

## REGULACIONES PARA REDUCIR EMISIONES DE $MP_{2.5}$ Y EXTERNALIDADES SOBRE SUS PRECURSORES CUANDO EXISTE DISPONIBILIDAD DE UN COMBUSTIBLE LIMPIO

Cristian MARDONES\* y Jorge FUENTES

Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción. Edmundo Larenas 217, 4to piso, Concepción, Chile

\*Autor para correspondencia: crismardones@udec.cl

*(Recibido junio 2016; aceptado septiembre 2016)*

Palabras clave: economía ambiental, costo-efectividad, instrumentos económicos

### RESUMEN

El área de Concepción Metropolitana, en Chile, muestra elevados niveles ambientales de material particulado fino ( $MP_{2.5}$ ) aportado en parte por las fuentes industriales. Para analizar alternativas de reducción son comparados un sistema de permisos de emisiones transable y un estándar de emisión, considerando dos alternativas: tecnologías de fin de tubo o un cambio de combustible líquido a gas natural. Se concluye que ante la mayor disponibilidad de gas las fuentes industriales cambiarían sus combustibles incluso sin necesidad de regulación, lo que se explica por el diferencial de precios que genera importantes ahorros de costos, pero además el cambio de combustible genera importantes externalidades para la disminución de emisiones de  $SO_2$  y  $NO_x$  (ambos contaminantes son precursores del  $MP_{2.5}$ ). Externalidades que justificarían subsidiar la instalación de plantas de gas natural licuado en zonas industriales altamente contaminadas por  $MP_{2.5}$ .

Key words: environmental economics, cost-effective, economic instruments

### ABSTRACT

The metropolitan area of Concepción, Chile, shows high ambient levels of fine particulate matter ( $PM_{2.5}$ ) due in part to industrial sources. In order to analyze reduction alternatives, a system of emission permission is compared to an emission standard, considering two alternatives: end of pipe technologies and fuel substitution to natural gas. We conclude that with increases of natural gas availability, the industrial sources will change their fuel even without regulation because lower prices generate significant cost savings; moreover, fuel substitution generates externalities for reducing emissions of  $SO_2$  and  $NO_x$  (both pollutants are precursors of  $PM_{2.5}$ ). These externalities should justify subsidizing the installation of liquid natural gas plants in industrial areas highly polluted with  $PM_{2.5}$ .

---

## INTRODUCCIÓN

La contaminación atmosférica es un grave problema que afecta al área de Concepción Metropolitano. Esta zona fue declarada como Zona Saturada el año 2015 debido a las altas concentraciones de partículas con diámetro aerodinámico menor a 2.5  $\mu\text{m}$  ( $\text{MP}_{2.5}$ ). Por ello, actualmente se desarrolla un plan de descontaminación para  $\text{MP}_{2.5}$  teniendo como principales fuentes emisoras la combustión de leña para calefacción domiciliar y procesos de combustión de fuentes fijas.

Estudios recientes de simulación de regulaciones ambientales realizados en esta zona de Chile han abordado opciones de regulación y cambio de combustibles para reducir las emisiones industriales de  $\text{MP}_{2.5}$  (Mardones y Jiménez 2005, Mardones et al. 2015). Sin embargo, estos estudios no han considerado en su análisis a los precursores de este contaminante: el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y el óxido de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ).

En este sentido, el presente trabajo tiene por objetivo cuantificar las externalidades positivas que se generan al introducir un combustible limpio como el gas natural, el cual permitiría reducir las emisiones de  $\text{MP}_{2.5}$  de forma directa e indirectamente a través de la reducción de sus precursores  $\text{SO}_2$  y  $\text{NO}_x$ . Este es un aspecto que no ha sido estudiado previamente y que, además, permite reforzar la justificación de subsidios para el uso de combustibles limpios como el gas natural en zonas con altas concentraciones de  $\text{MP}_{2.5}$ .

Una de las opciones que tienen las fuentes industriales para reducir emisiones y cumplir con las normativas para así evitar multas, sanciones, cierre de operaciones o demostrar que están conscientes de proteger el ambiente, es el uso de tecnologías de abatimiento. Con base en criterios técnicos se consideran tres tipos de sistemas adecuados para la reducción de  $\text{MP}_{2.5}$ , los cuales corresponden al precipitador electrostático, al lavador Venturi y al filtro de mangas.

Otra alternativa para reducir emisiones es el cambio de procesos industriales a combustibles

más limpios como el gas natural, cuya oferta se ha incrementado en la zona bajo estudio a partir de la instalación en 2010 de una planta de regasificación, la que permite actualmente el transporte de gas natural licuado mediante camiones. El costo total del proyecto ascendió a 45 millones de dólares americanos, con una capacidad inicial de la planta de 600 000  $\text{m}^3/\text{d}$  de gas natural. El combustible inicialmente se utilizó para los procesos de una refinería de petróleo, llamada Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) que es la dueña del proyecto. A partir del año 2015 se amplió la capacidad a 650 000  $\text{m}^3/\text{d}$  y se comenzó a vender un 23 % a clientes industriales<sup>1</sup>. Sin embargo, también se ha estudiado la viabilidad del aumento de la capacidad de la planta al doble, buscando con esto poder suplir parte de la demanda de gas natural licuado (GNL) del sector industrial. Además, ha surgido la opción de acceder a mayor volumen de gas natural y más barato, a través de un proyecto de inversión privada (empresa Biobiogenera), la cual considera la construcción de un terminal regasificador en la zona (puerto de Lirquén)<sup>2</sup>.

