,34x10 ⁻⁶	A
CO₂	1,92x10 ⁻⁴	A
NH₃	2,70x10 ⁻¹¹	C
TOC	1,76x10 ⁻⁷	D
VOC	8,80x10 ⁻⁸	D
As	3,20x10 ⁻¹²	-
Hg	4,16x10 ⁻¹⁴	-
Pb	8,00x10 ⁻¹²	-

Como se mencionó anteriormente, las emisiones generadas por las fundiciones tienen su origen en los diferentes procesos necesarios para la refinación del cobre, y en menor medida, por la quema de combustibles. De esta forma, los factores de emisión para este tipo de fuente se relacionan directamente con las toneladas de concentrado de cobre tratadas. Además, se definen los

factores de emisión dependiendo de los equipos utilizados en los diferentes procesos de la fundición. A continuación, se presentan los factores utilizados en el proceso de fusión según los equipos operativos.

Tabla 8: Factores de emisión para el proceso de fundición según los equipos utilizados en las diferentes fundiciones.

Fundición	Fusión						
	Equipo	FE SOx [kg/t]	Clasif. FE	FE MP [kg/t]	Clasif. FE	FE Pb [kg/t]	Clasif. FE
Altonorte	Convertidor Noranda	300	B	18	B	0,036	C
Chuquicamata	Horno Flash	410	B	70	B	0,036	C
Potrerrillos	Convertidor Teniente	300	B	18	B	0,036	C
Hernán Videla Lira	Convertidor Teniente	300	B	18	B	0,036	C
Chagres	Horno Flash	410	B	70	B	0,036	C
Ventanas	Convertidor Teniente	300	B	18	B	0,036	C
Caletones	Convertidor Teniente	300	B	18	B	0,036	C

Además de las emisiones de proceso, se estiman las emisiones fugitivas. Los factores de emisión se presentan a continuación.

Tabla 9: Factores utilizados para estimación de emisiones fugitivas.

Proceso	EF SOx [kg/t]	EF MP [kg/t]
Secado	0,5	1,3
Fusión	2	0,2
Conversión	65	2,2
Refinación	0,05	0,25

3.4 BASE DE DATOS

Para cumplir con los objetivos del estudio, se trabajó paralelamente en dos labores. La primera contempló la recopilación de información de dominio público (páginas web) para la creación de una base de datos que contiene las termoeléctricas a nivel nacional de los diferentes sistemas, tanto del SING, SIC y Sistemas Medianos. Los datos fueron recolectados desde diferentes fuentes, principalmente desde la CNE y los centros de despacho económico de carga de los diferentes sistemas. En la base de datos, se especifica información de las centrales generadoras

como sus unidades de generación, potencia instalada en megavatios eléctricos, consumo específico y anual de combustible, coordenadas UTM, propietario, clasificación (convencional o ERNC) y tipo de combustible.

La segunda labor contempló la solicitud de información, a través de la Ley de Transparencia, de los *D.S. 13/2011* y *D.S. 28/2013* a la SMA. En la respuesta recibida, hacen notar que los datos son obtenidos y reportados por los titulares de las termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre, por lo que dicha información no fue procesada, analizada o verificada de ninguna forma por parte de la SMA. Así, cualquier error, inexactitud u omisión en los datos no corresponde a una falta del servicio público, según declaran.

La respuesta contenía dos partes. La primera correspondiente a las termoeléctricas y la segunda a las fundiciones primarias de cobre. Respecto a las termoeléctricas, se entregó una base de datos en la cual se especifica, entre algunos datos relevantes, lo siguiente para cada central:

1. Nombre de la central.
2. Ubicación UTM (Este, Norte).
3. Nombre unidad de generación.
4. Fecha de medición.
5. Potencia bruta generada [*MWh*].
6. Concentración CO_2 en [*t/MWh*].
7. Concentración NO_x , SO_2 y *MP* en [*mg/MWh*].
8. Tipo de combustible.

Respecto a las fundiciones, se recibieron documentos que indican las concentraciones de SO_2 en *ppm* de las plantas de ácido sulfúrico instaladas en cada fundición. Cada documento corresponde a un día en específico y con intervalos de medición de 5 [s] o 60 [s]. Sin embargo, solo se recibieron datos medidos a partir del 2016. Además, los documentos varían entre sí respecto a la información total que contienen. Por ejemplo, existen documentos que muestran un rango limitado de horas de operación solo para una PAS, y no para cada una de las existentes.

De esta forma, al procesar la información recolectada es posible generar inventarios de emisiones para los contaminantes de cada fuente. La base de datos creada contiene información de 266 unidades de generación eléctrica y de las 7 fundiciones existentes. La información recolectada corresponde al año 2015, esto debido a que los datos más recientes publicados por el RETC pertenecen a dicho año. Por su parte, la base de datos entregada por la SMA contiene información de 81 unidades de generación y de las plantas de ácido de cada fundición.

3.4.1 ACONDICIONAMIENTO BASE DE DATOS

Como se mencionó, la potencia instalada corresponde a megavatios eléctricos (MW_e). Sin embargo, el *D.S.N° 13* regula aquellas termoeléctricas con potencias térmicas mayores a 50 [MW_t]. De esta forma, es necesaria la transformación de megavatios eléctricos a megavatios térmicos para realizar una comparación contra los datos entregados por SMA, principalmente para determinar aquellas centrales mayores a 50 [MW_t]. Esta conversión se realiza a través de la siguiente relación:

$$Potencia\ Instalada\ [MW_t] = PCS * Potencia\ Instalada\ [MW_e] * CEC \quad (1)$$

Donde:

- PCS : Poder Calorífico Superior [kWh/x]
- CEC : Consumo Específico de Combustible [x/kWh]

En la relación anterior, x hace referencia a las diferentes unidades con las cuales pueden ser declarados los consumos específicos y poderes caloríficos, ya que dependen de la naturaleza del combustible. El cálculo de la potencia térmica es necesario para poder comparar las emisiones del universo de centrales con potencias mayores a 50 [MW_t] respecto a las de menor potencia. Así, se podrá validar la reducción de centrales en estudio, desestimando aquellas que representan cantidades de emisiones marginales.

Por otro lado, para determinar las emisiones de cada central según los datos entregados por la SMA, es necesario cruzar información. Se cuenta con las emisiones medidas en [g/kWh] y con la potencia generada medida en [MWh]. De esta forma, se pueden establecer las emisiones según la siguiente ecuación:

$$E_i = \sum_{j=0}^{j=8760} TE_{i,j} * PG_j$$

Donde:

- E_i : Emisiones en [g] del contaminante i .
- TE_j : Tasa de emisión en [g/kWh] del contaminante i a la hora j .
- PG_j : Potencia generada en [kWh] a la hora j .

Así, se generan resultados mediante el cálculo de emisiones a través de factores de emisión, y por otro, a través del procesamiento de la información entregada por la SMA. Sin embargo, de las 81 unidades, solo 52 poseen datos en su totalidad, por lo cual se realiza el análisis de este número de unidades.

Para las termoeléctricas, los resultados obtenidos a través de factores de emisión se comparan con los resultados obtenidos a través del procesamiento de la información entregada por la SMA y con los datos publicados por el RETC. Para las fundiciones, debido a que la SMA entregó solo las mediciones de concentraciones de SO_2 en *ppm* asociadas a las PAS y no información para calcular las emisiones totales en toneladas por año, los resultados obtenidos a través de factores de emisión se comparan con los datos publicados por el RETC. Además, se verifica si las PAS cumplen con la normativa vigente de emitir emisiones con concentraciones de SO_2 menores o iguales a 600 [*ppm*]. Previo a la comparación, se aplican las eficiencias de abatimiento informadas por la SMA además de algunas encontradas en el dominio público.

4 RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los principales resultados de la estimación de emisiones de contaminantes de centrales termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre en Chile durante el año 2015. Por motivos de extensión del documento, se muestran los resultados de los contaminantes más importantes para cada fuente. En el caso de las termoeléctricas, se muestran los resultados para PM , SO_x y NO_x ; mientras que, para las fundiciones, los resultados para SO_2 y As .

Los resultados se presentan de la siguiente manera:

- Resultados y análisis de las emisiones totales provenientes de los grupos de unidades con potencias térmicas mayores y menores a 50 [MW_t] con el fin de validar o no la reducción de centrales en estudio.
- Mapa de Chile donde se observa la distribución geográfica de las centrales según sus potencias térmicas.
- Distribución de las emisiones totales por región para termoeléctricas y fundiciones.
- Distribución mensual de las emisiones totales para termoeléctricas.
- Resultados de las 3 centrales termoeléctricas con mayores emisiones totales, mostrando su variación temporal, tanto mensual como horaria, al procesar datos entregados por la SMA.
- Variación temporal de las concentraciones de SO_2 medidas en los efluentes de las plantas de ácido sulfúrico, según datos entregados por la SMA

Las comparaciones a realizar con los resultados generados son las siguientes:

- Emisiones obtenidas al procesar base de datos entregada por la SMA según el *D.S. N° 13/2011* y *D.S. N° 28/2013* del MMA.
- Emisiones publicadas por el RETC según el *D.S. N° 138/2005* del MINSAL.

4.2 ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

La base de datos inicial contiene 266 unidades de generación, las que conforman un total de 123 centrales termoeléctricas. Las 2 regiones que cuentan con un mayor número de centrales de generación son las 2 regiones del extremo sur del país, tal como se observa en la *tabla 10*. Sin embargo, al analizar las potencias de cada unidad, se observa que estas regiones cuentan con equipos de baja potencia, como motores y turbinas diésel, por lo cual, al analizar los aportes de sus emisiones, se tomará la decisión de agregarlas o no dentro del estudio.

Tabla 10: Unidades de generación eléctrica por región ordenadas de mayor a menor. Fuente: Generación propia.

Región	Unidades de Generación [u]
Magallanes y de la Antártica Chilena	39
De los Lagos	36
Valparaíso	34
Antofagasta	34
De Aysén	33
Del Biobío	24
Atacama	18
Tarapacá	12
General Bernardo O'Higgins	9
Coquimbo	6
De la Araucanía	5
Del Maule	5
De los Ríos	4
Metropolitana	4
Arica y Parinacota	3

Por otro lado, las regiones de Valparaíso, Antofagasta y del Biobío, cuentan con un número similar de centrales, pero al contrario de las del extremo sur, estas regiones cuentan con centrales de gran potencia. Las centrales a carbón cuentan con potencias eléctricas desde 75 a 370 [MW_e], mientras que las centrales a gas natural desde potencias menores a 1 hasta 399 [MW_e]. Este rango de potencias depende de las turbinas utilizadas para la generación eléctrica, al igual que en el caso de centrales a petróleo diésel, donde se utilizan turbinas y motores con rangos de potencias menores a 1 hasta 153 [MW_e]. De esta forma, como es lógico de suponer, un mayor número de centrales no implica necesariamente una mayor potencia instalada por región, dado que esta depende del tipo de unidad.

Al calcular las potencias térmicas para cada unidad de generación, sumarlas por cada región y ordenarlas de mayor a menor, se obtiene el *Gráfico 9*. Se observa que las potencias térmicas y eléctricas siguen un patrón decreciente similar. Sin embargo, la región de Antofagasta cuenta con una potencia térmica menor que la región de Valparaíso, pero con una potencia eléctrica mayor. Esto se explica ya que la segunda región cuenta con centrales de mejor eficiencia. En promedio, la eficiencia de las centrales de la segunda región es del 27,8%, mientras que en la quinta región la eficiencia promedio es del 23,8%.

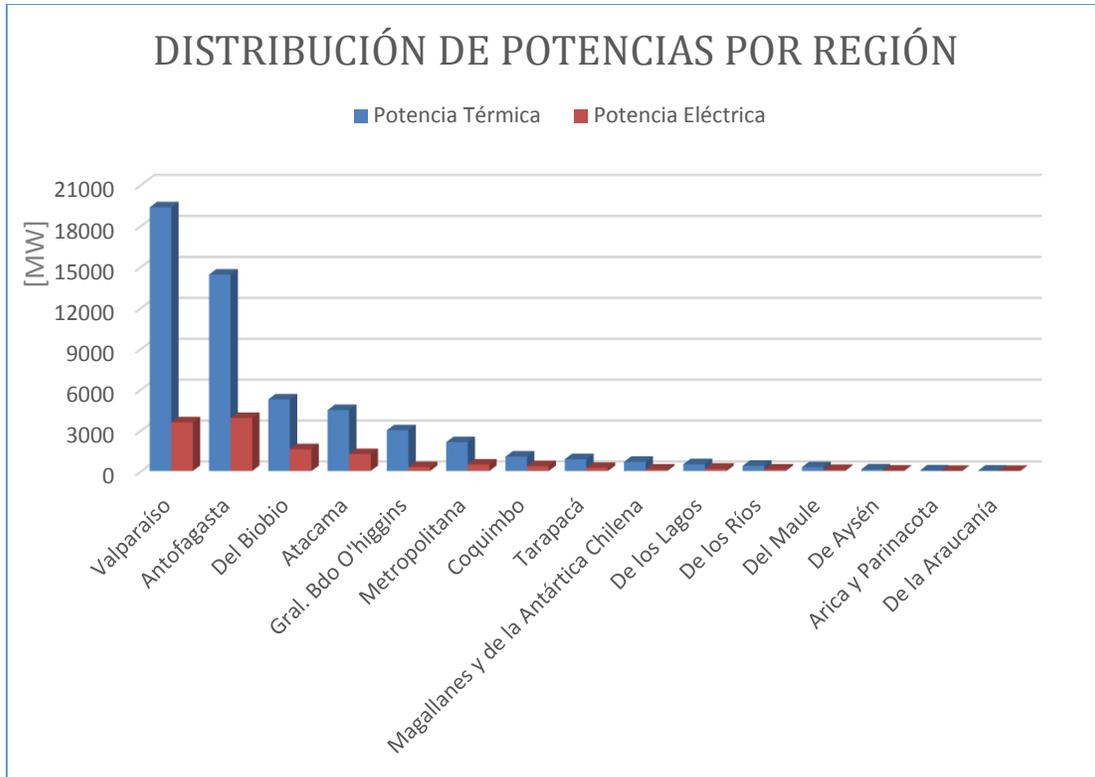


Gráfico 9: Distribución de potencias, térmicas y eléctricas, por región durante el año 2015.

De las 266 unidades de generación, 122 cuentan con una potencia térmica mayor a 50 $[MW_t]$. Debido a que una central termoeléctrica puede estar constituida por más de una unidad de generación, las 122 unidades conforman un total de 53 centrales.

En el D.S. 13/2011 del MMA se entiende por unidad de generación a turbinas y calderas, dejando fuera de la normativa a centrales conformadas por motores. Sin embargo, en esta etapa del estudio se consideran este tipo de unidades a fin de ver su aporte en el inventario total de emisiones. Además, debido a que los límites máximos de emisión se verifican en los efluentes de la fuente emisora, la cual puede estar compuesta por más de una unidad de generación, se consideran también aquellas unidades que no superen los 50 $[MW_t]$ pero que pertenecen a una central con unidades de generación cuyas potencias térmicas superen este límite. Por ejemplo, la central Esperanza ubicada en la VI región, cuenta con una unidad con potencia térmica de 95,3 $[MW_t]$ y dos unidades con potencias de 5,9 $[MW_t]$ y 5,3 $[MW_t]$. Así, la central se considera conformada por las 3 unidades, a pesar de existir dos con potencias menores a 50 $[MW_t]$.

Finalmente, se tienen 80 centrales con potencia a térmica menor a 50 $[MW_t]$, las que equivalen a 144 unidades de generación, mientras que son 53 las centrales con potencia térmica mayor a 50 $[MW_t]$, las que equivalen a 122 unidades de generación.

Tabla 11: Número de centrales y unidades de generación en estudio con potencias térmicas mayores y menores a 50 [MW_t].

Centrales con $P < 50$ [MW _t]	Unidades con $P < 50$ [MW _t]	Centrales con $P > 50$ [MW _t]	Centrales con $P > 50$ [MW _t]
80	144	53	122

4.2.1 ESTIMACIÓN DE EMISIONES SEGÚN GRUPO DE CLASIFICACIÓN

Para un análisis simplificado de los resultados, aquellas unidades de generación con potencias térmicas menores a 50 [MW_t] se clasifican como unidades tipo 1 o UT1, mientras que aquellas con una potencia mayor, como unidades tipo 2 o UT2. Planteado lo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados para la estimación de emisiones:

Tabla 12: Emisiones totales estimadas por contaminante para el 2015 según grupo de clasificación.

Contaminante	Emisiones UT1 [t]	Emisiones UT2 [t]	Participación UT1 [%]	Participación UT2 [%]	Total Emisiones [t]
NOx	6.300	136.421	4%	96%	142.722
SOx	318.170	1.202.642	21%	79%	1.520.812
MP	184	419.543	0%	100%	419.727
MP10	0	96.578	0%	100%	96.578
MP2,5	0	71.429	0%	100%	71.429
CO2	304.571	32.643.038	1%	99%	32.947.610
CO	1.443	7.717	16%	84%	9.161
NH3	0	9.020	0%	100%	9.020
TOC	185	659	22%	78%	844
VOC	0	462	0%	100%	462
As	0	2	0%	100%	2
Hg	0	1	0%	100%	1
Pb	0	2	0%	100%	2

De esta forma, es claro que la mayor parte de las emisiones proviene de aquellas unidades de generación con una potencia térmica mayor a 50 [MW_t], siendo marginal el aporte de las unidades con una menor potencia. Esto se debe a que las unidades menores están compuestas por motores y turbinas diésel de baja potencia, además de presentar consumos de combustibles relativamente bajos respecto a las demás unidades. La mayoría de las unidades de baja potencia pertenecen a los sistemas medianos del SEA, SEM y Los Lagos, ubicadas en el extremo sur del país.

Por lo tanto, debido a los resultados obtenidos, y como se planteó en la metodología, el estudio continúa solo con el análisis de las emisiones provenientes de unidades de generación con potencias térmicas mayores a 50 [MW_t], las cuales representan en gran medida las cantidades de contaminantes emitidas.

4.2.2 GEOLOCALIZACIÓN DE FUENTES DE EMISIÓN

Al contar con las coordenadas de las unidades de generación, se realiza un mapa con la distribución geográfica de las unidades a nivel nacional. Como se menciona en el punto anterior, las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Bío Bío son las que presentan una mayor potencia instalada, lo cual se condice el mapa de las unidades de generación, donde en las tres regiones mencionadas se observa un gran volumen de unidades de generación, siendo entonces los principales centros de generación eléctrica. Sin embargo, en la *tabla 10* se señala que las 2 regiones del extremo sur son las que presentación mayor volumen de unidades, lo cual no se observa en el mapa generado. Esto se debe a que dichas unidades están compuestas por motores y turbinas de baja potencia, las que en su mayoría se ubican dentro de una misma instalación. Así, existe una superposición de símbolos de aquellas unidades ubicadas en el mismo punto geográfico, no permitiendo mostrar la cantidad real de unidades instaladas.

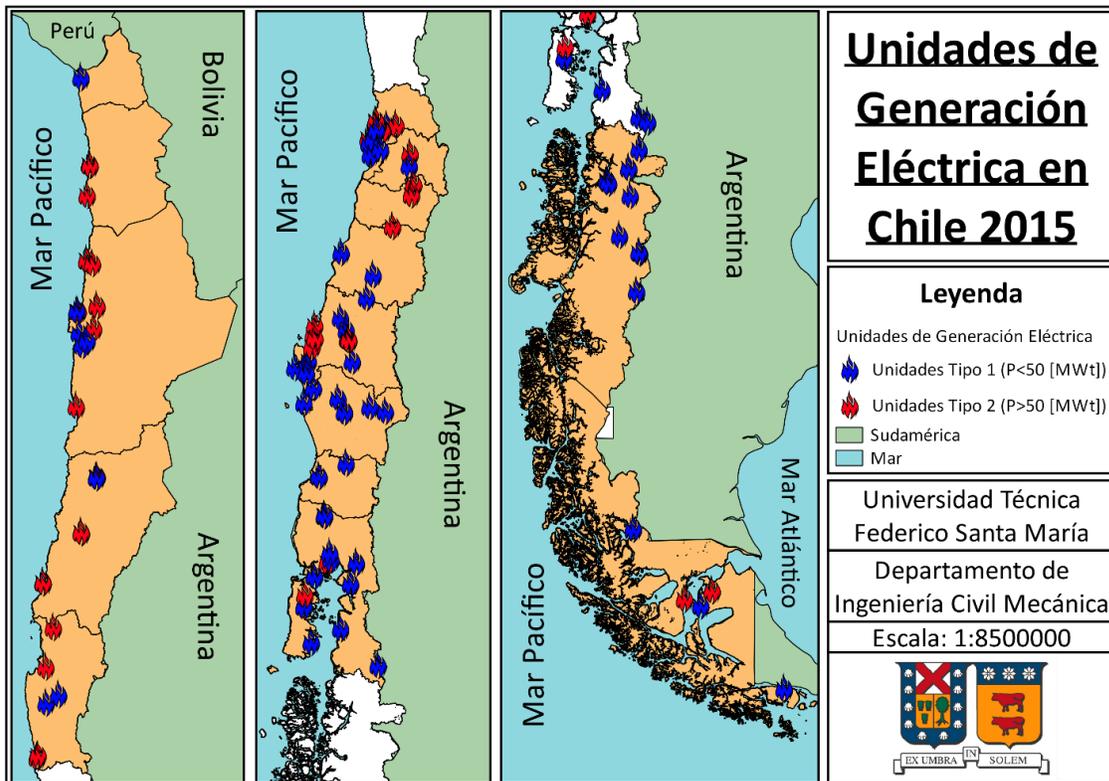


Gráfico 10: Localización unidades de generación clasificadas según sus potencias térmicas.

