

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

***CAMBIO TECNOLÓGICO Y DISPONIBILIDAD
DE GAS NATURAL COMO OPCIÓN PARA
REDUCIR EMISIONES DE MP_{2,5} EN EL
CONCEPCIÓN METROPOLITANO***

Por

Claudio Andrés Paredes Troncoso

Profesor Guía:

Dr. Cristian Mardones Poblete

Concepción, Octubre de 2013

Tesis presentada a la

**DIRECCIÓN DE POSTGRADO
UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN**



Para optar al grado de

MAGÍSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



“En respuesta al esfuerzo de mis padres,

Dagoberto y Jazcia...

Gracias por todo”

RESUMEN

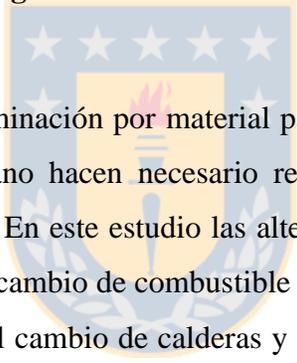
CAMBIO TECNOLÓGICO Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL COMO OPCIÓN PARA REDUCIR EMISIONES DE MP_{2,5} EN EL CONCEPCIÓN METROPOLITANO

Claudio Andrés Paredes Troncoso

Octubre 2013

PROFESOR GUÍA: Dr. Cristian Mardones Poblete

PROGRAMA: Magíster en Ingeniería Industrial



Los altos los niveles de contaminación por material particulado fino (MP_{2,5}) a nivel país y en el Concepción Metropolitano hacen necesario reducir estas emisiones y evaluar las distintas alternativas para ello. En este estudio las alternativas son la instalación de alguna tecnología de abatimiento o el cambio de combustible a gas, para esto fue necesario estimar funciones de costo asociadas al cambio de calderas y quemadores para fuentes industriales que utilizaban energéticos solidos o líquidos, respectivamente. Se simularon dos sistemas regulatorios, un sistema de permisos de emisión transable (SPET) y un estándar, considerando diferentes escenarios de disponibilidad de gas natural y porcentajes de reducción de emisiones. Los resultados muestran que un SPET es costo-efectivo por sobre un estándar, pero además se demuestra la sensibilidad del cambio tecnológico respecto al precio del gas natural, sobre todo para aquellas fuentes industriales a madera por sobre las fuentes a carbón.

Palabras Claves: Costo-efectividad, MP_{2,5}, cambio tecnológico.

ABSTRACT

TECHNOLOGICAL CHANGE AND NATURAL GAS AVAILABLE AS AN OPTION TO REDUCE EMISSIONS $PM_{2,5}$ FOR THE METROPOLITAN DESIGN

Claudio Andrés Paredes Troncoso

October 2013

THESIS SUPERVISOR: Dr. Cristian Mardones Poblete

PROGRAM: Magíster en Ingeniería Industrial

The high levels of fine particulate matter pollution ($PM_{2,5}$) in Chile and Concepción Metropolitan make necessary reduce these emissions and evaluate the alternatives for it. In this study the alternatives are install any abatement technology or fuel change to gas, it was necessary to estimate cost functions associated with the change of boilers and burners for industrial sources using solid or liquid energy, respectively. They simulated two regulatory systems, a system of tradable emission permits (TEPS) and standard scenarios considering different availability of natural gas and emission reduction percentages. The results show that TEPS is cost-effective over a standard, but also demonstrate the sensitivity of technological change on the price of natural gas, especially for those wood industrial sources over coal industrial sources.

Keywords: Cost-effectiveness, $PM_{2,5}$, technological change.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	2
1.1	Justificación del tema.....	3
1.2	Hipótesis.....	4
1.3	Objetivo General.....	4
1.4	Objetivos Específicos.....	4
2	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1	Estudio sobre los Impactos a la Salud.....	6
2.2	Estudios sobre Instrumentos Regulatorios.....	7
2.3	Estudios relacionados con estimación y funciones de costos.....	10
2.4	Estudios sobre cambio de calderas o combustibles.....	10
3	DESCRIPCION DE LA SITUACION ACTUAL Y OPCIONES DE CAMBIO TECNOLOGICO.....	13
3.1	Emisiones en base al Inventario de emisiones 2008.....	13
3.2	Desarrollo del Mercado del Gas Natural.....	14
3.3	Transporte y Distribución de Gas Natural en la Región del Bío Bío.....	16
3.4	Opcionesde Cambio Tecnológico.....	17
4	METODOLOGÍA.....	21
4.1	Clasificación de las fuentes industriales a evaluar.....	21
4.2	Estimación del consumo de combustibles.....	21
4.3	Obtención del consumo de energía y combustible requerido para el cambio.....	23
4.4	Tecnologías de abatimiento, sus eficiencias y costos.....	24
4.5	Cambio tecnológico para el cambio de combustible, costos y eficiencias.....	25
4.6	Modelación de SPET versus Estándar de emisiones.....	30
5	RESULTADOS.....	36
5.1	Consumo de Combustibles y Energía.....	36

5.2	Emisiones de $MP_{2,5}$	38
5.3	Simulación de un SPET versus un sistema estándar	38
6	CONCLUSIONES	49
	REFERENCIAS	52
	ANEXOS	57



ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla 3-1 Modelos y precios de Quemadores para Gas Natural al año 2008.....	18
Tabla 3-2 Modelos y precios de Calderas para Gas Natural al año 2008.....	19
Tabla 4-1 Factor de emisión de $MP_{2,5}$ para el cálculo del consumo de combustible	22
Tabla 4-2 Poder calorífico por tipo de combustible	23
Tabla 4-3 Funciones de costo de las tecnologías de abatimiento para el 2008	24
Tabla 4-4 Funciones de costo de las tecnologías de abatimiento para el 2012	24
Tabla 4-5 Eficiencia de las tecnologías de abatimiento para $MP_{2,5}$	25
Tabla 4-6 Precios de los combustibles años 2008 y 2012	26
Tabla 4-7 Funciones de costo para el cambio de equipos a precios del 2008 y 2012	29
Tabla 4-8 Eficiencia de reducción para el cambio a gas natural	31
Tabla 5-1 Resumen de emisiones de $MP_{2,5}$ de las fuentes a evaluar	38
Tabla 5-2 Costo agregado bajo estándar de emisiones (año 2008).....	40
Tabla 5-3 Costo agregado bajo SPET (año 2008)	40
Tabla 5-4 Comportamiento de las fuentes con cambio desde madera a gas en un SPET (2008)	41
Tabla 5-5 Costo agregado bajo estándar de emisiones (año 2012).....	44
Tabla 5-6 Costo agregado bajo SPET (año 2012)	44
Tabla 5-7 Comportamiento de las fuentes con cambio desde madera a gas en un SPET (2012)	44
Figura 3-1 Distribución gráfica de las emisiones de $MP_{2,5}$ por rubro	13
Figura 3-2 Porcentaje de emisiones de $MP_{2,5}$ por comuna	14
Figura 3-3 Importaciones de Gas Natural gaseoso a nivel país.....	15
Figura 3-4 Importaciones de Gas Natural gaseoso para la región del Bío Bío.....	15
Figura 3-5 Importaciones de Gas Natural licuado a nivel país.....	16
Figura 4-1 Clasificación de las fuentes industriales a analizar	21
Figura 4-2 Gráfica de la función de costo estimada para calderas	27
Figura 4-3 Gráfica de la función de costo estimada para quemadores	28
Figura 5-1 Consumo de combustibles genéricos	36
Figura 5-2 N° de fuentes por tipo de combustible	37
Figura 5-3 Consumo energético por tipo de combustible.....	37
Figura 5-4 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad nula de gas (2008).....	42
Figura 5-5 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad media de gas (2008).....	42
Figura 5-6 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad máxima de gas (2008).....	43
Figura 5-7 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad nula de gas (2012).....	46
Figura 5-8 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad media de gas (2012).....	46
Figura 5-9 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad máxima de gas (2012).....	47



1 INTRODUCCIÓN

El Gran Concepción o Concepción Metropolitana, es un área metropolitana ubicada en la zona centro sur de Chile, considerando 10 comunas: Concepción, Coronel, Chiguayante, Hualpén, Hualqui, Lota, Penco, San Pedro de la Paz, Talcahuano y Tomé, todas ellas de la provincia de Concepción, Región del Biobío.

El Concepción Metropolitana se caracteriza por un fuerte desarrollo industrial; refinerías de petróleo, centrales termoeléctricas, industrias del acero y del cemento, pesqueras, forestales y celulosas, entre otras, por lo que existen zonas con una fuerte contaminación por $MP_{2,5}$.

En este estudio, se abordan medidas de reducción de la carga ambiental de $MP_{2,5}$ a través de la evaluación de las alternativas correspondientes al uso de tecnologías de abatimiento y el cambio a gas natural mediante un cambio tecnológico en calderas o en quemadores para la reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ para la simulación de dos sistemas regulatorios: un sistema de permisos de emisión transable (SPET) y un estándar, bajo distintos escenarios de exigencias de reducción y disponibilidad de gas natural. Para esto se plantea un modelo de optimización que busca minimizar el costo total de reducir las emisiones de $MP_{2,5}$ a un cierto nivel dado de gas natural y a la vez busca cumplir con un porcentaje de reducción establecido por la autoridad.

Para reducir las emisiones de las fuentes industriales una alternativa es el uso de tecnologías de abatimiento de emisiones atmosféricas con el fin de evitar sanciones por no cumplir con la norma establecida por el ente regulador. Las tecnologías de abatimiento a considerar en este trabajo corresponden a: lavador de Venturi, filtro de mangas y precipitador electrostático, cada uno de los cuales presenta distintas eficiencias de reducción dependiendo del combustible a utilizar. La segunda alternativa bajo análisis consiste en un cambio de combustible desde la leña, el carbón y los combustibles líquidos hacia un combustible más limpio como el gas natural. Cabe mencionar que estas dos alternativas antes expuestas no son las únicas para reducir el nivel de emisiones, existen otras como el cambio de localización de las fuentes emisoras de $MP_{2,5}$ o una reducción en el nivel de producción, quizás un cambio de proceso productivo, entre otras. Sin embargo en esta tesis sólo se analizarán las alternativas de instalación de tecnologías de fin de tubo y la sustitución a gas natural con el cambio tecnológico respectivo.

La última alternativa se sustenta dado que el año 2011 se inauguró la Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado, Terminal del primer Gasoducto Virtual de Chile, ubicada en el kilómetro 442 de la Ruta 5 Sur, comuna de Pemuco en la Región del Bío-Bío¹. Para abastecer los requerimientos de la planta refinería de ENAP (empresa de energía 100% del Estado de

¹ ENAP, Proyectos: Vuelve el gas natural a la Región del Bío-Bío a través de ENAP, obtenido desde www.enap.cl/proyectos/gnl_gas.php

Chile cuyo giro comercial es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados). En Noviembre del 2012 se ingresó la declaración de impacto ambiental (DIA) correspondiente a una inversión de 5 millones de dólares para mejoras en la planta Pemuco, con lo que se quiere lograr una meta productiva de 2 millones 600 mil metros cúbicos/día para el 2014, cuya segunda etapa busca vender GNL al sector industrial.

Con estos antecedentes, el alcance que busca este estudio es integrar las fuentes de emisión que no fueron incluidas en estudios anteriores (Alegría, 2011 y Fuentes, 2012) con el fin de complementar estos trabajos. Específicamente, se incluye en la opción de cambio de combustible a fuentes industriales que utilizan combustibles sólidos como carbón o biomasa, que solo habían tenido la opción utilizar tecnologías de fin de tubo para reducir emisiones en los estudios previos. Además, comprende el cálculo del consumo de combustible requerido de acuerdo a sus emisiones de $MP_{2,5}$ y su posterior equivalente energético a gas natural, la determinación de las fuentes adecuadas técnicamente para un cambio a gas natural (ya sea por cambio de caldera o quemadores) y el planteamiento del modelo matemático que minimice el costo de reducción de emisiones bajo estas alternativas simulando el costo agregado de un SPET y la comparación del modelo con el de una estrategia de estándar de emisiones, como un sistema de comando y control.

1.1 Justificación del tema

El tema medioambiental cada vez es más importante dentro del mundo y en especial en el Concepción Metropolitano, producto de la declaración como zona de latencia a causa de MP_{10} y en donde, cada vez se está más cerca de llegar a ser zona saturada en su totalidad (algunas comunas ya lo son) y el mayor daño que provocan las partículas respirables finas como las emisiones de $MP_{2,5}$. Cabe mencionar que la zona se encuentra en condición de zona saturada para el caso de estas partículas.

Hace ya un tiempo, a diferencia de años pasados, la oferta de gas natural licuado en Chile es mucho mayor gracias a la apertura del puerto y planta en Quinteros. Por lo mismo, y pensando en alternativas de combustibles más limpios para las industrias es que esta tesis simula dos sistemas regulatorios, un SPET y un sistema de estándar de emisiones, bajo las alternativas de un cambio a gas natural de las calderas y/o quemadores industriales del Concepción Metropolitano o la instalación de tecnologías de abatimiento para las fuentes industriales con lo que se puede lograr desde una importante reducción de las emisiones hasta un beneficioso ahorro de costos.

1.2 Hipótesis

La mayor disponibilidad de gas natural no genera cambios de combustible desde fuentes que utilizan combustibles líquidos y sólidos, especialmente madera y carbón, por lo que no se altera la costo-efectividad de un sistema de permisos de emisión transable (SPET) con respecto a un estándar.

1.3 Objetivo General

Formular y resolver un modelo de optimización matemática que determine el costo de reducir emisiones de $MP_{2,5}$ bajo las alternativas de cambio de combustible a gas natural con el necesario cambio tecnológico e instalación de tecnologías de abatimiento bajo un sistema de permisos de emisión transable versus un sistema de estándar de emisiones.

1.4 Objetivos Específicos

- i. Generar funciones de costos para el cambio calderas y/o quemadores de las fuentes industriales del Concepción Metropolitano.
- ii. Identificar cuales empresas tienen potencial de cambio de calderas y/o quemadores o dualidad de combustible a gas natural.
- iii. Establecer un costo estimado de cambio de equipos para industrias que poseen o no la capacidad de adaptación al gas natural.
- iv. Plantear un modelo de optimización que minimice el costo de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ para las fuentes fijas del Concepción Metropolitano.
- v. Comparar la costo-efectividad de un SPET versus una estrategia de estándar de emisiones.



2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1 Estudio sobre los Impactos a la Salud

Estudios internacionales y nacionales demuestran la relación existente entre la contaminación ambiental, específicamente la concentración de contaminantes en el aire, con distintos problemas provocados a la salud de la población. Entre los contaminantes asociados a efectos nocivos a la salud se encuentra el material particulado fino respirable ($MP_{2,5}$) el cual será abordado en este estudio.

Los efectos en la salud debido a la contaminación del aire han sido objeto de intenso estudio en los últimos años. La exposición a contaminantes del aire no solo puede aumentar la tasa de morbilidad y la tasa de mortalidad, sino también puede aumentar el número de ingresos hospitalarios de pacientes con síntomas respiratorios y cardiovasculares. La contaminación del aire es importante en la determinación de la calidad de vida de niños menores, ancianos y en pacientes con enfermedades respiratorias y cardiovasculares.

Para Künzli *et al.* (2001), los estudios epidemiológicos son esenciales para la estimación del número de muertes atribuibles a la contaminación del aire. En su artículo, presentan un marco para las estimaciones distintivas de casos atribuibles basadas en series de tiempo. Los autores distinguen cuatro categorías de muerte asociadas con la contaminación del aire: la contaminación del aire aumenta tanto el riesgo de enfermedades de base (por ejemplo: bronquitis crónica) que conduce al riesgo a corto plazo de muerte entre los más débiles; la contaminación del aire aumenta el riesgo de enfermedades crónicas pero no están relacionadas con el momento de la muerte; la contaminación del aire está relacionada con el riesgo de las enfermedades crónicas en donde la exposición a corto plazo aumenta la mortalidad, y una categoría en donde ni la enfermedad crónica ni el acontecimiento de la muerte están relacionadas con la exposición a la contaminación del aire. Los autores concluyen que los análisis de series de tiempo subestiman los casos de muerte atribuibles a la contaminación atmosférica y que la evaluación del impacto de la contaminación del aire en cuanto a la mortalidad se debe basar en estudios de cohortes.

Según D'Amato *et al.* (2010) la incidencia de enfermedades alérgicas respiratorias y asma bronquial está aumentando en todo el mundo, y las personas que viven en zonas urbanas experimentan estas afecciones con mayor frecuencia que las que viven en zonas rurales. Una de las diversas causas del incremento de la morbilidad asociada a las enfermedades alérgicas respiratorias es la mayor presencia de contaminantes atmosféricos en el exterior como el $MP_{2,5}$, originada por un consumo energético más elevado y por las emisiones vehiculares y otras fuentes. Actualmente, la contaminación atmosférica en las ciudades supone un riesgo grave para la salud pública.

Cifuentes *et al.* (2000), relacionaron seis contaminantes del aire, las partículas finas ($MP_{2,5}$), partículas gruesas (MP_{10}), monóxido de carbono, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y ozono con recuentos diarios de muertes no accidentales en Santiago de Chile entre 1988 a 1996. El control de las condiciones de efectos estacionales y meteorológicos se llevó a cabo utilizando tres diferentes modelos: un modelo lineal generalizado, el modelo aditivo generalizado, y un modelo aditivo generalizado con datos previamente filtrados. Los modelos de uno y dos contaminantes se probaron para retrasos de 1-5 días y el promedio de los últimos 2-5 días. El aumento de la mortalidad asociado a los niveles de contaminación del aire varió de 4% a 11%, dependiendo de los contaminantes y la temporada del año que se consideró. Las partículas finas son más significantes que las partículas gruesas en todo el año y en invierno, pero no en verano. NO_2 y CO también se asoció significativamente con la mortalidad diaria, al igual que el O_3 en los meses más cálidos. No se observó un efecto consistente para el SO_2 . Dada la composición de las partículas en Santiago, estos resultados sugieren que los contaminantes generados por combustión, especialmente desde el motor vehículos, se asocian a una mayor mortalidad (CO , NO_2). También se concluyó que la temperatura estaba estrechamente asociada con la mortalidad. Las altas temperaturas condujeron a más muertes en el mismo día, mientras que las bajas temperaturas provocan muertes de 1 a 4 días después.

2.2 Estudios sobre Instrumentos Regulatorios

El uso de instrumentos económicos en la gestión ambiental ha tenido una lenta pero continua evolución desde comienzos de la década de los 70's cuando los países más industrializados comenzaron a desarrollar sus políticas ambientales. La primera tendencia que se observa en los países de la OCDE es que ha crecido la variedad de instrumentos usados en la gestión ambiental. Mientras que los cargos/tarifas a usuarios de recursos naturales y también los subsidios eran comunes en esos años, se han vuelto más comunes otros tipos de instrumentos, como los cargos o tarifas por emisiones vertidas o liberadas a distintos medios. La OECD por ejemplo ha documentado más de 60 tasas actualmente en uso en varios países para el control de contaminación del aire, agua, suelo, residuos sólidos y ruido (OECD, 1994). Instrumentos de este tipo incluyen las tarifas e impuestos por uso de recursos naturales, cargos sobre el volumen de contaminación vertida o emitida al agua o aire. También han aparecido otros tipos de instrumentos económicos como los permisos transables para el uso de recursos o para emitir cierta cantidad de contaminación o los bonos de desempeño depositados durante la ejecución de proyectos ambientalmente riesgosos.