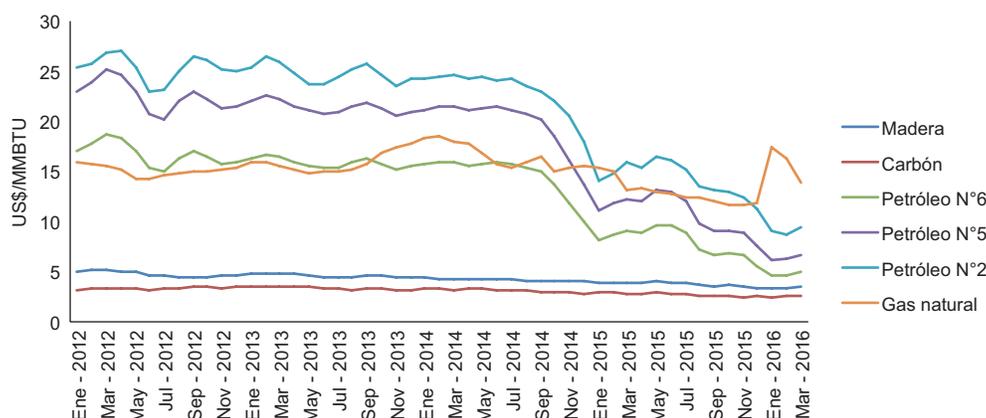
Cabe señalar que la adopción al gas natural ya ocurrió en la zona de estudio cuando existía una amplia oferta a través de la importación de este combustible desde Argentina a fines de los años 90. Sin embargo, debido a la crisis del gas en Argentina en 2004, se recortaron los envíos a Chile, produciendo una brusca reducción de la oferta, lo que obligó a las grandes industrias a buscar sustituto. Actualmente, la oferta disponible de gas a una pequeña fracción de la demanda industrial se comercializa a precios relativamente elevados respecto a otros combustibles alternativos (**Fig. 1**), pero si se concreta la instalación de un terminal regasificador en el puerto de Lirquén el valor del GNL podría reducirse<sup>3</sup>.

Con base en estos antecedentes surge la motivación para desarrollar este trabajo, el cual busca mostrar que introducir un combustible limpio como el gas natural en zonas con regulaciones ambientales por  $\text{MP}_{2.5}$  puede generar de forma indirecta externalidades positivas por la reducción de sus precursores  $\text{SO}_2$  y  $\text{NO}_x$ . Estas externalidades se pueden cuantificar económicamente ya que ambos contaminantes

<sup>1</sup>[http://www.enap.cl/sala\\_prensa/noticias\\_detalle/general/855/enap-cierra-compromisos-para-venta-de-gas-natural-con-gas-sur-e-innenergy](http://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/855/enap-cierra-compromisos-para-venta-de-gas-natural-con-gas-sur-e-innenergy)

<sup>2</sup>En agosto de 2016 la Comisión de Evaluación Ambiental votó a favor de la construcción del proyecto de gas natural Terminal GNL Penco Lirquén, así que de acuerdo con la Resolución de Calificación Ambiental la empresa Biobiogenera puede comenzar con las obras de construcción para que se pueda materializar el incremento en la disponibilidad de gas natural en la zona de estudio que contribuirá a reducir los precios de este combustible.

<sup>3</sup><http://h.ladiscusion.cl/index.php/economia/entertainment-news1928273029/economia/37573-chillan-podria-contar-con-gas-natural-un-70-mas-barato-a-partir-de-2016>



**Fig. 1.** Precios de los combustibles en dólares EUA por millón de unidades térmicas británicas (BTU) Fuente: Elaboración propia con base en el gasto en combustibles de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) y variaciones en componentes energéticos del índice de precios al productor del Instituto Nacional de Estadísticas (INE)

también están regulados a nivel nacional a través de normas de emisión para calderas industriales nuevas y existentes<sup>4</sup>.

Específicamente, en este estudio se simulan dos regulaciones ambientales alternativas para el MP<sub>2,5</sub>: la aplicación de un sistema de permiso de emisiones transables (SPET) y un estándar de emisión. Las opciones para alcanzar la reducción de emisiones de las fuentes industriales incluyen la instalación de tecnologías de abatimiento para MP<sub>2,5</sub> o el cambio a un combustible limpio como el gas natural (ante una eventual mayor disponibilidad).

## REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

### Instrumentos económicos de regulación ambiental

Los SPET son uno de los instrumentos económicos propuestos para reducir de manera costo efectiva las emisiones de un determinado contaminante, dado que se minimizan los costos agregados de reducción bajo el supuesto que el mercado de permisos es competitivo. Además, se ha demostrado teóricamente que el costo de alcanzar el nivel ambiental requerido se minimiza incluso sin importar la distribución inicial<sup>5</sup>.

En Chile, la primera aplicación de un instrumento económico fue el establecimiento del Programa de Compensación de Emisiones en el año 1992 para controlar el material particulado total en suspensión para calderas en el sector industrial de Santiago. Otra experiencia incipiente se desarrolló en 1998 cuando la autoridad ambiental implementó un sistema de compensación de emisiones para los nuevos proyectos sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en la Región Metropolitana. En el año 2005 se implementó también un sistema de compensación de emisiones para óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) para grandes emisores industriales.

Calfucura et al. (2009) concluyen que los programas de transacción de emisiones pueden ser una herramienta muy eficaz para enfrentar los problemas de contaminación del aire en América Latina, y que las falencias institucionales y de recursos en esta región pueden ser subsanadas en la medida que la aplicación de estos programas respete el principio de la simplicidad en todos los ámbitos de su diseño.

Los primeros estudios empíricos sobre este tipo de regulaciones para el caso chileno se enfocaron en el MP<sub>10</sub> (O’Ryan 1996, O’Ryan y Bravo 2001). En la zona bajo estudio existen algunas experiencias en la

<sup>4</sup>El límite máximo de SO<sub>2</sub> es 200 (µg/m<sup>3</sup>N) para calderas nuevas o existentes con potencia térmica nominal menor a 20 MWt y un rango de 20-50 (µg/m<sup>3</sup>N) para calderas nuevas o existentes con potencia térmica nominal mayor o igual a 20 MWt. El límite máximo de NO<sub>x</sub> es 200 (µg/m<sup>3</sup>N) para calderas nuevas o existentes con potencia térmica nominal menor a 20 MWt y un rango de 100-200 (µg/m<sup>3</sup>N) para calderas nuevas o existentes con potencia térmica nominal mayor o igual a 20 MWt.

<sup>5</sup>Aunque es fuerte el supuesto de que el sistema de permisos transable es competitivo, su simulación permite demostrar que existen oportunidades costo efectivas de reducir emisiones de forma alternativa a la regulación centralizada de cada fuente particular. Además, la compra venta de compensaciones de emisiones entre fuentes industriales a través de la instalación de tecnologías de captura de emisiones ya ha ocurrido en la zona de estudio. Sin embargo, en esta investigación se explora la opción de financiar incluso la sustitución de combustibles como mecanismo de compensación.

que se han analizado las propiedades de costo efectividad de los sistemas de permisos transables (Alegría et al. 2013, Ponce y Chávez 2005). Estudios más recientes han abordado la regulación del MP<sub>2,5</sub> para fuentes industriales incorporando diversos elementos nuevos en las simulaciones, por ejemplo la disponibilidad de un combustible limpio como el gas natural (Mardones y Jiménez 2015, Mardones et al. 2015), la dispersión de contaminantes en el aire (Mardones y Jiménez 2015, Rioseco et al. 2015), y la inclusión de fuentes residenciales en la regulación (Mardones y Sanhueza 2015, Mardones y Saavedra 2016).

Por otra parte, Coria (2009) analizó el papel de las políticas ambientales y el ahorro de costos de energía en el patrón de cambio a gas natural de fuentes fijas en Santiago, luego de la llegada del gas natural desde Argentina en 1997, concluyendo que al momento de realizar el cambio tecnológico las fuentes industriales son muy sensibles a los cambios de precios. Por ello, plantea que si las instituciones reguladoras son débiles y tienen una capacidad limitada para hacer cumplir las normas ambientales, las regulaciones indirectas podrían ser más eficaces. En este sentido, apoyar el uso de los impuestos sobre los combustibles no limpios podría crear incentivos para el uso de combustibles menos contaminantes y así reducir las emisiones.

### Impactos en la salud del MP<sub>2,5</sub> y sus precursores SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>

La literatura de estudios epidemiológicos revela que el principal contaminante asociado a efectos en salud que ha sido evaluado es el material particulado. Dentro del material particulado, la fracción más fina ha sido asociada a eventos de mortalidad y morbilidad en la población (Dockery et al. 1993). Los efectos incluyen el riesgo de mortalidad prematura, aumento de los ingresos hospitalarios por causas cardiopulmonares, bronquitis aguda y crónica, ataques de asma y visitas a urgencias, disminución de la función pulmonar y aumento en la incidencia y la duración de los síntomas respiratorios y pérdidas de días laborales producto de enfermedades relacionadas con la contaminación ambiental (Krewski et al. 2009). Pope et al. (2004) sugieren que un incremento de 10 mg/m<sup>3</sup> del material particulado fino se asocia con un aumento del 8 % al 18 % en el riesgo de mortalidad. Pope et al. (2009) muestran que la esperanza de vida de la población disminuye 0.6 años por cada

10 µg/m<sup>3</sup> de aumento en las concentraciones de material particulado fino. Jerrett et al. (2009) también encuentran que el incremento del MP<sub>2,5</sub> se asocia con un significativo incremento del riesgo de muerte por causas cardiopulmonares y respiratorias.