4.3 DISTRIBUCIÓN DE EMISIONES POR REGIÓN Y COMBUSTIBLE

4.3.1 TERMOELÉCTRICAS

En esta sección se muestran y analizan los resultados obtenidos para los contaminantes mencionados anteriormente. El eje horizontal de los gráficos presentados indica la cantidad de emisiones totales medidas en toneladas para el contaminante en cuestión, mientras que el eje vertical representa las regiones. De esta forma, cada barra representa las emisiones generadas en su respectiva región. Además, las emisiones de cada región se dividen según el combustible utilizado para la generación eléctrica.

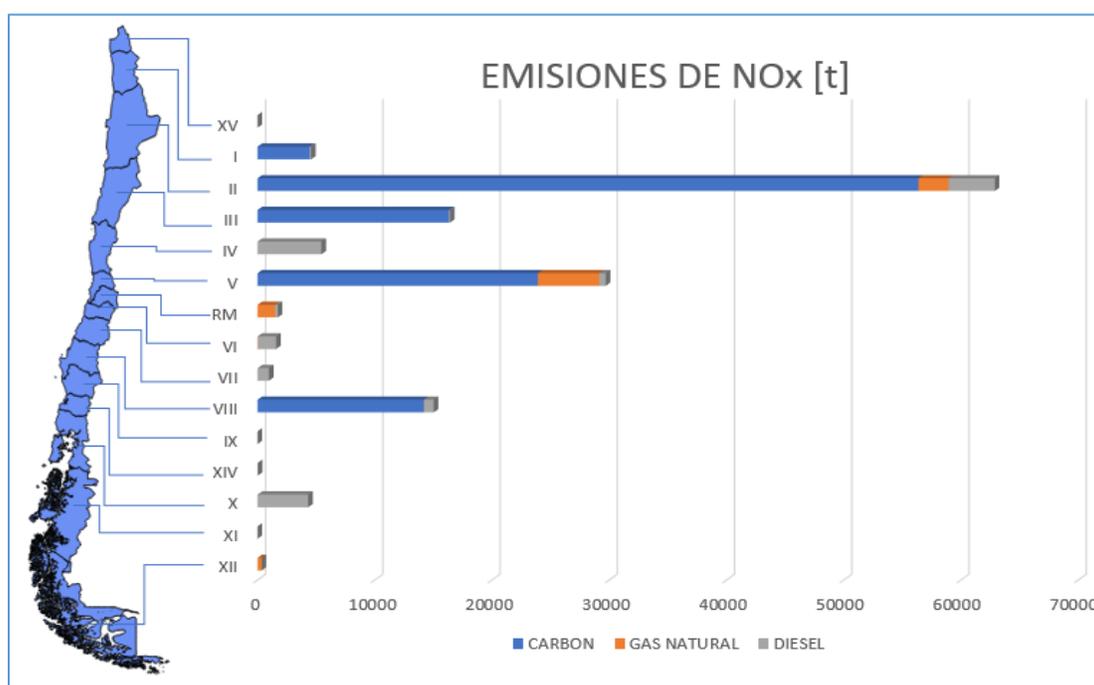


Gráfico 11: Emisiones anuales de NO_x provenientes de termoeléctricas distribuidas por región y tipo de combustible para el año 2015.

La región que presenta mayor cantidad de emisiones de NO_x es la de Antofagasta, con un 44% de las emisiones totales, seguida de las regiones de Valparaíso, Atacama y Bío Bío, con un 21%, 11% y 11%, respectivamente.

Respecto a la cantidad de emisiones según el combustible utilizado para la combustión, se tiene que las emisiones provenientes de la quema de carbón representan el 81% de las emisiones totales. Por su parte, las emisiones provenientes del uso de gas natural y diésel representan el 7% y el 13%, respectivamente.

La región de Antofagasta es la que presenta mayores emisiones de NO_x provenientes de la quema de carbón, región en la cual, de las 34 unidades de generación existentes, 12 utilizan el

carbón como fuente de energía, generando el 49% de las emisiones totales de NO_x a nivel nacional. En cuanto a las emisiones de NO_x provenientes de unidades a gas natural, la región de Valparaíso presenta los mayores niveles. Las 9 unidades a gas natural existentes en la región, aportan el 54% de las emisiones a nivel nacional. Finalmente, es la región de Coquimbo la que presenta las mayores emisiones de NO_x provenientes de unidades a petróleo diésel. Sus 6 unidades contribuyen con el 30% de las emisiones totales. De esta forma, las unidades a carbón juegan un rol importante en cuanto a las emisiones de NO_x , siendo las principales responsables de los niveles emitidos de este contaminante.

La distribución de emisiones de SO_x no varía demasiado respecto a la de NO_x . Antofagasta sigue siendo la región que presenta las mayores emisiones, con 51% de las emisiones nacionales, seguida de Valparaíso, Coquimbo y Bío Bío con 21%, 15% y 13%, respectivamente. Si bien la distribución es similar, las cantidades emitidas se reducen aproximadamente a un tercio respecto a las de NO_x . Además, en las cuatro regiones mencionadas, el 99% de las emisiones generadas proviene de unidades que utilizan carbón como fuente de energía.

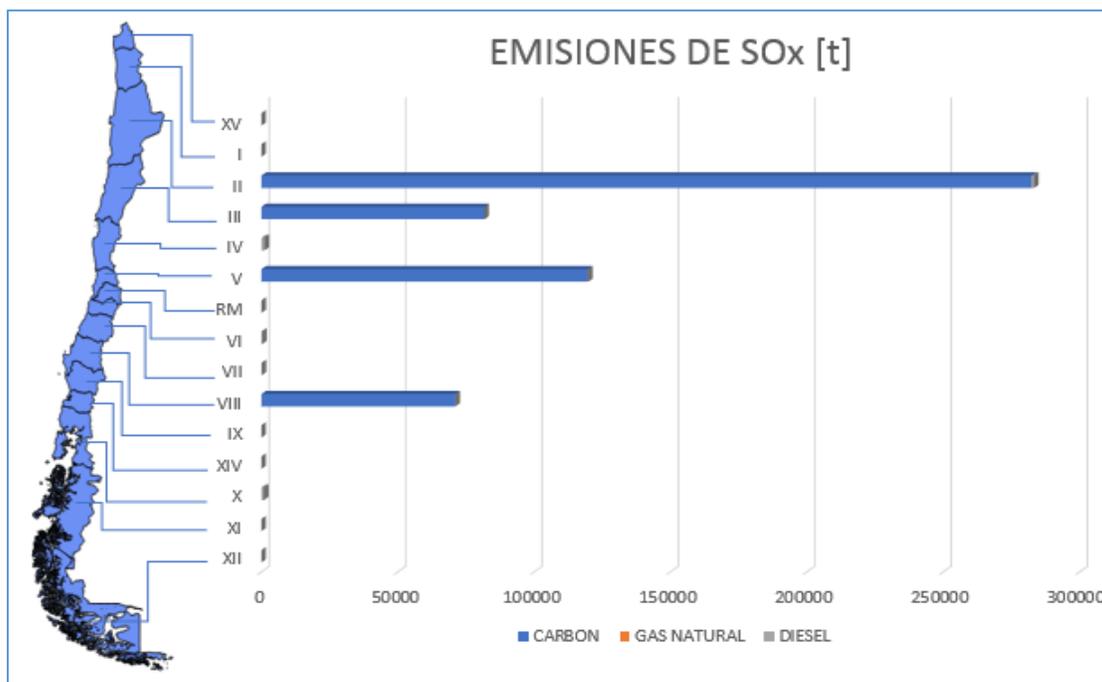


Gráfico 12: Emisiones anuales de SO_x provenientes de termoeléctricas distribuidas por región y tipo de combustible para el año 2015.

La combustión de carbón, debido a las cenizas formadas en el proceso y al carbono no quemado, promueven altas emisiones de MP . De hecho, el 99% de las emisiones de MP provienen de la combustión de carbón como fuente de energía. Al ser un combustible gaseoso, la combustión de gas natural genera emisiones marginales de este tipo de contaminante. Y, si bien las emisiones

provenientes de la combustión de diésel duplican a las provenientes del gas natural, también son marginales respecto a las emisiones generadas por carbón.

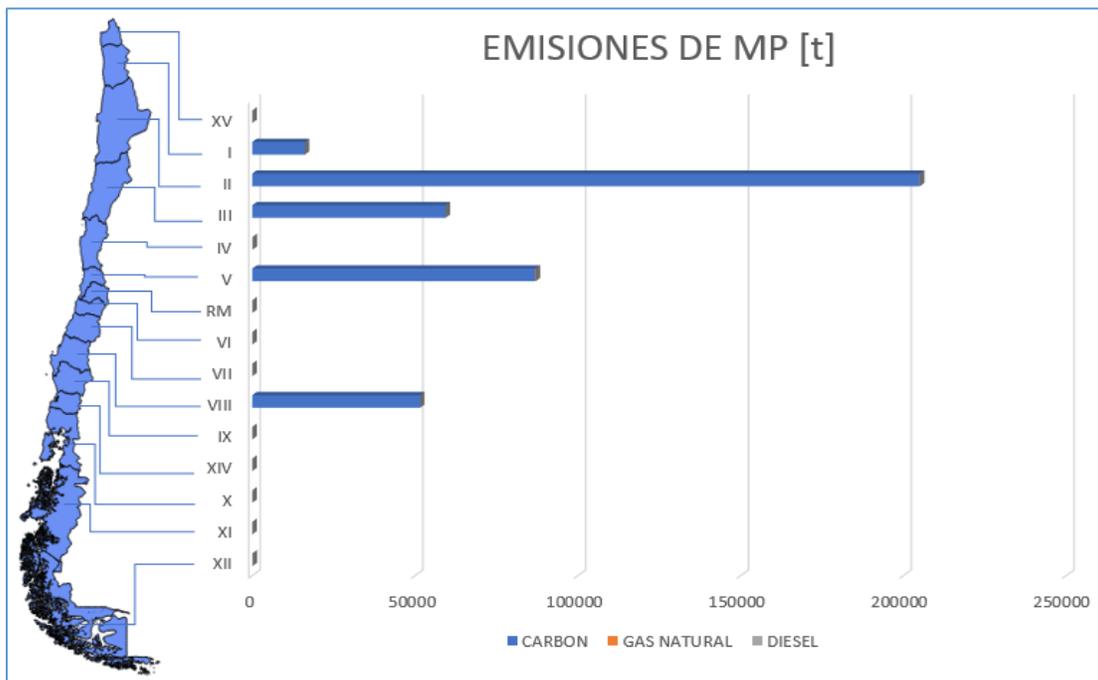


Gráfico 13: Emisiones anuales de MP provenientes de termoeléctricas distribuidas por región y tipo de combustible para el año 2015.

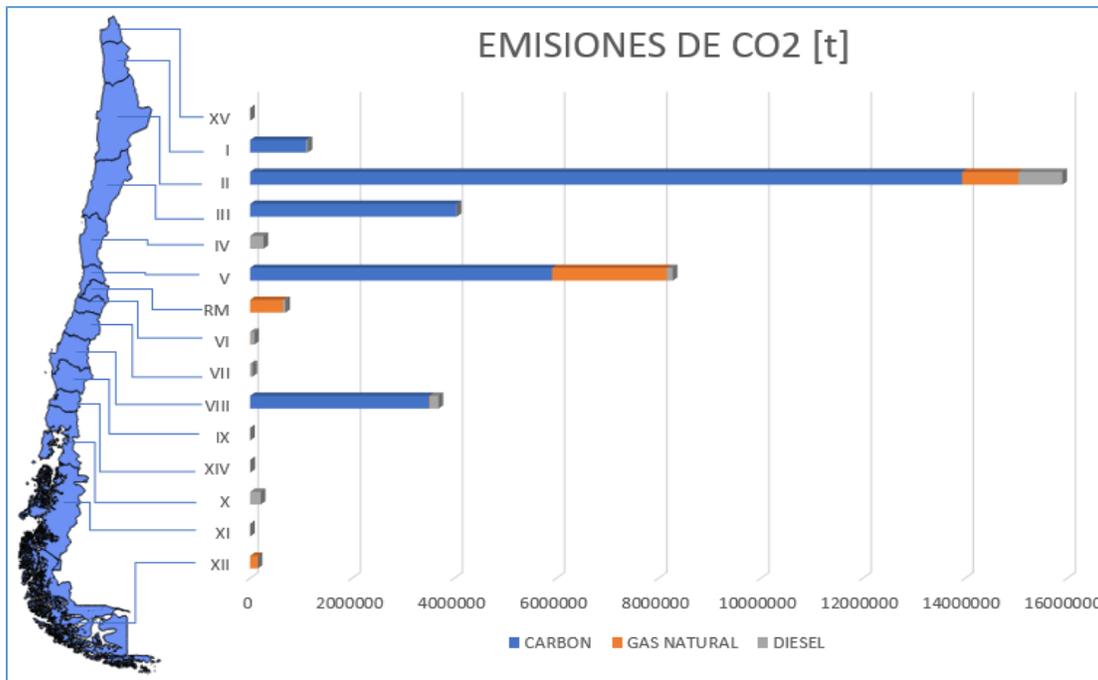


Gráfico 14: Emisiones anuales de CO2 provenientes de termoeléctricas distribuidas por región y tipo de combustible para el año 2015.

Las emisiones de CO_2 son las que presentan una mayor variabilidad respecto al combustible utilizado como fuente de energía. Si bien siguen predominando las emisiones provenientes del uso

de carbón con un 83% del total de emisiones, el gas natural y diésel elevan su aporte de emisiones al 12% y 5%, respectivamente. En la región de Valparaíso, las emisiones provenientes del gas natural llegan al 27% del total emitido en dicha región, además de representar el 54% de las emisiones nacionales. Esto responde a que Valparaíso es la región que tiene la mayor capacidad de potencia instalada para la generación de energía eléctrica mediante el uso de gas natural, lo cual, sumado a que es la región con un mayor consumo anual de este tipo de combustible, explica la cantidad de emisiones en la región por el uso del gas natural.

Respecto a las emisiones de metales como *As*, *Hg* y *Pb*; sus emisiones provienen casi en un 100% de la combustión de carbón, además de mantener una distribución por región similar a los demás contaminantes, destacando las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Atacama y Bío Bío, al ser las que poseen mayor número de unidades de generación que utilizan el carbón como fuente de energía, sumado a los alto consumos del mismo. Los resultados, por extensión del documento, pueden visualizarse en el anexo.

4.3.2 FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

Dado que el número de fundiciones primarias de cobre es acotado en comparación al número de unidades de generación eléctrica, es posible presentar los resultados para cada fundición. En este caso, las barras representan las emisiones generadas por cada fundición en su respectiva región y no dependen del tipo de combustible utilizado, ya que, como se menciona en capítulos precedentes, el mayor volumen de las emisiones proviene de los procesos de fundición y refinación y no de la quema de combustibles.

Tabla 13: Emisiones regionales por contaminante provenientes de fundiciones primarias de cobre.

Región	SOx [t]	MP [t]	Pb [t]	As [t]
Arica y Parinacota	0	0	0	0
Tarapacá	0	0	0	0
Antofagasta	286.265	11.682	5	200
Atacama	152.696	4.492	2	83
Coquimbo	0	0	0	0
Valparaíso	104.562	5.108	2	89
Metropolitana	0	0	0	0
Gral. Bdo O'higgins	226.508	6.431	3	118
Del Maule	0	0	0	0
Del Biobio	0	0	0	0
De los Ríos	0	0	0	0
De los Lagos	0	0	0	0
Magallanes y de la Antártica Chilena	0	0	0	0

Se presentan los resultados obtenidos para las emisiones de SO_x y As en primera instancia por ser los contaminantes regularizados en la norma de emisión. En el caso de las emisiones de SO_x , la fundición Caletones aporta casi un tercio (29%) de las emisiones del sector, seguida por la fundición Chuquicamata y Altonorte, con un 22% y 15%, respectivamente. Es precisamente por estas dos últimas fundiciones que la región de Antofagasta continúa siendo, al igual que en el caso de las termoeléctricas, la región con mayores emisiones. Para el tratamiento de las emisiones de SO_x , la fundición Caletones cuenta con dos PAS de simple contacto, reportando una captación de S de solo el 88%. En contraste, la fundición Chagres posee una planta de ácido de doble contacto, con una captación de azufre del 99,5%. Sin embargo, se debe tener presente que las emisiones fugitivas representan el mayor porcentaje de las emisiones totales, por lo que la distribución de las emisiones está regida por este tipo de emisiones, independiente del abatimiento que sufran las emisiones de procesos.

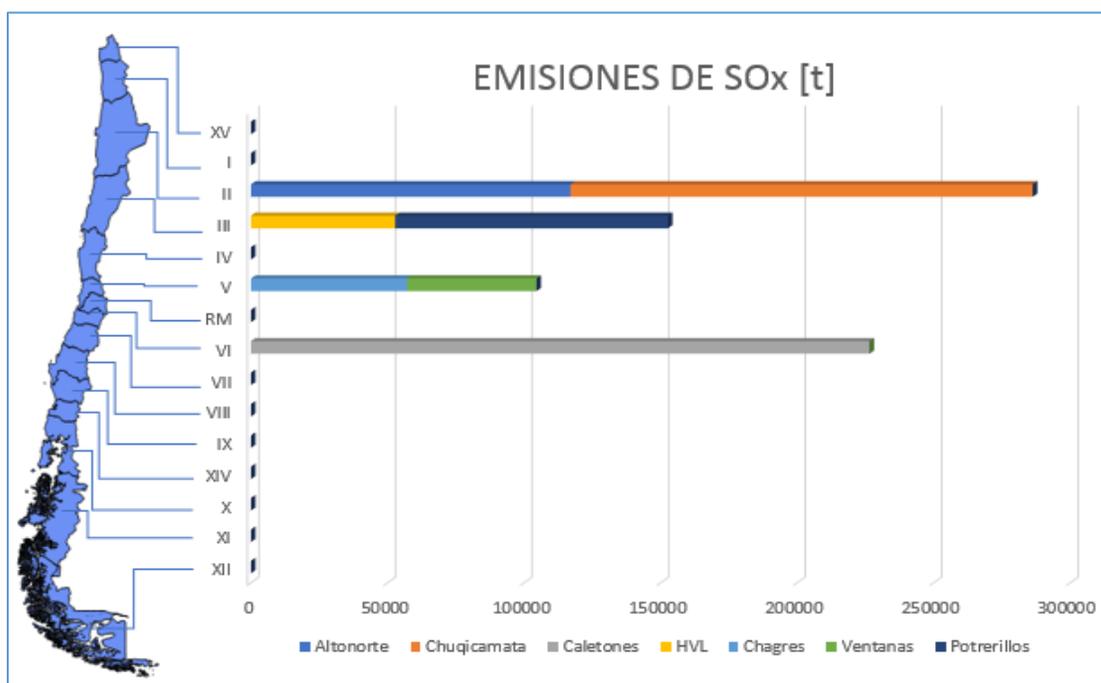


Gráfico 15: Emisiones anuales de SO_x provenientes de fundiciones primarias de cobre distribuidas por región y fuente de origen para el año 2015.