Otro aspecto de esta evolución lo marca el creciente rol de los impuestos ambientales como parte integral de los planes de reforma fiscal en los países más desarrollados. Los países de la OCDE por ejemplo están usando cada vez más los impuestos vinculados a parámetros ambientales en sus estrategias de control de contaminación (OCDE, 1999). Claramente los países más industrializados han avanzado durante las últimas dos décadas hacia una creciente

aplicación de este tipo de instrumentos como parte integral de sus estrategias de gestión ambiental.

En Chile se han desarrollado diversos estudios sobre instrumentos regulatorios. O’Ryan (1996) demuestra la costo-efectividad de las políticas flexibles (sistemas de permisos) en contraparte a los instrumentos de estándar de emisiones. Sin embargo, el autor deja en claro la necesidad de establecer la diferenciación espacial; es decir, no deben ser objeto de comercio uno a uno como iguales, a la hora de poner en práctica esta política de regulación ambiental.

O’Ryan y Bravo (2001) tratan de mostrar el impacto que se produce en los permisos transables al introducir un combustible limpio como el gas natural. Además se pretende establecer las ganancias que pueden llegar a existir al cambiar desde un sistema de permisos de emisión (EPS) que es sub-óptimo a un sistema de permisos ambientales (APS), el cual es óptimo al cuantificar las ganancias asociadas a aplicar este sistema por sobre otros. Además, para metas más exigentes de reducción, un sistema APS es significativamente menos costoso.

En otro trabajo O’Ryan y Sánchez (2008) comparan tres instrumentos de regulación ambiental para el caso de Santiago, estos instrumentos corresponden a sistemas de permisos de emisión, sistemas de permisos ambientales y un instrumento de regulación de estándar de emisiones. Tomando en cuenta la costo-efectividad de estos instrumentos se puede concluir que los sistemas de permisos ambientales y de regulación directa son mucho más costosos y conllevan menos beneficios netos que los sistemas de permisos de emisión. Esto ocurre cuando se incluyen costos de transferencia, costos de fiscalización, costos de abatimiento y costos en la salud de la población, ya que solo según el criterio de costo-efectividad los APS serían los ideales para Santiago, pero cuando se incluyen los costos de la fiscalización, los EPS superan en beneficios netos a los APS.

Los objetivos del Plan de Descontaminación del aire de Santiago se establecen en términos de cantidades de emisiones, para San Martín (2003) es la razón por la que los instrumentos económicos, como los permisos de emisión transables parecen ser los instrumentos más atractivos para llegar a los objetivos del plan. En su trabajo, se utilizó un modelo de simulación para las fuentes industriales que son responsables de alrededor del 12% de las emisiones de material particulado en la zona de Santiago. Las dificultades de esta regulación están relacionadas con la imposibilidad de tener un control continuo sobre estas fuentes. Debido a esto, las emisiones tienen que ser estimadas usando una variable de aproximación, este hecho implica pérdidas de bienestar a causa de la alteración de los costos marginales de reducción y la diferencia entre objetivo de reducción de emisiones y la reducción eficaz de las emisiones alcanzadas por el sistema.

Coria *et al.*, (2010) afirman queda para mucho debate si los permisos transables son apropiados para su uso en países en desarrollo (en especial por circunstancias sociales y culturales, tales

como la falta de instituciones y la falta de experiencia basada en políticas de mercado). Con entrevistas, los autores examinaron una muestra de empresas sujetas a los programas de emisiones transables en Santiago de Chile, una de las primeras ciudades fuera de la OCDE que ha implementado tal mecanismo de negociación. La información recopilada permite estudiar los factores que afectan su desempeño en la práctica, y los desafíos y ventajas de la aplicación de los permisos transables en los países de menor desarrollo.

Coria y Sterner (2010) analizan de cerca el desempeño del programa de compensación de emisiones para Santiago en los últimos diez años, destacando sus similitudes y diferencias con los programas de permisos implementados en los países desarrollados, y el análisis de la forma en que ha reaccionado a ajustes regulatorios y crisis del mercado. El estudio de la experiencia de Santiago permite discutir las ventajas y desventajas de la aplicación de los permisos transables en los países menos desarrollados.

Chávez y Villena (2006) analizan la propiedad de optimalidad de una política ambiental basada en el mercado cuando se consideran los costos de abatimiento y su aplicación. La hipótesis principal de este trabajo es que mientras un sistema de permisos de emisiones transferibles permite a un regulador ambiental lograr un objetivo ambiental determinado con costos mínimos de reducción, cuando se consideran los costos de aplicación no necesariamente se producen resultados óptimos. Se encontró que la distribución de las emisiones que reducen al mínimo los costos totales de cumplimiento difiere de la distribución de las emisiones generadas por un sistema competitivo de permisos de emisión transables.

Villegas y Chávez (2004) analizan desde un punto de vista empírico el impacto de la presencia de poder de mercado en un sistema de permisos de emisión transferibles (SPET). La aplicación se realiza para el caso del Programa de Compensación de Emisiones de la ciudad de Santiago de Chile, utilizando datos del año 1997. Este artículo considera explícitamente, los costos de fiscalización para inducir cumplimiento de la regulación. Los resultados muestran que los costos de inducir un completo cumplimiento son importantes y su relevancia depende de la meta ambiental deseada. Los resultados sugieren, además, que la presencia de poder de mercado produce un incremento modesto en los costos totales de cumplimiento.

En cuanto a los permisos transables, Clergeret *al.* (2009) estudian la propiedad de costo-efectividad de un sistema de permisos de emisión transferibles (SPET) frente un sistema de estándares de emisión. El análisis agrega a los costos de abatimiento, los de fiscalización para inducir cumplimiento. Se consideran además, escenarios de información completa e incompleta. Las simulaciones numéricas se basan en datos de las fuentes fijas que operan en el Programa de Compensación de Emisiones en Santiago de Chile. Los resultados muestran que un SPET no permite obtener mejoras en calidad del aire al mínimo costo de fiscalización, pero mantiene su costo-efectividad en términos de los costos totales de cumplimiento.

En la misma línea, Ponce y Chávez (2004) analizan también la propiedad de costo-efectividad de un sistema de permisos de emisión transferibles (SPET) frente a una política de estándar de emisiones. Este trabajo considera los costos de abatimiento y los costos de fiscalización para inducir cumplimiento asociados a cada sistema de control. Las políticas evaluadas permitirían reducir el nivel de emisiones de material particulado en fuentes fijas en la ciudad de Talcahuano, Chile. Los resultados indican que reducir el nivel agregado de emisiones de material particulado por medio de SPET es un 55% más barato que utilizando una política de estándar de emisiones. La propiedad de costo-efectividad de la política de mercado es robusta a cambios en los parámetros utilizados. No obstante, cambios en la meta ambiental generan variaciones importantes en la magnitud del ahorro de costos entre las políticas consideradas.

2.3 Estudios relacionados con estimación y funciones de costos

Se realizó una exhaustiva búsqueda literaria para encontrar información acerca de la estimación de funciones de costo para el cambio de calderas o equipos tecnológicos relacionados con la costo-efectividad de un posible cambio de combustible y su impacto en la reducción de emisiones, pero no existieron trabajos previos que abarquen esta área de estudio.

Si bien existen algunos estudios como los de Bravo y O’Ryan (2001) o Ponce y Chavéz (2005) que estiman funciones de costo para la inversión en tecnologías de abatimiento, o algunas funciones para quemadores de NO_x , no se encuentran en la literatura funciones estimadas de costos de inversión e instalación para calderas, de ahí que la importancia de esta tesis es incluir las fuentes industriales que podrían llegar a cambiar de combustible a través de un cambio de sus equipos de combustión especialmente las que utilizan combustibles sólidos.

2.4 Estudios sobre cambio de calderas o combustibles

Cifuentes y Moreno (1997), analizan las variadas situaciones en que se ven involucradas las fuentes fijas de la Región Metropolitana, al entrar en vigencia las disposiciones del mecanismo de compensación de emisiones de material particulado dispuestas por el Decreto Supremo N° 4. Usando un modelo de programación matemática se estiman los mínimos costos marginales y totales de reducción de emisiones para las fuentes involucradas. Los resultados indican que los precipitadores electrostáticos son los más convenientes desde el punto de vista económico, y pueden lograr una reducción apreciable de las emisiones de las calderas de la Región Metropolitana. El uso del gas natural significa un ahorro neto para las fuentes, a la vez de proveer una reducción de emisiones de material particulado a un costo marginal negativo hasta aproximadamente un 45% de las emisiones actuales. En todos los escenarios analizados, exceptuando uno poco probable, los costos de reducir las emisiones en un 50% son menores que los beneficios sociales derivados de efectos en la salud de la población.

Coria (2009) analizó el papel de las políticas ambientales y los ahorros en costos de energía sobre el patrón de cambio al gas natural por fuentes fijas en Chile. Según los datos de la mayoría de los cambios se indujeron por el menor costo del gas natural, las políticas ambientales desempeñaron un papel pequeño y mostraron que las fuentes fueron más sensibles al costo de la energía que a la regulación ambiental.

En un estudio de Anzola y Rodríguez(2009)se determinó que una de las medidas a ser desarrollada para obtener una calidad del aire adecuada en Bogotá, es la implementación masiva de gas natural como combustible del sector industrial. Para evaluar la efectividad de la implementación de la medida se usó el Índice de Calidad de Vida pues es una herramienta que integra dos indicadores, uno social y uno económico. La evaluación del índice, posterior a la aplicación de la medida, permitió determinar que una aplicación efectiva de la medida debería darse con una participación del 80% al 90% de las fuentes industriales, reflejado en una disminución del 80% de las emisiones industriales de material particulado.

Silva *et al.* (2010) analizan el cambio de combustible de la sala de calderas de la Facultad de Farmacia de la Universidad de Santiago de Compostela, España. En ésta se sustituye el combustible original, petróleo Diésel por gas natural. Este cambio supone una caída en el consumo de energía del 26%, de las emisiones de CO₂ del 43% y un ahorro anual del costo de la calefacción del 50%.

Arroyo (2005) describe cuales son los beneficios operativos, energéticos y ambientales que se pueden conseguir con el uso del gas natural en calderas de vapor en el Perú, así como los pasos que se tienen que seguir para realizar una conversión de las calderas a vapor que quemaran combustibles líquidos a gas y un estimado del costo que representa. En términos generales una instalación completa para una sola caldera de 500 BHP (0,37 MW) podría fluctuar entre los US\$60.000 a US\$90.000.

Peña y Ayala (2012) presentan la evaluación de la demanda y la tendencia de los combustibles en la planta de ANDERCOL – Medellín, la tendencia actual y futura de las tarifas de los combustibles disponibles (Fuel Oil y Gas natural), así como de los costos de operación, de las inversiones requeridas para realizar la sustitución, las limitaciones y beneficios de la sustitución a gas natural. La conversión de los equipos a gas natural representa también un beneficio ambiental, no cuantificado, en reducción de emisiones de CO₂, CO, SO₂, NO_xy material particulado frente al fuel oil, que permite el cumplimiento de las regulaciones ambientales futuras, además de la viabilidad económica y la reducción de los costos de producción, lo cual lleva también a un incremento en la competitividad empresarial en el sector.

The logo of the University of Concepción is a shield-shaped emblem. It features a central yellow field with a blue torch and a red flame. The shield is surrounded by a blue border with white stars and a laurel wreath at the bottom.

CAPÍTULO III
Situación Actual y opciones de cambio tecnológico

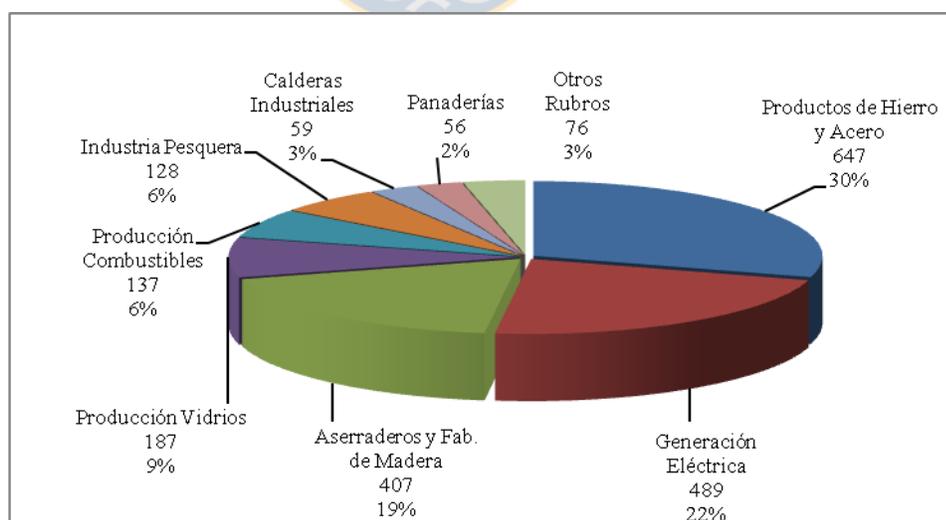
3 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y OPCIONES DE CAMBIO TECNOLÓGICO

3.1 Emisiones en base al Inventario de emisiones 2008

Como se mencionó en el capítulo introductorio el sector industrial del Concepción Metropolitano es muy relevante económicamente hablando para la región del Bío-Bío. El problema surge a raíz de las emisiones de estas industrias sumado a la contaminación residencial existente en la zona, de esta forma, nos encontramos ante un problema no menor de carácter ambiental, en particular para la calidad del aire. En consecuencia, es importante analizar el Inventario de Emisiones para las fuentes industriales del Concepción Metropolitano.

El Inventario de Emisiones año base 2008 para el Concepción Metropolitano, corresponde a la recolección de información de 533 fuentes industriales. Para este proceso se utilizaron dos enfoques para generar los datos de las emisiones: el primero de ellos consiste en medir los contaminantes que se emiten y el segundo consiste en calcular las emisiones mediante un factor de emisión. Para el 77% de las 533 fuentes industriales, es decir, para 410 se calcularon sus emisiones de acuerdo al segundo método y para 113 fuentes industriales, o sea, para un 21% se usó la medición. Solo para un 2% (10 fuentes industriales) no se obtuvo información sobre sus emisiones atmosféricas.

A continuación se realiza el análisis de las emisiones de $MP_{2,5}$ por rubro.

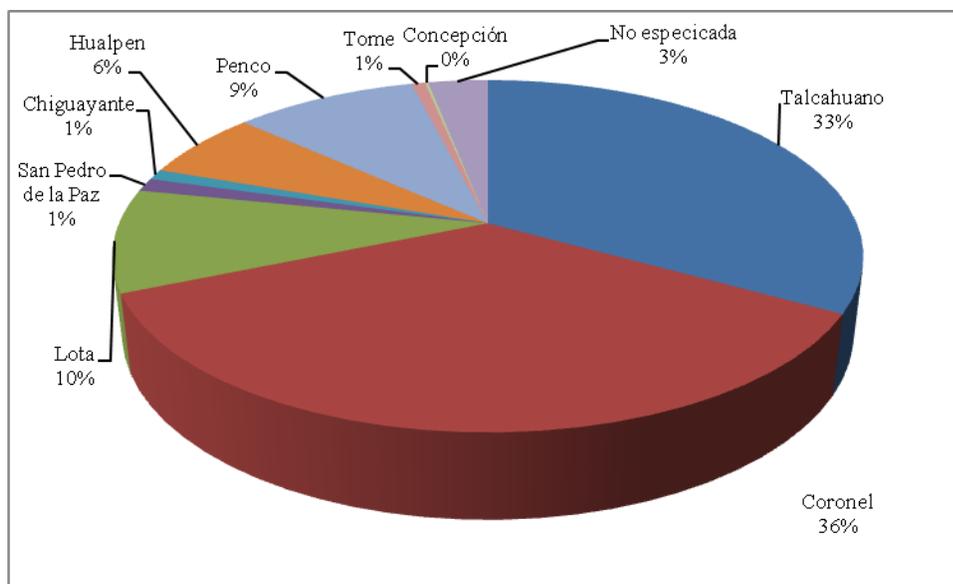


Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones

Figura 3-1 Distribución gráfica de las emisiones de $MP_{2,5}$ por rubro

En la Figura 3-1 se muestra la distribución de las emisiones por rubro específico en donde se puede observar que prácticamente un tercio del total de emisiones se producen por la Producción de Hierro y Acero, principalmente por la Planta Huachipato² de la Compañía Acerera del Pacífico (CAP) ubicada en Talcahuano.

En la figura 3-2 se muestra la participación porcentual de cada comuna en el total de emisiones de $MP_{2,5}$ donde las comunas de Coronel, Talcahuano y Lota representan casi el 80% del total de emisiones.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones

Figura 3-2 Porcentaje de emisiones de $MP_{2,5}$ por comuna

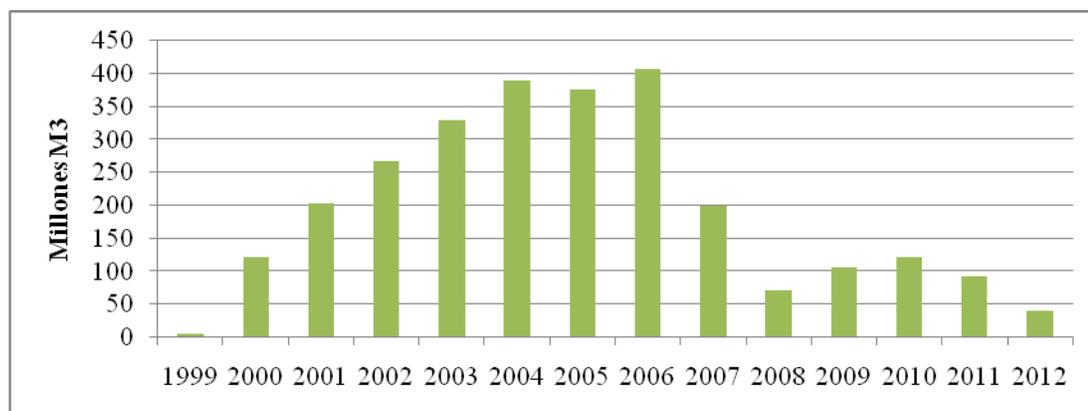
En cuanto a las tecnologías de abatimiento existentes según el Inventario de emisiones 2008 sólo 7 fuentes poseen algún sistema para la disminución de $MP_{2,5}$, una sola de estas fuentes tiene instalado un filtro de mangas, tecnología con mejor eficiencia que las anteriores y la única eficaz para la reducción de emisiones de $MP_{2,5}$, por lo tanto, ésta última no entra en ningún análisis producto de que ya no tendría otra opción factible.