Los impactos en salud de las emisiones de SO<sub>2</sub> y de NO<sub>x</sub> se asocian principalmente como precursores de material particulado fino, aunque también existe evidencia de los peligros que representan como contaminantes. El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) ha sido durante mucho tiempo causa de efectos adversos en la salud respiratoria. Johns et al. (2011) reúnen una serie de estudios epidemiológicos que forman parte de un cuerpo de evidencias que demuestran los efectos respiratorios adversos en la exposición a SO<sub>2</sub> por periodos incluso menores a los que establece la norma en los Estados Unidos de América. Los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) también son contaminantes atmosféricos precursores del MP<sub>2,5</sub>, la inhalación de estos afecta al tracto respiratorio y a los tramos más profundos de los pulmones, inhibiendo algunas funciones de los mismos. Oyarzún (2010) destaca la hiperreactividad bronquial, aumento de síntomas respiratorios y exacerbaciones de asma, aumenta la respuesta a la provocación con alérgenos, disminución de la actividad mucociliar, posible decremento del desarrollo pulmonar, entre otras consecuencias producto de la exposición a NO<sub>2</sub>. En varios estudios se encontraron efectos adversos a la salud de los niños que vivían en zonas metropolitanas caracterizadas por niveles elevados de NO<sub>2</sub> (Hwang et al. 2005, Schildcrout et al. 2006, Hwang et al. 2010).

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Datos de emisiones de fuentes industriales

Las emisiones de los contaminantes MP<sub>2,5</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de un total de 533 fuentes industriales del Concepción Metropolitano fueron extraídas del inventario de emisiones elaborado por UDT-Proterm (2011) para el Ministerio del Medioambiente. Estas fuentes industriales aportan según este registro 2186 t/año de MP<sub>2,5</sub>, 15 276 t/año de SO<sub>2</sub> y 8134 t/año de NO<sub>x</sub>. Las emisiones industriales de MP<sub>2,5</sub> representan un 20.6 % del total, mientras un 70.1 % es aportado por fuentes residenciales por combustión de leña para calefacción<sup>6</sup>. En el **cuadro I** se presentan las emisiones agregadas por tipo de combustible utilizado.

<sup>6</sup>El inventario de emisiones oficial no reporta los aportes de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> de las fuentes residenciales, pero IIT-UdeC (2011) estimó un aporte de 81 t de SO<sub>2</sub> y 543 t de NO<sub>x</sub>. Así, se puede establecer que la contribución de las fuentes residenciales para estos contaminantes precursores del MP<sub>2,5</sub> es bastante menor respecto al aporte de las fuentes industriales.

**CUADRO I.** EMISIONES AGREGADAS DE FUENTES INDUSTRIALES POR TIPO DE COMBUSTIBLE (T/AÑO)

Combustible	MP <sub>2,5</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Carbón	99	6646	2424
Petróleo 2	1	202	186
Petróleo 5 y 6	411	4627	1998
Gas natural	6	376	572
Leña	881	9	251
GLP	7	1	22
Otro combustible	273	3166	1941
Sin combustible	442	27	298
No identificado	67	220	443
Total	2186	15276	8134

Fuente: Elaboración propia con base en el inventario de emisiones UDT-Proterm (2011)

De las 533 fuentes de emisión existen 94 fuentes que no utilizan combustible, es decir, son procesos sin combustión, 41 para las cuales no se puede identificar el combustible, 40 utilizan algún combustible aprovechando otros procesos que desarrolla la fuente industrial, 19 fuentes utilizan carbón, 67 utilizan leña, 72 utilizan petróleo núm. 2, 68 utilizan petróleo núm. 6, 18 utilizan petróleo núm. 5 y 94 hacen uso de gas natural.

Las fuentes industriales que consumen leña y carbón aunque son menos numerosas comparadas con las que consumen petróleo, generan la mayor cantidad de emisiones de los contaminantes bajo estudio. El 40.3 % de las emisiones de material particulado fino son generadas por fuentes que ocupan leña como combustible. El 45.5 % de las emisiones de SO<sub>2</sub> son generadas por las fuentes que consumen carbón, las cuales también emiten un 29.8 % de las emisiones de NO<sub>x</sub>. Además, las fuentes que utilizan petróleo núm. 5 y núm. 6 tienen una presencia importante en las emisiones de los contaminantes considerados (18.8 % de las emisiones de MP<sub>2,5</sub>, 30.3 % de las emisiones de SO<sub>2</sub> y 24.6 % de las emisiones de NO<sub>x</sub>).