La distribución de las emisiones de As es similar a la de SO_x . Esto se debe a la metodología de estimación, la cual se basa en las toneladas tratadas de concentrado de cobre. Además, como se mencionó, las emisiones predominantes son las fugitivas, por lo que las distribuciones serán similares si la condición anterior se mantiene a menos que las emisiones de procesos sean considerables en comparación a las fugitivas. De esta forma, son la región de Antofagasta y la del

Libertador Bernardo O'Higgins quienes aportan en conjunto el 65% de las emisiones totales, debido a que cuentan con las fundiciones de mayor capacidad de procesamiento de concentrados de cobre.

En cuanto al abatimiento del As, el proceso radica en el tratamiento del material particulado, más conocido en este sector como polvo de fundición, capturado en los precipitadores electrostáticos. El proceso de abatimiento consiste en la lixiviación de los polvos, obteniendo una solución o PLS (Pregnant Leaching Solution) rica en Cu, As y Sb. La solución pasa a una etapa de decantación, donde el rebose se dirige a un espesador para separar finalmente la fase líquida de la sólida. El efluente líquido (PLS) se envía al proceso de electro-obtención con el fin de recuperar el cobre existente en la solución, mientras que el efluente sólido, una vez filtrado, es dispuesto como residuo estable conteniendo As y Sb, con una concentración de As menor a 0,5 [mg/L].

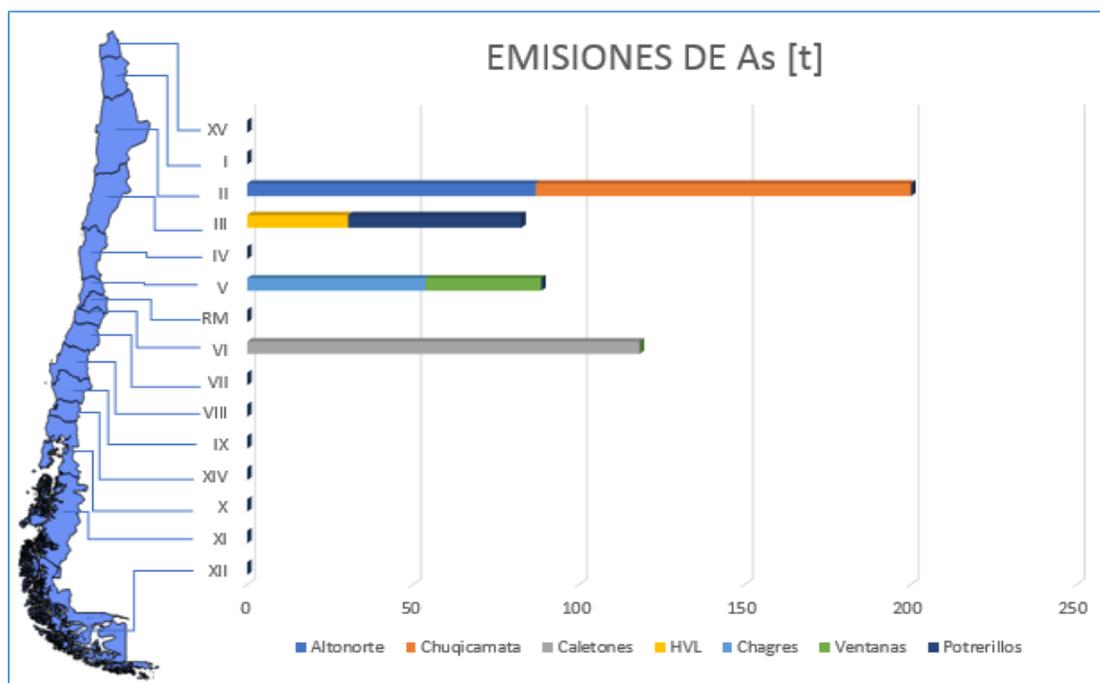


Gráfico 16: Emisiones anuales de As provenientes de fundiciones primarias de cobre distribuidas por región y fuente de origen para el año 2015.

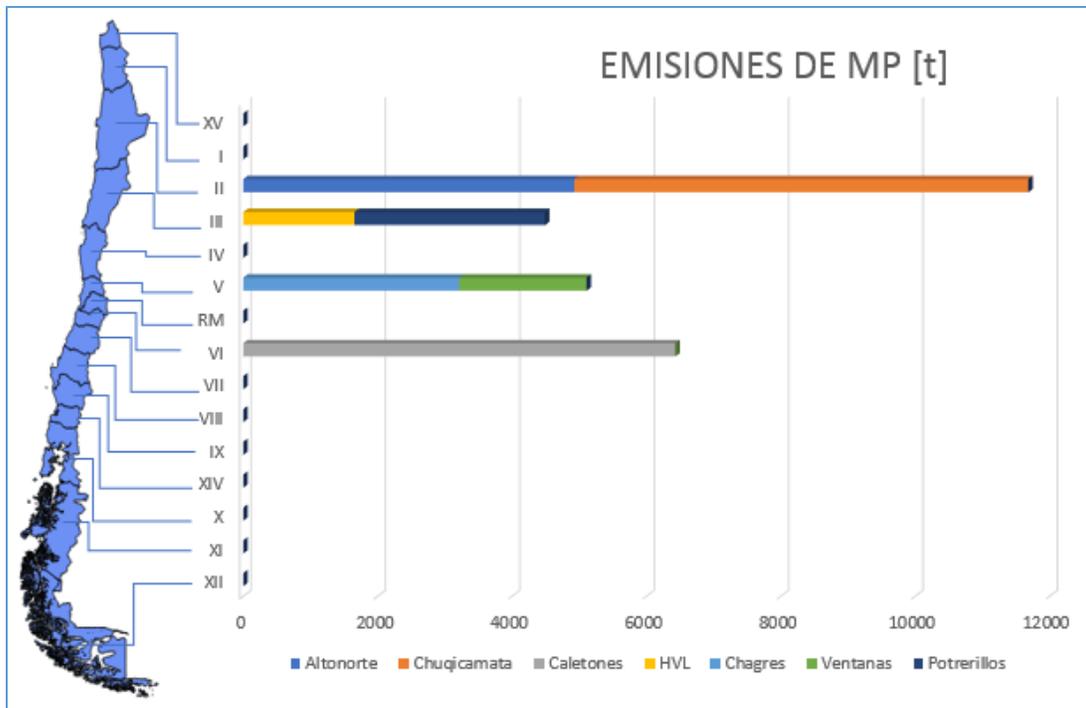


Gráfico 17: Emisiones anuales de MP provenientes de fundiciones primarias de cobre distribuidas por región y fuente de origen para el año 2015.

De las 27.712 [t] de MP estimadas que emiten las fundiciones a nivel nacional, las fundiciones Altonorte y Chuquicamata emiten el 42%. El principal sistema de abatimiento utilizado en este sector para el tratamiento del MP son los precipitadores electrostáticos. Sin embargo, no fue posible obtener las eficiencias de estos equipos. Más aun, en la bibliografía consultada no se encontró registro de que la fundición Chuquicamata cuente con esta tecnología.

4.4 DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES TOTALES

4.4.1 TERMOELÉCTRICAS

Se presenta a continuación la distribución mensual de las emisiones para los contaminantes mencionados al inicio de la unidad, esto con el objetivo de analizar el comportamiento de las emisiones durante el año 2015 según el combustible utilizado. De esta forma, los gráficos presentados tienen como eje horizontal los meses del año, mientras que como eje vertical tienen las emisiones del tipo de contaminante analizado. Además, las barras están segmentadas según el tipo de combustible, para así permitir determinar su relación con las emisiones.

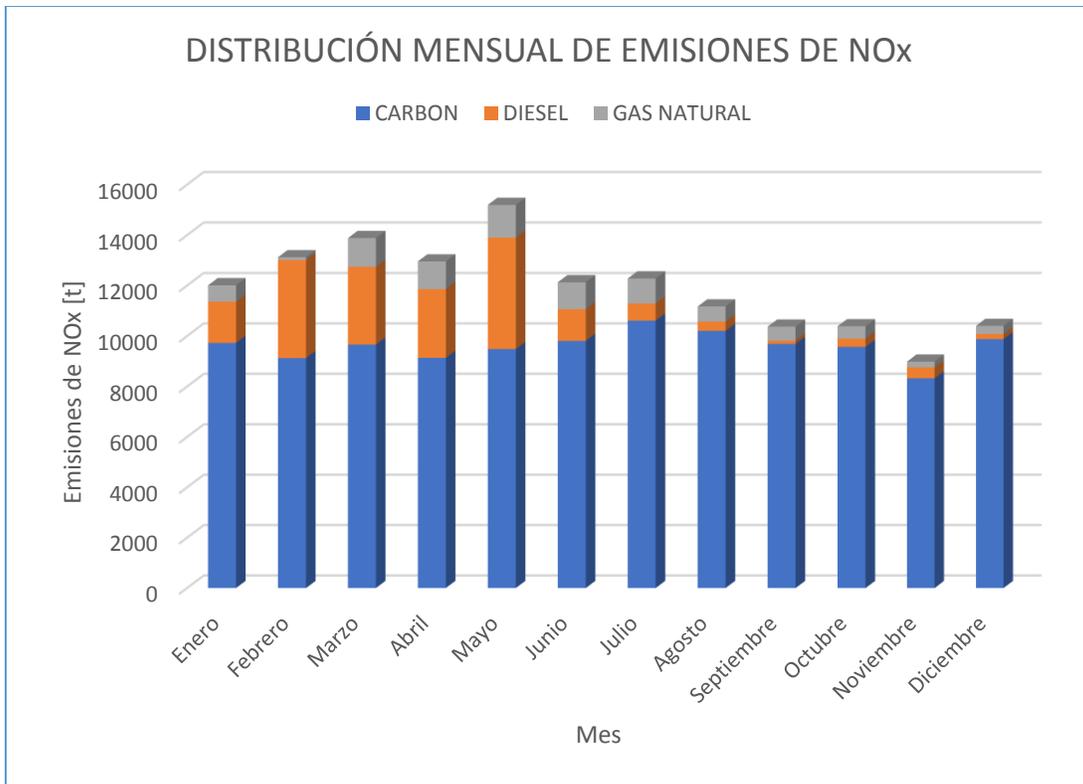


Gráfico 18: Emisiones de NOx provenientes de termoeléctricas distribuidas por mes y tipo de combustible utilizado como fuente de energía.

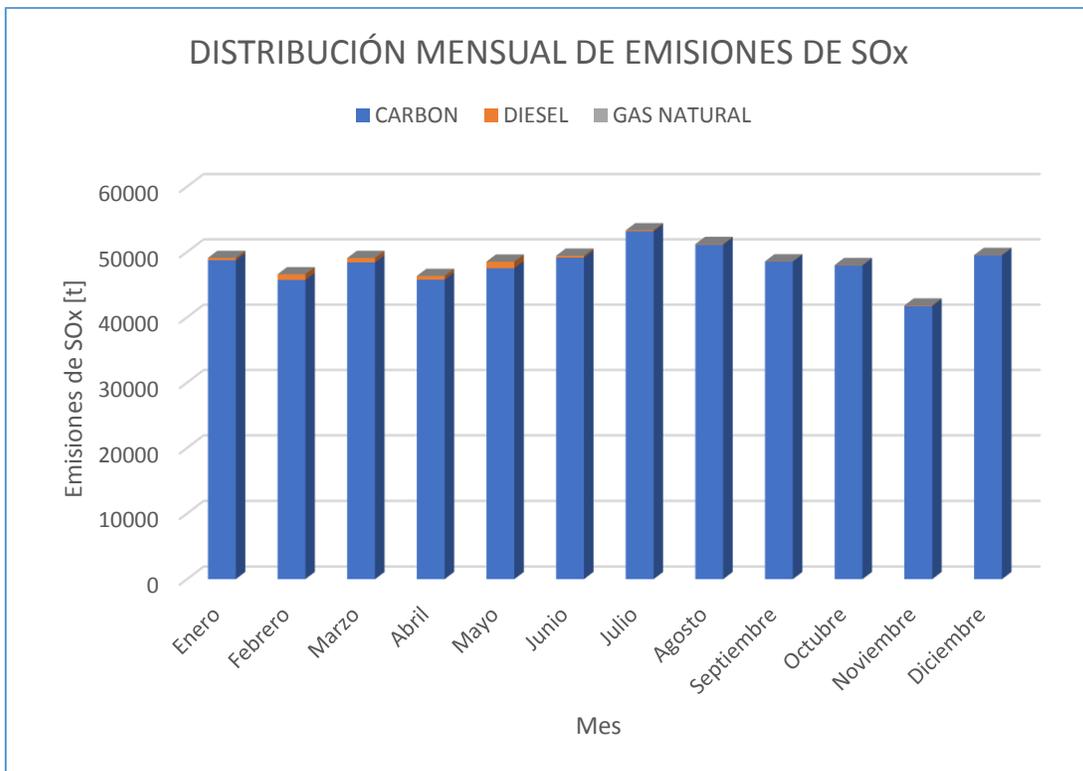


Gráfico 19: Emisiones de SOx provenientes de termoeléctricas distribuidas por mes y tipo de combustible utilizado como fuente de energía.

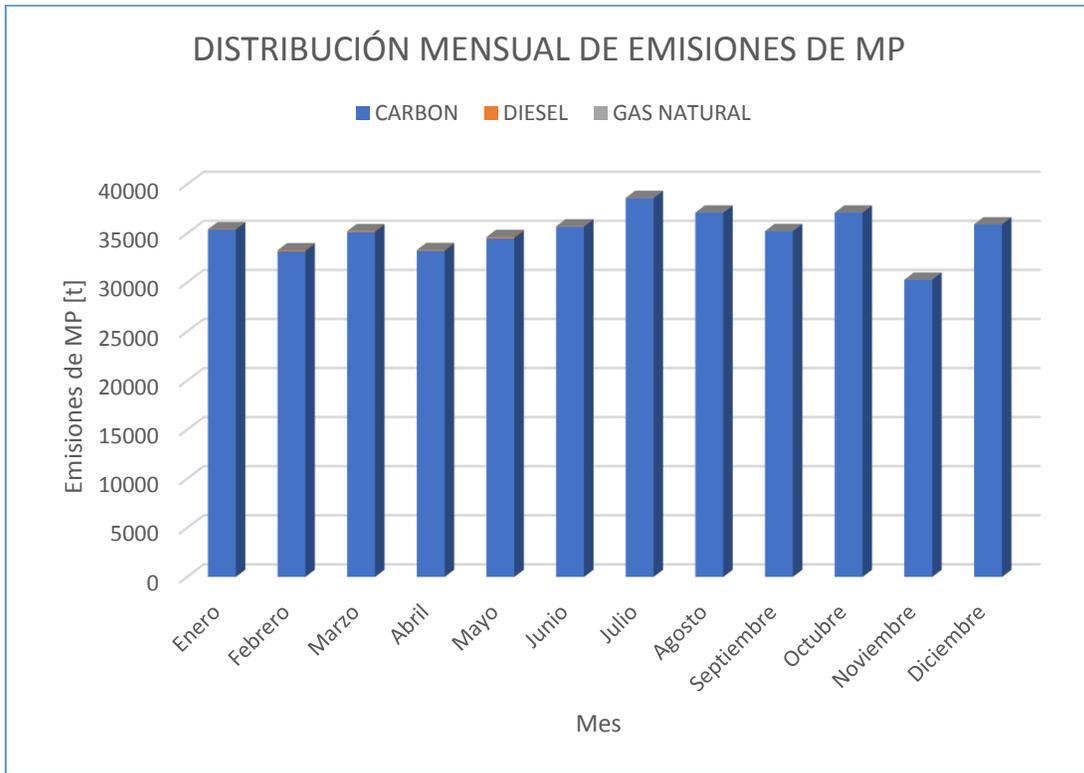


Gráfico 20: Emisiones de MP provenientes de termoeléctricas distribuidas por mes y tipo de combustible utilizado como fuente de energía.

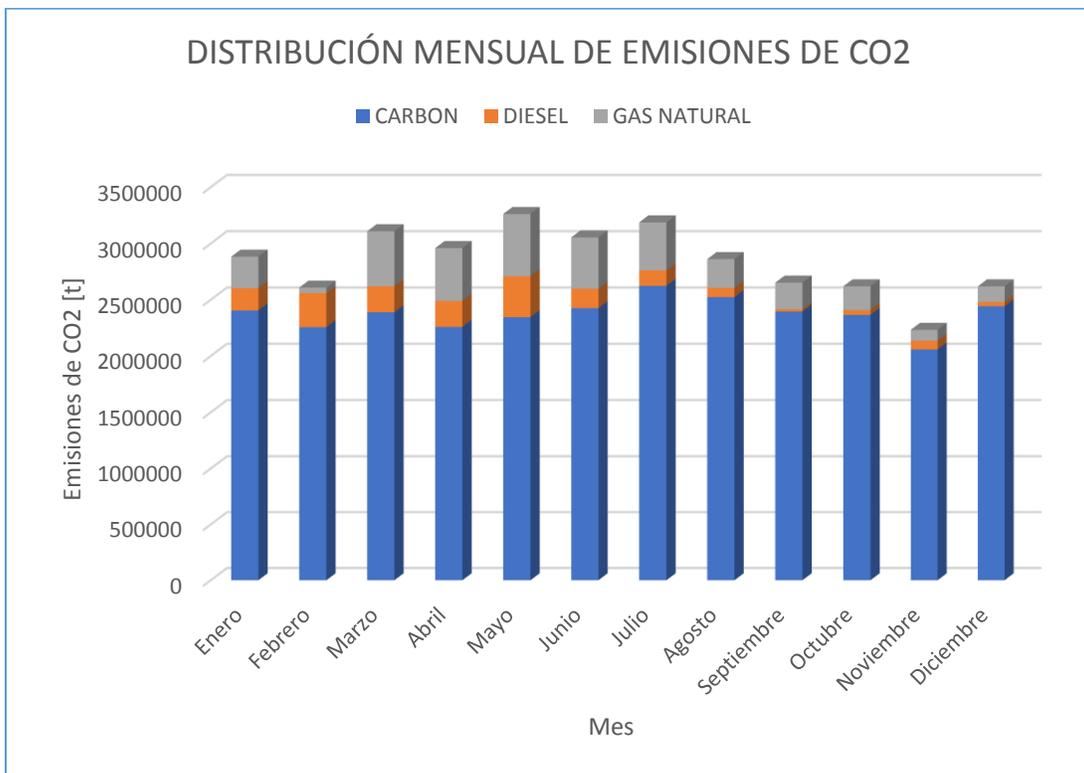


Gráfico 21: Emisiones de CO2 distribuidas por mes y tipo de combustible utilizado como fuente de energía.

Al analizar las distribuciones mensuales de las emisiones provenientes del uso de carbón para los cuatro contaminantes expuestos, se observa que tienen un comportamiento similar. Las emisiones provenientes de este combustible se mantienen relativamente constantes durante el año 2015, sin mostrar meses con peaks de emisiones. Esto, por razones lógicas respecto a la metodología de estimación, responde al consumo constante de carbón para la generación eléctrica, siendo este tipo de fuentes las que más energía generaron durante el 2015 en el SING y SIC, específicamente 28 [GWh], muy por encima de los 11 [GWh] y 2 [GWh] generados por unidades a gas natural y diésel, respectivamente. Así, las emisiones provenientes de unidades a carbón se distribuyen de manera uniforme en los meses del 2015, lo que indica el uso constante de estas unidades para generar energía eléctrica, además de dejar en evidencia la dependencia que existe de este tipo de unidades para satisfacer la demanda energética en el país. Por otro lado, se puede evidenciar que la distribución de las emisiones de SO_x y MP tienen su origen casi en un 100% en las centrales a carbón. Esto radica en el hecho de que este combustible contiene altas trazas de S y cenizas en comparación al diésel y gas natural, por lo que, a pesar de aumentar la generación eléctrica mediante centrales a diésel y gas natural en los meses invernales, las emisiones de SO_x y MP permanecen comparativamente constantes durante el año.

El consumo de gas natural fue notoriamente mayor en los meses de otoño-invierno, alcanzando su peak en el mes de mayo, al igual que el consumo de diésel. Así, a diferencia del carbón, la distribución de consumo de estos dos combustibles no fue constante durante el 2015. Por un lado, entre marzo y julio se emitió el 66% del total de las emisiones de CO_2 provenientes de unidades a gas natural, mientras que, durante los mismos meses, se emitió el 65% de total de las emisiones de NO_x provenientes de unidades a diésel.