3.2 Desarrollo del Mercado del Gas Natural.

El Gas Natural está formado en su mayor parte por metano, fracciones variables de hidrocarburos gaseosos más pesados y otros gases como nitrógeno y dióxido de carbono. Es incoloro, no tóxico e inodoro, aunque se le añaden sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga.

² Las fuentes principales corresponden a la Batería de coque, la Acería y los Altos Hornos 1 y 2

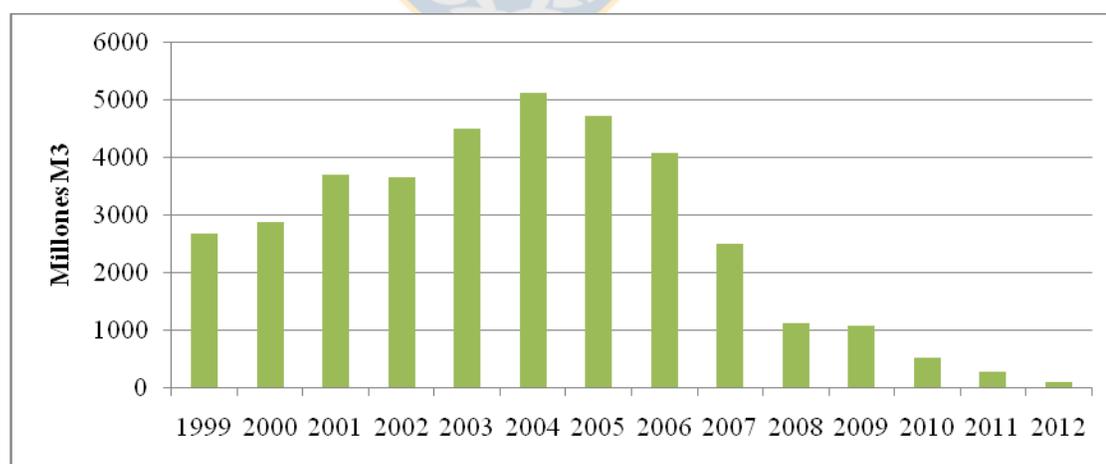
De acuerdo a las publicaciones de la Comisión Nacional de Energía³, es posible encontrar estadísticas que muestran información de las importaciones a nivel país y de la región sobre el gas natural gaseoso. Esta información se resume en las figuras 3-3 y 3-4.



Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de la CNE.

Figura3-3 Importaciones de Gas Natural gaseoso a nivel país

En la Figura 3-3 se observa la importación de gas natural a nivel nacional. Se puede apreciar que en el año 2004 se produjo la mayor cantidad de importación, de ahí en adelante (desde el 2005) se empezó a reducir la importación llegando hoy en día a niveles muy bajos. A diferencia de la anterior, en la Figura 3-4 se observa la importación de gas natural gaseoso en la Región del Bío-Bío a través del Gaseoducto del Pacífico. Al igual que lo ocurrido a nivel nacional, pero desde el año 2007, se aprecia una disminución significativa en las importaciones de gas natural a raíz de los cortes de suministro desde Argentina.

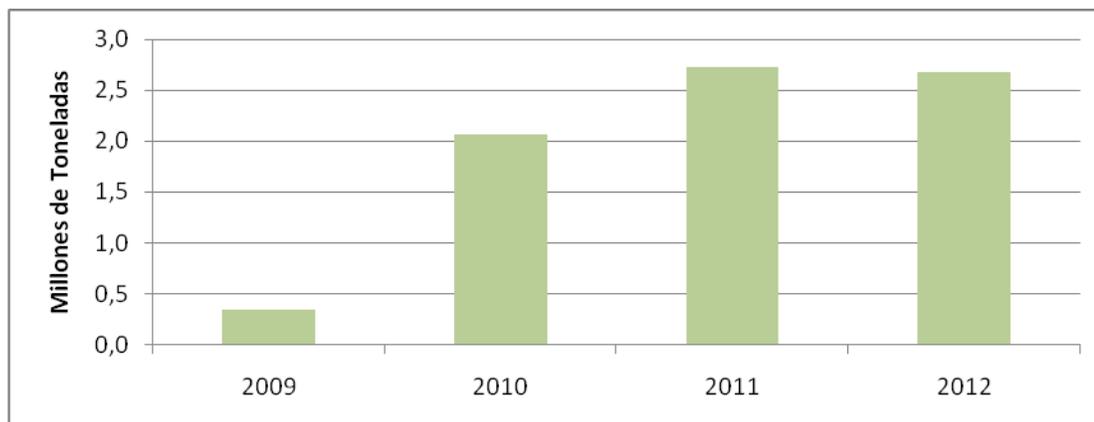


Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de la CNE.

Figura 3-4 Importaciones de Gas Natural gaseoso para la región del BíoBío

³<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos>

A diferencia de lo ocurrido con las importaciones de gas natural en estado gaseoso, las importaciones de gas natural licuado si han aumentado considerablemente debido principalmente a los puertos de la II Región y V Región y las plantas de regasificación existentes en la actualidad. La figura 3-5 muestra la importación de GNL en toneladas para los últimos 4 años.



Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de la CNE.

Figura3-5 Importaciones de Gas Natural licuado a nivel país

3.3 Transporte y Distribución de Gas Natural en la Región del Bío-Bío⁴

Dentro de los principales involucrados en el transporte y distribución de Gas Natural en nuestra región se encuentran en primera instancia los cargadores de combustibles y entre estos encontramos los Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Pan American Energy (PAE) y ENAP. Luego, en lo corresponde a transporte (gaseoductos) propiamente tal encontramos: las instalaciones de gaseoductos del Pacífico Argentina, las instalaciones de gaseoductos del Pacífico Chile e Innergy Transportes.

Gasoducto del Pacífico S.A., transporta el Gas Natural desde los centros de producción de Gas Natural denominado Loma de la Lata de Argentina, hasta la ciudad de Concepción. A su vez Loma de la Lata está conectada con el resto del sistema de gasoductos de ese país. La comercializadora industrial encargada en la Región del Bío-Bío es Innergy Soluciones Energéticas, Innergy Holdings S.A. que transporta y distribuye Gas Natural a través de ramales de su propiedad a los principales clientes industriales que corresponden a empresas del área forestal, celulosas, pesqueras, cemento, alimentos, además de otros sectores productivos de la Región del Bío-Bío así como a las vecindades de ciudades como Los Ángeles y Chillán donde entrega el Gas Natural a las otras dos empresas distribuidoras, Gas Sur e Intergas. A fines del año 1999 se recibió y distribuyó por primera vez gas natural en la

⁴ Fuente: 2011.08 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DEL BÍO-BÍO (Presentación Ministerio de Energía final).pptx

Región del Bío-Bío, llegando el Gasoducto del Pacífico hasta el Concepción Metropolitano. En el año 2004 se restringió en muy pequeña escala la entrega de gas natural desde Argentina por decisión del gobierno de ese país. El año 2005 se inician las restricciones de mayor importancia, año en el cual, de acuerdo a estimaciones locales se produce un déficit del orden del 20% para el mercado industrial y de 52% para el de generación eléctrica. Posteriormente, a partir del año 2006 y hasta el año 2010 las restricciones continuaron aumentando. Hoy en día la oferta de gas natural desde Argentina es casi nula.

De acuerdo a la política del gobierno chileno y acuerdos con Argentina, se ha mantenido prioridad de abastecimiento de los consumos residenciales, por lo cual los consumidores industriales han tenido que retornar a los combustibles utilizados originalmente sin que se produjera un desbalance general entre la oferta y la demanda de combustibles. En el caso de las centrales termoeléctricas, éstas debieron recurrir al consumo de diésel, pero dado el sistema de despacho centralizado de estas plantas el que da prioridad a los que utilizan combustibles más económicos, sus consumos energéticos fueron menores.

El mercado de Gas Natural tiene actualmente una oferta limitada por la restricción de abastecimiento desde Argentina. Para suplir en parte este problema los socios del Terminal Marítimo de Quintero ubicado en la zona central de Chile, desarrollaron el transporte de Gas Natural Licuado (GNL) en camiones desde Quintero hasta la localidad de Pemuco, donde se instaló una planta de almacenamiento de GNL y de regasificación para inyectar Gas Natural al Gasoducto del Pacífico. En una primera etapa la planta tiene una capacidad de 600.000 m³/día, de Gas Natural para abastecer fundamentalmente a la Refinería Bío-Bío, perteneciente a ENAP, ubicada cerca de Concepción. En una segunda etapa (2014-2015) su capacidad llegará hasta 2.600.000 m³/día de Gas Natural para apoyar a otros consumos industriales o de tipo termoeléctrico.

3.4 Opciones de Cambio Tecnológico

En cuanto a la inversión que deberían realizar las industrias para cambiarse de combustible encontramos dos grandes grupos: las industrias que actualmente utilizan algún tipo de combustible líquido, ya sea, petróleo N° 2, N° 5 o N° 6 y por otro lado, las industrias que actualmente utilizan leña o carbón como su principal combustible.

Para el primer grupo (combustibles líquidos) que corresponde a las grandes industrias de la zona, éstas en algún momento tuvieron un equipo apto para utilizar gas natural como combustible, dado que este tipo de energético tuvo que ser sustituido con la reducción de la oferta de gas a nivel industrial, las empresas volvieron a utilizar combustibles líquidos. La opción de cambio tecnológico en este caso corresponde al cambio de quemadores, ya que, las calderas o equipos que poseen estas industrias en su mayoría son equipos duales.

El proceso de conversión, a grandes rasgos implica los siguientes pasos: una revisión de transferencia de calor entre zonas radiante y convectiva (ya que el gas transmite menor calor radiante, por lo que la temperatura de salida de la cámara de combustión se incrementa), una evaluación de los materiales para las nuevas temperaturas (tubos, calentadores, etc.), un estudio de las dilataciones estructurales debido a las nuevas condiciones de funcionamiento (comparación con los valores de diseño) y finalmente la revisión y adecuación de equipos y caldera, es decir, quemadores, ventiladores, economizador, controles, etc., Todo lo anterior considerando análisis adicionales de emisiones, capacidad, eficiencia térmica y el plan de Back-up o combustible de respaldo (Arroyo, 2005).

Según lo investigado, se intentó tener contacto vía correo electrónico con varias empresas fabricantes, distribuidoras e incluso instaladoras de calderas a vapor o quemadores, incluso se contactó a una consultora de ingenieros presente en la zona que ha realizado estudios técnicos y de factibilidad para la instalación de estos equipos sin resultados positivos. Finalmente, se obtuvieron valores tanto para calderas como para quemadores desde catálogos de la empresa Caldaie y Peisa, en donde se encuentran en detalle distintos equipos, datos técnicos y precios de mercados años 2008 y 2012, respectivamente.

Es posible conocer que la inversión en quemadores es muy pequeña en comparación a la inversión que ya realizaron las industrias al adquirir los equipos duales, ante lo cual la información recolectada proveniente de un catálogo nos conduce a la línea de quemadores AUTOQUEM automáticos, para gas natural, envasado, gasoil o dual.

En la tabla 3-1 se muestran los modelos y precios de los quemadores utilizados como valores guía en este estudio.

Modelo	Código	Para Caldera	Potencia (kW)	Precio (US\$)
Quemador Autoquem FXLB1025	Q15000	MAGNA 15	150	2592
Quemador Autoquem CXL 1011	Q01000	Caldera REX 12	120	1724
Quemador Autoquem FXLB1023	Q02000	Caldera REX 25	250	2592
Quemador Autoquem FXLB1028	Q03000	Caldera REX 30	300	3324
Quemador Autoquem FXL 1032	Q04000	Caldera REX 35	350	3657
Quemador Autoquem HXL1037	Q11000	Caldera REX 40	400	4723
Quemador Autoquem HXL1046	Q05000	Caldera REX 50	500	4723
Quemador Autoquem HXL1057	Q06000	Caldera REX 62	620	5823
Quemador Autoquem HXL1070	Q07000	Caldera REX 75	750	5855
Quemador Autoquem IXL 2079	Q08000	Caldera REX 85	850	7228
Quemador Autoquem IXL 2088	Q12000	Caldera REX 95	950	7228
Quemador Autoquem IXL 2100	Q09000	Caldera REX 100	1000	9091
Quemador Autoquem JXL 2120	Q10000	Caldera REX 120	1200	10412
Quemador Autoquem JXL 2120	Q13000	Caldera REX 130	1300	10412

Fuente: Catálogo PEISA 2012

Tabla 3-1 Modelos y precios de Quemadores para Gas Natural al año 2008

Para el grupo de industrias con combustibles sólidos la inversión en el cambio de combustible es mucho mayor debido al cambio completo de equipo, ya que los equipos actuales no son duales, es decir, no bastaría simplemente con un cambio de quemadores. En este caso el tipo de caldera que basamos este estudio para el cálculo de las funciones de costo corresponde al tipo REX.

Luego, en la tabla 3-2 se presentan los precios al año 2008 de las calderas tipo REX que serán utilizadas en este estudio para estimar una función de costos que represente las utilizadas por las fuentes industriales a analizar. Como se puede apreciar el valor de la caldera depende casi exclusivamente del tamaño de ésta, es decir, su potencia.

Modelo	Potencia (kW)	Precio (€)
REX 7	70	2207
REX 8	80	2290
REX 9	90	2385
REX 10	100	2576
REX 12	120	2707
REX 15	150	3220
REX 20	200	3340
REX 25	250	3817
REX 30	300	3995
REX 35	350	4770
REX 40	400	5009
REX 50	500	6440
REX 62	620	6798
REX 75	750	8587
REX 85	850	9422
REX 95	950	9779
REX 100	1000	11210
REX 120	1200	11807
REX 130	1300	12164
REX 140	1400	14192
REX 160	1600	15384
REX 180	1800	17054
REX 200	2000	18962
REX 240	2400	21347
REX 300	3000	26356
REX 350	3500	32557

Fuente: Catálogo Caldaie 2008

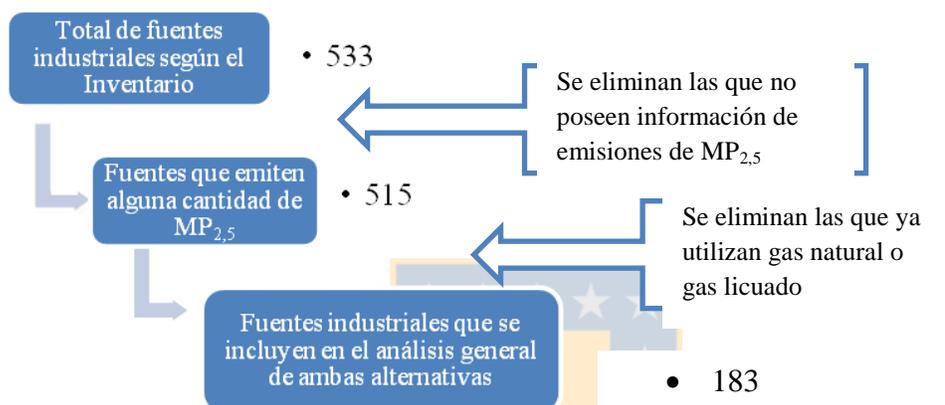
Tabla 3-2 Modelos y precios de Calderas para Gas Natural al año 2008



4 METODOLOGÍA

4.1 Clasificación de las fuentes industriales a evaluar

Del total de 533 fuentes industriales contenidas en el Inventario de Emisiones año base 2008 sólo 515 tienen alguna emisión de $MP_{2,5}$ acumulando un total de 2186 ton/año. Desde este número a la cantidad final de fuentes industriales existen diversas consideraciones que serán explicadas a continuación:



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de Emisiones

Figura 4-1 Clasificación de las fuentes industriales a analizar

Como se observa, las fuentes industriales van disminuyendo en cantidad pero el análisis final a llevar a cabo será realizado a 183 fuentes industriales las que emiten un total de 1958,1 ton/año de $MP_{2,5}$ lo que corresponde al 89,55% del total de emisiones. El restante 10,45% de emisiones corresponde a fuentes que ya utilizan gas natural o licuado en sus procesos o bien posee la tecnología de abatimiento más eficiente y necesaria.

4.2 Estimación del consumo de combustibles

Desde el Inventario de Emisiones año base 2008, se estimó el consumo de combustible genérico para cada fuente industrial. La metodología consiste en realizar el cálculo inverso al que se debería ocupar para el cálculo de emisiones general, la cual es la siguiente:

$$E = FE * NA * \left(1 - \frac{EA}{100}\right)$$

En donde,

E : Emisión de $MP_{2,5}$ (kg/año)

FE: Factor de Emisión (kg/kg)

NA: Nivel de actividad diaria, semanal y mensual de la fuente estimada

EA: Eficiencia de Abatimiento

Los niveles de actividad (*NA*) dependiendo de los factores de emisión escogidos, pueden ser el consumo de combustible (*CC*) en unidades de masa o energía o la producción de un material en unidades de masa. Siguiendo la metodología de Ambiosis (2007) en este estudio se utilizó como niveles de actividad el consumo de combustible, por lo que al realizar el cálculo inverso la fórmula para llegar al consumo de combustible es:

$$CC = \frac{E}{FE} * \left(1 - \frac{EA}{100}\right)$$

En donde,

CC: Consumo de combustible anual de la fuente (kg/año)

E: Emisión de MP_{2,5} (kg/año)

FE: Factor de emisión del combustible (kg/kg)

EA: Eficiencia de abatimiento

Los factores de emisión posibles a utilizar para esta metodología son aquellos sacados de la revisión de la documentación en la guía metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas en su apartado de calderas industriales siguiendo la metodología de Ambiosis (2007) que detalla a continuación en la Tabla 4-1 los factores de emisión para los distintos combustibles a utilizar en este estudio para el cálculo de combustible requerido por cada fuente en base a sus emisiones anuales.

Combustible	Factor de Emisión MP 2,5	Unidad	Categoría combustible (AP42)
Carbón	0,000434	kg/kg	Bituminous carbon
Leña	0,00238	kg/kg	Bark and wet wood
Petróleo N°2	0,0002	kg/kg	N°2 oil fired
Petróleo N°5	0,000322	kg/kg	N°5 oil fired
Petróleo N°6	0,00067	kg/kg	N°6 oil fired
Gas Natural	0,000171	kg/kg	Natural gas combustion

Fuente: Elaboración propia a partir de la guía metodológica para el RETC

Tabla 4-1 Factor de emisión de MP_{2,5} para el cálculo del consumo de combustible

Existen siete fuentes que cuentan con sistemas de abatimiento (ciclones, multiciclones y un filtro de mangas) de las cuales seis no son efectivos para reducir las emisiones de MP_{2,5}. Sólo un posee un filtro de mangas y queda exenta del análisis puesto que con esa tecnología de fin de tubo no es necesario otra alternativa de reducción.