### Consumo de energía y cambio de combustible

A partir de los datos del inventario de emisiones del Concepción Metropolitano se pudo determinar el tipo de combustible que utiliza cada fuente industrial. Luego, se estimó a partir del poder calorífico la cantidad de gas natural que requeriría el cambio desde los combustibles que actualmente utilizan las fuentes industriales.

Para las simulaciones a realizar en este estudio se utiliza el supuesto que las fuentes industriales factibles de cambiar sus procesos de combustión a gas natural, si existiese disponibilidad de suministro, serían aquellas que actualmente utilizan petróleo núm. 2, petróleo núm. 5 y/o petróleo núm. 6, considerando que la mayoría de las fuentes que utilizan estos combustibles poseen el equipo necesario para hacer uso de gas natural<sup>7</sup> o bien requieren la instalación de un quemador dual (161 fuentes industriales). Por otra parte, las fuentes industriales que utilizan carbón (19 fuentes industriales) o leña (65 fuentes industriales) como combustible también pueden optar por utilizar el gas natural si realizan una inversión más cuantiosa en un cambio de caldera. En resumen, las fuentes que pueden cambiar desde petróleo N°2, petróleo N°5, petróleo núm. 6, carbón o leña a un combustible más limpio como el gas natural (a través de cambio de caldera o quemador dual) representan un 64 % de las emisiones de MP<sub>2,5</sub>, un 78 % de las emisiones de SO<sub>2</sub> y un 67 % de las emisiones de NO<sub>x</sub>. Para el resto de las fuentes industriales no se considera la opción de cambio de combustible, ya sea porque utilizan otro tipo de combustible asociado a su propio proceso productivo (por ejemplo una refinería de petróleo), tienen procesos sin combustión, o bien, ya utilizan gas natural.

### Tecnologías de abatimiento, eficiencias y costos

Las tecnologías de abatimiento técnicamente factibles de utilizar en las fuentes del Concepción Metropolitano para reducir sus emisiones de MP<sub>2,5</sub> son: lavador Venturi, filtro de mangas y precipitador electrostático. Otra opción para reducir las emisiones es que las fuentes realicen una sustitución hacia un combustible más limpio lo cual también reduciría a sus precursores (SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>). Para ello, las fuentes industriales que utilizan carbón o leña como combustibles deberían instalar calderas a gas natural, mientras que las fuentes industriales que utilizan combustibles líquidos (petróleo núm. 2, núm. 5 o núm. 6) deberían instalar un quemador dual si es que no lo poseen.

Las funciones de costo para cada tecnología de abatimiento, que dependen de las emisiones de cada fuente ( $E_f$ ) y de la tasa de emisión entre MP<sub>10</sub> y MP<sub>2,5</sub> ( $t_f^{MP_{10}/MP_{2,5}}$ ), son las mismas utilizadas por Mardones y Jiménez (2015). Por otra parte, Mardones et al. (2015) reportan una función de costo anualizado

<sup>7</sup>Fuente: Contacto con empresa distribuidora de gas natural Innergy.

**CUADRO II.** FUNCIONES DE COSTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO PARA MP<sub>2.5</sub>

Opción de control	Costo de inversión anualizado [Miles de dólares EUA/año]
Precipitador electrostático	$0.346*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f})^{0.6276} + 0.002*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f}) + 27.28$
Lavador Venturi	$0.142*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f})^{0.5600} + 0.002*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f}) + 49.02$
Filtro de mangas	$0.004*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f})^{0.9141} + 0.002*(t_f^{MP_{10}/MP_{2.5}*E_f}) + 99.74$
Caldera a gas	$0.29 + 1.38*PotMW_f + 0.00006*PotMW_f^4$
Quemador dual	$0.13 + 0.92*PotMW_f$

Fuente: Mardones y Jiménez (2015) y Mardones et al. (2015)

para la instalación de una caldera a gas natural y una función de costo anualizado para la instalación de un quemador dual, las cuales dependen de la potencia de la caldera ( $PotMW_f$ ) (**Cuadro II**).

La eficiencia de cada una de las tecnologías de abatimiento analizadas se presenta en el **cuadro III**.

Por otra parte, si las fuentes deciden realizar la sustitución de combustible, además de la inversión en calderas, deben enfrentar un diferencial de costos de operación asociado al diferencial del precio del combustible actual respecto al precio del gas natural. Tal como se aprecia en la **figura 1** los precios (en millón de BTU, MMBTU) de la mayoría de los combustibles han evolucionado de forma similar a través del tiempo. Sin embargo, en los últimos años, a diferencia de la tendencia internacional en el mercado de los combustibles, el precio del gas natural ha tenido un comportamiento distinto debido a las restricciones de oferta que son particulares a la zona de estudio.