El mayor consumo de gas natural y diésel en meses invernales se explica debido a la mayor demanda energética que existe en estos meses, tanto del sector industrial, residencial y de alumbrado público, debido a que se oscurece más temprano y se cuenta con menos luz natural. Así, para cubrir esta mayor demanda de energía, que generalmente alcanza su peak entre las 19:00 [h] y 23:00 [h], entran en operación centrales de rápido encendido, que otorguen una respuesta rápida ante la demanda de energía, como turbinas y motores (generadores) a gas natural y/o diésel. Esto responde a las mayores cantidades de emisiones generadas durante los meses de invierno.

4.5 DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE EMISIONES

4.5.1 TERMOELÉCTRICAS

A fin de observar dentro de un período de tiempo más acotado el comportamiento las emisiones, se presenta la distribución diaria y horaria según los siguientes criterios:

- Las distribuciones mostradas corresponden a las emisiones de SO_x , NO_x y MP .
- Las distribuciones son clasificadas según el tipo de combustible utilizado en la unidad de generación, es decir, carbón; diésel y gas natural.
- Se presentan los resultados de los tres tipos de centrales con mayor generación de emisiones, seleccionando el mes del año donde más emisiones fueron generadas, y a su vez, el día con mayores flujos de emisiones correspondientes a dicho mes.

4.5.1.1 CARBÓN

Para el caso de las centrales termoeléctricas a carbón, la unidad que mayores emisiones evidenció al procesar la información entregada por la SMA, fue la unidad CTM1 de la central termoeléctrica Mejillones, ubicada en la II región de Antofagasta.

Al analizar la distribución mensual de las emisiones, la cual no se presenta por temas de extensión, se observa que los peaks de emisiones se presentan entre febrero y marzo. Entre abril y septiembre las emisiones van en aumento, llegando a ser cercanas a las presentadas en febrero y marzo, pero sin sobrepasarlas. De esta forma, se generan mayores emisiones en las estaciones de verano, invierno y primavera, siendo el mes de marzo el que presenta mayor generación de emisiones. Su distribución diaria puede observarse en el *gráfico 22*. La distribución es relativamente constante durante el mes de marzo, exceptuando las bajas emisiones de los días 10, 11, 26 y 27. La razón de estas bajas emisiones radica en que en aquellos días la unidad se encontraba apagada o con fallas de operación. De esta forma, de no ser por las fallas presentadas, la generación de energía eléctrica en esta unidad es continua, demostrando la dependencia del sistema eléctrico para con este tipo de unidades, dado que las emisiones están ampliamente ligadas a las tasas de generación eléctrica.

Sin embargo, si bien la distribución diaria parece ser relativamente constante, la horaria no lo es. Las emisiones aumentan entre las 07:00 y 09:00 [h], cuando el consumo eléctrico aumenta debido a, por ejemplo, el comienzo de los procesos industriales. Luego descende en forma gradual hasta aumentar nuevamente a las 14:00 [h], lo cual puede estar estrechamente relacionado al reinicio de las actividades industriales luego de la hora de descanso.

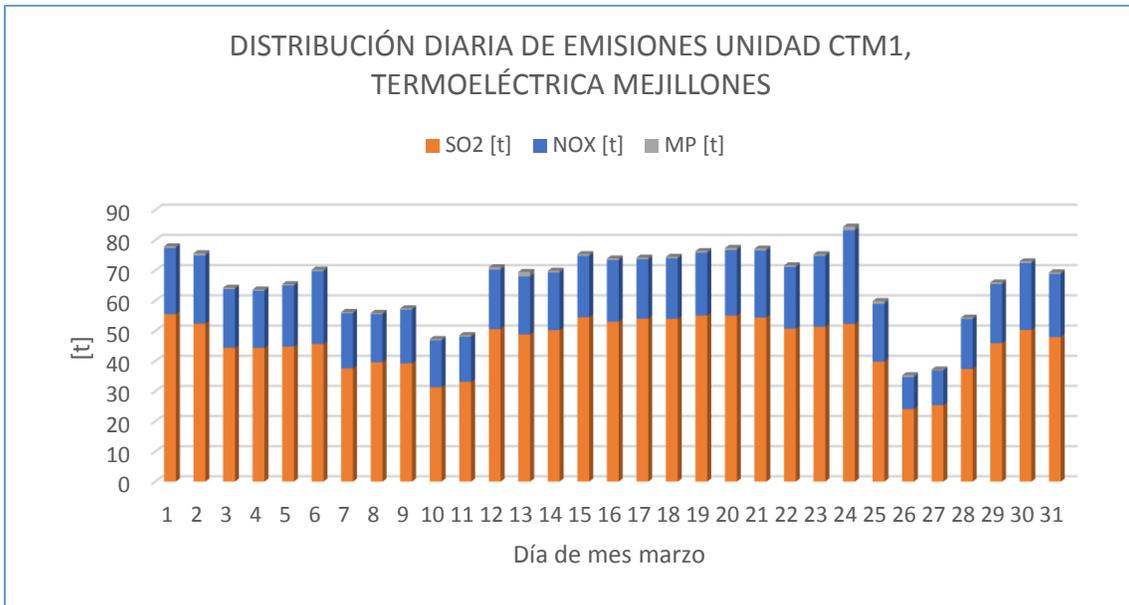


Gráfico 22: Distribución diaria de emisiones en marzo-2015 de la unidad CTM1, Central Mejillones.

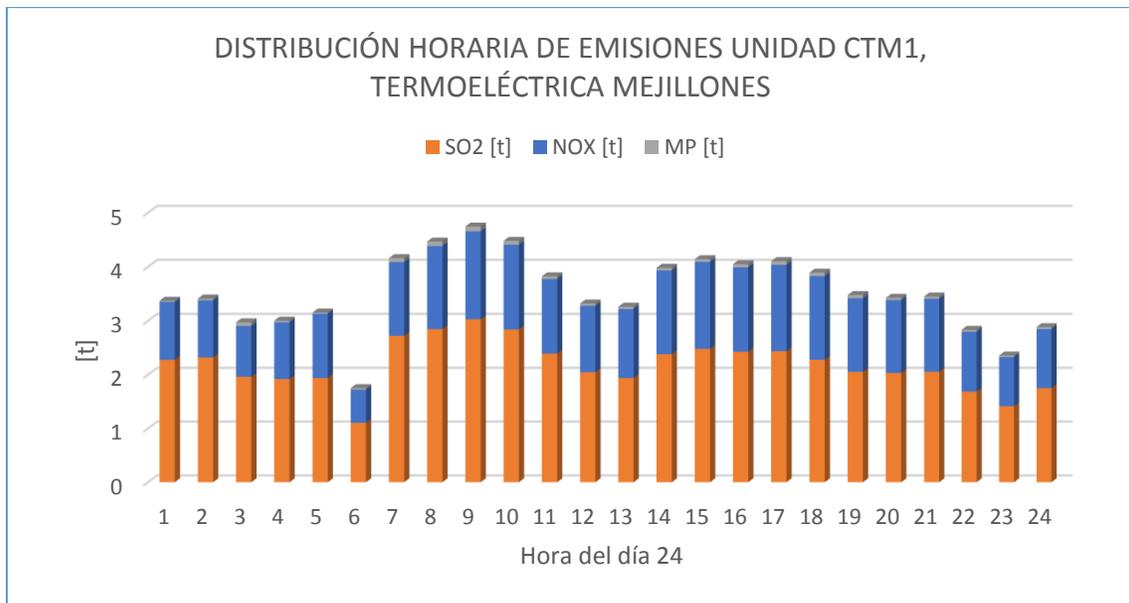


Gráfico 23: Distribución horaria de emisiones durante el día 24-marzo de la unidad n°1 Central Mejillones.

4.5.1.2 GAS NATURAL

La unidad CTM3TG, de la central termoeléctrica Mejillones, fue la unidad que mayores emisiones presentó durante el 2015. En la distribución mensual de sus emisiones, se tiene que el peak se alcanza durante el mes de febrero. De ahí en más, las emisiones disminuyen gradualmente hasta fin de año, presentando entonces las mayores emisiones en los meses de verano (enero, febrero y marzo).

Respecto a la distribución diaria, esta permanece relativamente constante durante febrero. Las disminuciones presentadas en los días 6 y 11, se deben a una detención no programada y a una detención programada, respectivamente. Destacar que, a diferencia de la unidad de carbón, donde las emisiones eran en su mayoría de SO_x , las emisiones en la unidad de gas natural están compuestas sobre el 99% por NO_x . Esto se debe a la naturaleza del combustible utilizado, mientras que el carbón contiene trazas de S que pueden alcanzar hasta el 11% de su composición, razón de las altas emisiones de SO_x observadas, en el gas natural este porcentaje de S es considerablemente menor. El metano (CH_4) es el principal componente del gas natural, llegando a alcanzar el 98% de su composición. Si bien contiene trazas de N_2 y S , están son mucho menores a las existentes en el carbón y en el petróleo diésel. Sin embargo, esta menor presencia de N_2 en la composición del gas natural no se traduce en menores emisiones de NO_x al comparar las toneladas emitidas entre la unidad CTM1 y la unidad CTM3TG. Una de las razones puede ser la gran cantidad de gas natural necesaria para la generación de energía, a mayor consumo de combustible, mayores serán las emisiones generadas. Además, debe tenerse en consideración la eficiencia del equipo de abatimiento empleado en la combustión. Si bien se sabe que la unidad CTM3TG cuenta con quemadores Low NO_x , en el documento entregado por la SMA no se especifica el porcentaje de eficiencia del equipo.

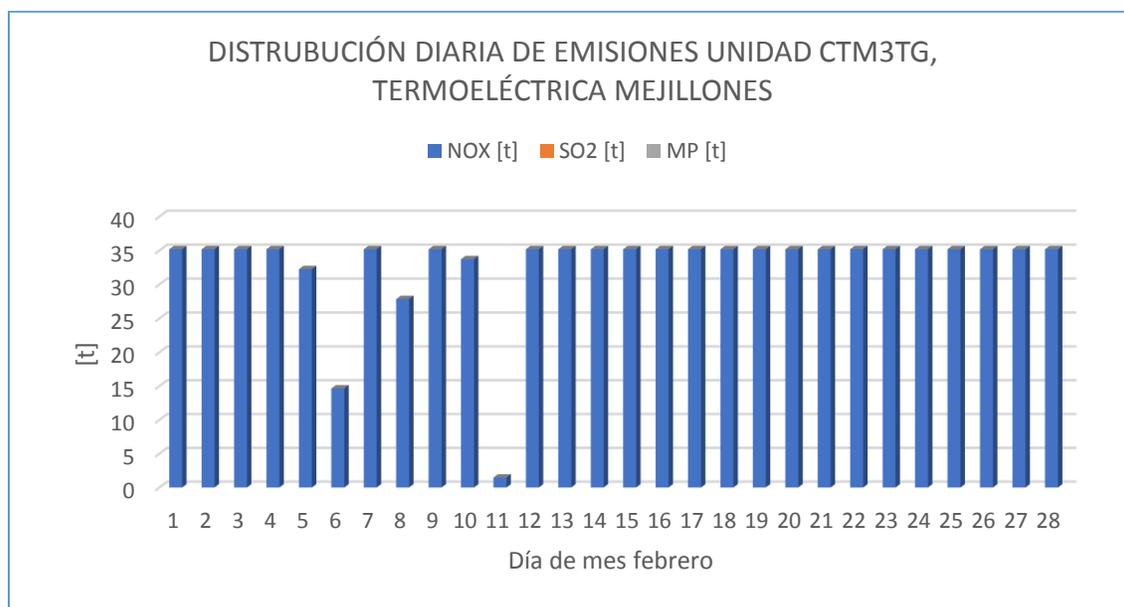


Gráfico 24: Distribución diaria de emisiones en febrero-2015 de la unidad CTM3TG, Central Mejillones.

Respecto a la distribución horaria de las emisiones, se evidencia una generación de emisiones constante durante todo el día, lo cual indica una operación continua de la unidad. Respecto a potencia instalada, esta unidad es la sexta más grande de aquellas que utilizan gas

natural como combustible. Por lo mismo, es lógico pensar que es una central con un alto factor de planta.

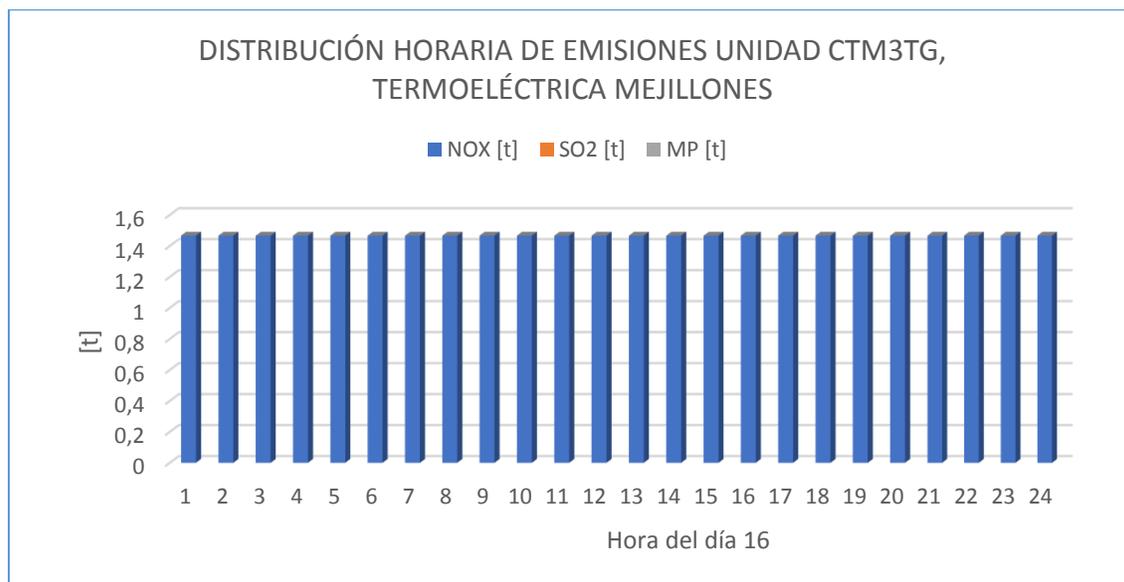


Gráfico 25: Distribución horaria de emisiones durante el día 16-febrero de la unidad CTM3TG, Central Mejillones.

4.5.1.3 DIÉSEL

La unidad a diésel que presentó mayores emisiones durante el 2015 fue la unidad TG 2A de la central termoeléctrica Gasatacama, ubicada en la II región de Antofagasta. La distribución mensual de las emisiones de esta unidad, muestra que las mayores emisiones fueron entre abril y octubre, presentándose en este último mes el peak de generación de contaminantes. En los meses restantes, las emisiones son significativamente menores, lo que las vuelve despreciables. Si bien la central está adaptada para operar a través de gas natural y petróleo diésel, en la información entregada por la SMA esta unidad está clasificada como central a petróleo diésel. Durante el 2015, la termoeléctrica Gasatacama fue, por lejos, la central con mayor consumo de este combustible. Específicamente, la central TG 2A consumió 128.566 [m³], seguida por la central Los Pinos con un consumo de 40.889 [m³]. La distribución mensual del consumo de combustible es similar a la de emisiones, alcanzado mayores consumos entre las épocas de otoño y primavera.

La distribución diaria de emisiones durante octubre, muestra una operación continua de la central, lo cual tiene lógica al considerar que la unidad corresponde a un complejo termoeléctrico con capacidad instalada de 781 [MW]. Las emisiones están compuestas casi en su totalidad por NO_x, siendo despreciables las emisiones de SO_x y MP. Los días donde se aprecian menores generaciones de emisiones corresponden a días donde la unidad se encontraba disponible pero sin despacho. La distribución horaria muestra el mismo comportamiento, una operación continua durante las 24 [h].

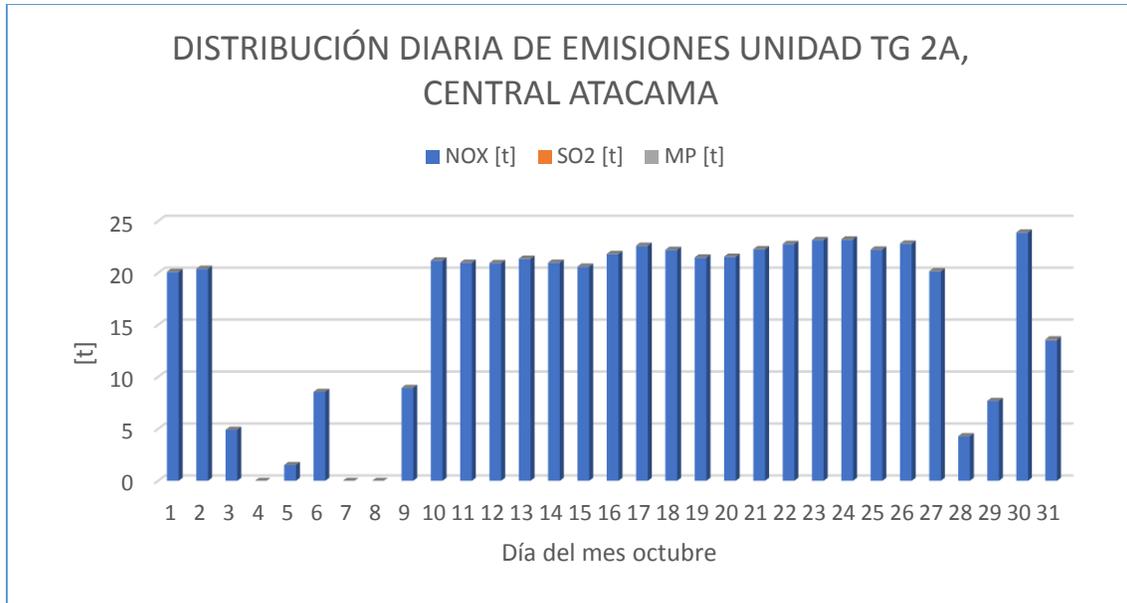


Gráfico 26: Distribución diaria de emisiones en octubre-2015 de la unidad TG 2A, Central Atacama.

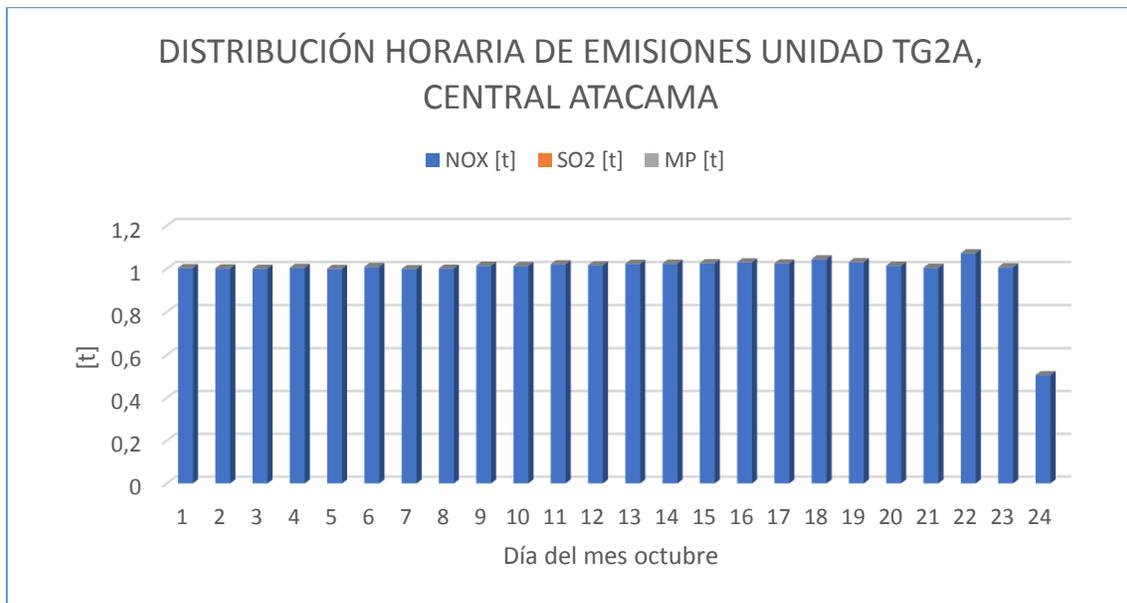


Gráfico 27: Distribución horaria de emisiones durante el día 30-octubre de la unidad TG 2A, Central Atacama.