4.3 Obtención del consumo de energía y combustible requerido para el cambio

En el estudio se necesita calcular el requerimiento de combustible, en términos de energía, para poder realizar el cambio desde el combustible original al gas natural. Así, conociendo la cantidad de gas necesario por parte de cada fuente se puede llegar a costear el cambio y decidir si es o no conveniente.

Para poder realizar este análisis es necesario obtener el consumo energético de cada fuente, ya que, de esta forma se obtiene una misma unidad para todos, esta unidad corresponde a las kilocalorías y para esto seguiremos la metodología utilizada por Fuentes (2012) la cual nos indica que para calcular el consumo de energía es necesario conocer los poderes caloríficos de cada tipo de combustible. En la tabla 4-2 se resumen los poderes caloríficos para los diferentes combustibles genéricos, se puede observar que el gas natural es el combustible con mayor poder calorífico por lo tanto, se requiere de una menor cantidad (en kilogramos) de este combustible.

Combustible Genérico	Poder Calorífico	Unidad
Carbón	7000	Kcal/kg
Leña	3500	Kcal/kg
Petróleo N°2	10165	Kcal/kg
Petróleo N°5	9762	Kcal/kg
Petróleo N°6	9625	Kcal/kg
Gas Natural	11500	Kcal/kg

Fuente: Elaboración propia en base a Fuentes (2012) y la CNE (2011)

Tabla 4-2 Poder calorífico por tipo de combustible

Luego, como el objetivo de este estudio es incluir el componente de cambio tecnológico en el análisis, casi todas las fuentes que componen el inventario de emisiones son factibles de un cambio de combustible, puesto que, aunque usen combustibles líquidos o sólidos se puede realizar un cambio de quemadores o de caldera completa (se detallaran estas opciones en la sección 4.5).

Aunque actualmente existe una oferta mínima de gas natural, como se mencionó en la sección 3.2 esto debería cambiar de manera favorable en el futuro. Aun cuando exista esta disponibilidad de gas natural, algunas fuentes debido a exigencias técnicas no podrían llevar a cabo el cambio. Dado que la idea es cambiar desde algún combustible líquido o sólidos hacia el gas natural, de las 183 industrias que poseen emisiones sólo 149 entrarían en el análisis de cambio de combustible puesto que 34 tienen sólo la opción de instalación de alguna tecnología de abatimiento.

4.4 Tecnologías de abatimiento, sus eficiencias y costos

Para elegir las tecnologías de abatimiento, se consideraron las utilizadas por O’Ryan y Bravo (2001) y Ponce y Chavéz (2005). Estas tecnologías de abatimiento son: Filtros de Mangas, Scrubber del tipo Lavadores Venturi y/o Precipitadores Electroestáticos. Otras opciones tecnológicas como Ciclones y Multiciclones ya que se considera que son muy poco eficientes para reducir partículas finas (MP_{2,5}).

Las funciones de costosa utilizaren este estudio provienen de Ponce y Chavéz (2005) las cuales se actualizaron a precios de 2008 y 2012 para los tres sistemas de captación antes mencionados. La tabla 4-3 indica las funciones de costo a precios del 2008 y la tabla 4-4 indica los precios actuales a precios del 2012 en MM\$ para ambos casos.

Tecnología	Función de Costo
Precipitador electrostático	$CT = 159864,3 * (4213,688 * E)^{0,6276} + 897,9 * (4213,688 * E) + 12616110$
Lavador Venturi	$CT = 66031,3 * (4213,688 * E)^{0,56} + 763,8 * (4213,688 * E) + 22668900$
Filtro de mangas	$CT = 2135,3 * (4213,688 * E)^{0,9141} + 873,3 * (4213,688 * E) + 18374970$

Fuente: Actualizadas en base a Ponce y Chavéz (2005)

Tabla 4-3 Funciones de costo de las tecnologías de abatimiento para el 2008

Tecnología	Función de Costo
Precipitador electrostático	$CT = 172861,4 * (4213,688 * E)^{0,6276} + 970,9 * (4213,688 * E) + 13641810$
Lavador Venturi	$CT = 71399,7 * (4213,688 * E)^{0,56} + 825,9 * (4213,688 * E) + 24511900$
Filtro de mangas	$CT = 2308,9 * (4213,688 * E)^{0,9141} + 944,3 * (4213,688 * E) + 19868870$

Fuente: Actualizadas en base a Ponce y Chavéz (2005)

Tabla 4-4 Funciones de costo de las tecnologías de abatimiento para el 2012

Las funciones de costo originales incluían el parámetro Q que representa el caudal de las emisiones de MP_{2,5} en m³/hr/año. Para poder realizar los cálculos de costos es necesario conocer o estimar este valor, y dado que, no todos las fuentes poseían la información de sus horas o días de trabajo al año, se decidió recurrir a un factor de ajuste⁵ calculado mediante una regresión lineal que se expresa de la siguiente forma:

$$Q = 4213,688 * E$$

⁵ Factor calculado por el profesor guía Dr. Cristian Mardones Poblete

Donde E representa a las emisiones de $MP_{2,5}$ en ton/año. Este supuesto limita los cálculos puesto que no representa la realidad del funcionamiento de cada fuente industrial, es decir, una gran fuente puede emitir muy poco o una pequeña fuente puede utilizarse mucho y emitir más de lo que debería. Para efectos reales Q debiese ser el valor a utilizar.

Cada sistema de captación posee una eficiencia distinta dependiendo del combustible que la fuente emisora de $MP_{2,5}$ utilice en su proceso. La eficiencia de cada una de las tecnologías de abatimiento analizadas se muestra en la tabla 4-5.

Combustible del proceso	Filtros de Manga	Lavador Venturi	Precipitador electrostático
Carbón	0,96	0,89	0,94
Leña	0,99	0,92	0,90
Petróleo 6	0,99	0,89	0,95
Petróleo 5	0,99	0,89	0,95
Petróleo 2	0,99	0,89	0,95

Fuente: O’Ryan y Bravo (2001)

Tabla 4-5 Eficiencia de las tecnologías de abatimiento para $MP_{2,5}$

La evaluación sobre tecnologías de abatimiento consideró en primera instancia las fuentes industriales con emisiones de $MP_{2,5}$, excluyendo las fuentes que utilizan gas natural o gas licuado. La distinción entre los distintos conjuntos de fuentes industriales es la siguiente: 34 fuentes tienen sólo la opción de instalar alguna tecnología de abatimiento, 119 fuentes usan combustibles líquidos con opción a cambio de combustible y 30 usan combustibles sólidos también con opción a cambio, contabilizando un total de 183 fuentes.

Dentro de éstas 183 fuentes industriales se incluyen algunas fuentes que no poseen consumo de combustible (procesos sin combustión) cuya factibilidad técnica a implementar es un filtro de mangas con una eficiencia de reducción de alrededor de un 95%⁶, ya que las demás tecnologías de abatimiento (a excepción del filtro de mangas) no son técnicamente factibles puesto que al tratarse de procesos sin combustión (traslados, movimientos, etc.) las eficiencias disminuyen considerablemente y dejan de ser una alternativa viable.

4.5 Cambio tecnológico para el cambio de combustible, costos y eficiencias

El objetivo de este estudio y principal diferencia con el realizado por Alegría (2011) consiste en integrar el factor de cambio de combustible a gas natural en todas las fuentes en que factiblemente sea posible hacerlo. Para esto, se deben conocer los equipos utilizados en los procesos involucrados, así como también los combustibles para los mismos, esto debido a que

⁶ Según la opinión del experto PhD. Jorge Jiménez del Río

como se describió acerca de las opciones de cambio tecnológico en la sección 3.3 se separa este grupo de análisis en dos sub-grupos de acuerdo al combustible que utilizan. Cabe señalar, como se dijo anteriormente que las fuentes industriales que ya poseen gas natural o gas licuado, además de las industrias que no poseen combustión en sus procesos no entrarán en este análisis.

En la tabla 4-6 se presentan los precios de los combustibles genéricos precios del año 2008 y 2012 en MM\$/MMbtu a utilizar en este estudio.

Combustible	Precio año 2008	Precio año 2012
Leña	$4,95 \times 10^{-3}$	$5,54 \times 10^{-3}$
Carbón	$2,29 \times 10^{-3}$	$1,86 \times 10^{-3}$
Petróleo N°6	$5,00 \times 10^{-3}$	$8,37 \times 10^{-3}$
Petróleo N°5	$6,00 \times 10^{-3}$	$9,02 \times 10^{-3}$
Petróleo N°2	$8,79 \times 10^{-3}$	$9,98 \times 10^{-3}$
Gas Natural	$4,89 \times 10^{-3}$	$7,61 \times 10^{-3}$

Fuente: Alegría (2011) y Fuentes (2012)

Tabla 4-6 Precios de los combustibles años 2008 y 2012

Para las fuentes que utilizan combustibles sólidos (biomasa y carbón) el cambio de combustible es factible para la mayoría de ellas, algunas fuentes debido a exigencias u obstáculos técnicos no realizarían el cambio (centrales termoeléctricas o empresas que dentro de su matriz energética consumen residuos o desechos de sus mismos procesos para alimentar otros, como el caso de algunas forestales o empresas petro-químicas). Este cambio debe realizarse en conjunto con un cambio completo de equipo de combustión, es decir, debe realizarse un cambio de caldera generalmente lo que implica un costo económico no menor aun cuando el gas natural en términos energéticos tiene una mayor eficiencia.

La alternativa de cambio de combustible en este caso, está asociada a un cambio completo de equipo y para incluir esta opción en el análisis es necesario formular una función de costos anualizados de instalación para cada una de las fuentes. Producto de la investigación, se pudo establecer que el precio de las calderas a utilizar como dato para la formulación de la función de costo es dependiente de la potencia (P) medido en megawatts (MW) de cada equipo.

Las fuentes a evaluar en este análisis, fueron las que utilizan algún tipo de combustible distinto al gas natural o gas licuado; pero debido a que la información del Inventario de Emisiones es incompleta, sólo 149 fuentes son realmente analizadas a la hora de evaluar su cambio de combustible, de las cuales sólo 30 están afectas a un cambio de equipamiento completo ya que utilizan leña o carbón, 20 y 10 respectivamente. Las otras 119 fuentes utilizan combustibles líquidos por lo que solamente basta con un cambio de quemadores.

Este tipo de calderas son prácticamente iguales a las que consumen petróleo, y en la práctica existen equipos con quemadores duales (gas y petróleo). Los quemadores inyectan el gas a presión el que se dispersa fácilmente en el aire lo que genera condiciones apropiadas de combustión.

La función de costo anualizada que se formuló tiene como datos de entrada los valores al año 2008 de las calderas expuestas en la tabla 3-2y consiste en la siguiente expresión:

$$CT_{caldera} = 1083304 + 5252576 * P + 212,9 * P^4, \quad P \leq 53,7$$

(69897,5) (100809,6) (23,7)

Esta función se estimó con 27 observaciones, resultando un coeficiente de determinación múltiple o R^2 como se conoce comúnmente, de 0,9998, es decir, un 99,98% de la variabilidad de los datos es explicada por la función estimada.

La función estimada de costo de cambio de caldera tiene un conjunto dominio para las potencias menores o iguales a 53,7. En la figura 4-2 presenta la gráfica de función ajustada para todos los valores que entran en su dominio.

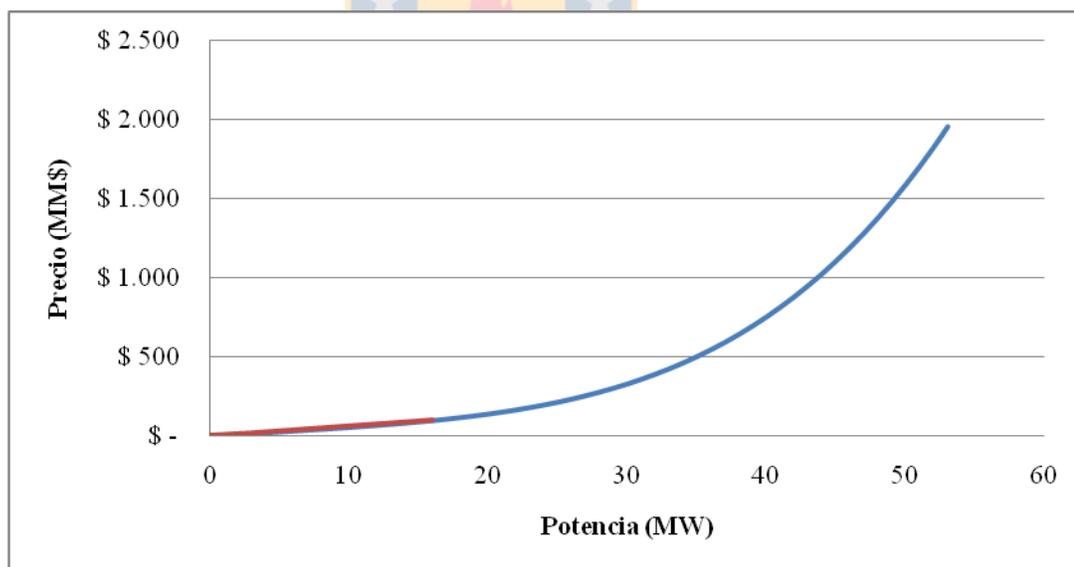


Figura 4-2 Gráfica de la función de costo estimada para calderas

Por otra parte, las fuentes que utilizan combustibles líquidos, como petróleo N° 2, 5, y 6, ya poseen equipos que son capaces de funcionar con un combustible gaseoso, ya que, en el pasado se ocupaba gas natural porque existía disponibilidad, pero es necesario un cambio de sus quemadores para hoy en día volver a utilizar gas natural. Los quemadores son los equipos donde se realiza la combustión, por tanto deben proveer de los tres vértices del triángulo de combustión, es decir, deben lograr la mezcla íntima del combustible con el aire, y además

proporcionar la energía de activación o chispa de encendido, (que es el tercer componente del triángulo). Los tipos de quemadores dependen del combustible que se usa, si es sólido, líquido o gaseoso.

Al igual que para las calderas se formuló una función de costo anualizado que tiene como datos de entrada los precios del año 2008 de los quemadores mostrados en la tabla 3-1. La función para las 119 fuentes que son factibles para esta alternativa es la siguiente:

$$CT_{quemadores} = 483779,3 + 3506048 * P, \quad P \leq 35,1$$

(94878,5) (150587,4)

Esta función se estimó con 13 observaciones, resultando un coeficiente de determinación múltiple o R^2 como se conoce comúnmente, de 0,9743, es decir, un 97,43% de la variabilidad de los datos es explicada por la función estimada.

A continuación, en la figura 4-3 presenta la gráfica de función ajustada. Como se indicó, la función estimada de costo de cambio de quemadores tiene un conjunto dominio para las potencias menores o iguales a 35,1.

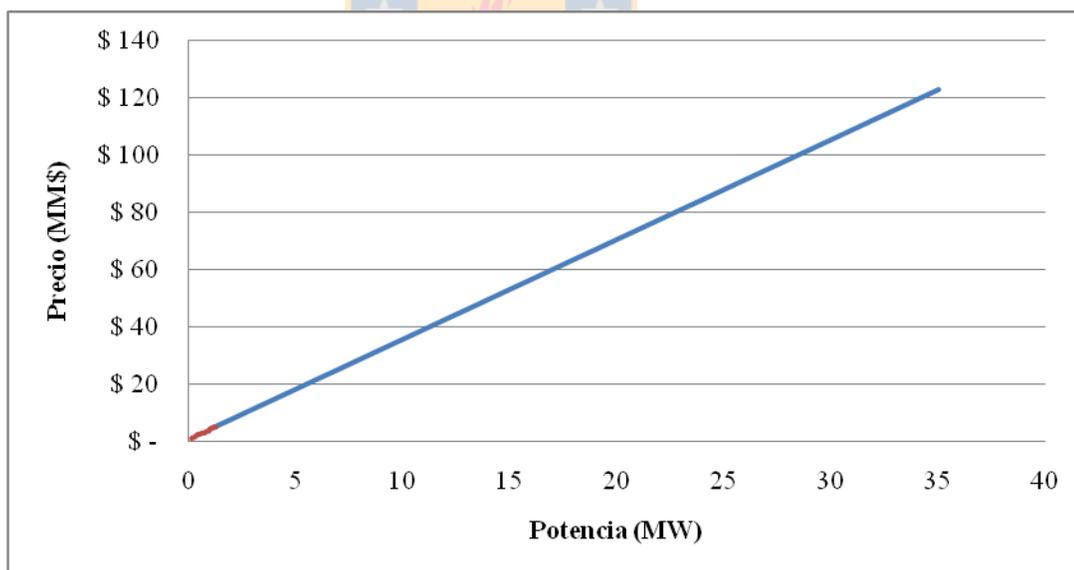


Figura 4-3 Gráfica de la función de costo estimada para quemadores

Es importante recalcar que de las 119 fuentes industriales con opción a cambio de quemadores 86 no tenían información de sus potencias, pero como el costo de esta alternativa es muy inferior al de la alternativa de cambio de calderas, se decidió estimar de manera proporcional los datos necesarios para incluirlas en el análisis a través de las emisiones y las potencias de las fuentes que si tenían esta información. Es así que, tomando el promedio de potencias existentes para fuentes con combustibles líquidos y realizando una proporción simple con respecto a las emisiones promedios de éstas y de las fuentes a incluir se logró estimar una

potencia promedio que permitió aumentar de 86 a 119 las fuentes consideradas en esta alternativa.

Las funciones de costo para las calderas y los quemadores se basaron en catálogos Caldaie y Peisa del 2008 y 2012 respectivamente, por lo tanto, es necesario proyectar uno de esos valores a precios del año 2012, para poder realizar esta conversión se utiliza un factor de ajuste⁷ para obtener una estimación actual.

Así, las funciones de costo expresada en MM\$ para la alternativa de cambio de combustible se resume en la tabla 4-7.

Opción	Función a precios del año 2008	Función a precios del año 2012
Caldera	$1,0833 + 5,2526 * P + 0,000213 * P^4$	$1,1808 + 5,7253 * P + 0,000233 * P^4$
Quemador	$0,4838 + 3,506 * P$	$0,5273 + 3,822 * P$

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-7 Funciones de costo para el cambio de equipos a precios del 2008 y 2012

Las funciones indicadas anteriormente sólo reflejan la inversión de compra en términos generales para las fuentes en función de la potencia de la caldera. Para obtener el valor de instalación se utilizó un supuesto de proporción, es decir, el valor de instalación corresponde a un 30% del valor de la inversión, ya sea, para las calderas o para los quemadores (Alegría *et al.*, 2013).

Finalmente, tanto el costo del cambio de calderas como el costo de cambio de combustibles se debieron anualizar para poder simular los distintos enfoques. Para ello es necesario conocer el período que se tomará en cuenta para el análisis y el costo de capital de cada sector industrial. El período a considerar será de 20 años según los resultados de la investigación que indican que una caldera muy bien mantenida puede llegar a tener una vida útil de 30 años y por otro lado una caldera sin mantención podría alcanzar hasta los 10 años, en promedio un equipo con sus mantenciones correspondientes debe tener una vida útil promedio de 20 años. A su vez, el costo de capital para cada industria se obtuvo desde las estadísticas de Aswath Damodaran (Damodaran Online, 2013).