**CUADRO III.** EFICIENCIA DE LAS TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO PARA MP<sub>2.5</sub>

Combustible	Filtros de mangas	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: Cooper y Alley (2002), USEPA (2009)

Debido a que la decisión de adoptar nuevas tecnologías de abatimiento o sustitución de combustible es una evaluación de largo plazo, se decide utilizar el precio promedio de los combustibles de los

últimos cinco años para realizar las simulaciones de los escenarios regulatorios y, además, para reflejar la variabilidad en estos precios también se presentan los resultados de las simulaciones considerando los precios mínimos y máximos en el periodo analizado (**Cuadro IV**). Cabe notar que en las simulaciones se sensibilizaron los precios del gas natural y también el precio de los otros combustibles debido a la alta correlación que presentan cuando están en valores máximos o mínimos.

En el caso de aquellas fuentes de emisión que les resulta factible realizar un cambio del combustible actual a gas natural se calculó, a partir de factores de emisión por tipo de combustible<sup>8</sup>, la reducción que generaría este cambio sobre las emisiones de MP<sub>2.5</sub>, pero también la reducción en la emisión de sus gases precursores NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Estimando las externalidades a partir los costos en que eventualmente las fuentes tendrían que incurrir con tecnologías de abatimiento específicas para reducir las emisiones de ambos contaminantes si no realizaran el cambio a gas natural. Cabe destacar que el Anteproyecto del Plan de Prevención y Descontaminación de la Contaminación por MP<sub>10</sub> del Concepción Metropolitano (que no alcanzó a ser implementado dado que antes entró en vigencia la norma para MP<sub>2.5</sub> a nivel nacional), proponía una reducción de las emisiones de SO<sub>2</sub> para las grandes megafuentes industriales existentes y para las nuevas fuentes industriales una compensación en un 100 % de las emisiones de MP<sub>2.5</sub>, además, señalaba que la compensación de las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se evaluaría en las futuras actualizaciones del Plan.

A partir de los manuales de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (USEPA 2009) y de estudios técnico económicos se recopiló información sobre costos anualizados de quemadores: bajos en NO<sub>x</sub>-low NO<sub>x</sub> (LNB) y de reducción selectiva

<sup>8</sup>Fuente: AP42 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (USEPA 2009).

**CUADRO IV.** PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN DÓLARES EUA POR MILLÓN DE UNIDADES TÉRMICAS BRITÁNICAS (BTU, por sus siglas en inglés)

Combustible	Promedio	Desv. estándar	Mínimo	Máximo
Madera	4.27	0.47	3.35	5.20
Carbón	3.09	0.32	2.41	3.48
Petróleo 6	13.28	4.14	4.56	18.66
Petróleo 5	17.94	5.58	6.16	25.21
Petróleo 2	21.13	5.48	8.66	26.96
Gas Natural	15.13	1.71	11.63	18.58

Fuente: Elaboración propia con base en el gasto en combustibles de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) y variaciones en componentes energéticos del Índice de Precios al Productor del Instituto Nacional de Estadísticas (INE)

catalítica-selective catalytic reduction (SCR). Ambas tecnologías permiten la reducción de emisiones de NO<sub>x</sub>, así como los sistemas de desulfuración de gases de combustión-wet scrubber flue-gas desulfurization (FGD) que permiten reducir emisiones de SO<sub>2</sub>. Luego, se relacionaron los costos anualizados para diferentes niveles de reducción de emisiones, obteniendo las estimaciones para las funciones de costos que se presentan en el **cuadro V**.

Así, para valorizar las externalidades asociadas a la reducción de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> se considera el ahorro de costos en los cuales se incurriría si se instalara una tecnología alternativa (LNB, SCR o FGD) para generar una reducción de emisiones de igual magnitud que la que permite la sustitución a gas natural. Como las funciones de costos estimadas son cuadráticas para LNB, SCR y FGD, sus correspondientes curvas de costos marginales de abatimiento son lineales con pendiente negativa, por ello los costos medios por tonelada reducida de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> caen a niveles de reducción mayores.

### Modelación de un SPET versus un instrumento de comando y control

Para considerar diferentes escenarios de regulación ambiental y disponibilidad de gas natural se utiliza un modelo de programación no lineal que representa esta situación. Específicamente, un SPET se basa en definir una meta agregada de emisiones, permitiendo que las fuentes puedan vender exceso de reducciones si tienen costos de abatimiento bajos con otras fuentes, que por tener costos de abatimiento altos, prefieren adquirir estas reducciones de emisiones en el mercado. Por otra parte, un instrumento de comando y control, como un estándar de emisiones, exige una meta de reducción común a cada fuente.

La notación utilizada en el modelo es la siguiente:

$f$ : Representa las fuentes que no pueden optar por sustituir su combustible actual por gas natural.

$f'$ : Representa las fuentes que utilizan combustibles sólidos como carbón o madera y que pueden sustituir

**CUADRO V.** FUNCIONES DE COSTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO PARA NO<sub>x</sub> Y SO<sub>2</sub>

Opción de control	Costo de inversión anualizado [Miles de dólares EUA/año]
Quemadores Low NO <sub>x</sub>	$3282.94 * E_f^{NO_x} - 2.52 * (E_f^{NO_x})^2$ ; R <sup>2</sup> = 0.99 (170.75) (0.23)
Selective Catalytic Reduction	$10226.08 + 4921.59 * E_f^{NO_x} - 2.84 * (E_f^{NO_x})^2$ ; R <sup>2</sup> = 0.99 (3223.46) (39.66) (0.05)
Wet Scrubber Flue-Gas Desulfurization	$3414.77 + 205.86 * E_f^{SO_2} - 0.138 * (E_f^{SO_2})^2$ ; R <sup>2</sup> = 0.98 (1137.80) (42.36) (0.09)x

Fuente: Elaboración propia con base en USEPA (2009) y estudios técnico económicos.