Finalmente, mencionar que, en promedio, las unidades de carbón, gas natural y petróleo diésel presentadas, emiten mensualmente 1.451 [t], 390 [t] y 177 [t], respectivamente, de contaminantes, considerando NO_x , SO_x y MP . Anualmente, las emisiones de la unidad CTM1 a carbón están compuestas por un 70% de SO_x , un 29% de NO_x y un 1% de MP , mientras que las emisiones provenientes de las unidades a gas natural y petróleo diésel, están compuestas casi en su totalidad por NO_x .

En el estado del arte se menciona que el gas natural es uno de los combustibles más limpios, produciendo menores emisiones en su proceso de combustión. Sin embargo, al comparar las tres

unidades presentadas, los resultados indican que la central a gas natural emite en promedio 10 [t] más de NO_x que la central a petróleo diésel. Para encontrar la respuesta, debe tenerse en cuenta la energía generada por la unidad. Durante el 2015, la unidad CTM1 generó 3.697.395 [MWh], mientras que la unidad CTM3TG aportó con 1.723.771 [MWh] y la unidad TG 2A aportó con 531.112 [MWh]. Así, en promedio, la unidad CTM3TG generó 3,25 veces lo que generó la unidad TG 2A, emitiendo en promedio solo 10 [t] más de contaminantes. De esta forma, queda claro que la unidad a gas natural es la que genera menos emisiones de contaminantes en relación a la energía generada.

4.5.2 FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

Debido a que solo se cuenta con las concentraciones temporales emitidas por las PAS pertenecientes a las fundiciones primarias de cobre, se presenta la distribución de dichas mediciones. Además, en los datos entregados por la SMA, se cuenta con registro desde el año 2016 en adelante, y más aún, solo de algunos meses del año. Por lo anterior, se presenta la distribución del promedio horario para todo el mes de diciembre del 2016 por ser uno de los meses con mayores datos continuos para la mayoría de las PAS.

Las concentraciones son presentadas en dos gráficos, clasificándolas según su magnitud. En el *gráfico 27*, se muestran las concentraciones de aquellas PAS que cumplen con la normativa de emisiones, mientras que en el *gráfico 28* se muestran aquellas que no cumplen. La normativa establece que las PAS deben emitir concentraciones de SO_2 menores a 600 [ppm] durante el 95% del tiempo de operación de la planta, mientras que el 5% restante considera encendido, apagado o posibles fallas. De la misma forma, otros procesos unitarios, como los secadores, hornos de refino y limpieza de escoria, están sujetos al cumplimiento de sus respectivos límites de emisión.

Así, las fundiciones primarias de cobre cuyas PAS cumplen con la normativa de emisión, son la fundición Chagres, Ventanas y Altonorte. Además, la PAS de la División Ministro Hales también cumple con la normativa. Sin embargo, esta última planta no corresponde a una fundición, sino que a una planta de tostación, cuyo objetivo es disminuir la concentración de S y As en el concentrado de cobre antes de ser enviado hacia la fundición. Por otra parte, las PAS pertenecientes a las fundiciones de Chuquicamata, Potrerillos y Caletones, no cumplen con la normativa. De hecho, sobrepasan enormemente el límite de emisión. La PAS de la fundición Potrerillos alcanzó un promedio de emisiones de SO_2 de 9.130 [ppm], seguida por la PAS N° 1 de la fundición Caletones con 2.741 [ppm]. Ambas PAS son de simple contacto, mientras que las PAS que cumplen con la

normativa son de doble contacto. Una PAS de doble contacto puede alcanzar una conversión de hasta el 99,5% de SO_2 , la cual es lograda en la PAS de la fundición Chagres. En contra parte, el 2010 la fundición Caletones declaró una conversión de SO_2 solo del 88%. De esta forma, existe una clara relación entre las concentraciones emitidas de SO_2 y el tipo de PAS (simple o doble contacto).

Dentro de la distribución de las emisiones, no se logra identificar un patrón que muestre comportamientos reiterativos sobre la operación de las PAS. Las concentraciones permanecen relativamente constantes durante la operación. Sin embargo, en base a esta información no es posible predecir algún comportamiento operacional de la fundición dueña de la PAS, dado que si bien se tiene información acerca de las concentraciones de SO_2 , no se tiene información de los flujos de gases tratados. Así, a través de la distribución de concentraciones es posible concluir que el proceso de conversión del SO_2 generado durante la fundición, es relativamente constante durante la operación de la PAS.

DISTRIBUCIÓN DEL PROMEDIO HORARIO DE CONCENTRACIONES SO₂, DICIEMBRE 2016

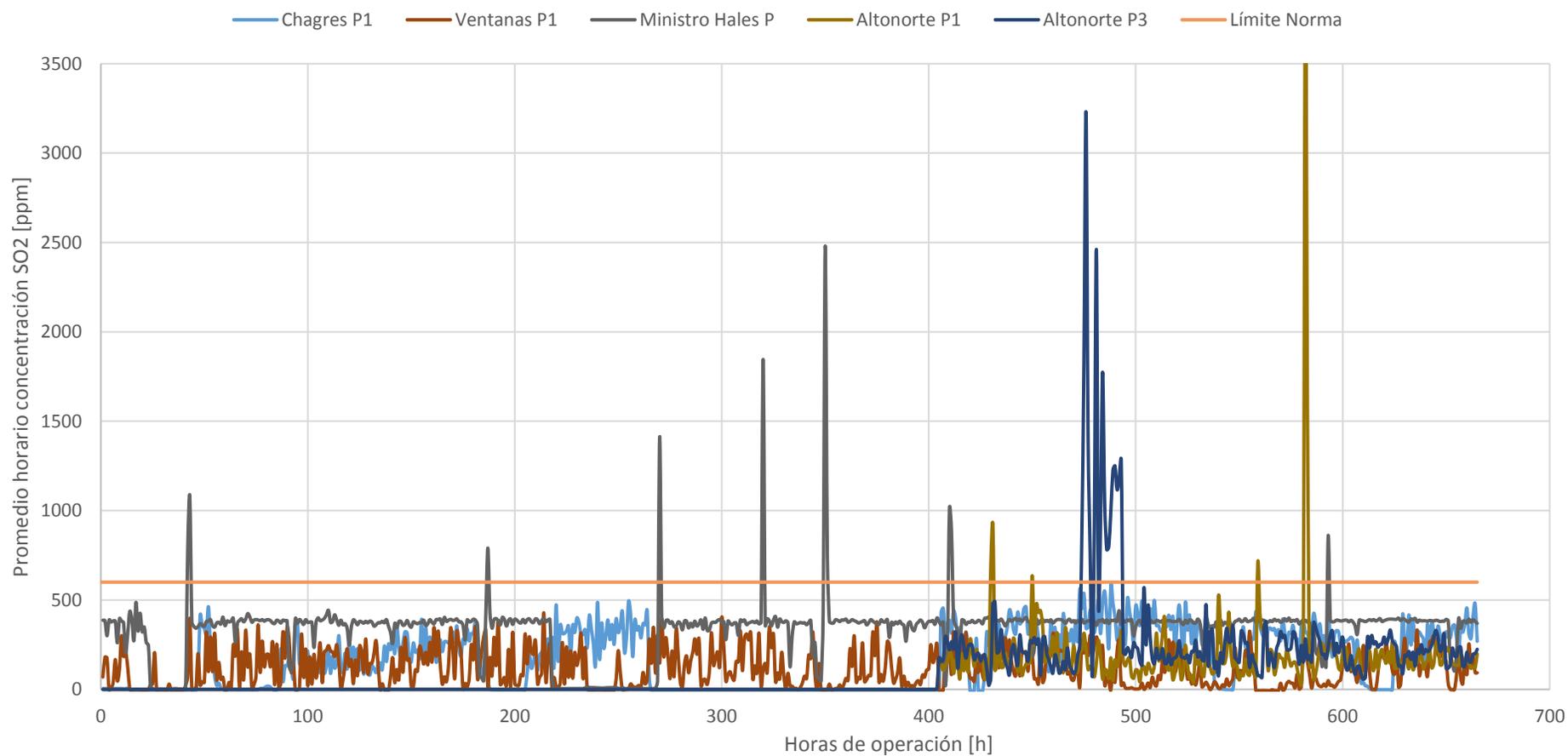


Gráfico 28: Distribución diaria de las concentraciones de SO₂ en las plantas de ácido sulfúrico que cumplen con la normativa de emisión.

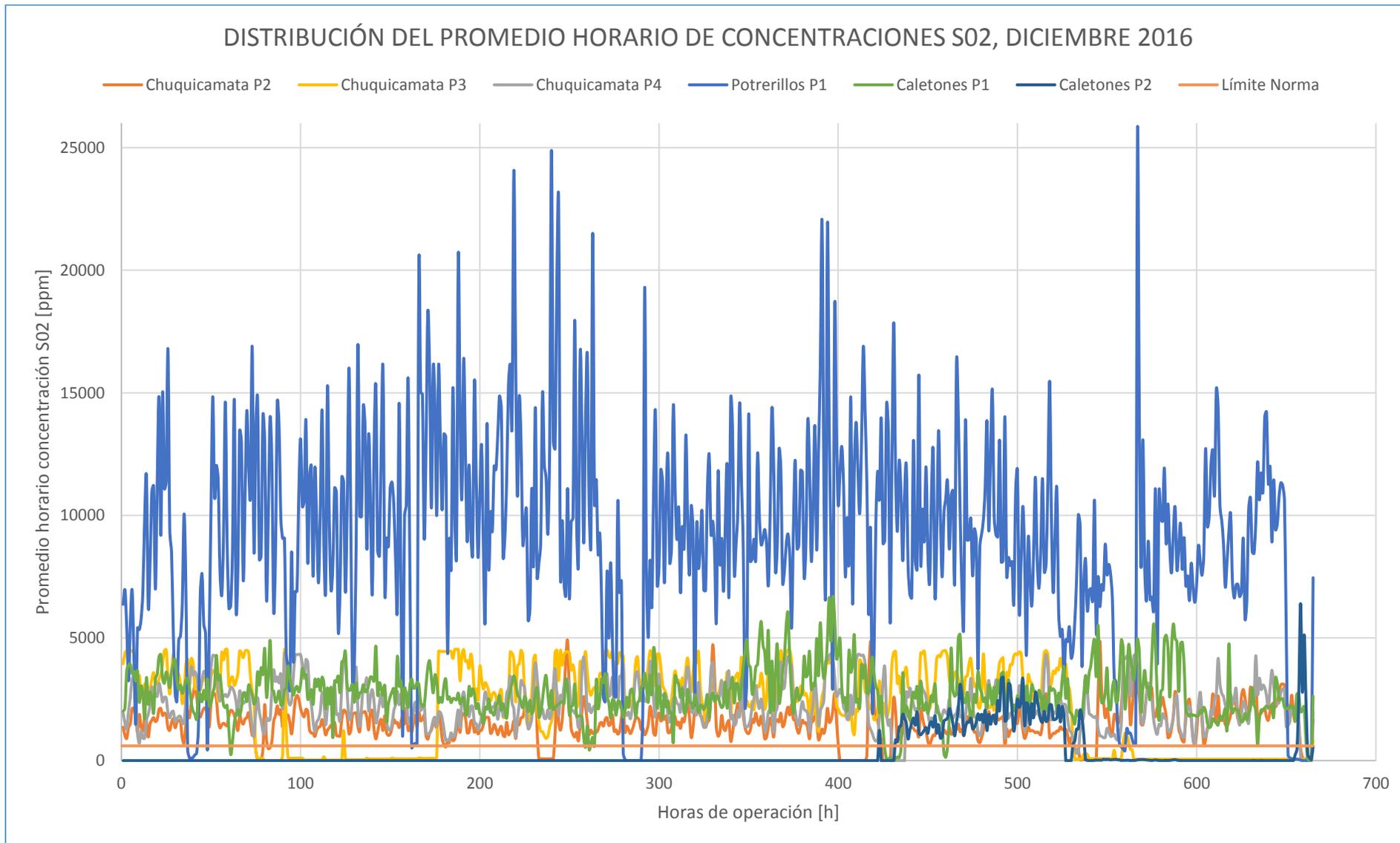


Gráfico 29: Distribución diaria de las concentraciones de SO₂ en las plantas de ácido sulfúrico que no cumplen con la normativa de emisión.

4.6 CUMPLIMIENTO DE NORMATIVAS

4.6.1 TERMOELECTRICAS

Los límites máximos de emisión establecidos en el D.S.13/2011 del MMA rigen las concentraciones admisibles para NO_x , SO_x y MP en [mg/Nm^3], las cuales dependen de la clasificación de la unidad de generación. La unidad es considerada existente si se encuentra operando o fue declarada en construcción con anterioridad al 30 de noviembre del 2010, mientras que las unidades posteriores a esta fecha, son consideradas como nuevas. Los límites máximos, dependiendo si la fuente es existente o nueva, se encuentran en las *tablas 4* y *5*. Respecto a la fiscalización, los límites de SO_x y MP se evalúan mediante el promedio horario de emisiones, el cual se debe cumplir durante el 95% del tiempo de operación, mientras que el límite de NO_x de la *tabla 4* se debe cumplir durante el 70% del tiempo y el de la *tabla 5* durante el 95%.

En el decreto no se indica explícitamente si una unidad debe cumplir con los límites de los 3 contaminantes para declarar que cumple con la normativa o solo debe cumplir uno o dos de los límites. Asumiendo que una unidad debe cumplir con los 3 límites máximos, se tiene que solo 12 unidades, de un total de 52 analizadas según los datos de la SMA, cumplen con la normativa. Sin embargo, este incumplimiento de las unidades solo es posible afirmarlo al analizar cada una por separado. La normativa permite compensar o ceder emisiones a aquellas fuentes emisoras existentes que reduzcan sus emisiones a valores inferiores a los exigidos por la norma.

La compensación de emisiones es un acuerdo entre titulares de fuentes, donde una parte reduce sus emisiones al menos en la cantidad que la otra las aumenta. Estas compensaciones están reguladas según los planes de prevención y descontaminación (PPDA) aplicados en las diferentes regiones. Un ejemplo de esto es la central Santa María perteneciente a Colbún, ubicada en Coronel, región del Biobío. La RCA con la cual fue aprobado el proyecto de la termoeléctrica obligó a la central a compensar las 946 [t/a] de MP que generaría según las estimaciones. En base a lo anterior, durante el 2011 se presentó el “*Plan de compensación de emisiones de MP del complejo termoeléctrico Santa María*”, el cual, durante el 2013, compensó 282,3 [t] de MP a través del reemplazo de calderas en los hospitales de Coronel y Lota, el reemplazo de 1.000 estufas en Coronel y el desmantelamiento de calderas en la Forestal La Esperanza y empresa Tavex Chile S.A. Por otro lado, si una unidad acredita generar emisiones menores al límite máximo, puede ceder dicha diferencia a alguna unidad que sobrepase los límites de la norma.

Tabla 14: Cumplimiento del D.S. 13/2011 del MMA respecto a las emisiones de NO_x

CENTRAL	UNIDAD	TIPO COMBUSTIBLE	AÑO PUESTA EN OPERACIÓN	NO_x			
				NORMA DE EMISIÓN		PORCENTAJE BAJO LÍMITE MÁX	CUMPLIMIENTO
				LÍMITE MAX [mg/Nm ³]	PORCENTAJE DE TIEMPO		
ANDINA	CTA	SOLIDO	2011	200	95%	13%	NO CUMPLE
ANDINA	CTH	SOLIDO	2011	200	95%	4%	NO CUMPLE
ANGAMOS	ANG 1	SOLIDO	2011	200	95%	3%	NO CUMPLE
ANGAMOS	ANG 2	SOLIDO	2011	200	95%	3%	NO CUMPLE
ANTILHUE TG	TG 1	LIQUIDO	2005	200	70%	97%	CUMPLE
ANTILHUE TG	TG 2	LIQUIDO	2005	200	70%	95%	CUMPLE
BOCAMINA	UNIDAD 1	SOLIDO	1970	500	70%	84%	CUMPLE
BOCAMINA	UNIDAD 2	SOLIDO	2012	200	95%	13%	NO CUMPLE
CANDELARIA	TG 1	GAS	2005	50	70%	29%	NO CUMPLE
CANDELARIA	TG 2	GAS	2005	50	70%	47%	NO CUMPLE

En cuanto al cumplimiento por tipo de contaminante, 30 unidades cumplen con la normativa de NO_x , 10 respecto al límite de SO_x y 24 respecto a las emisiones de MP . Dentro de las emisiones de SO_x , la única unidad que cumple, siendo el carbón su fuente de combustión, es la unidad n° 5 de la central Guacolda, debido a que el desulfurizador húmedo que posee tiene una eficiencia del 90,5%; una de las más altas para este tipo de control de abatimiento.

De las 52 unidades, 25 son a carbón. Si bien son las centrales que generan mayores emisiones de MP , solo 9 unidades no cumplen con la normativa. De estas, es la central Angamos la que genera emisiones por sobre el límite la mayor parte del tiempo. Por haber comenzado sus operaciones en el año 2011, la unidad se clasifica como nueva, teniendo un límite máximo de 30 [mg/Nm³] de MP , el cual debe cumplir por al menos el 95% del tiempo de operación. Sin embargo, a pesar de contar con filtros de mangas, la central cumple con la normativa solo durante el 37,2% del tiempo. En cuanto al NO_x y SO_x , cumple la normativa solo durante el 3,07% y 0,15% del tiempo, respectivamente. Así, esta unidad no cumple bajo ningún punto de vista con la normativa. De hecho, durante el 2016, la SMA postuló cargos en contra de la unidad por no cumplir con los límites de emisión del D.S. 13/2011 del MMA, clasificando la falta como grave, lo cual implica la revocación de la RCA, clausura temporal o definitiva o una multa de hasta 5.000 UTA.

4.6.2 FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

A diferencia del decreto de las termoeléctricas, el D.S. 28/2013 del MMA sí establece límites máximos anuales para las emisiones de SO_2 y As provenientes de las fundiciones primarias de cobre. En la *tabla 14* se presentan los resultados de la estimación, mediante factores de emisión, de las emisiones de cada fuente durante el año 2015. Además, se muestra el tipo de PAS que posee la fundición. Recordar que el plazo de cumplimiento de la norma depende del tipo de PAS que posea la fuente. Si es una de doble contacto, debe cumplir con la normativa dentro de 3 años a partir de la publicación de esta, mientras que, si las PAS es de simple contacto, debe cumplir dentro de 5 años. Además, se establecen límites de emisión menos exigentes durante la etapa de transición hacia el cumplimiento de la norma. Dado que la estimación se realiza para el año 2015 y la publicación de la norma fue en diciembre del 2012, los resultados de la estimación, respecto a las emisiones de SO_2 , se deben comparar según los límites de transición. Así, las fundiciones Hernán Videla Lira, Chagres, Ventanas y Caletones no cumplieron con los límites. En cuanto a las emisiones de As, la fundición Hernan Videla Lira y Chagres sobrepasaron el límite máximo permitido para este contaminante.

Tabla 15: Cumplimiento del D.S. 28/2013 publicado por la SMA de las fundiciones primarias de cobre respecto a las emisiones de SO_2 y As.

Fundición	Tipo Planta de Ácido Sulfúrico	SO_2			As	
		Normativa de Transición [t/a]	Normativa Final [t/a]	Estimación [t/a]	Normativa Final [t/a]	Estimación [t/a]
Altonorte	1 PASS - 1 PASD	-	24.000	49.455	126	87
Chuquicamata	1 PAS	96.500	49.700	81.445	476	113
Potrerosillos	1 PASS	89.500	24.400	59.400	157	52
Hernán Videla Lira	2 PASS	24.500	12.880	29.123	17	30
Chagres	1 PASD	13.950	14.400	15.318	35	53
Ventanas	1 PASD	16.500	14.650	20.410	48	34
Caletones	2 PASS	80.000	47.680	134.640	130	118

La mayor diferencia entre estimación y límite máximo para el SO_2 , se da en la fundición Caletones. Al año 2010, esta fuente declaró una captación de S de solo el 88%, las más baja de todas las fundiciones. Además, durante el 2015 procesó 1.360 [kta] de concentrado de cobre, la cifra más alta entre todas las fundiciones. De esta forma, el hecho de poseer dos PAS de simple contacto con baja captación de S, sumado al alto factor de carga, dan por resultado una alta emisión de SO_2 . Por otro lado, si bien no logra cumplir con el límite máximo, la fundición Chagres es la que menos emisiones de SO_2 genera. Unas de las razones de las bajas emisiones, es que esta central

cuenta con un horno Flash, el cual, debido a su ingeniería, disminuye los flujos de gases de salida, facilitando su control y manejo hacia los equipos de abatimiento. Además, cuenta con una PAS de doble contacto, declarando una captación de S del 99,5%, la más alta a nivel nacional.