⁷ El factor de ajuste (FA) para pasar desde precios 2008 a precios del 2012 fue calculado de la siguiente manera: $FA = IPC_{2012} / IPC_{2008} = 1,09$. Donde el IPC de cada año corresponde al de Diciembre de cada año según el Banco Central de Chile

4.6 Modelación de SPET versus Estándar de emisiones

El modelo de optimización que se resolvió considera la minimización de costos al implementar un sistema de permisos de emisión transferibles (SPET) versus implementar una estrategia de Comando y Control.

Para comenzar es necesario dejar clara la notación con que se identificó a los tipos de fuentes y a las alternativas para reducir emisiones con que cuentan. Estas se especifican a continuación.

Tipos de Fuentes:

Fuentes fscg: Representa a las fuentes del análisis sin opción al cambio de combustible desde algún energético sólido o líquido hacia gas natural, es decir, solo cuentan con la alternativa del uso de tecnologías de abatimiento. Estas son 34 (14 sin combustible, 15 a leña y 5 a carbón).

Fuentes fcsq: Representa a las fuentes del análisis que consumen combustibles sólidos y que tienen la opción de cambio a gas natural mediante el cambio completo de caldera o tienen la opción de instalar alguna tecnología de abatimiento dependiendo de cuál de las dos alternativas es la más costo-efectiva. Estas son 30 fuentes (20 a leña y 10 a carbón).

Fuentes fclg: Representa a las fuentes del análisis que consumen combustibles líquidos que tienen la opción de cambio a gas natural mediante la instalación de un quemador Dual o tienen la opción de instalar alguna tecnología de abatimiento dependiendo de cuál de las dos alternativas es la más costo-efectiva. Estas son 119 fuentes (68 a petróleo N°6, 10 a petróleo N°5 y 41 a petróleo N°2).

Alternativas:

Alternativa t: Representa el uso de tecnologías de abatimiento (lavador Venturi, precipitador electrostático y filtro de mangas). Cada una de estas tecnologías tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones, dependiendo del combustible que utiliza la fuente en la cual se instale. Además, se incluye la alternativa de no utilizar ninguna (sin tecnología).

Alternativa sq: Representa las 3 sustituciones de combustibles líquidos a gas natural (petróleo N°2 a gas, petróleo N°5 a gas y petróleo N°6 a gas). Cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones, estas eficiencias de cambio de combustible se muestran en la tabla 4-9.

Alternativa sc: Representa las 2 sustituciones de combustibles sólidos a gas natural (madera a gas y carbón a gas). Cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones, estas eficiencias de cambio de combustible se muestran en la tabla 4-8.

Combustible	Reducción de emisiones de MP ^{2,5} por cambio a gas (%)
Leña	98
Carbón	76
Petróleo N°6	79
Petróleo N°5	55
Petróleo N°2	28

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-8 Eficiencia de reducción para el cambio a gas natural

Para realizar la modelación se consideraron tres variables de decisión, las cuales dependen del tipo de fuente. Estas variables son binarias, toman valor 1 si es que la fuente utiliza el método de reducción de emisiones correspondiente y 0 en caso contrario. A continuación se describe cada una de ellas.

$X_{fscg,t}$: Variable binaria que determina si una fuente de tipo *fscg* utiliza una alternativa de tipo *t* para la reducción de emisiones.

$Y_{fclg,sq}$: Variable binaria que determina si una fuente de tipo *fclg* utiliza una alternativa de tipo *sq* para la reducción de emisiones.

$Y_{fscg,sc}$: Variable binaria que determina si una fuente de tipo *fscg* utiliza una alternativa de tipo *sc* para la reducción de emisiones.

$YT_{fclg,t}$: Variable binaria que determina si una fuente de tipo *fclg* utiliza una alternativa de tipo *t* para la reducción de emisiones.

$YT_{fscg,t}$: Variable binaria que determina si una fuente de tipo *fscg* utiliza una alternativa de tipo *t* para la reducción de emisiones.

Luego, cada una de las opciones representadas por las variables binarias descritas tiene asociado un costo. Estos se especifican a continuación.

$CT_{fscg,t}$: Costo de utilizar una alternativa de tipo *t* para una fuente tipo *fscg* (MM\$). Para determinar este costo se utilizaron las funciones de costo de Ponce y Chávez (2005), presentadas en la Tabla 4-3, pero transformadas en función de las emisiones y ajustadas a los precios de los respectivos años (2008 y 2012).

$CG_{fclg,sq}$: Costo de utilizar una alternativa de tipo sq para una fuente de tipo $fclg$ (MM\$). Este costo varía de acuerdo a la diferencia de precios entre el combustible que se sustituya y el gas natural, además del costo de anualizado de la compra e instalación del quemador dual necesario para la sustitución (ver sección 4.5). Sea c el combustible que se va a sustituir por gas natural, la fórmula para el costo es de la forma siguiente:

$$CG_{fclg,c} = [(Precio]_{gasnatural} - Precio_c) * Dlgas * MMBTUconsumo_c + CQ_{fclg}$$

En donde $Dlgas$ representa la disponibilidad de gas existente, la cual determina la cantidad posible a sustituir. $MMBTUconsumo_c$ indica los Millones de BTU que se consumen del combustible c y que serán sustituidas por Millones de BTU de gas natural dependiendo de la disponibilidad y CQ_{fclg} representa el costo anualizado de la inversión e instalación del quemador dual necesario para el cambio de combustible (Tabla 4-8). Los precios de los combustibles a utilizar se expresan en millones de pesos por MMBTU de combustible (ver Tabla 4-7).

$CG_{fcsg,sc}$: Costo de utilizar una alternativa de tipo sc para una fuente de tipo $fcsg$ (MM\$). Este costo varía de acuerdo a la diferencia de precios entre el combustible que se sustituya y el gas natural, además del costo de anualizado de la compra e instalación delacaldera necesaria para la sustitución (ver sección 4.5). Sea c el combustible que se va a sustituir por gas natural, la fórmula para el costo es de la forma siguiente:

$$CG_{fcsg,c} = [(Precio]_{gasnatural} - Precio_c) * Dsgas * MMBTUconsumo_c + CC_{fcsg}$$

En donde $Dsgas$ representa la disponibilidad de gas existente, la cual determina la cantidad posible a sustituir y en esta opción puede ser nula (0%) o máxima (100%)⁸. $MMBTUconsumo_c$ indica los Millones de BTU que se consumen del combustible c y que serán sustituidas por Millones de BTU de gas natural dependiendo de la disponibilidad y CC_{fcsg} representa el costo anualizado de la inversión e instalación dela caldera necesaria para el cambio de combustible (ver Tabla 4-8). Los precios de los combustibles a utilizar se expresan en millones de pesos por MMBTU de combustible (ver Tabla 4-7).

$CGT_{fclg,t}$: Costo de uso de una alternativa de tipo t para una fuente $fclg$. En este caso también se utiliza las funciones de costo de Ponce y Chávez (2005), especificadas en las Tablas4-3 y 4-4 pero transformadas en función de las emisiones a precios de los años 2008 y 2012.

⁸ El supuesto de no ser factible una disponibilidad variable de gas natural para las fuentes industriales que utilizan combustibles sólidos radica en la imposibilidad técnica de contar paralelamente con dos equipos de combustión distintos.

$CGT_{fcsq,t}$: Costo de uso de una alternativa de tipo t para una fuente $fcsq$. En este caso también se utiliza las funciones de costo de Ponce y Chávez (2005), especificadas en las Tablas 4-3 y 4-4 pero transformadas en función de las emisiones a precios de los años 2008 y 2012.

Considerando todo lo anterior la función objetivo es de la siguiente forma:

$$Z = \text{Min}[\sum_{fcsq} C_{fcsq,t} X_{fcsq,t} + \sum_{fclg} C_{fclg,sq} Y_{fclg,sq}] + \dots$$

Sujeta a los siguientes conjuntos de restricciones:

$$\sum_t X_{fcsq,t} = 1, \forall \text{fuente } fcsq \quad (i)$$

$$\sum_s Y_{fclg,sq} + \sum_t Y_{fclg,t} = 1, \forall \text{fuente } fclg \quad (ii)$$

$$\sum_s Y_{fcsq,sc} + \sum_t Y_{fcsq,t} = 1, \forall \text{fuente } fcsq \quad (iii)$$

Los conjuntos de restricciones (i),(ii) y (iii) indican que cada tipo de fuente debe escoger sólo una alternativa de reducción de emisiones. El conjunto de restricciones (i) representa a las fuentes de tipo $fcsq$ y los conjuntos de restricciones (ii) y (iii) a las fuentes de tipo $fclg$ y $fcsq$, respectivamente.

La restricción (iv) especificada a continuación representa a un SPET y las restricciones (v), (vi) y (vii) representan a una herramienta de estándar de emisiones. Por lo tanto, para analizar un SPET al modelo detallado anteriormente se le agrega la restricción (iv), que muestra que la distribución resultante de alternativas de reducción de emisiones a través de las fuentes debe ser tal que las emisiones agregadas finales no sean superiores al nivel de emisiones prefijado por el regulador. En el caso de analizar una estrategia de estándar de emisiones la restricción (iv) se cambia por las restricciones (v), (vi) y (vii), las cuales indican que todas las fuentes deben reducir en un mismo porcentaje sus emisiones.

$$E_f \leq (1 - M) \left[\sum_{fcsq} E_{fcsq} + \sum_{fclg} E_{fclg} + \sum_{fcsq} E_{fcsq} \right] \quad (iv)$$

$$\sum_t E_{fcsq} (1 - R_{fcsq,t}) X_{fcsq,t} = (1 - M) E_{fcsq}, \forall \text{fuente } fcsq \quad (v)$$

$$\sum_{sq} E_{fclg} (1 - R_{C_{fclg},sq}) Y_{fclg,sq} + \sum_t E_{fclg} (1 - R_{t_{fclg},t}) Y_{t_{fclg},t} = (1 - M) E_{fclg}, \forall \text{fuente } fclg \quad (vi)$$

$$\sum_{sc} E_{fcsq} (1 - R_{C_{fcsq},sc}) Y_{fcsq,sc} + \sum_t E_{fcsq} (1 - R_{t_{fcsq},t}) Y_{t_{fcsq},t} = (1 - M) E_{fcsq}, \forall \text{fuente } fcsq \quad (vii)$$

La notación utilizada en las restricciones (iv), (v) y (vi) se detalla a continuación:

E_{fcsq} : Representa las emisiones de MP_{2,5} en ton/año de una fuente de tipo *fcsq*.

E_{fclg} : Representa las emisiones de MP_{2,5} en ton/año de una fuente de tipo *fclg*.

E_{fcsq} : Representa las emisiones de MP_{2,5} en ton/año de una fuente de tipo *fcsq*.

$R_{t_{fcsq},t}$: Representa la eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa de tipo *t* para una fuente de tipo *fcsq*.

$R_{C_{fclg},sq}$: Representa la eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa de tipo *sq* para una fuente de tipo *fclg*. Se utilizaron las eficiencias presentadas en la Tabla 4-9.

$R_{C_{fcsq},sc}$: Representa la eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa de tipo *sc* para una fuente de tipo *fcsq*. Se utilizaron las eficiencias presentadas en la Tabla 4-9.

$R_{t_{fclg},t}$: Representa la eficiencia de reducción de emisiones de la alternativa *t* para la fuente *fclg*. Se utilizaron las eficiencias de reducción de la Tabla 4-6.

$R_{t_{fcsq},t}$: Representa la eficiencia de reducción de emisiones de la alternativa *t* para la fuente *fcsq*. Se utilizaron las eficiencias de reducción de la Tabla 4-6.

M : Representa el porcentaje meta de reducción de emisiones

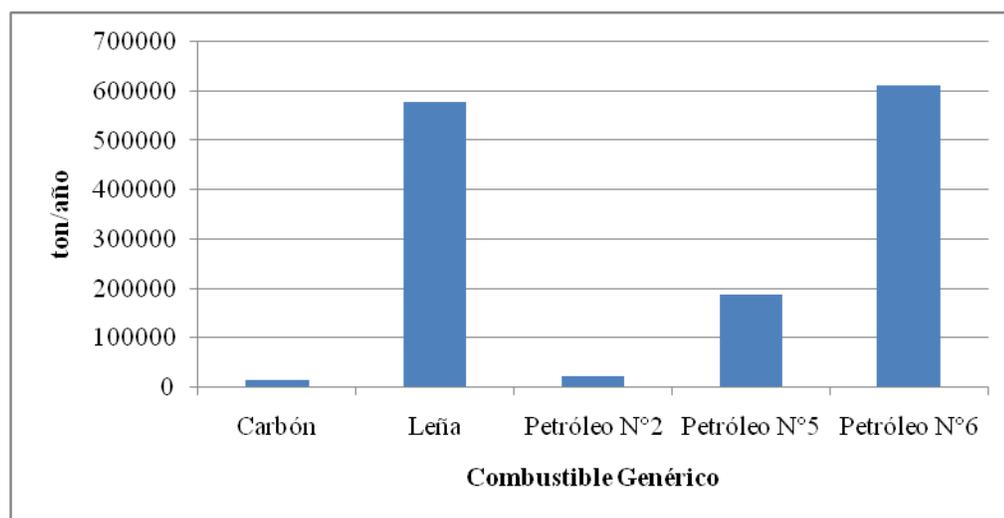


5 RESULTADOS

En este capítulo se presentan los análisis y resultados correspondientes a las metodologías usadas y explicadas en el capítulo 4.

5.1 Consumo de Combustibles y Energía

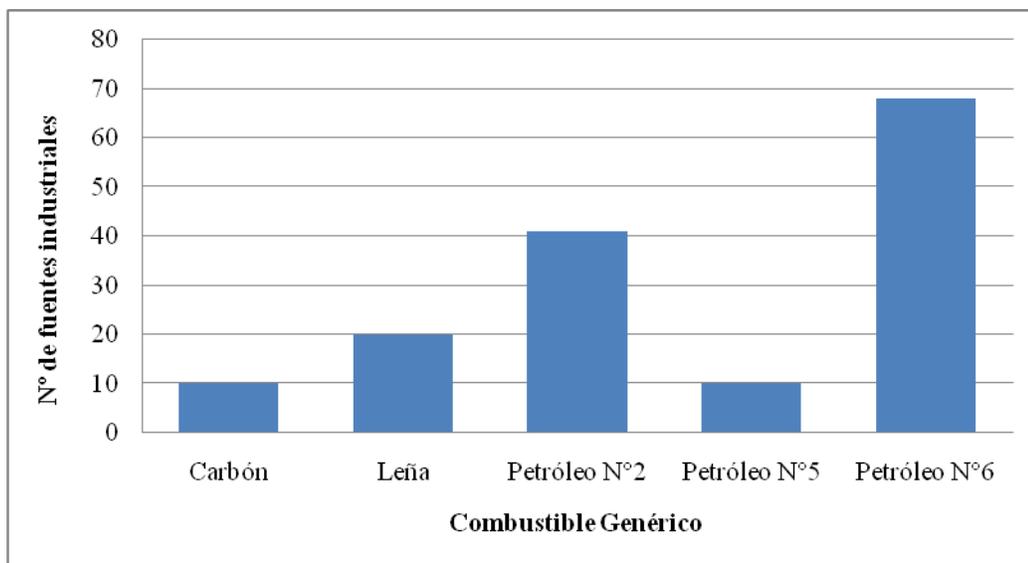
De acuerdo a lo expuesto en el capítulo 4, seguiremos la metodología de la sección 4.2 para obtener el consumo de combustible de las 149 fuentes factibles a un cambio de combustible. Los consumos obtenidos en masa se calcularon solamente para los combustibles aptos para un cambio a gas natural, es por eso que, ni el gas natural propiamente tal, ni el gas licuado entran en el análisis. Estos consumos de combustibles medidos en ton/año se muestran en la figura 5-1.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-1 Consumo de combustibles genéricos

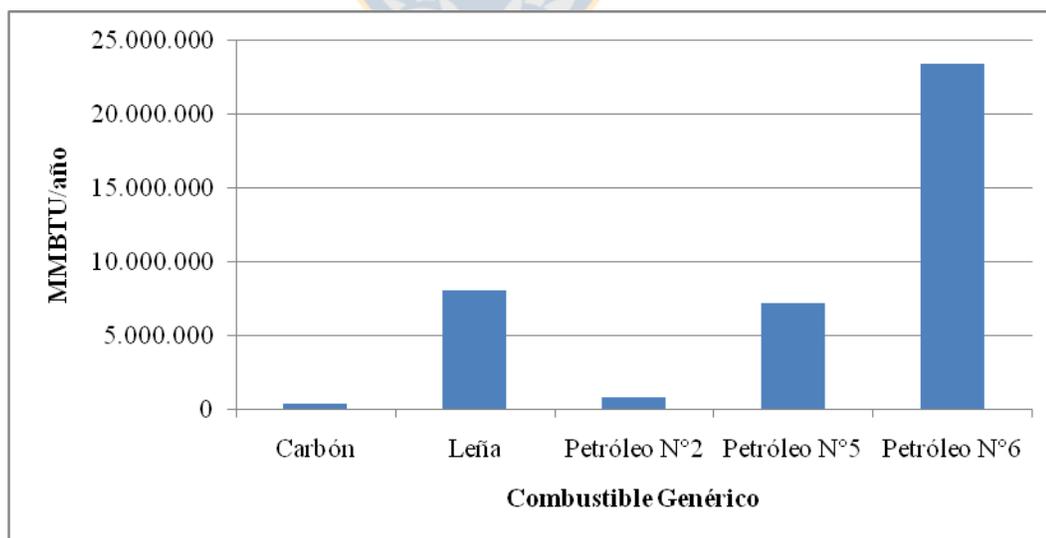
Podemos apreciar que los combustibles en términos de cantidad más utilizados son la leña y el petróleo N° 6 y los menos utilizados son el carbón y el petróleo N°2. En la figura 5-2 se muestra el número de fuentes que utilizan cada tipo de combustible, se puede apreciar que la mayoría de las fuentes utilizan un combustible líquido. Se observa que si bien el petróleo N°2 es el combustible menos utilizado una gran número de fuentes lo ocupan en sus procesos y por el contrario, siendo la leña uno de los combustibles más utilizados, el número de fuentes para este combustible es muy bajo.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-2 Nº de fuentes por tipo de combustible

El combustible utilizado por estas fuentes también puede ser medido en términos energéticos. Existen varias unidades de medida para representar la energía requerida para cada fuente, en este caso, para poder comparar se debe llevar este análisis a una medida común para todos los tipos de combustibles y debido a que, para fines de este estudio los precios de los combustibles se calculan en MMS\$/MMBTU es que se escogió esta unidad para la comparación energética. El consumo energético por tipo de combustible se muestra en la figura 5-3.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-3 Consumo energético por tipo de combustible

5.2 Emisiones de MP_{2,5}

De acuerdo a lo informado en la sección 4.1 se realizará un análisis de las emisiones declaradas en el inventario de emisiones año base 2008. Se debe señalar que, para la alternativa de cambio de combustible las fuentes a considerar fueron 149 a las cuales se les calculo el consumo estimado de combustible, en cambio, para la alternativa de incluir alguna tecnología de abatimiento se consideraron en total 183 fuentes que incluyen además fuentes con procesos sin combustión (sin combustible).