Nota: Errores estándares entre paréntesis

su combustible actual por gas natural si cambian sus calderas.

$f''$ : Representa las fuentes que utilizan combustibles líquidos y que pueden sustituir su combustible actual por gas natural si instalan quemadores duales.

$t$ : Representa las tecnologías de abatimiento (lavador Venturi, precipitador electrostático, filtro de mangas y ninguna), cada una de estas tecnologías tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones de  $MP_{2.5}$ .

$g'$ : Representa las sustituciones de combustibles sólidos a gas natural, cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones.

$g''$ : Representa las sustituciones de combustibles líquidos a gas natural, cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones.

Para realizar la modelación se consideraron varias variables de decisión, las cuales dependen del tipo de fuente de la cual se trate. 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.

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

$X_{f',t}$ : Variable binaria que determina si una fuente de tipo  $f'$  utiliza una alternativa de tipo  $t$  para la reducción de emisiones.

$X_{f'',t}$ : Variable binaria que determina si una fuente de tipo  $f''$  utiliza una alternativa de tipo  $t$  para la reducción de emisiones.

$Y_{f,g'}$ : Variable binaria que determina si una fuente de tipo  $f'$  utiliza una alternativa de tipo  $g'$  para la reducción de emisiones.

$Y_{f',g''}$ : Variable binaria que determina si una fuente de tipo  $f''$  utiliza una alternativa de tipo  $g''$  para la reducción de emisiones.

Cada una de las opciones para reducir emisiones representadas por las variables binarias tiene asociado un costo anualizado. Estos se especifican a continuación.

$CT_{f,t}$ : Costo en dólares americanos por utilizar una alternativa de tipo  $t$  para una fuente tipo  $f$  (**Cuadro II**).

$CT_{f',t}$ : Costo en dólares americanos por utilizar una alternativa de tipo  $t$  para una fuente tipo  $f'$ .

$CT_{f'',t}$ : Costo en dólares americanos por utilizar una alternativa de tipo  $t$  para una fuente tipo  $f''$ .

$CG_{f',g'}$ : Costo en dólares americanos por utilizar una alternativa de tipo  $g'$  para una fuente de tipo  $f'$ .

$CG_{f'',g''}$ : Costo en dólares americanos por utilizar una alternativa de tipo  $g''$  para una fuente de tipo  $f''$ .

Estos dos últimos costos dependen del precio del combustible que se sustituye y el precio del gas natural, además del costo anualizado de la caldera ( $Caldera_{f',g'}$ ) o quemador dual ( $Quemador_{f'',g''}$ ) que se requiera instalar. Las fórmulas para ambos costos son las siguientes, siendo  $c$  el combustible que se va a sustituir por gas natural:

$$CG_{f',g'} = (\text{Precio}_{\text{gas natural}} - \text{Precio}_c) \times D \times \text{Consumo}_c + \text{Caldera}_{f',g'}$$

$$CG_{f'',g''} = (\text{Precio}_{\text{gas natural}} - \text{Precio}_c) \times D \times \text{Consumo}_c + \text{Quemador}_{f'',g''}$$

En donde  $D$  representa la disponibilidad de gas existente, la cual determina la cantidad posible a sustituir.  $\text{Consumo}_c$  indica el consumo del combustible  $c$  en MMBTU que será sustituido por el gas natural.

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

$$\text{Min} [\sum_f \sum_t CT_{f,t} X_{f,t} + \sum_{f'} \sum_t CT_{f',t} X_{f',t} + \sum_{f''} \sum_t CT_{f'',t} X_{f'',t} + \sum_{f'} \sum_{g'} CG_{f',g'} Y_{f',g'} + \sum_{f''} \sum_{g''} CG_{f'',g''} Y_{f'',g''}]$$

Sujeta a las siguientes restricciones:

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

$$\sum_t X_{f',t} + \sum_{g'} Y_{f',g'} = 1, \quad \forall \text{ fuente } f \quad (ii)$$

Las restricciones (i), (ii) y (iii) indican que cada tipo de fuente debe escoger sólo una alternativa de reducción de emisiones.

Para estudiar un SPET al modelo detallado anteriormente se le agrega la restricción (iv). En el caso de analizar un 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. La notación utilizada en las restricciones (iv), (v), (vi) y (vii) se detalla a continuación:

$E_f$ : Representa las emisiones de  $MP_{2.5}$  en ton/año de una fuente de tipo  $f$ .