En cuanto a las concentraciones de SO_2 emitidas por las PAS de las fundiciones, el cumplimiento de la norma se puede observar en la *tabla 16*. La norma, como se mencionó, establece que una PAS debe emitir una concentración inferior o igual a $600 [mg/Nm^3]$ de SO_2 durante el 95% del tiempo de operación. Así, la fundición Chagres y Ventanas, ambas con PAS de doble contacto, cumplen con la normativa durante el 100% del tiempo. La PAS n° 4 de Chuquicamata es la que emite gases efluentes con concentraciones de SO_2 mayores a $600 [mg/Nm^3]$ durante la mayor parte del tiempo de operación. Por lo mismo, CODELCO inició durante el 2017 un proyecto para mejorar la captación de S de las plantas n° 3 y n° 4, convirtiéndolas en PAS de doble contacto. Esto con el objetivo de cumplir con el D.S. 28/2013 que comenzó a regir a fines del 2018.

En resumen, durante la etapa de transición solo dos plantas cumplen con la normativa. Sin embargo, cuando comience a regir en su totalidad el D.S. 28/2013, ninguna fundición cumplirá con la norma si se mantienen los valores de la *tabla 15*.

Tabla 16: Cumplimiento del D.S. 28/2013 publicado por la SMA respecto a las emisiones de SO_2 de las plantas de ácido sulfúrico pertenecientes a las fundiciones primarias de cobre.

Planta de Ácido Sulfúrico	Porcentaje de Cumplimiento Exigido por Norma	Porcentaje de Cumplimiento Normativa	Cumple / No cumple
Chagres	95%	100%	Cumple
Chuquicamata P2	95%	9%	No cumple
Chuquicamata P3	95%	34%	No cumple
Chuquicamata P4	95%	3%	No cumple
Potreros P1	95%	3%	No cumple
Caletones P1	95%	3%	No cumple
Caletones P2	95%	44%	No cumple
Ventanas P1	95%	100%	Cumple
Ministro Hales P	95%	98%	Cumple
Altonorte P1	95%	98%	Cumple
Altonorte P3	95%	93%	No cumple
FHVL P1	95%	S/I	-

4.7 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la estimación de emisiones a través de factores de emisión, tanto de unidades de generación como de fundiciones primarias de cobre, son comparados con los resultados obtenidos al procesar la información entregada por la SMA y con los datos publicados por el RETC en su página web oficial con el objetivo de verificar si los datos están dentro de un orden magnitud similar y así validarlos. Además, se busca explicar la diferencia entre los valores.

4.7.1 TERMOELÉCTRICAS

Por un lado, se tiene la estimación de emisión mediante factores de emisión realizada en base al consumo de combustible y factores de emisión obtenidos del AP-42 de la EPA. Por el otro, se tienen los datos publicados en la página del RETC y los resultados de procesar la información entregada por la SMA. La comparación se hace para las unidades que fueron entregadas por la SMA, debido a que son un número acotado del total de unidades. Además, considerando que la información entregada por la SMA proviene de los sistemas de monitoreo continuos de cada unidad, estos valores son tomados como referencia.

Las emisiones declaradas en el RETC, según la guía de cálculo de estimaciones del MMA, son estimadas mediante muestreos realizados por laboratorios y amplificadas anualmente según las horas de operación y consumo de combustible de la unidad. Solo en caso de no contar con muestreos, la estimación se realiza mediante factores de emisión. Sin embargo, en los datos publicados no se hace referencia sobre la metodología utilizada en cada unidad, por lo que la comparación no se puede hacer en base a este criterio, es decir, comparar únicamente aquellas emisiones que fueron estimadas mediante la misma metodología, siendo una de las razones por la cual los valores difieren. De esta forma, la comparación considera emisiones cuyo cálculo puede ser mediante factores de emisión, muestreos de laboratorios o mediciones a través de un sistema de monitoreo continuo. Otra razón de las diferencias es que los datos del RETC fueron obtenidos a través de su página web, donde la búsqueda de emisiones puede realizarse a través del nombre de la central termoeléctrica. Sin embargo, no en todos los casos se menciona a qué unidad o unidades de la central corresponden las emisiones publicadas.

Para la comparación se toman como referencia los datos entregados por la SMA, obtenidos a través de los CEMS, debido a que estos entregan información confiable ya que para su funcionamiento deben contar con una validación inicial y periódica. Además, los titulares de las unidades tienen el deber de realizar pruebas rutinarias que aseguren la calidad de las mediciones,

como así también cumplir con la revalidación del equipo realizando mejoras y mantenimientos, como el reemplazo de componentes o el reemplazo total del CEMS en caso de presentar fallas.

Tabla 17: Comparación de valores totales de emisión (NO_x, SO_x y MP) durante el año 2015.

	Estimación [t/a]	SMA [t/a]	RETC [t/a]
NO_x	78.104	85.517	75.978
SO_x	102.615	120.368	66.718
MP	2.961	3.286	11.230

Al sumar los valores de cada unidad de generación, se obtienen los valores totales de la tabla 17. Para los 3 contaminantes, los valores de la estimación mediante factores de emisión se acercan más a los valores de la SMA que los publicados por el RETC. La estimación de NO_x tiene una diferencia del 9% respecto a la SMA, mientras que los valores del RETC difieren en un 11%. En cuanto al SO_x, la diferencia de la estimación es del 15%; mientras que la del RETC es del 45%. Finalmente, para el MP, la diferencia entre la estimación y la SMA es de 10% y la diferencia entre la SMA y el RETC es del 241%.

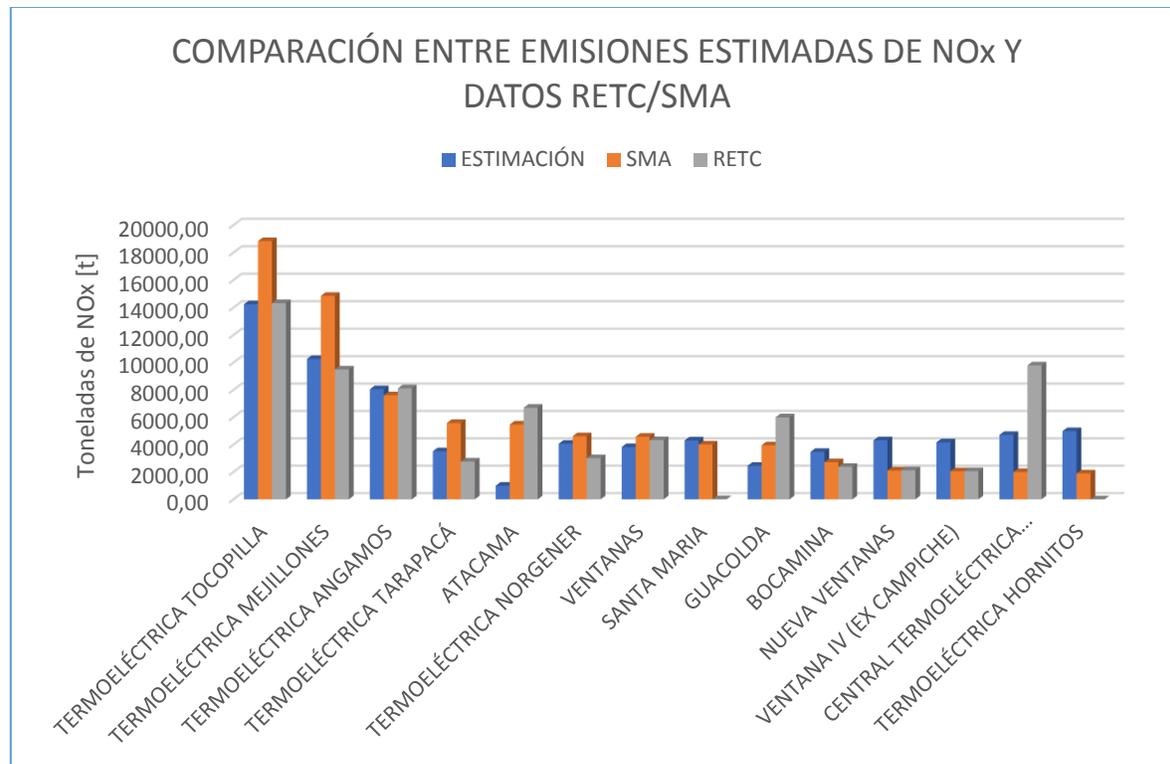


Gráfico 30: Comparación del resultado obtenido de las emisiones de NO_x de las termoeléctricas con los datos publicados por la SMA y el RETC.

En los *gráficos 30, 31 y 32* se muestran las comparaciones para el NO_x , SO_x y MP , respectivamente. Para cada contaminante, se exponen las 14 centrales que mayores emisiones presentaron según datos de la SMA, ordenadas de mayor a menor, de un total de 34 unidades comparadas. En los anexos se muestra el total de las centrales contrastadas. Como se mencionó, la menor diferencia se tiene en las emisiones de NO_x , las que se observan en el *gráfico 30*. Las estimaciones siguen una distribución similar a los datos de la SMA, presentando la menor diferencia en la central Angamos. Esta central cuenta con quemadores *Low NO_x* para disminuir la formación de este contaminante. Precisamente son aquellas centrales, las que cuentan con este tipo de quemadores, las que presentan menor diferencia respecto a los datos de la SMA. Por otro lado, no existe una tendencia que relacione la diferencia entre los datos y el tipo de combustible que utiliza la unidad.

La mayor diferencia se da en las emisiones de SO_x , siendo de un 15%. Esta diferencia se observa en el *gráfico 31*. La central de Tocopilla es una de las que presenta mayor diferencia respecto a los datos de la SMA, tanto respecto de los datos del RETC como de la estimación de este estudio. Las tecnologías de abatimiento más utilizadas son los desulfurizadores secos, semi-secos y húmedos, con eficiencias que varían entre un 75% y 99%. Tanto para el caso de los NO_x como de los SO_x , no existe un patrón en relación a las diferencias existentes. Sin embargo, para el MP sí

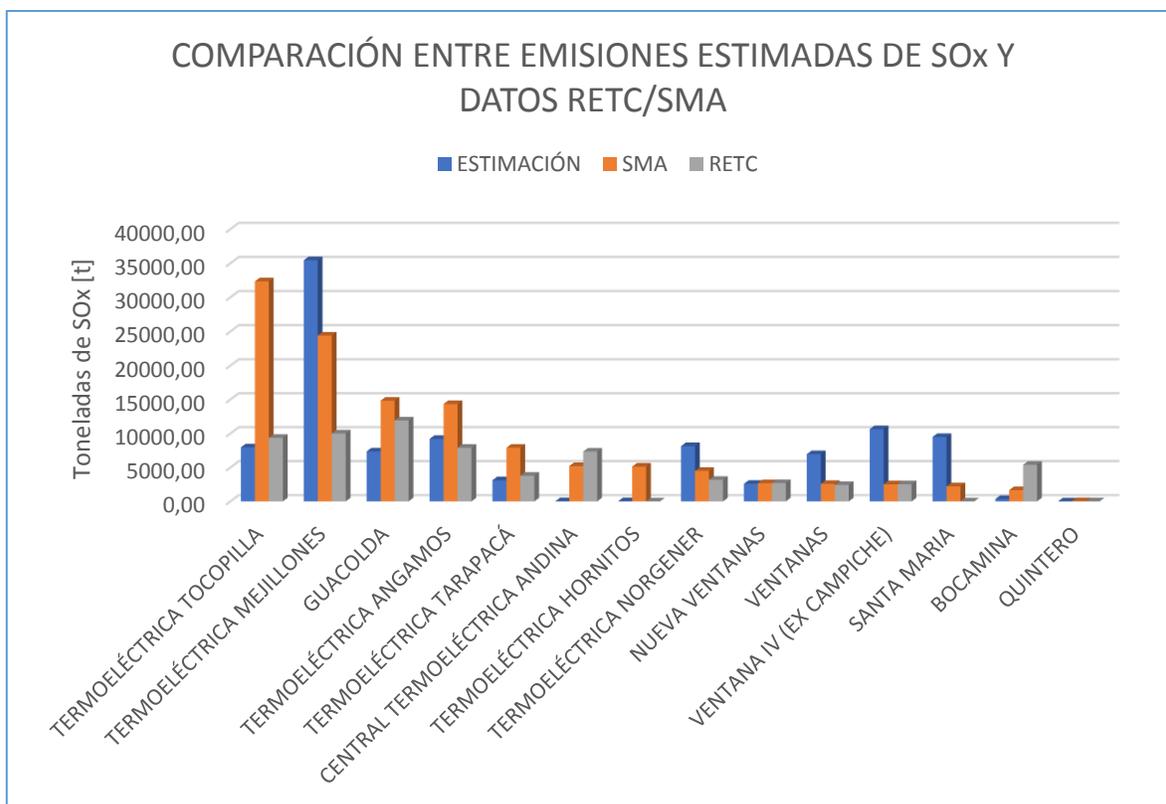


Gráfico 31: Comparación del resultado obtenido de las emisiones de SO_x de las termoeléctricas con los datos publicados por la SMA y el RETC.

lo hay. Las centrales a carbón son las que mayores emisiones de *MP* generan. Sin embargo, las cantidades publicadas por el RETC, en un gran número de centrales, son mucho mayores a los datos de la SMA, a diferencia de las emisiones estimadas, que se acercan más a estos valores. Esta diferencia resalta en mayor medida en la central Atacama, ubicada en la II región. El RETC publicó que esta central emitió 1.216 [t] de *MP* durante el 2015, mientras que lo datos de la SMA dicen que solo emitió 48 [t]. Una cifra razonable al saber que la central no opera en base a carbón, sino que en base a petróleo diésel y gas natural, cuyas emisiones de *MP* deben ser pequeñas en comparación a una unidad a carbón. Por su parte, la estimación mediante factores de emisión arrojó que la central emitió 57 [t]. Además, las eficiencias de los filtros de mangas y precipitadores electrostáticos utilizadas en las unidades a carbón varían entre el 99% y 99%; reduciendo así en gran parte las emisiones atmosféricas con altas concentraciones de *MP*.

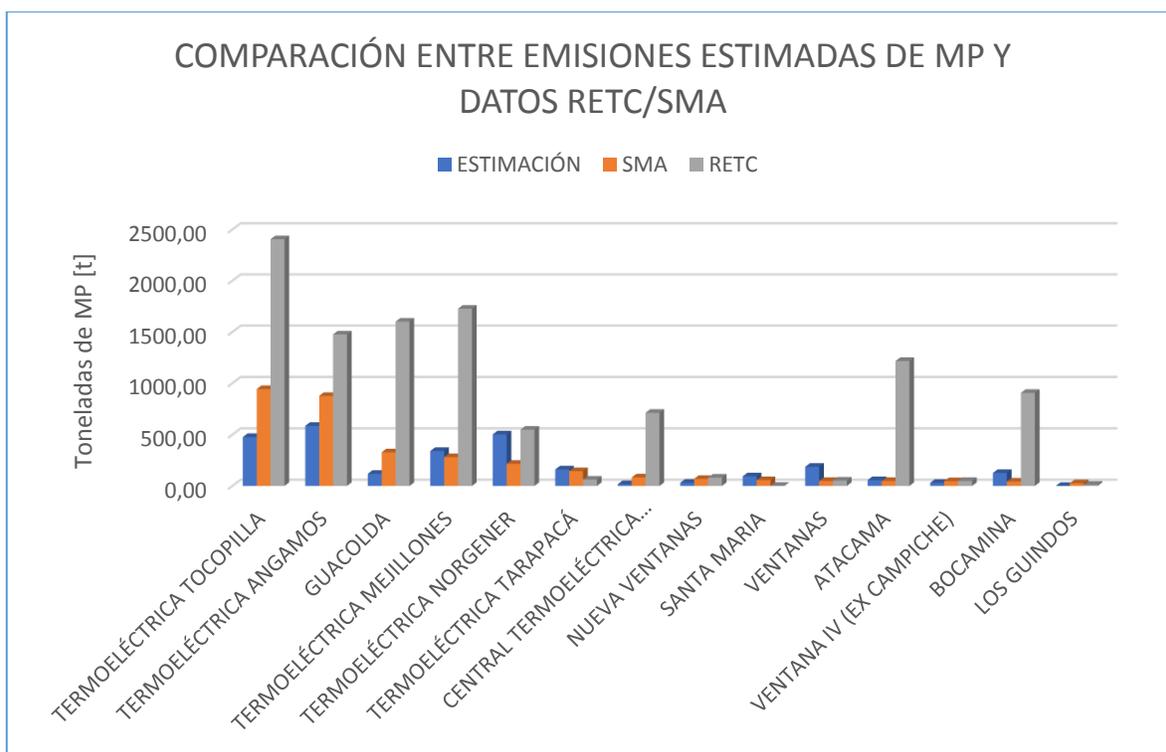


Gráfico 32: Comparación del resultado obtenido de las emisiones de *MP* de las termoeléctricas con los datos publicados por la SMA y el RETC.

4.7.2 FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

Como se mencionó, no se cuenta con datos de la SMA para calcular las emisiones anuales de las fundiciones, por lo cual la comparación se realiza con datos publicados por el RETC. Sin embargo, este organismo solo tiene publicados datos de la fundición Altonorte y fundición Hernán Videla Lira, por lo cual, para realizar una comparación general de las emisiones totales del rubro, se comparan los datos totales de las emisiones generadas por las fundiciones, los cuales fueron publicados en el noveno reporte del RETC (2005 – 2014).

Tabla 18: Comparación de emisiones de SO_x y MP entre datos del estudio y datos publicados por el RETC.

SO_x [t]		MP [t]	
Estimación	RETC 2014	Estimación	RETC 2014
770.030	596.781	27.712	17.942

La estimación mostrada considera tanto emisiones fugitivas como por chimeneas, mientras que en el reporte del RETC no se especifica este punto. Respecto a las emisiones de SO_x , se tiene una diferencia del 22%, mientras que es de un 35% para el MP . Una causa de las diferencias es que las emisiones comparadas corresponden a diferentes años. La estimación de este estudio considera las toneladas de concentrado de cobre tratadas durante el 2015, las cuales varían respecto al año 2014. Además, no se tiene información sobre la metodología utilizada para obtener los datos publicados por el RETC. Solo se tiene conocimiento de que son obtenidos por medio del D.S. 138/2005 del MINSAL, en el cual se indica que las emisiones serán calculas mediante factores de emisión considerando los datos operaciones entregados por los titulares de las fuentes, a menos que éstas cuenten con un método especializado para la medición de emisiones, el cual debe ser aprobado por el SEREMI de salud respectivo. Así, existe la posibilidad de estar comparando resultados obtenidos a través de factores de emisión con datos obtenidos a través de muestreos puntuales realizados por laboratorios o con datos obtenidos a través de CEMS, lo cual explica las diferencias existentes.

Por otro lado, las emisiones publicadas en el noveno reporte del RETC difieren en gran medida respecto a las publicadas en el décimo reporte. Las fundiciones primarias de cobre pertenecen al rubro de producción de metal, donde también se consideran las fundiciones secundarias y los establecimientos que realizan trabajos metalúrgicos. Referente a las emisiones de SO_x , las emisiones disminuyeron de 596.781 [t] a 48.986 [t] según datos del RETC. Esto hace una diferencia de 547.795 [t], siendo una diferencia alta al considerar que las variaciones promedio entre un año y otro no superan las 15.000 – 20.000 [t]. En el estudio, se calcularon las emisiones de chimeneas y fugitivas, las cuales, en el caso de las fundiciones primarias de cobre, no son

despreciables. Existe una diferencia de 380.238 [t] de SO_x entre las emisiones totales considerando y no las emisiones fugitivas. De esta forma, las diferencias entre el RETC y el estudio, respecto a considerar y no las emisiones fugitivas, alcanzan una diferencia de 30%, lo que sugiere que los datos del décimo reporte del RETC no consideran las emisiones fugitivas provenientes de las fundiciones primarias de cobre, razón que explicaría las altas disminuciones de SO_x .