Se puede apreciar que las mayores emisiones de MP_{2,5} se concentran en las fuentes que utilizan leña o petróleo n°6 como combustible genérico principal, además de una participación importante de fuentes que no utilizan combustible. Numéricamente la tabla 5-2 muestra los valores en ton/año de emisiones para los diferentes combustibles.

Combustible Genérico	Emisiones (ton/año)
Carbón	99
Leña	880
Petróleo N°2	1
Petróleo N°5	138
Petróleo N°6	398
Sin Combustible	442
TOTAL	1958

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Tabla 5-1 Resumen de emisiones de MP_{2,5} de las fuentes a evaluar

El Inventario de Emisiones año base 2008 declara una total de emisiones de 2186 ton/año de emisiones de MP_{2,5} para las 533 industrias que lo componen, pero este total de emisiones es el mismo para 515 fuentes (eliminando las fuentes sin información). Luego, eliminando las fuentes que utilizan gas natural o gas licuado se tiene un universo de 183 fuentes que emiten un total de 1958 ton/año de emisiones de MP_{2,5}.

5.3 Simulación de un SPET versus un sistema estándar

En la sección 4.6 se detalla el modelo de optimización utilizado en las simulaciones que se realizaron cuyos resultados se presentan a continuación.

Para el análisis se realizaron una serie de simulaciones con el objetivo de obtener el costo agregado de un SPET versus un estándar. Estas simulaciones son realizadas bajo distintos porcentajes de disponibilidad de gas natural y diferentes porcentajes de meta de reducción impuesta por la autoridad ambiental, considerando estos análisis a precios del año 2008 y

2012. Los resultados obtenidos representan los costos agregados para cada uno de los casos a evaluar y como análisis adicional se contabilizan los cambios de combustible desde fuentes con combustibles sólidos (biomasa y carbón) hacia gas natural, lo que requiere de un cambio en caldera completo ya que a diferencia del cambio desde un combustible líquido a uno gaseoso la instalación de un quemador dual no es suficiente.

A continuación, la Tabla 5-3 muestra el costo agregado bajo un estándar de emisiones frente a distintos porcentajes de disponibilidad de gas natural y diferentes exigencias de reducción de emisiones, considerando los precios de combustibles, tecnologías de fin de tubo, cambio de calderas y quemadores a precios del año 2008. La máxima posibilidad de reducción de emisiones es de un 95% ya que no es posible obtener un 100% de reducción debido a que ninguna alternativa puede lograr tal eficiencia. De los resultados obtenidos se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural a cualquier nivel de reducción de emisiones los costos disminuyen hasta llegar incluso a convertirse en ahorro de costos en algunos casos. Para un mismo nivel de disponibilidad de gas y a medida que aumenta la exigencia de reducción también aumentan los costos (o disminuyen los ahorros).

Un caso particular constituye el escenario impuesto por una nula exigencia de reducción de emisiones, en donde a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural los costos disminuyen. Esto se debe al diferencial de precios existente entre los combustibles actualmente utilizados y el gas natural, por lo tanto, a las fuentes industriales les es muy favorable en términos de costos cambiarse de combustible incluyendo el costo de cambio de equipo/quemador necesario para esta alternativa.

Dentro del análisis de las alternativas escogidas por las fuentes, bajo un estándar, a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural, la mayoría de las fuentes optan por un cambio de combustible cuando la disponibilidad es máxima y la exigencia de reducción es nula, 14 pasan de madera a gas, 55 de petróleo 6 a gas, 10 de petróleo 5 a gas y 38 de petróleo 2 a gas, las fuentes a carbón no optan por el cambio de combustible. Al no existir disponibilidad de gas natural pero bajo una reducción máxima de emisiones (95%), la mayoría de las fuentes optan por los filtros de mangas y algunas por un lavador Venturi.

Ahora bien, bajo el escenario de una disponibilidad de gas completa (100%) con una reducción máxima (95%) en su mayoría las fuentes que optan por el cambio de combustible son las que utilizan madera, la distribución es la siguiente: 20 de madera a gas, 2 de petróleo 6 a gas, 4 de petróleo 5 a gas y 35 de petróleo 2 a gas, el resto sigue optando mayormente por la instalación de un filtro de mangas.

COSTO DE UN ESTANDAR DE EMISIONES(MM\$/año) a moneda del año 2008											
% de gas	% reducción de emisiones										
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%
0%	0	1254,9	2509,8	3764,7	5019,7	6274,6	7529,5	8784,5	10039,4	11366,0	13023,4
25%	-5157,1	-4259,9	-2931,9	-949,3	1033,3	3015,9	4998,5	6981,2	8963,8	10982,8	12827,5
50%	-10502,8	-9639,1	-8757,3	-7507,6	-5154,1	-2105,4	943,2	3991,9	7040,5	10110,1	12411,0
75%	-15881,4	-15024,7	-14168,0	-13269,9	-12367,2	-9225,3	-5664,6	-883,4	3897,8	8679,8	11746,4
100%	-21383,9	-20936,7	-20489,5	-20029,3	-19517,4	-19005,5	-16290,8	-11373,4	-6160,8	1708,9	5647,6

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Tabla 5-2Costo agregado bajo estándar de emisiones (año 2008)

La Tabla 5-4 muestra el costo agregado de un SPET frente a distintos porcentajes de disponibilidad de gas natural y diferentes exigencias de reducción de emisiones, considerando los precios de combustibles, tecnologías de fin de tubo y cambio de calderas y quemadores a precios del año 2008. La máxima posibilidad de reducción de emisiones bajo este sistema es de un 98% pero para términos prácticos de comparación de enfoques asumiremos que también es de 95% ya que no es posible obtener un 100% de reducción debido a que ninguna alternativa de reducción puede lograr tal eficiencia. De los resultados obtenidos se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural a cualquier nivel de reducción de emisiones los costos disminuyen hasta llegar incluso a convertirse en ahorro de costos a niveles de 100% de disponibilidad de gas y exigencias menores de 95%. Para un mismo nivel de disponibilidad de gas y medida que aumenta la exigencia de reducción también aumentan los costos (o disminuyen los ahorros).

Además, en la Tabla 5-5 se resume el comportamiento de las fuentes a madera que optan por un cambio de combustible, se observa que por sobre exigencias del 70% de reducción la totalidad de las fuentes a madera se cambian a gas. Cabe señalar que para alcanzar la reducción real máxima (98%), 11 fuentes que antes cambiaban su combustible escogen una tecnología de abatimiento, ya que ese nivel de exigencia no es logrado con el cambio de combustible.

COSTO SPET (MM\$/año) a moneda del año 2008											
% de gas	% reducción de emisiones										
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%
0%	0	777,3	1569,263	2398,3	3259,9	4186,4	5422,2	6691,8	8134,2	10083,6	12198,9
25%	-5157,1	-4733,1	-3955,737	-3144,6	-2226,2	-973,4	309,6	1786,3	3559,4	7130,1	11349,2
50%	-10502,8	-10479,4	-9702,052	-8909,4	-8067,1	-6967,6	-5702,6	-4329,0	-2201,9	1609,6	8003,7
75%	-15881,4	-15881,4	-15470,35	-14692,9	-13882,1	-12965,8	-11717,4	-10436,9	-8881,5	-4002,7	3008,2
100%	-21383,9	-21383,9	-21383,939	-21383,9	-21383,9	-21335,0	-21246,9	-20452,5	-19187,5	-17476,3	-8076,4

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Tabla 5-3Costo agregado bajo SPET (año 2008)

% disponibilidad de gas	% meta reducción de emisiones	N° de fuentes
100%	44%	15
100%	50%	17
100%	60%	18
100%	70%	20
100%	80%	20
100%	90%	20
100%	95%	20
100%	98%	9

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

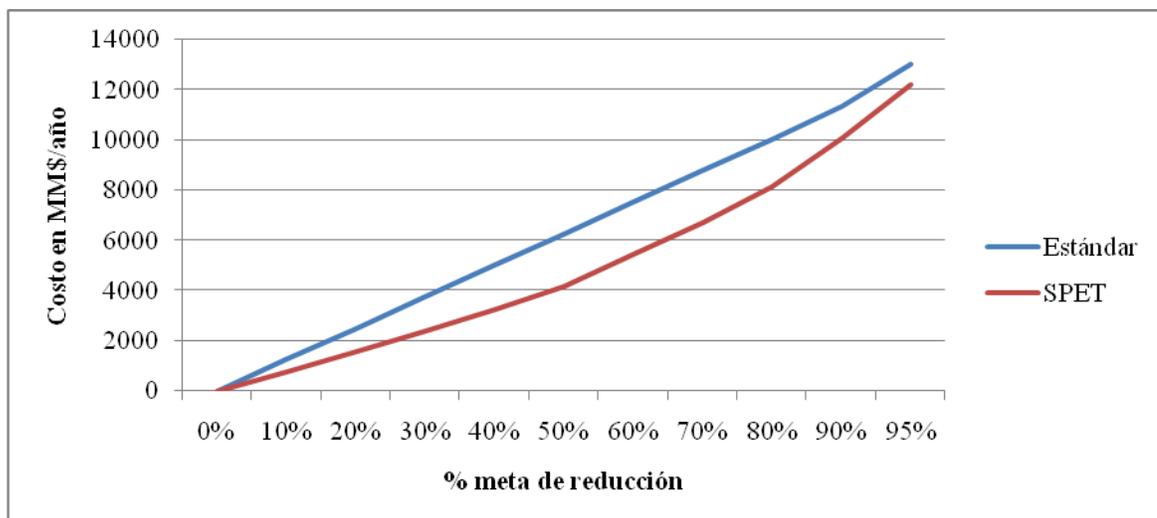
Tabla 5-4 Comportamiento de las fuentes con cambio desde madera a gas en un SPET (2008)

El comportamiento del resto de las fuentes es similar en un SPET en los casos de disponibilidad de gas máxima y 0% de exigencias de reducción o disponibilidad de gas nula y una reducción de emisiones máxima (95%). En el caso de 100% de disponibilidad de gas y máxima reducción de emisiones son más las fuentes que optan por la alternativa de cambio de combustible, 20 de madera a gas, 10 de petróleo 6 a gas, 10 de petróleo 5 a gas y 38 de petróleo 2 a gas. Si bien también la tecnología de filtro de manga es la más utilizada por las fuentes que cambian de combustible, bajo este sistema regulatorio existen algunas fuentes que no se cambian de combustible ni instalan alguna tecnología de fin de tubo porque es más conveniente (en términos económicos) comprar reducción de emisiones a otras fuentes.

Luego, comparando ambas alternativas con los resultados de las Tablas 5-3 y 5-4 se observa que en todos los casos los costos obtenidos bajo un SPET son menores que con un estándar, lo cual se hace más notorio a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural. Por lo tanto, se puede concluir que un SPET conviene más que una estrategia estándar.

En las siguientes figuras se grafican los costos en 3 escenarios para distintos porcentajes de reducción de emisiones considerando disponibilidad de gas nula (0%), media (50%) y máxima (100%).

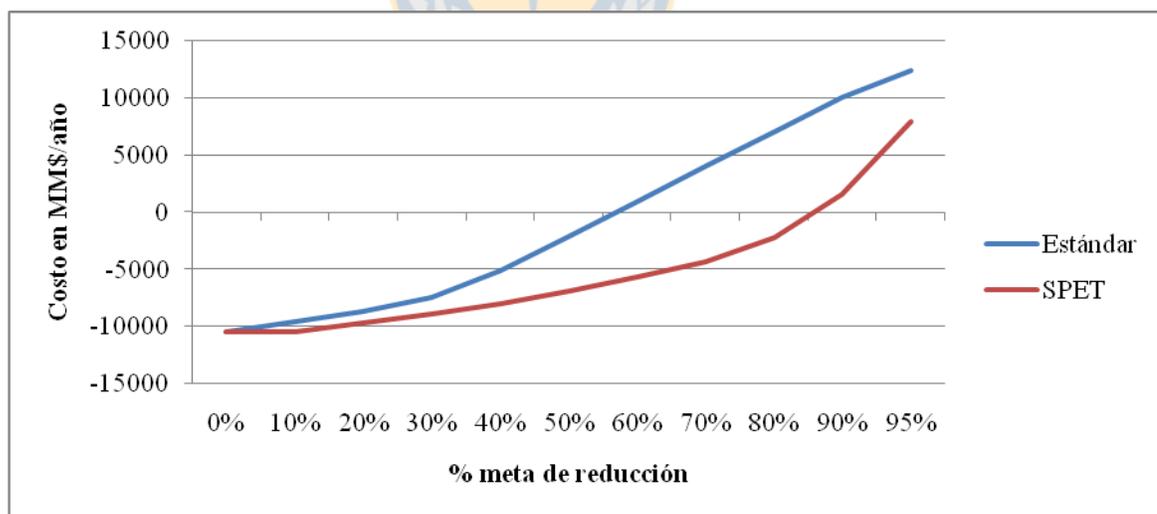
En la figura 5-4 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad nula de gas natural (0%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar de emisiones, entre un 50% y un 80% la conveniencia del SPET es mayor, mientras que a niveles bajo y altos esta diferencia disminuye.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-4 Costos de abatimiento de MP_{2,5} con disponibilidad nula de gas (2008)

En la figura 5-5 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad media de gas natural (50%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar de emisiones, entre un 70% y un 90% la conveniencia del SPET es mayor y muy notoria, mientras que a niveles bajo y altos esta diferencia disminuye. Con niveles de 10% de reducción de emisiones los costos pasan a convertirse en ahorros de costo, a medida que aumenta la exigencia también aumentan los costos.

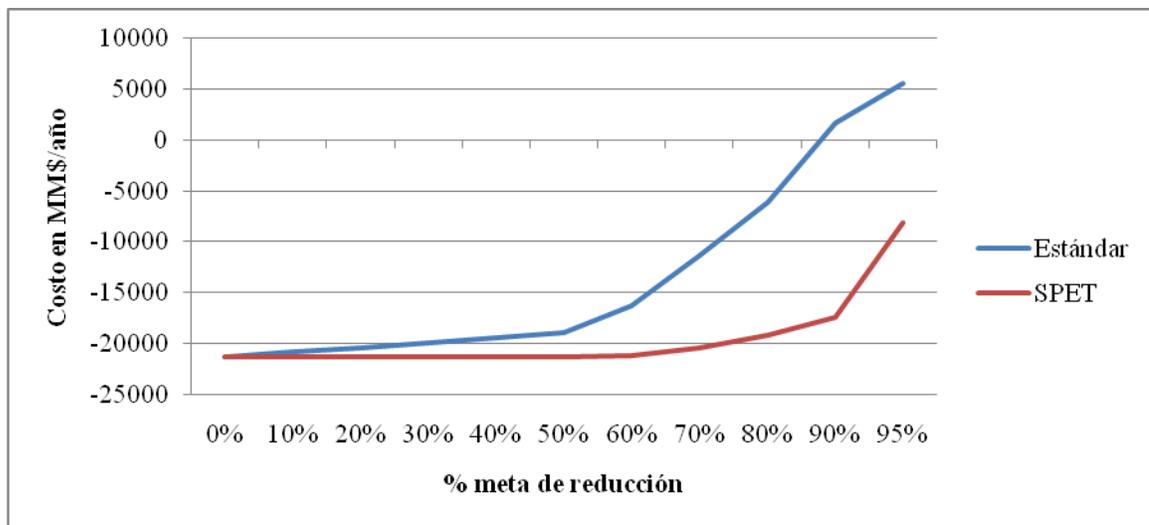


Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-5 Costos de abatimiento de MP_{2,5} con disponibilidad media de gas (2008)

En la figura 5-6 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad máxima de gas natural (100%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar de emisiones, entre un 85% y un 95% la conveniencia del

SPET es mayor y muy notoria, mientras que a niveles bajo esta diferencia disminuye. Con niveles sobre el 85% de reducción de emisiones para el caso de un sistema estándar los ahorros de costos pasan a ser costos, para el SPET en todos los niveles de reducción su implementación se traduce en ahorros de costo.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-6 Costos de abatimiento de MP_{2,5} con disponibilidad máxima de gas (2008)

El mismo análisis anterior, tanto en costos como en el cambio de combustibles, para los distintos tipos de fuentes fue realizado con precios al año 2012, como se muestra en las siguientes tablas y figuras.

Al igual que para el análisis anterior, se pueden apreciar los mismos efectos a precios del año 2012 que a precios del 2008 (ver Tablas 5-6 y 5-7), tanto individualmente en cada sistema regulatorio como en la comparación de ambos en términos de los costos agregados derivados de cada simulación. Sin embargo, dado que los precios de los combustibles aumentaron desde el año 2008 al año 2012 (ver Tabla 4-7), sobre todo el del gas natural que paso en promedio de costar $4,89 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu a $7,61 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu, la alternativa más utilizada paso a ser la instalación de alguna tecnología de fin de tubo (principalmente filtros de mangas) por sobre el cambio de combustible, especialmente para las fuentes que utilizan combustibles sólidos. No obstante, como se mencionó en la sección 3.3 se proyecta que debido a los nuevos proyectos de construcción y ampliación de terminales de GNL el precio de este energético disminuya a precios más competitivos y que harían más atractivo para las fuentes cambiarse a este combustible.

Se observa a partir de las Tablas 5-6 y 5-7 que un SPET genera menores costos agregados comparados con un estándar de emisiones aun con precios los precios del año 2012.

COSTO DE UN ESTÁNDAR DE EMISIONES (MM\$/año) a moneda del año 2012											
% de gas	% reducción de emisiones										
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%
0%	0	1422,4	2844,8	4267,2	5689,6	7112,0	8534,4	9956,8	11379,2	12882,8	14761,5
25%	-10038,0	-9066,4	-7550,5	-4727,5	-1904,5	918,4	3741,4	6564,4	9387,4	12221,7	14451,5
50%	-20409,6	-19444,8	-18466,8	-17032,7	-14149,9	-9239,6	-4329,2	581,1	5491,4	10402,7	13624,1
75%	-30789,1	-29824,3	-28859,5	-27866,0	-26869,4	-23048,2	-18500,2	-9965,1	-1430,0	7105,9	12139,6
100%	-41168,7	-40205,1	-39241,4	-38269,0	-37261,8	-36254,6	-32464,2	-25890,5	-18238,5	-880,2	8564,5

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Tabla 5-5 Costo agregado bajo estándar de emisiones (año 2012)

COSTO SPET (MM\$/año) a moneda del año 2012											
% de gas	% reducción de emisiones										
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%
0%	0	881,1	1778,6	2718,3	3695,0	4745,1	6145,8	7584,9	9219,8	11429,4	13826,9
25%	-10038,0	-9595,2	-8714,1	-7796,0	-6760,4	-5348,1	-3897,7	-2138,1	1805,6	7397,2	12592,3
50%	-20409,6	-20406,6	-19525,4	-18627,7	-17675,4	-16435,3	-15001,4	-13448,6	-10041,3	-436,1	8448,0
75%	-30789,1	-30789,1	-30344,0	-29462,9	-28544,6	-27508,5	-26095,4	-24644,5	-22883,2	-11609,2	2207,2
100%	-41168,7	-41168,7	-41162,7	-40281,6	-39383,7	-38430,8	-37189,5	-35755,6	-34201,9	-30782,7	-8023,8

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Tabla 5-6 Costo agregado bajo SPET (año 2012)

En la Tabla 5-8 se resume el comportamiento de las fuentes a madera que optan por un cambio de combustible, se observa que a diferencia de lo ocurrido a precios del 2008, en este caso son menos el número de fuentes industriales que optan por un cambio de combustible debido al aumento del precio relativo del gas natural. Bajo un escenario de un 87% de exigencia de reducción sólo tres de las fuentes a madera se cambian a gas. Cabe señalar que por sobre un 94% de exigencia ninguna fuente a madera cambia su combustible por gas natural.

% disponibilidad de gas	% meta de reducción de emisiones	Nº de fuentes
100%	86%	2
100%	87%	3
100%	88%	2
100%	89%	2
100%	90%	2
100%	91%	1
100%	92%	1
100%	93%	1
100%	94%	0

Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

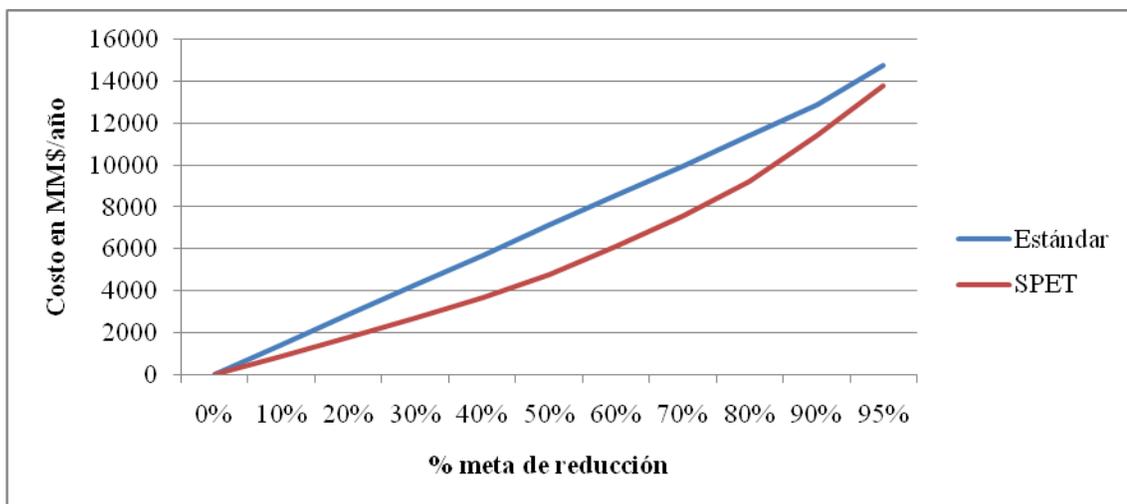
Tabla 5-7 Comportamiento de las fuentes con cambio desde madera a gas en un SPET (2012)

En el análisis de las alternativas escogidas por las fuentes, bajo un estándar de emisiones, a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural la mayoría de las fuentes optan por un cambio de combustible. Cuando la disponibilidad de gas natural es máxima, las fuentes industriales optan de la siguiente manera: 3 pasan de madera a gas, 55 de petróleo 6 a gas, 10 de petróleo 5 a gas y 38 de petróleo 2 a gas, las fuentes a carbón no optan por el cambio de combustible. Por otro lado, al no existir disponibilidad de gas natural pero si una reducción máxima de emisiones (95%) la mayoría de las fuentes optan por los filtros de mangas y algunas por un lavador Venturi. Si existe una disponibilidad de gas de un 100% con una reducción máxima (95%) algunas fuentes optan por el cambio de combustible, 3 de petróleo 6 a gas, 4 de petróleo 5 a gas y 28 de petróleo 2 a gas, el resto sigue optando mayormente por la instalación de un filtro de mangas.

El análisis del cambio de combustible para las fuentes industriales es similar en un SPET para los escenarios de disponibilidad de gas máxima y sin exigencias de reducción o cuando no existe disponibilidad de gas natural y la meta de reducción es máxima (95%). Si la disponibilidad de gas es máxima y la exigencia de reducción es del 95% son más las fuentes que optan por la alternativa de cambio de combustible, 22 de petróleo 6 a gas, 10 de petróleo 5 a gas y 30 de petróleo 2 a gas. Si bien, la tecnología de filtro de manga es la más utilizada por las fuentes que eligen la alternativa de instalación de alguna tecnología de abatimiento por sobre el cambio de combustible, bajo este sistema regulatorio encontramos fuentes que no se cambian de combustible ni instalan alguna tecnología de fin de tubo. Situación muy similar a la del año 2008 pero con la diferencia que en este caso son mucho menos las fuentes que optan por el cambio de combustible por una cuestión netamente de costos asociado al aumento en el precio relativo del gas natural.

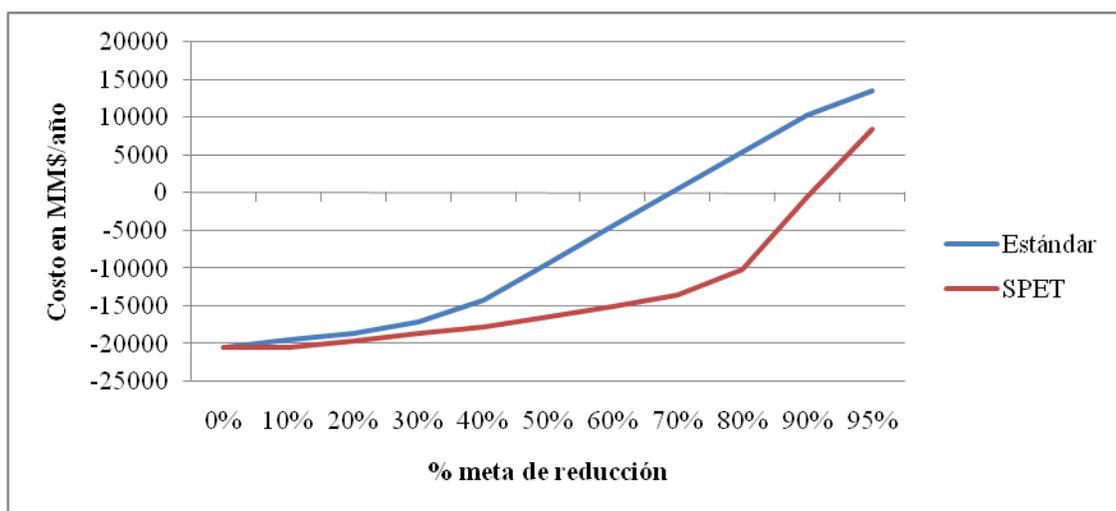
Para poder apreciar las diferencias entre ambos instrumentos, al igual que para precios del 2008, se presentan los gráficos del análisis bajo nula (0%), media (50%) y máxima (95%) disponibilidad de gas natural.

En la figura 5-7 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad nula de gas natural (0%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar, entre un 50% y un 80% la conveniencia del SPET es mayor, mientras que a niveles bajo y altos esta diferencia disminuye. Los costos son mayores que a precios del 2008.



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

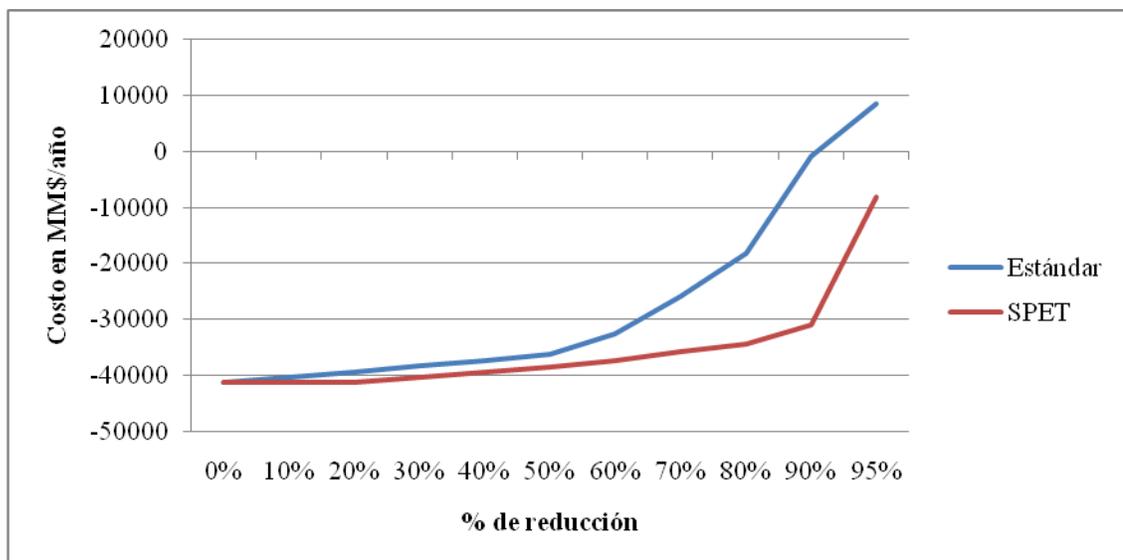
Figura 5-7 Costos de abatimiento de MP_{2,5} con disponibilidad nula de gas (2012)



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-8 Costos de abatimiento de MP_{2,5} con disponibilidad media de gas (2012)

En la figura 5-8 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad media de gas natural (50%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar, entre un 75% y un 85% la conveniencia del SPET es mayor y muy notoria, mientras que a niveles bajo y altos esta diferencia disminuye. Bajo niveles de un 70% y 90% de reducción de emisiones, para el estándar de emisiones y un SPET, respectivamente, los costos son en realidad ahorros de costo. A medida que aumenta la exigencia también aumentan los costos o disminuyen los ahorros (según sea el caso).



Fuente: Elaboración propia en base al Inventario de emisiones 2008

Figura 5-9 Costos de abatimiento de $MP_{2,5}$ con disponibilidad máxima de gas (2012)

En la figura 5-9 se muestran los costos totales agregados de abatimiento con disponibilidad máxima de gas natural (100%). En los niveles de reducción mayores a cero el SPET presenta costos menores que el estándar, entre un 85% y un 95% la conveniencia del SPET es mayor y muy notoria, mientras que a niveles bajo esta diferencia disminuye. Con niveles sobre el 90% de reducción de emisiones para el caso de un estándar los ahorros de costos pasan a ser costos, para el SPET en todos los niveles de reducción su implementación se traduce en ahorros de costo.

En resumen, como se observó en las tablas y figuras anteriores, en muchos escenarios de disponibilidad de gas natural se obtuvieron ahorros de costos. Esto se debe a la diferencia de precios que existe entre los combustibles analizados y el gas natural sobre todo en la sustitución de combustibles. Pero, ¿a qué precio del gas natural los ahorros de costo son nulos? Pensando en una disponibilidad de 100% de este combustible, se realizaron varias simulaciones de un SPET a precios del 2012 con el fin de encontrar el precio del gas natural en donde (sin existir exigencias de reducción) la alternativa de cambio de combustible se iguala a la de no hacer nada. Luego de varias iteraciones se obtuvo un precio aproximado de $8,8 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu (aproximadamente unos 18 US\$/MMbtu) versus el precio inicial de $7,6 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu (aproximadamente unos 15 US\$/MMbtu). Este sería el precio al cual el cambio a gas natural ya no produce ahorros de costos, considerando constantes los precios de los demás combustibles para el año 2012.



6 CONCLUSIONES

La mayor fuente de información utilizada en este estudio corresponde al Inventario de Emisiones año base 2008 del Concepción Metropolitano, Las fuentes presentes en el inventario de emisiones son 533 y el total de emisiones es de 2186 ton/año de $MP_{2,5}$, de las cuales un 71,8% fue obtenido mediante medición directa y el restante 28,2% por factor de emisión. En cuanto a las emisiones que entrega el inventario de emisiones, se puede apreciar los rubros con mayor participación en la emisión de $MP_{2,5}$ corresponde a la Producción de Hierro y Acero con 647 ton/año seguidos de la Generación Eléctrica y Aserraderos y fabricación de madera elaborada con 489 y 403 ton/año respectivamente en emisiones de $MP_{2,5}$. En cuanto a la distribución de las emisiones por comuna, tenemos que Coronel y Talcahuano concentran casi el 80% de las emisiones totales con alrededor de 1502 ton/año de emisión entre ambas (Coronel con 779,1 y Talcahuano con 723 ton/año de $MP_{2,5}$).

La información entregada por el inventario de emisiones, si bien es la base de este estudio, no es completa por lo que se tuvo que complementar esta información con la estimación del consumo de combustibles para las fuentes necesarias a incluir en el análisis. Esta estimación de consumo de combustibles se realizó mediante la metodología de estimación de emisiones de la EPA, la cual utiliza factores de emisión, de acuerdo al tipo de combustible, para realizar el cálculo.

Uno de los objetivos de este informe fue analizar un posible cambio de combustible a gas natural, tanto para las fuentes que consumían combustibles líquidos como sólidos. Estos últimos a través de un cambio en el equipo (caldera o quemadores) a diferencia de estudios anteriores en donde esta opción solo fue incluida para las fuentes que utilizaban combustibles líquidos y que sólo con un cambio de quemadores podían operar a gas natural. Para esto, se debieron estimar funciones de costotanto para calderas y quemadores con el fin de obtener el costo total anualizado de la alternativa de cambio de combustible más el costo de cambio tecnológico. De acuerdo a los resultados obtenidos, el gas natural constituye una alternativa muy conveniente para reducir emisiones a bajo costo, incluso debido a los precios de los combustibles y el poder calorífico del gas natural, se puede llegar en muchos casos a un ahorro por el cambio de combustible.

Para poder realizar las simulaciones fue necesario modelar un modelo de optimización que plantea la minimización de costos al implementar un sistema de permisos de emisión transferibles (SPET) versus implementar un estándar. Estas simulaciones consideraron distintas disponibilidades de gas natural y distintas metas de reducción de emisiones. Se simularon estos escenarios considerando precios de los combustibles y funciones de costo para los años 2008 y 2012. Se obtiene que tanto a precios de ambos años un SPET es un instrumento económico más costo-efectivo que un estándar. Esta afirmación es válida

considerando varios supuestos que contiene este estudio, por ejemplo: el asumir que no existen costos de transacción, que existen derechos de propiedad bien definidos, que el mercado es competitivo y que existe certidumbre regulatoria.

En el análisis de las alternativas escogidas por las fuentes, bajo un estándar, a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural la mayoría de las fuentes optan por un cambio de combustible. Bajo un 100% de disponibilidad de gas natural a cualquier nivel de exigencia de reducción de emisiones las fuentes a carbón no optan por el cambio de combustible bajo ningún escenario, pero si lo hacen las fuentes a madera. Al no existir disponibilidad de gas natural pero si una meta de reducción máxima de emisiones (95%) la mayoría de las fuentes optan por los filtros de mangas y algunas por un lavador Venturi. Bajo una disponibilidad de gas completa (100%) y una reducción máxima de emisiones (95%) muchas más fuentes industriales a precios del año 2008 que a precios del año 2012 optan por el cambio de combustible, el resto sigue optando mayormente por la instalación de un filtro de mangas como tecnología de abatimiento.

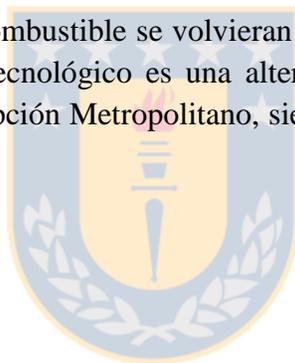
El análisis del resto de las fuentes es similar en un SPET para los escenarios de disponibilidad de gas máxima y metas de exigencia de reducción de 0% y para una disponibilidad de gas natural nula y una exigencia de reducción de emisiones del 95%, es decir, al existir mucha disponibilidad de gas natural son muchas las fuentes que optan por el cambio de combustible debido al ahorro de costos que significa cambio de combustible, por otro lado al aumentar cada vez más las exigencias de reducción algunas fuentes industriales prefieren optar por la instalación de alguna tecnología de abatimiento. En el escenario de disponibilidad máxima y exigencias de reducción del 95% son más las fuentes que optan por la alternativa de cambio de combustible a precios del 2008 que a precios del 2012, en especial las fuentes a madera. Si bien también la tecnología de filtro de manga es la más utilizada por las fuentes que eligen esta alternativa también aparecen las fuentes que no se cambian de combustible ni instalan alguna tecnología de fin de tubo, ya que prefieren comprar reducción de emisiones a otras fuentes industriales.

Debido al bajo precio del carbón las fuentes industriales que utilizan este combustible no realizan el cambio ya que es mucho más barato el carbón que el gas natural. En cambio la biomasa presenta un diferencial de precios mucho menor con el gas natural lo que produce que a precios relativos similares a los del año 2008 varias fuentes que utilizan leña como combustible se cambian a gas natural.

Un resultado importante obtenido de este estudio es que debido al aumento del precio relativo del gas natural al año 2012, en el mejor caso sólo tres de las fuentes industriales que utilizan biomasa optan por el cambio de combustible. Mientras que las utilizan carbón no se cambian a precios del 2008 ni 2012. Por esto, y para futuros estudios se puede evaluar la implementación de algún tipo de subsidio al gas natural para generar la conversión de las fuentes industriales

que utilizan como combustibles biomasa y carbón. Por otro lado, se realizaron varias simulaciones de un SPET a precios del 2012 con el fin de encontrar el precio del gas natural en donde (sin existir exigencias de reducción) la alternativa de cambio de combustible se iguala al escenario base de tener 0% de disponibilidad de gas natural y con un 0% de exigencia de reducción de emisiones. Luego de varias iteraciones se obtuvo un precio aproximado de $8,8 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu (aproximadamente unos 18 US\$/MMbtu) versus el precio inicial de $7,6 \times 10^{-3}$ MM\$/MMbtu (aproximadamente unos 15US\$/MMbtu). Este sería el precio al cual el cambio a gas natural ya no produce ahorros de costos, considerando constantes los precios de los demás combustibles para el año 2012.

La alternativa de cambio de combustible y cambio tecnológico, es una opción atractiva en términos económicos y técnicos para las fuentes industriales del Concepción Metropolitano, mucho más a precios del 2008 que a precios del 2012. Las fuentes industriales que cambian de combustible consumirían en total 597.424.512,3 m³/año de gas natural lo que equivale a un 62,95% del total que podría llegar a existir, según la información entregada por ENAP, afirma que la segunda etapa de la planta Pemuco permitiría una distribución de 2.600.000 m³/día, lo que corresponde a 949.000.000 m³ al año. A medida que exista mayor disponibilidad de gas natural y los precios de este combustible se volvieran más competitivos⁹, la opción de cambio de combustible con cambio tecnológico es una alternativa cada vez más atractiva para las fuentes industriales del Concepción Metropolitano, siempre y cuando exista la seguridad en la oferta.