Tabla 19: Comparación emisiones considerando y no considerando las emisiones fugitivas.

SO_x [t]					
Normativa de Transición	Normativa Final	Estimación sin emisiones fugitivas	Estimación con emisiones fugitivas	RETC 2014	RETC 2015
320.950	187.710	389.792	770.031	596.781	48.986

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES GENERALES

Se calculan las cantidades de emisiones anuales de los principales tipos de contaminantes asociados a las termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre en Chile para el año 2015. La metodología empleada es la de factores de emisión, obteniendo resultados de emisiones al procesar información respecto a la actividad productiva de cada fuente y factores de emisiones asociados al tipo de contaminante y al tipo de fuente. Para el caso de las termoeléctricas, la actividad productiva se relaciona al consumo de combustible anual de cada unidad de generación, mientras que, para las fundiciones primarias de cobre, está asociada a la cantidad de concentrado de cobre procesado durante el año. De esta forma, se obtienen las cantidades de emisión para cada tipo de contaminante en toneladas anuales, distribuidas por cada región del país, por tipo de combustible utilizado para el caso de las termoeléctricas y también en forma mensual. Además, dado que se cuenta con las emisiones de los CEMS de algunas termoeléctricas y de las PAS pertenecientes a las fundiciones, se presenta también la distribución temporal de las emisiones.

En primer lugar, se recopiló información necesaria para la estimación mediante factores de emisión desde diferentes entidades públicas, principalmente de la CNE. En segundo, se recurrió a la SMA, a través de la Ley de Transparencia, solicitando información referente al *D.S. 13/2011* y *D.S. 28/2013* del MMA, relacionados con la norma de emisión para termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre, respectivamente.

Debido al gran número de termoeléctricas existentes, la información recolectada se procesó con el objetivo de calcular las potencias térmicas de cada unidad, clasificándolas en dos grupos con el objetivo de focalizar el estudio en aquel que mayor influencia tiene sobre el total de emisiones generadas. De esta forma, el número de unidades de generación eléctrica en estudio se redujo. En cuanto a los factores de emisión, fueron obtenidos desde el AP-42 de la EPA, tanto para las termoeléctricas como para las fundiciones primarias de cobre.

A nivel nacional, las unidades de generación eléctrica con potencias térmicas mayores a 50 [MW_t] tienen asociada la suma de 143.066 [t] de NO_x , 559.029 [t] de SO_x y 419.665 [t] de MP , mientras que las fundiciones primarias de cobre tienen asociadas 770.030 [t] de SO_x , 27.712 [t] de MP y 489 [t] de As . A nivel regional, la región de Antofagasta domina las emisiones atmosféricas de MP provenientes de termoeléctricas con una participación del 48%, seguida por la región de Valparaíso, de Atacama y del Biobío con un 21%; 14% y 12%; respectivamente. En cuanto a las emisiones de SO_x provenientes de fundiciones, la región de Antofagasta lidera con una participación de 37%; seguida por la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, de

Atacama y de Valparaíso con un 29%; 19% y 13%; respectivamente. Además, las unidades de generación eléctrica en base a carbón son las que generan prácticamente el 100% de las emisiones de *MP* provenientes de termoeléctricas. Respecto a las fundiciones, la fundición Caletones aporta el 29% de las emisiones de SO_x provenientes de este rubro, seguida por la fundición Chuquicamata con un 22% y por la fundición Altonorte con un 15%.

5.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

Se revisan antecedentes sobre las tendencias de las emisiones al relacionarlas con las matrices de generación, tanto a nivel internacional como nacional. A nivel internacional, a pesar de que el carbón sigue siendo el combustible más utilizado para la generación eléctrica, las ERNC se abren camino impulsadas por políticas que favorecen la implementación de este tipo de centrales. Además, el uso de gas natural también aumenta, siendo este el combustible que menores emisiones de CO_2 genera en su proceso de combustión. Al 2040, se proyecta que incluso la energía generada por medio de centrales de ERNC, principalmente eólica, supere a la generada por termoeléctricas a carbón. Sin embargo, las emisiones de CO_2 mantienen una tendencia creciente. El uso de carbón en el mercado asiático fue el que vio mayor aumento a nivel mundial durante el 2017, principalmente por el aumento de termoeléctricas a carbón en China. A nivel nacional, durante el 2014 las fuentes fijas con mayor cantidad de emisiones fueron las termoeléctricas, seguidas por las fundiciones primarias y secundarias. Las emisiones de termoeléctricas se caracterizan principalmente por altas concentraciones de NO_x y SO_2 , generadas en su mayoría por unidades en base a carbón. Dentro de la matriz de generación, el 36% de la potencia instalada corresponde a unidades a gas natural, cuyas mayores emisiones son de NO_x , mientras que un 30% corresponde a unidades a carbón. Es precisamente de este último tipo de unidades de las cuales se generan las mayores emisiones, no solo de NO_x y SO_2 , sino que también de *MP*, tanto del proceso de combustión como del proceso de almacenamiento, trituración y manipulación. El tercer combustible con gran presencia dentro de la matriz de generación es el petróleo, con un 19%. A diferencia de las termoeléctricas, cuyas emisiones son generadas por el proceso de combustión, las fundiciones generan sus emisiones debido a los procesos necesarios para refinar el cobre, eliminando impurezas metálicas como sílice, hierro, azufre y metales pesados, entre otros. Debido al alto porcentaje de azufre existente en el concentrado, se generan altas emisiones de SO_2 , tanto por chimenea como fugitivas. Además, se generan altas cantidades de *MP*, conteniendo trazas de metales pesados, principalmente arsénico y plomo. Debido al peligro que estos contaminantes representan para los humanos y para el medio ambiente, el MMA publicó normas de emisión para estos dos tipos de fuentes fijas, restringiendo

las emisiones de NO_x , SO_2 y MP para las termoeléctricas, mientras que, para las fundiciones primarias de cobre, fueron restringidas las emisiones de SO_2 y As . Estas normativas deben ser fiscalizadas por la SMA.

La recopilación de información respecto al nivel de actividad y consumo de combustible de termoeléctricas y fundiciones se realizó a través de dos fuentes principales. Por un lado, se creó una base de datos propia con toda la información necesaria para estimación de emisiones, además de datos referenciales como coordenadas geográficas, potencias instaladas y unidades de generación. Esta información fue obtenida principalmente desde la CNE y de los CDEC respectivos. Sin embargo, en el dominio público no se encontró información respecto a los consumos de combustible de los sistemas medianos de Aysén y Magallanes, por lo que esta información se solicitó directamente a la CNE, recibiendo una respuesta positiva. La base de datos contiene 266 unidades de generación, las que equivalen a 123 termoeléctricas. De estas, 26 unidades son a carbón, 38 a gas natural y 190 a diésel. Con el objetivo de reducir las fuentes en estudio para focalizar el trabajo en una muestra de unidades representativas, se clasifican en dos grupos: unidades tipo 1, conformado por 144 unidades cuyas potencias térmicas son menores a 50 [MW_t], y unidades tipo 2, constituido por las restantes 122 unidades cuyas potencias térmicas son mayores a 50 [MW_t]. Luego de estimar sus emisiones, sin considerar controles de abatimiento debido a que no se cuenta con el total de los equipos de control de emisiones de cada unidad, se concluye que las unidades tipo 2 son las responsables de la mayor cantidad de emisiones generadas, por lo que el estudio se centra en dicho grupo. Además, la base de datos contiene las 7 fundiciones primarias de cobre operativas, con información asociada a los equipos utilizados en los diferentes procesos y los tipos de PAS que contienen. Por otro lado, a través de la Ley de Transparencia, se solicitó información referente a las emisiones de termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre, declaradas según el *D.S. 138/2005* del MINSAL, a todos los SEREMIS de salud. Sin embargo, todo tipo de información fue denegada por ser declarada como sensible desde el punto de vista industrial y comercial, argumentado además que, si bien las emisiones calculadas son de uso público, los antecedentes declarados por las fuentes para realizar dichas emisiones no lo son. En paralelo al requerimiento realizado a los SEREMI de salud, se solicitó información de los *D.S. 13/2011* y *D.S. 28/2013* a la SMA. En este caso se obtuvo una respuesta positiva, recibiendo datos de 81 unidades de generación obtenidos a través de CEMS de cada fuente. Sin embargo, la SMA solicitó un documento donde la universidad acreditará que la información solicitada solo sería usada con fines académicos.

Los factores de emisión se definieron en base al *AP – 42* de la EPA. Los capítulos de este documento están clasificados según los tipos de fuentes fijas generadoras. Respecto a las

termoeléctricas, los factores se obtienen tanto del capítulo 1 y 3. El primero clasifica las fuentes de combustión externa, como las calderas a carbón, diésel y gas natural, mientras que el capítulo 3, clasifica las fuentes de combustión interna, como las turbinas a gas natural y diésel y los motores a diésel utilizados para la generación eléctrica. Para el caso de las fundiciones primarias de cobre, los factores de emisión fueron obtenidos desde el capítulo 12, relacionado con la industria metalúrgica. Los factores están clasificados según los equipos utilizados en los procesos de una fundición, como el secado, fusión, conversión y refinación. Además, se cuenta con factores para estimar las emisiones fugitivas que, en el caso de las fundiciones, representan una gran parte del total de emisiones.

Tabla 20: Factores de emisión de los principales contaminantes de termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre.

Contaminante	Turbinas a gas natural	Calderas a carbón	Motores a diésel	Convertidor Teniente
	FE [t/m ³ de GN]	FE [t/t de carbón]	FE [t/m ³ de diesel]	FE [kg/t de Concentrado Cu]
NO_x	4,48x10 ⁻⁶	1,1x10 ⁻²	1,47x10 ⁻¹	–
SO_x	9,60x10 ⁻⁹	5,51x10 ⁻²	3,89x10 ⁻²	300
MP	1,22x10 ⁻⁷	4x10 ⁻²	5,11x10 ⁻³	18

Respecto a la distribución regional de las emisiones de las termoeléctricas, se concluye que en la región de Antofagasta se generan las mayores cantidades de emisiones. En esta región se genera el 44% de las emisiones nacionales de NO_x, el 51% de las emisiones de SO_x y el 49% de las emisiones de PM. La alta generación de emisiones en la región se debe a dos principales focos: los parques termoeléctricos de Tocopilla y Mejillones. En la comuna de Tocopilla existen 13 unidades de generación, de las cuales 6 son en base a carbón, 2 a gas natural y 5 a diésel. Por su parte, en Mejillones existen 11 unidades de generación, de las cuales 6 son en base a carbón, 3 a gas natural y 2 a diésel. De esta forma, 24 de las 34 unidades presentes en la región se concentran entre estas dos comunas, con una potencia instalada promedio de 114,68 [MW], la más alta a nivel nacional. En cuanto al origen de las emisiones según el tipo de combustible, las unidades a carbón son responsables del 81% de las emisiones nacionales de NO_x, del 99% de las emisiones de SO_x y del 96% de las emisiones de MP. Por otra parte, la distribución regional de emisiones provenientes de fundiciones primarias de cobre tiene como principal foco la región de Antofagasta, con el 37% de las emisiones de SO_x, seguida por la sexta región con un 29% y por la región de Atacama con un 19%. Destacar que el 29% de la sexta región, proviene en su totalidad de la fundición Caletones, perteneciente a CODELCO.

En la distribución mensual de las unidades de generación en base a carbón, se evidencia una generación de emisiones constante durante el año, mostrando la dependencia nacional que existe para con este tipo de unidades. Esto se valida con la generación eléctrica durante el 2015, donde 28,1 [GWh] fueron generados por unidades en base a carbón, mientras que 11 [GWh] y 2 [GWh] provinieron de unidades a gas natural y diésel, respectivamente. Respecto a las unidades en base a gas natural y diésel, generaron mayores emisiones en los meses invernales, donde entre marzo y julio se emitió el 66% de las emisiones de CO_2 provenientes de unidades a gas natural, mientras que, en el mismo rango de meses, se generó el 65% de las emisiones de NO_x procedentes de unidades a diésel.

Con la información entregada por parte de la SMA, es posible realizar una distribución diaria y horaria de las emisiones de las unidades de generación eléctrica que presentaron mayor cantidad de emisiones durante el 2015, concluyendo lo siguiente respecto a cada tipo de unidad:

- Unidad CTM1, Termoeléctrica Mejillones: Esta unidad en base a carbón presentó sus mayores emisiones en el mes de marzo, con una distribución diaria constante durante el mes, presentando emisiones promedio de 46 [t], 20 [t] y 0,6 [t] de SO_2 , NO_x y MP , respectivamente. En la distribución horaria del día 24 de marzo, se tienen los mayores peaks en el horario punta, entre las 07:00 [h] y 09:00 [h].
- Unidad CTM3TG, Termoeléctrica Mejillones: Esta unidad en base a gas natural presenta una distribución diaria constante de emisiones durante el mes de febrero, evidenciando una operación continua. Las emisiones están conformadas en un 99% de NO_x , emitiendo un promedio diario de 32 [t]. La distribución horaria del día 16 de febrero también es continua y constante, emitiendo en promedio 1,46 [t/h] de NO_x .
- Unidad TG 2A, Termoeléctrica Gasatacama: Las emisiones de esta unidad están conformadas sobre un 99% por NO_x , presentando la mayor cantidad de contaminantes en octubre, con emisiones promedio diarias de 16 [t] de NO_x . Estas altas emisiones están fuertemente ligadas al alto consumo de combustible, siendo la central con mayor consumo nacional de diésel, con 128.566 [m^3], seguida por la central Los Pinos con 40.889 [m^3] consumidos de diésel. Las mayores emisiones se presentan entre abril y agosto, siendo este último mes el de mayor generación de contaminantes. La distribución horaria también es continua y constante, con emisiones promedio diarias de 1 [t/h] de NO_x .

En el caso de las fundiciones primarias de cobre, se presenta la variación temporal de las emisiones de las diferentes PAS pertenecientes a estas fuentes fijas. Las PAS de las fundiciones Chagres, Ventanas y Altonorte cumple con la normativa de emitir efluentes con concentraciones menores a 600 [ppm] de SO_2 durante el 95% del tiempo de operación. Por otra parte, las PAS de las fundiciones Chuquicamata, Potrerillos y Caletones no cumplen con la normativa. De esta forma, el cumplimiento de la normativa está relacionado directamente con el tipo de PAS de cada fundición, dado que las fundiciones que cumplen con la norma poseen PAS de doble contacto, capturando sobre el 95% de S. Debido a que no se cuenta con los flujos de los gases efluentes, no se puede determinar la cantidad de SO_2 emitida en toneladas, pero al analizar la distribución de las concentraciones, se concluye que esta es constante durante la operación de la PAS, sin encontrar patrones específicos durante el tiempo analizado.

Finalmente, al comparar las emisiones estimadas con emisiones publicadas por el RETC y las obtenidas al procesar los datos de los CEMS de cada fuente, se concluye que están dentro de un rango razonable. Al comparar las emisiones estimadas para las termoeléctricas con los resultados de los CEMS, se tiene la mayor diferencia para las emisiones de SO_x , con una diferencia del 14,75%. Mientras que, al comparar las emisiones publicadas por el RETC con los resultados de los CEMS, la mayor diferencia se da para el MP, con un 241,75% de diferencia. Para el caso de las fundiciones, la mayor diferencia porcentual al comparar los datos estimados con los datos publicados por el RETC el 2014, se tienen para el MP, con un 35,26% de diferencia. Se concluye, finalmente, que las emisiones estimadas se acercan más a los valores obtenidos a través de los CEMS de cada fuente que los datos publicados por el RETC, esto para las unidades de generación comparadas.

Tabla 21: Comparación de resultados de emisiones de NO_x , SO_x y MP para termoeléctricas y fundiciones primarias de cobre durante el 2015.

		Estimación [t/a]	SMA [t/a]	RETC [t/a]
Termoeléctricas	NO_x	78.104	85.517	75.978
	SO_x	102.615	120.368	66.718
	MP	2.961	3.286	11.230
Fundiciones primarias de cobre	SO_x	770.030	-	596.781
	MP	27.712	-	17.942

Las diferencias se deben principalmente por lo siguiente:

- Desconocimiento de la metodología empleada en los datos publicados por el RETC. Esto, como se mencionó, debido a que actualmente publican los datos provenientes del *D.S. 138/2005* del MINSAL.
- Solo en algunos casos, los datos publicados por el RETC en su página web especifican a qué unidades del complejo termoeléctrico pertenecen.
- Diferencia en las toneladas de concentrado de cobre procesadas al comparar con años anteriores. Esto para el caso de las fundiciones primarias de cobre.

5.3 RECOMENDACIONES

Una de las mayores complicaciones fue la obtención de información. A pesar de acreditar a través de una carta de la universidad que la información solo sería utilizada con fines académicos, el MINAL negó toda información por declararla sensible industrial y comercialmente. En el caso de la SMA, el problema fue el tiempo de respuesta, que superó los dos meses. Ante esto, se recomienda, además de solicitar la información a través del canal formal de la Ley de Transparencia, asistir presencialmente a la entidad pública para solicitar la información necesaria, comentando el uso que se le dará. Esto agiliza la entrega y recepción de la información, evitando canales de comunicación que solo ralentizan el proceso.

Para mejorar los resultados obtenidos a través de factores de emisión, se recomienda trabajar con todas las tecnologías de abatimientos empleadas por cada termoeléctrica y fundición primaria de cobre. Si bien la SMA compartió información respecto a esto, solo fue respecto a algunas fuentes. Conociendo las tecnologías de abatimiento, la selección de los factores de emisión es más precisa dado que existen factores de emisión que consideran este parámetro, generando resultados más exactos. Además, los factores de emisión utilizados tanto por este estudio como por el RETC, son obtenidos a través del *AP – 42* de la EPA. Sin embargo, esta institución estadounidense publicó el método 19, el cual permite la generación de factores de emisión propios a las condiciones operacionales de cada fuente a través de datos obtenidos por medio de los CEMS. De esta forma, es posible generar factores de emisión, y por ende estimaciones, más representativas de las condiciones en las que operan estas fuentes nacionales.

Finalmente, para la etapa de comparación de resultados, se recomienda conocer la metodología de estimación de los datos con los cuales serán comparados los resultados para así descartar este parámetro como causante de las diferencias, focalizando la búsqueda de factores que alteran los resultados a un universo menor.

REFERENCIAS

1. Ministerio del Medio Ambiente. *Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas de Fuentes Fijas y Móviles en el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes*. Santiago : s.n., 2009.
2. Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. EPA. *AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1.1: Bituminous and Subbituminous Coal Combustion*. North Carolina : United States Environmental Protection Agency, 1993.
3. *AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1.4: Natural Gas Combustion*. North Carolina : United States Environmental Protection Agency, 1998.
4. *AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1.3: Fuel Oil Combustion*. North Carolina : United States Environmental Protection Agency, 1998.
5. Comisión Chilena del Cobre. *RESUMEN DESCRIPTIVO DE LAS TECNOLOGÍAS Y OPERACIÓN DE LAS FUNDICIONES PRIMARIAS DE CONCENTRADOS DE COBRE DE CHILE*. 2004.
6. Criteria Air Pollutants. *U.S. Environmental Protection Agency Web Site*. [En línea] <https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants>.
7. Prieto, Ismael. *Reducción de Emisiones Contaminantes en Grandes Instalaciones de Combustión*. Oviedo : Universidad de Oviedo.
8. U.S. Department of Energy. International Energy Outlook. *Sitio Web U.S. Energy Information Administration*. [En línea] Septiembre de 2017. https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/exec_summ.pdf.
9. Comisión Nacional de Energía. Importaciones y exportaciones de hidrocarburos. *Sitio Web Energía Abierta*. [En línea] Comisión Nacional de Energía. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/importaciones-y-exportaciones/>.
10. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley 19.940. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 13 de Marzo de 2004. <http://bcn.cl/1v19t>.
11. Ley 20.018. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 19 de Mayo de 2005. <http://bcn.cl/1uyd9>.
12. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley 20.257. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 1 de Abril de 2008. <http://bcn.cl/1uw25>.
13. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley 20.698. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 22 de Octubre de 2013. <http://bcn.cl/1uyc4>.