⁹ Cabe mencionar que el único distribuidor final de gas natural de la zona cobra precios mayores a los nacionales y que se utilizaron en este estudio, debido a la falta de competencia y al alto margen de utilidad que desean obtener debido a su poder de mercado.

REFERENCIAS

Alegría, M. (2011). Impacto económico y ambiental al usar tecnologías de abatimiento versus gas natural en las industrias de la Región del Bío-Bío. Memoria de Título, Universidad de Concepción.

Alegría, M. (2011). Análisis costo efectividad de medidas para reducir las emisiones de MP10 en la región del Bío-Bío. Tesis de Magister en Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción.

Alegría, M., Mardones, C. & J. Jiménez (2013). “Reduction of PM10 emissions under scenarios of regulation and availability of natural gas in the Bío-Bío Region, Chile”, *Energy & Environment Journal* (forthcoming).

Anzola, D. C. O., & Rodríguez, E. A. V. (2009). Evaluación preliminar de la implementación del gas natural en el sector industrial para la reducción de la contaminación atmosférica en Bogotá mediante el índice de calidad de vida, (Doctoral dissertation, Uniandes).

Ambiosis (2007): Estimación de emisiones contaminantes atmosféricas a partir de la Encuesta Nacional Industrial Anual para alimentar el Registro Nacional de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.

Arroyo, V. (2005). Beneficios de la conversión a gas natural en calderas a vapor.

Atkinson, S. E., & Morton, B. J. (2004). Determining the cost-effective size of an emission trading region for achieving an ambient standard. *Resource and Energy Economics*, 26(3), 295-315.

Ballester Díez, F., Tenías, J. M., & Pérez-Hoyos, S. (1999). Efectos de la contaminación atmosférica sobre la salud: una introducción. *Revista española de salud pública*, 73(2), 109-121.

Bermúdez Soto, J., & Guerrero Becar, J. L. (2004). Los permisos de emisión transables en la ley n° 19.300 y su consagración en el proyecto de ley de bonos de descontaminación. *Revista de derecho (Valdivia)*, 16, 131-145.

Chávez, C. A., & Villena, M. G. (2006). Optimal Environmental Policy with Enforcement Costs.

Cifuentes, L. & Moreno, V. (1997). Estimación de los costos de reducción de emisiones de Material Particulado provenientes de calderas en la Región Metropolitana. *Apuntes de Ingeniería. Vol. 20: págs. 97-123.*

Cifuentes, L. A., Vega, J., Köpfer, K., & Lave, L. B. (2000). Effect of the fine fraction of particulate matter versus the coarse mass and other pollutants on daily mortality in Santiago, Chile. *Journal of the Air & Waste Management Association, 50(8), 1287-1298.*

Clerger, G., Chávez, C., Villena, M., & Gómez, W. (2009). Costos de cumplimiento de regulación ambiental con información incompleta: aplicación a fuentes fijas del PCE de Santiago, Chile. *Estudios de economía, 36(2), 165-190.*

Comisión Nacional de Energía, INE (2008). Balance Nacional de Energía.

Corporación Nacional del Medio Ambiente, CONAMA Bío-Bío (2005). Informe de Gestión de la Calidad del Aire del Gran Concepción.

UDET-PROTERM (2011). Inventario de Emisiones para el Gran Concepción año base 2008 (fuentes fijas).

Catálogo Caldaie (2008). Recuperado el 13 de Noviembre de 2012, a partir de <http://www.icicaldaie.com/download.asp?cart=ES|CATALOGOS+Y+TARIFAS+2008>

Coria, J. (2009). Environmental policy, fuel prices and the switching to natural gas in Santiago, Chile. *Ecological Economics, 68(11), 2877-2884.*

Coria, J., Löfgren, Å., & Sterner, T. (2010). To trade or not to trade: Firm-level analysis of emissions trading in Santiago, Chile. *Journal of environmental management, 91(11), 2126-2133.*

Coria, J., & Sterner, T. (2010). Tradable permits in developing countries: Evidence from air pollution in Chile. *The Journal of Environment & Development, 19(2), 145-170.*

Damodaran Online. Recuperado el 23 Enero de 2013, a partir de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

D'amato, G., Cecchi, L., D'amato, M., & Liccardi, G. (2010). Urban air pollution and climate change as environmental risk factors of respiratory allergy: an update. *Journal of Investigational Allergology and Clinical Immunology, 20(2), 95-102.*

Fuentes, J. (2012). Reducción costo efectiva de emisiones de múltiples contaminantes en Concepción Metropolitana. Memoria de Título, Universidad de Concepción.

González, P. (2010). Análisis del Sistema de Permisos de Emisión Transables de PM₁₀ para fuentes fijas de Santiago. Tesis de Magíster en Políticas Públicas, Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Green, L. C., & Armstrong, S. R. (2003). Particulate matter in ambient air and mortality: toxicologic perspectives. *Regulatory toxicology and pharmacology: RTP*, 38(3), 326.

Instituto Nacional de Estadísticas, INE (2012). Resultados preliminares Censo Población y Vivienda 2012.

Instituto Nacional de Estadísticas, INE (2007). Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA).

Índice de Precios al consumidor (IPC). Recuperado el 25 de Febrero de 2012. A partir de http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/series-indicadores/index_p.htm

Künzli, N., Medina, S., Kaiser, R., Quenel, P., Horak, F., & Studnicka, M. (2001). Assessment of deaths attributable to air pollution: should we use risk estimates based on time series or on cohort studies?. *American Journal of Epidemiology*, 153(11), 1050-1055.

Manual Técnico Caldaie (2011). Recuperado el 13 de Noviembre de 2012, a partir de <http://www.unioncalor.com/pdf/tecnico/calderas/manual-tecnicoREX.pdf>

Martín, R. S. (2003). Marketable emission permits with imperfect monitoring. *Energy policy*, 31(13), 1369-1378.

Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República y Comisión Nacional del Medio Ambiente (2006). Decreto Supremo N°41: Declara zona latente por material particulado respirable MP₁₀, la zona geográfica comprendida por el Gran Concepción.

Montero, J. P., Sánchez, J. M., & Katz, R. (2001). Análisis del mercado de emisiones de material particulado en Santiago. *Estudios Públicos*, 81, 177-203.

OECD (1999). Economic Instruments for Pollution Control and Natural Resource Management in OECD Countries: A Survey. Paris.

OECD (1994). Managing the Environment: The Role of Economic Instruments. Paris.

O'Ryan, R. E. (1996). Cost-effective policies to improve urban air quality in Santiago, Chile. *Journal of Environmental Economics and Management*, 31(3), 302-313.

O'Ryan, R., & Bravo, R. (2001). Permisos transables frente a la introducción de un combustible limpio: estudio de caso para PM-10 y NO en Santiago, Chile. *Estudios de Economía*, 28(2), 267-291.

O'Ryan, R., & Sánchez, J. M. (2008). Comparison of Net Benefits of Incentive-Based and Command and Control Environmental Regulations: The Case of Santiago, Chile. *The World Bank Economic Review*, 22(2), 249-269.

Ostro, B. D., Eskeland, G. S., Sanchez, J. M., & Feyzioglu, T. (1999). Air pollution and health effects: A study of medical visits among children in Santiago, Chile. *Environmental Health Perspectives*, 107(1), 69.

Oyarzún, G. (2010). Contaminación aérea y sus efectos en la salud. *Revista chilena de enfermedades respiratorias*, 26(1), 16-25.

Peña Puerto, J. M., & Ayala Mendoza, M. E. (2012). Sustitución de fuel oíl por gas natural en ANDERCOL Medellín.

Ponce, R., & Chávez, C. (2005). Costos de cumplimiento de un sistema de permisos de emisión. Aplicación a fuentes fijas en Talcahuano, Chile. *El Trimestre Económico*, 72(288), 847-876.

Pope III, C. A., Burnett, R. T., Thun, M. J., Calle, E. E., Krewski, D., Ito, K., & Thurston, G. D. (2002). Lung cancer, cardiopulmonary mortality, and long-term exposure to fine particulate air pollution. *JAMA: the journal of the American Medical Association*, 287(9), 1132-1141.

Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RECT).

Secretaría Regional Ministerial de Vivienda y Urbanismo. (2002). Plano Regulador Metropolitano para Concepción.

Servicio de Impuestos Internos (SII). Recuperado el 26 de Febrero de 2013. A partir de <http://www.sii.cl/pagina/valores/valyfechas.htm>

Silva, F. B., Sampedro, F. G., Cruz, A. T., & Díaz, A. L. (2010). Análisis energético y ambiental de cambio de calderas en edificio universitario: Reducción de energía consumida y emisiones de CO₂. *Investigación y Ciencia*, (49), 26-33.

US EPA (2009): Integrated Science Assessment for Particulate Matter.

Villegas, C. I., & Chávez, C. (2004). Costos de cumplimiento y poder de mercado: Aplicación al programa de compensación de emisiones. *Cuadernos de economía*, 41(122), 91-123.



ANEXOS

Anexo 1: Fuentes sin opción a cambio de combustible

<u>FUENTE</u>	<u>EMISIONES</u>
fuelle2sc	3,1
fuelle4sc	297,5
fuelle7sc	45,6
fuelle8sc	1,0
fuelle11c	76,5
fuelle12sc	30,9
fuelle17sc	40,9
fuelle19c	6,4
fuelle45m	13,8
fuelle59sc	8,5
fuelle66sc	3,5
fuelle79m	4,4
fuelle92sc	3,3
fuelle110sc	0,7
fuelle141m	1,3
fuelle142m	1,3
fuelle164c	0,8
fuelle185sc	6,4
fuelle189m	0,7
fuelle192m	0,6
fuelle195m	0,5
fuelle196m	0,5
fuelle197m	0,5
fuelle201m	0,4
fuelle205sc	0,1
fuelle212c	0,0
fuelle213c	0,0
fuelle219sc	0,1
fuelle222m	0,2
fuelle223m	0,2
fuelle224m	0,2
fuelle277sc	0,0
fuelle285m	0,0
fuelle340m	0,0

Anexo 2: Fuentes que utilizan combustibles líquidos con opción a ambas alternativas, consumo de combustibles (MMbtu/año) y emisiones de MP_{2,5}(ton/año).

	car	mad	p2	p5	p6	EMISIONES
fuelle6p6	0	0	0	0	10679201	187,3
fuelle9p5	0	0	0	16436774	0	136,6
fuelle16p6	0	0	0	0	1138862	20,0
fuelle18p6	0	0	0	0	2146019	32,0
fuelle20p6	0	0	0	0	696792	10,4
fuelle21p6	0	0	0	0	696792	10,4
fuelle23p6	0	0	0	0	593912	10,4
fuelle24p6	0	0	0	0	589855	10,3
fuelle26p6	0	0	0	0	502100	8,8
fuelle29p6	0	0	0	0	458801	8,0
fuelle30p6	0	0	0	0	449307	7,9
fuelle35p6	0	0	0	0	402965	7,1
fuelle36p6	0	0	0	0	399221	6,0
fuelle37p6	0	0	0	0	399221	6,0
fuelle39p6	0	0	0	0	390897	6,9
fuelle43p6	0	0	0	0	320582	5,6
fuelle44p6	0	0	0	0	305416	5,4
fuelle47p6	0	0	0	0	276698	4,9
fuelle51p6	0	0	0	0	244982	4,3
fuelle53p6	0	0	0	0	216979	3,8
fuelle54p6	0	0	0	0	211195	3,7
fuelle56p6	0	0	0	0	203709	3,6
fuelle58p6	0	0	0	0	183519	3,2
fuelle70p6	0	0	0	0	119206	2,1
fuelle71p6	0	0	0	0	115202	2,0
fuelle73p6	0	0	0	0	100249	1,8
fuelle75p6	0	0	0	0	98892	1,7
fuelle76p6	0	0	0	0	98892	1,7
fuelle80p6	0	0	0	0	94682	1,7
fuelle85p6	0	0	0	0	88060	1,5
fuelle86p6	0	0	0	0	86622	1,5
fuelle90p6	0	0	0	0	75581	1,1
fuelle91p6	0	0	0	0	72973	1,3
fuelle98p6	0	0	0	0	57231	1,0
fuelle100p6	0	0	0	0	55739	1,0
fuelle104p6	0	0	0	0	51645	0,9
fuelle105p6	0	0	0	0	50333	0,8
fuelle108p6	0	0	0	0	48720	0,9
fuelle109p6	0	0	0	0	48649	0,9
fuelle111p6	0	0	0	0	46906	0,8
fuelle122p6	0	0	0	0	40278	0,7
fuelle123p6	0	0	0	0	40278	0,7
fuelle124p6	0	0	0	0	40278	0,7
fuelle125p6	0	0	0	0	39348	0,6
fuelle127p6	0	0	0	0	37711	0,7
fuelle128p6	0	0	0	0	37053	0,6
fuelle129p6	0	0	0	0	36786	0,6
fuelle130p6	0	0	0	0	36502	0,6
fuelle132p6	0	0	0	0	33390	0,6
fuelle140p6	0	0	0	0	28364	0,5
fuelle143p2	0	0	40660	0	0	0,2
fuelle151p6	0	0	0	0	25019	0,4

	car	mad	p2	p5	p6	EMISIONES
fuelle155p6	0	0	0	0	23609	0,4
fuelle161p2	0	0	31487	0	0	0,2
fuelle162p2	0	0	31037	0	0	0,2
fuelle165p5	0	0	0	82247	0	0,7
fuelle170p6	0	0	0	0	19077	0,3
fuelle186p6	0	0	0	0	15535	0,3
fuelle187p6	0	0	0	0	15535	0,3
fuelle188p6	0	0	0	0	15535	0,3
fuelle198p6	0	0	0	0	9771	0,2
fuelle199p6	0	0	0	0	9771	0,2
fuelle200p6	0	0	0	0	9771	0,2
fuelle209p6	0	0	0	0	6179	0,1
fuelle210p5	0	0	0	24830	0	0,2
fuelle211p5	0	0	0	24830	0	0,2
fuelle225p5	0	0	0	16208	0	0,1
fuelle228p6	0	0	0	0	2951	0,0
fuelle230p2	0	0	4240	0	0	0,0
fuelle231p6	0	0	0	0	2849	0,0
fuelle236p5	0	0	0	10323	0	0,1
fuelle237p2	0	0	9632	0	0	0,0
fuelle240p2	0	0	2894	0	0	0,0
fuelle241p2	0	0	5103	0	0	0,0
fuelle246p2	0	0	2316	0	0	0,0
fuelle249p2	0	0	4175	0	0	0,0
fuelle252p2	0	0	6679	0	0	0,0
fuelle253p2	0	0	3249	0	0	0,0
fuelle255p5	0	0	0	4625	0	0,0
fuelle257p5	0	0	0	3950	0	0,0
fuelle259p2	0	0	1240	0	0	0,0
fuelle268p5	0	0	0	2128	0	0,0
fuelle269p6	0	0	0	0	484	0,0
fuelle270p2	0	0	1168	0	0	0,0
fuelle273p2	0	0	1160	0	0	0,0
fuelle276p2	0	0	539	0	0	0,0
fuelle278p2	0	0	1865	0	0	0,0
fuelle281p2	0	0	696	0	0	0,0
fuelle282p2	0	0	1388	0	0	0,0
fuelle283p2	0	0	649	0	0	0,0
fuelle295p2	0	0	250	0	0	0,0
fuelle296p5	0	0	0	689	0	0,0
fuelle297p2	0	0	467	0	0	0,0
fuelle299p2	0	0	403	0	0	0,0
fuelle300p2	0	0	255	0	0	0,0
fuelle301p2	0	0	255	0	0	0,0
fuelle302p2	0	0	255	0	0	0,0
fuelle305p2	0	0	170	0	0	0,0
fuelle306p2	0	0	149	0	0	0,0
fuelle308p6	0	0	0	0	44	0,0
fuelle309p6	0	0	0	0	44	0,0
fuelle310p6	0	0	0	0	44	0,0
fuelle311p6	0	0	0	0	44	0,0
fuelle315p2	0	0	108	0	0	0,0
fuelle316p2	0	0	85	0	0	0,0
fuelle318p6	0	0	0	0	28	0,0
fuelle319p2	0	0	72	0	0	0,0

	car	mad	p2	p5	p6	EMISIONES
fuelle321p6	0	0	0	0	20	0,0
fuelle334p2	0	0	10	0	0	0,0
fuelle339p2	0	0	3	0	0	0,0
fuelle442p2	0	0	40	0	0	0,0
fuelle513p2	0	0	290	0	0	0,0
fuelle514p2	0	0	290	0	0	0,0
fuelle518p2	0	0	48	0	0	0,0
fuelle519p2	0	0	73	0	0	0,0
fuelle522p2	0	0	73	0	0	0,0
fuelle523p2	0	0	73	0	0	0,0
fuelle524p2	0	0	73	0	0	0,0
fuelle526p2	0	0	73	0	0	0,0



Anexo 3:Fuentes que utilizan combustibles sólidos con opción a ambas alternativas, consumo de combustibles (MMbtu/año) y emisiones de MP_{2,5}(ton/año).

	car	mad	p2	p5	p6	EMISIONES
fuelle3m	0	1984267	0	0	0	340,0
fuelle5m	0	1201204	0	0	0	205,8
fuelle14m	0	409804	0	0	0	70,2
fuelle15m	0	316252	0	0	0	54,2
fuelle25m	0	141951	0	0	0	24,3
fuelle28m	0	124325	0	0	0	21,3
fuelle31c	239409	0	0	0	0	3,7
fuelle33m	0	112281	0	0	0	19,2
fuelle34m	0	109561	0	0	0	18,8
fuelle38m	0	107230	0	0	0	18,4
fuelle46c	158415	0	0	0	0	2,5
fuelle48m	0	69933	0	0	0	12,0
fuelle49m	0	69826	0	0	0	12,0
fuelle50m	0	68123	0	0	0	11,7
fuelle52m	0	63866	0	0	0	10,9
fuelle61m	0	48538	0	0	0	8,3
fuelle63m	0	41385	0	0	0	7,1
fuelle68m	0	37028	0	0	0	6,3
fuelle72c	283478	0	0	0	0	4,4
fuelle77m	0	26031	0	0	0	4,5
fuelle78m	0	26031	0	0	0	4,5
fuelle81c	51179	0	0	0	0	0,8
fuelle82c	51179	0	0	0	0	0,8
fuelle83c	51179	0	0	0	0	0,8
fuelle84c	51179	0	0	0	0	0,8
fuelle88m	0	22140	0	0	0	3,8
fuelle93c	39409	0	0	0	0	0,6
fuelle95m	0	16931	0	0	0	2,9
fuelle99c	30806	0	0	0	0	0,5
fuelle101c	29677	0	0	0	0	0,5