14. Comité Consultivo Energía 2050. *Energía 2050*. [En línea] Septiembre de 2015. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Hoja-de-Ruta-2050.pdf>.
15. Gonzalez Miranda, Francisco Javier. *ANÁLISIS VALOR ESTRATÉGICO DE LAS FUNDICIONES CHILENAS*. Santiago : Universidad de Chile, 2014.
16. Eastern Research Group, Inc. Volume 2 - Point Sources. *United States Environmental Protection Agency Web Site*. [En línea] Mayo de 2001. <https://www.epa.gov/air-emissions-inventories/volume-2-point-sources>.
17. EPA. About EPA. *United States Environmental Protection Agency Web Site*. [En línea] <https://www.epa.gov/aboutepa>.
18. EEA. About EEA. *European Environment Agency Web Site*. [En línea] <https://www.eea.europa.eu/about-us/who>.
19. Visión, Misión y Valores. *Sitio Web Ministerio del Medio Ambiente*. [En línea] Gobierno de Chile. <http://portal.mma.gob.cl/vision-y-mision/>.
20. Quienes Somos. *Sitio Web Superintendencia del Medio Ambiente*. [En línea] Ministerio del Medio Ambiente. <http://www.sma.gob.cl/index.php/quienes-somos/que-hacemos>.
21. Quienes Somos. *Sitio Web Servicio de Evaluación Ambiental*. [En línea] Ministerio del Medio Ambiente. <http://www.sea.gob.cl/sea/quienes-somos>.
22. Qué es el RETC. *Sitio Web Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes*. [En línea] Ministerio del Medio Ambiente. <http://www.retc.cl/que-es-el-registro-de-emisiones-y-transferencias-de-contaminantes-retc/>.
23. Ministerio del Medio Ambiente. Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 23 de Junio de 2011. <http://bcn.cl/1v08u>.
24. Establece Norma de Emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico. *Sitio Web Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. [En línea] 12 de Diciembre de 2013. <http://bcn.cl/1uyuv>.
25. Olmedo, Juan Carlos y Clerc, Jacques. Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: convergiendo costos privados con costos sociales. [En línea] [ca. 2015]. http://www.sociedadpoliticaspUBLICAS.cl/archivos/BLOQUE_SM/Energia_Medio_Ambiente_y_RR_NN/Costos_de_integracion_de_ERNC_intermitentes_y_estacionales.pdf.
26. Comisión Chilena del Cobre. *Tecnologías en fundiciones de cobre*. s.l. : Ministerio de Minería, 2015.
27. Environmental Agency Protection. *Method 19 - Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particular Matter, Sulfur Dioxide, and Nitrogen Oxide Emission Rates* .

ANEXOS

ANEXO 1: FACTORES DE EMISIÓN

TERMOELÉCTRICAS

Tabla 22: Factores de emisión para termoeléctricas según el tipo de combustible y tecnología.

Contaminante	Caldera a carbón	Caldera a diésel		Turbina a gas natural	Turbina a diésel		Motor a diésel	
	FE [t/t de carbón]	FE [t/t de diésel]	FE [t/m ³ de diésel]	FE [t/m ³ de gas natural]	FE [t/t de diésel]	FE [t/m ³ de diésel]	FE [t/t de diésel]	FE [t/m ³ de diésel]
NOx	1,10E-02	3,84E-04	3,23E-04	4,48E-06	1,71E-02	1,44E-02	1,75E-01	1,47E-01
SOx	5,51E-02	4,77E-04	4,01E-04	9,60E-09	4,13E-03	3,47E-03	8,84E+00	7,43E+00
MP	4,00E-02	3,20E-05	2,69E-05	1,22E-07	2,30E-04	1,93E-04	5,11E-03	4,29E-03
MP10	9,20E-03	1,60E-05	1,34E-05	1,22E-07	1,70E-04	1,43E-04	-	-
MP2,5	6,80E-03	3,80E-06	3,19E-06	1,22E-07	2,80E-05	2,35E-05	-	-
CO	2,50E-04	8,00E-05	6,72E-05	1,34E-06	6,40E-05	5,38E-05	4,01E-02	3,37E-02
CO2	2,72	3,60	3,02	1,92E-03	3,60	3,02	8,46	7,11
NH3	8,60E-04	1,40E-04	1,18E-04	2,70E-11	1,40E-04	1,18E-04	-	-
TOC	-	-	-	1,76E-07	-	-	5,14E-03	4,32E-03
VOC	3,00E-05	4,00E-06	3,36E-06	8,80E-08	8,00E-06	6,72E-06	-	-
As	2,05E-07	1,89E-07	1,58E-07	3,20E-12	-	-	-	-
Hg	4,15E-08	1,61E-08	1,36E-08	4,16E-14	5,10E-08	4,28E-08	-	-
Pb	2,10E-07	2,16E-07	1,81E-07	8E-12	-	-	-	-

FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

Tabla 23: Factores de emisión para el proceso de secado en las fundiciones según tipo de tecnología.

	Secado				
	Equipo	Ctd.	EF SOx [kg/t]	EF MP [kg/t]	EF Pb [kg/t]
Altonorte	Secador Rotatorio	1	140	22,5	0,075
Chuquicamata	Secador Rotatorio	2	140	0,5	0,075
Potrerrillos	Secador de Lecho Fluidizado	1	180	0,5	0,075
Hernán Videla Lira	Secador Rotatorio	1	140	0,5	0,075
Chagres	Secador a Vapor	2	0,5	0,5	0,075
Ventanas	Secador Rotatorio	1	140	0,5	0,075
Caletones	Secador de Lecho Fluidizado	2	180	0,5	0,075

Tabla 24: Factores de emisión para el proceso de fusión en las fundiciones según tipo de tecnología.

Fusión					
	Equipo	Ctd.	EF SOx [kg/t]	EF MP [kg/t]	EF Pb [kg/t]
Altonorte	Conv. Noranda con ESP	1	300	18	0,036
Chuquicamata	Horno Flash con ESP	1	410	70	0,036
Potrerrillos	Conv. Teniente con ESP	1	300	18	0,036
Hernán Videla Lira	Convertidor Teniente	1	300	18	0,036
Chagres	Horno Flash	1	410	70	0,036
Ventanas	Convertidor Teniente	1	300	18	0,036
Caletones	Conv. Teniente con ESP	2	300	18	0,036

Tabla 25: Factores de emisión para el proceso de conversión en las fundiciones según tipo de tecnología.

Conversión					
	Equipo	Ctd.	EF SOx [kg/t]	EF MP [kg/t]	EF Pb [kg/t]
Altonorte	C. Pierce-Smith con ESP	3	300	18	0,13
Chuquicamata	C. Pierce-Smith con ESP	4	300	18	0,13
Potrerrillos	C. Pierce-Smith con ESP	3	300	18	0,13
Hernán Videla Lira	C. Pierce-Smith	3	300	18	0,13
Chagres	C. Pierce-Smith	3	120	18	0,13
Ventanas	C. Pierce-Smith	3	300	18	0,13
Caletones	C. Pierce-Smith	4	300	18	0,13

Tabla 26: Factores de emisión para el proceso de refinación en las fundiciones según tipo de tecnología.

Refino					
	Equipo	Ctd.	EF SOx [kg/t]	EF MP [kg/t]	EF Pb [kg/t]
Altonorte	Horno de Refinación	3	45	50	S/I
Chuquicamata	Hornos de Ánodos	6	45	50	S/I
Potrerrillos	Hornos de Ánodos	2	45	50	S/I
Hernán Videla Lira	Horno Basculante	1	45	50	S/I
Chagres	Horno de Refinación	2	45	50	S/I
Ventanas	Horno Basculante	1	45	50	S/I
Caletones	Hornos de Ánodos o Hornos de Refinación	3	45	50	S/I

ANEXO 2: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE EMISIONES 2015

TERMOELÉCTRICAS

Tabla 27: Distribución regional de emisiones contaminantes provenientes de termoeléctricas.

Región	NO _x [t]	SO _x [t]	MP [t]	MP10 [t]	MP2,5 [t]	CO [t]	CO ₂ [t]
Arica y Parinacota	0	0	0	0	0	0	0
Tarapacá	4.571	22.257	16.138	3.711	2.742	131	1.127.734
Antofagasta	62.877	283.316	205.099	47.253	34.922	2.067	15.902.348
Atacama	16.427	81.815	59.380	13.657	10.094	387	4.046.766
Coquimbo	5.449	1.210	158	0	0	1.248	263.406
Valparaíso	29.706	119.874	87.065	20.138	14.918	2.116	8.274.521
Metropolitana	1.730	58	43	43	41	451	691.799
Libertador Gral. Bdo O'Higgins	1.586	350	45	0	0	360	83.491
Del Maule	974	216	28	0	0	223	47.106
Del Biobío	15.027	71.217	51.567	11.866	8.766	332	3.690.298
De los Ríos	31	7	0	0	0	0	6.664
De los Lagos	4.327	961	126	0	0	991	209.175
Magallanes y de la Antártica Chilena	353	1	9	9	9	106	150.834

Tabla 28: Distribución regional de emisiones contaminantes provenientes de termoeléctricas (continuación).

Región	NH ₃ [t]	TOC [t]	VOC [t]	As [t]	Hg [t]	Pb [t]
Arica y Parinacota	0	0	0	0	0	0
Tarapacá	347	3	12	0	0	0
Antofagasta	4.440	100	206	1	0	1
Atacama	1.276	2	44	0	0	0
Coquimbo	0	160	0	0	0	0
Valparaíso	1.873	205	168	0	0	0
Metropolitana	1	59	29	0	0	0
Libertador Gral. Bdo O'Higgins	0	46	0	0	0	0
Del Maule	0	28	0	0	0	0
Del Biobío	1.115	1	39	0	0	0
De los Ríos	0	0	0	0	0	0
De los Lagos	0	127	0	0	0	0
Magallanes y de la Antártica Chilena	0	13	6	0	0	0

FUNDICIONES PRIMARIAS DE COBRE

Tabla 29: Distribución regional de emisiones contaminantes provenientes de fundiciones primarias de cobre.

Región	SO _x [t]	MP [t]	Pb [t]	As [t]
Arica y Parinacota	0	0	0	0
Tarapacá	0	0	0	0
Antofagasta	286.265	11.681	4	200
Atacama	152.696	4.492	2	82
Coquimbo	0	0	0	0
Valparaíso	104.561	5.108	2	88
Metropolitana	0	0	0	0
Libertador Gral. Bdo O'Higgins	226.508	6.430	2	118
Del Maule	0	0	0	0
Del Biobío	0	0	0	0
De los Ríos	0	0	0	0
De los Lagos	0	0	0	0
Magallanes y de la Antártica Chilena	0	0	0	0

ANEXO 3: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE EMISIONES 2015

TERMOELÉCTRICAS

Tabla 30: Distribución mensual de emisiones contaminantes provenientes de termoeléctricas.

Mes	NO _x	SO _x	MP	MP10	MP2,5	CO	CO ₂
Enero	12.011	94.860	35.424	8.160	6.031	627	2.882.681
Febrero	13.120	206.665	33.286	7.641	5.644	973	2.607.553
Marzo	13.881	179.234	35.240	8.115	6.003	1.156	3.108.866
Abril	12.955	153.944	33.315	7.675	5.677	1.028	2.959.060
Mayo	15.195	225.291	34.637	7.976	5.899	143	3.262.261
Junio	12.128	81.041	35.720	8.238	6.092	689	3.054.044
Julio	12.281	55.724	38.623	8.908	6.587	552	3.187.578
Agosto	11.171	51.960	37.129	8.554	6.325	416	2.861.004
Septiembre	10.371	52.573	35.244	8.117	6.003	403	2.652.020
Octubre	10.385	58.345	37.129	8.017	5.928	412	2.619.386
Noviembre	8.983	48.292	30.292	6.973	5.153	287	2.232.809
Diciembre	10.400	52.406	35.934	8.272	6.115	334	2.618.838

Tabla 31: Distribución mensual de emisiones contaminantes provenientes de termoeléctricas (continuación).

Mes	NH3	TOC	VOC	As	Hg	Pb
Enero	766	52	39	0,18	0,04	0,19
Febrero	719	97	27	0,17	0,04	0,17
Marzo	759	120	48	0,18	0,04	0,19
Abril	719	105	46	0,17	0,04	0,18
Mayo	749	154	51	0,18	0,04	0,18
Junio	772	60	47	0,18	0,04	0,19
Julio	834	40	48	0,20	0,04	0,20
Agosto	800	23	39	0,19	0,04	0,20
Septiembre	758	23	37	0,18	0,04	0,19
Octubre	749	25	35	0,18	0,04	0,18
Noviembre	653	12	27	0,16	0,03	0,16
Diciembre	773	14	33	0,18	0,04	0,19

ANEXO 4: COMPARACIÓN DE RESULTADOS

TERMOELÉCTRICAS

Tabla 32: Comparación de resultados de emisiones de NOx provenientes de termoeléctricas con datos de la SMA y RETC.

Central	NO _x				
	Tecnología Abatimiento	Eficiencia de Abatimiento	ESTIMACIÓN [t]	SMA [t]	RETC [t]
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Quemadores Low NOx	-	14.237	18.837	14.317
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	Quemadores Low NOx	0,5	8.047	7.602	8.115
GUACOLDA	Reducción Catalítica Selectiva	0,85	2.449	3.952	5.990
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Quemadores Low NOx	-	10.256	14.852	9.494
TERMOELÉCTRICA NORGENER	Quemadores Low NOx	0,5	4.063	4.610	3.013
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Quemadores Low NOx	0,208	3.515	5.582	2.762
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA	S/I	-	4.709	1.997	9.791
NUEVA VENTANAS	Quemadores Low NOx	0,5	4.313	2.110	2.127
SANTA MARIA	Quemadores Low NOx	0,5	4.303	4.008	18
VENTANAS	Quemadores Low NOx	0,45	3.821	4.576	4.322
ATACAMA	DLN-1 / Inyección de agua	0,75	1.000	5.468	6.697
VENTANA IV (EX CAMPICHE)	Quemadores Low NOx	0,5	4.163	2.051	2.059
BOCAMINA	S/I	-	3.471	2.714	2.375
LOS GUINDOS	DLN-1 / Inyección de agua	0,7	7	49	11
TERMOELÉCTRICA HORNITOS	S/I	-	4.984	1.897	S/I
MEHUENCO	Quemadores Low NOx	0,7	885	694	516
RENCA-NUEVA RENCA	Reducción Catalítica Selectiva	0,6	692	328	1.580
LOS PINOS	Inyección de vapor o agua	0,7	176	73	168
LOS VIENTOS	Inyección de vapor o agua	0,5	173	83	101
ANTILHUE TG	Inyección de vapor o agua	0,68	10	112	161
CORONEL	Inyección de vapor o agua	0,5	75	38	1.014
CANDELARIA	Inyección de vapor o agua	0,6	11	1.841	9
SAN ISIDRO II	S/I	-	1.392	10	441
COLMITO	Inyección de vapor o agua	0,6	5	4	66
SAN ISIDRO	S/I	-	777	1	469
TALTAL	S/I	-	340	1.815	125
HORCONES TG	S/I	-	2	4	12
DIEGO DE ALMAGRO	S/I	-	5	10	1
EMELDA	S/I	-	1	2	0
CENTRAL CARDONES	Quemadores Low NOx	0,75	4	2	95
HUASCO	S/I	-	2	3	0
SANTA LIDIA	Inyección de vapor o agua	0,5	41	23	25
QUINTERO	S/I	0,5	160	154	91
EL SALVADOR	S/I	-	0	0	S/I

Tabla 33: Comparación de resultados de emisiones de SOx provenientes de termoeléctricas con datos de la SMA y RETC.

Central	SOx				
	Tecnología Abatimiento	Eficiencia de Abatimiento	ESTIMACIÓN [t]	SMA [t]	RETC [t]
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Desulfurizador seco	0,89	7.961	32.346	9.361
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	Desulfurizador Semi-seco	0,89	9.191	14.337	7.896
GUACOLDA	Desulfurizador húmedo / semi-seco	0,91	7.361	14.830	11.917
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Desulfurizador seco	0,24	35.431	24.393	9.996
TERMOELÉCTRICA NORGENER	Desulfurizador	0,80	8.141	4.499	3.172
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Desulfurizador Semi-seco	0,86	3.111	7.898	3.777
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA	Caldera de lecho fluidizado con inyección de caliza	0,99	23	5.195	7.341
NUEVA VENTANAS	Desulfurizador Semi-seco	0,94	2.592	2.678	2.693
SANTA MARIA	Desulfurizador húmedo	0,78	9.484	2.216	0
VENTANAS	Desulfurizador húmedo	0,80	6.960	2.576	2.417
ATACAMA	S/I	S/I	908	8	6
VENTANA IV (EX CAMPICHE)	Desulfurizador Semi-seco	0,75	10.636	2.515	2.526
BOCAMINA	Desulfurizador Húmedo	0,98	347	1.669	5.389
LOS GUINDOS	S/I	S/I	6	20	8
TERMOELÉCTRICA HORNITOS	Caldera de lecho fluidizado con inyección de caliza	0,99	24	5.127	S/I
MEHUENCO	S/I	S/I	40	4	1
RENCA-NUEVA RENCA	S/I	S/I	58	3	3
LOS PINOS	S/I	S/I	141	0	3
LOS VIENTOS	S/I	S/I	84	0	89
ANTILHUE TG	S/I	S/I	7	0	8
CORONEL	S/I	S/I	30	0	53
CANDELARIA	S/I	S/I	4	2	0
SAN ISIDRO II	S/I	S/I	17	0	0
COLMITO	S/I	S/I	3	0	2
SAN ISIDRO	S/I	S/I	2	0	0
TALTAL	S/I	S/I	13	2	1
HORCONES TG	S/I	S/I	0	0	0
DIEGO DE ALMAGRO	S/I	S/I	1	0	8
EMELDA	S/I	S/I	0	1	0
CENTRAL CARDONES	S/I	S/I	4	0	5
HUASCO	Desulfurizador seco	S/I	0	0	2
SANTA LIDIA	S/I	S/I	20	0	22
QUINTERO	S/I	S/I	0	34	5
EL SALVADOR	S/I	S/I	0	0	S/I

Tabla 34: Comparación de resultados de emisiones de MP provenientes de termoeléctricas con datos de la SMA y RETC.

Central	MP				
	Tecnología Abatimiento	Eficiencia de Abatimiento	ESTIMACIÓN [t]	SMA [t]	RETC [t]
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Filtro de mangas	0,990	476	942	2404
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	Filtro de mangas	0,990	585	876	1475
GUACOLDA	ESP	0,998	118	327	1601
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Filtro de mangas	0,990	340	281	1726
TERMOELÉCTRICA NORGENER	ESP	0,983	502	215	547
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Filtro de mangas	0,990	161	144	61
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA	ESP	0,999	17	83	712
NUEVA VENTANAS	ESP	0,999	31	69	81
SANTA MARIA	ESP	0,997	93	56	1
VENTANAS	ESP	0,993	186	48	52
ATACAMA	S/I	S/I	57	48	1216
VENTANA IV (EX CAMPICHE)	ESP	0,999	30	46	48
BOCAMINA	Filtro de mangas	0,990	126	42	905
LOS GUINDOS	S/I	S/I	0	26	11
TERMOELÉCTRICA HORNITOS	ESP	0,999	18	24	S/I
MEHUENCO	S/I	S/I	78	19	0
RENCA-NUEVA RENCA	S/I	S/I	4	17	53
LOS PINOS	S/I	S/I	7	9	8
LOS VIENTOS	S/I	S/I	4	1	119
ANTILHUE TG	S/I	S/I	0	1	11
CORONEL	S/I	S/I	2	0	71
CANDELARIA	S/I	S/I	0	0	0
SAN ISIDRO II	S/I	S/I	37	0	30
COLMITO	S/I	S/I	0	0	3
SAN ISIDRO	S/I	S/I	21	0	21
TALTAL	S/I	S/I	8	0	17
HORCONES TG	S/I	S/I	0	0	0
DIEGO DE ALMAGRO	S/I	S/I	0	0	0
EMELDA	S/I	S/I	0	0	0
CENTRAL CARDONES	S/I	S/I	0	0	6
HUASCO	Filtro de mangas	S/I	0	0	0
SANTA LIDIA	S/I	S/I	1	0	29
QUINTERO	S/I	S/I	8	0	10
EL SALVADOR	S/I	S/I	0	0	S/I