$E_{f'}$ : Representa las emisiones de  $MP_{2.5}$  en ton/año de una fuente de tipo  $f'$ .

$E_{f''}$ : Representa las emisiones de  $MP_{2.5}$  en ton/año de una fuente de tipo  $f''$ .

$R_{f,t}$ : Representa la eficiencia de reducción de emisiones para MP<sub>2,5</sub> de una alternativa de tipo  $t$  para una fuente de tipo  $f$ .

$R_{f',t}$ : Representa la eficiencia de reducción de emisiones para MP<sub>2,5</sub> de una alternativa de tipo  $t$  para una fuente de tipo  $f'$ .

$R_{f'',t}$ : Representa la eficiencia de reducción de emisiones para MP<sub>2,5</sub> de una alternativa de tipo  $t$  para una fuente de tipo  $f''$ .

$R_{f',g'}$ : Representa la eficiencia de reducción de emisiones para MP<sub>2,5</sub> de una alternativa de tipo  $g'$  para una fuente de tipo  $f'$ .

$R_{f'',g''}$ : Representa la eficiencia de reducción de emisiones para MP<sub>2,5</sub> de una alternativa de tipo  $g''$  para una fuente de tipo  $f''$ .

$M$ : Representa el porcentaje de la meta para la reducción de emisiones de MP<sub>2,5</sub>.

$$\sum_f \sum_t E_f (1 - R_{f,t}) X_{f,t} + \sum_{t'} \sum_{f'} E_{f'} (1 - R_{f',t'}) X_{f',t'} + \sum_{f''} \sum_{t''} E_{f''} (1 - R_{f'',t''}) X_{f'',t''} + \sum_{g'} E_{f'} (1 - R_{f',g'}) Y_{f',g'} + \sum_{g''} E_{f''} (1 - R_{f'',g''}) Y_{f'',g''} \leq (1 - M) [\sum_f E_f + \sum_{f'} E_{f'} + \sum_{f''} E_{f''}] \quad (iv)$$

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

$$\sum_{g'} E_{f'} (1 - R_{f',g'}) Y_{f',g'} + \sum_{t'} E_{f'} (1 - R_{f',t'}) X_{f',t'} = (1 - M) E_{f'} \quad \forall \text{fuente } f' \quad (vi)$$

$$\sum_{g''} E_{f''} (1 - R_{f'',g''}) Y_{f'',g''} + \sum_{t''} E_{f''} (1 - R_{f'',t''}) X_{f'',t''} = (1 - M) E_{f''} \quad \forall \text{fuente } f'' \quad (vii)$$

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para poder obtener el costo total de un SPET y compararlo con un estándar de emisiones se realizaron diferentes simulaciones de escenarios que imponen porcentajes de disponibilidad de gas

natural y porcentajes de meta de reducción para todas aquellas fuentes que tenían factibilidad técnica para instalar una tecnología de abatimiento o cambio de combustible.

En el **cuadro VI** se observa que al aumentar la disponibilidad de gas natural los costos totales del SPET disminuyen. Además, para regulaciones que exijan hasta 80 % de reducción de emisiones de MP<sub>2,5</sub> se obtendría un ahorro de costos, el cual se genera porque el precio promedio del gas natural en MMBTU es más bajo que el precio del petróleo núm. 2 y núm. 5. En consecuencia, ante una eventual mayor disponibilidad de gas natural las fuentes industriales que utilizan estos dos combustibles líquidos se cambiarían incluso sin exigencia de regulación. El ahorro máximo ocurre cuando existe un 100 % de disponibilidad de gas sin exigencia de reducción, llegando a 47.4 millones de dólares americanos. Con una meta del 95 % de reducción los costos totales del SPET con o sin disponibilidad de gas son similares y cercanos a los 30 millones de dólares, ya que para esa meta de reducción la sustitución de combustible no es una opción factible y las fuentes industriales deben optar por tecnologías de abatimiento.

En el **cuadro VII** se muestra el costo total de un estándar de emisiones, el cual exige una reducción porcentual de emisiones pareja entre las distintas fuentes emisoras.

Al igual que en el caso anterior, con un estándar de emisiones se observa que si existiera una mayor disponibilidad de gas natural, los costos disminuirían llegando en algunos casos a generar ahorro de costos pero sólo hasta metas de 60 % de reducción. Por otra parte, se observa que mientras aumenta la meta de reducción son mayores los costos, llegando a 34.6 millones de dólares cuando la meta es de un 95 % y no existe disponibilidad de gas.

**CUADRO VI.** COSTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE UN SISTEMA DE PERMISOS DE EMISION TRANSABLES (SPET) BAJO DIFERENTES ESCENARIOS PARA CONCEPCIÓN METROPOLITANO (MILLONES DE EUAS\$)

Meta de reducción para MP <sub>2,5</sub>	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %	
Disponibilidad gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	4.2 [4.2; 4.2]	8.7 [8.7; 8.7]	14.1 [14.1; 14.1]	20.4 [20.4; 20.4]	30.8 [30.8; 30.8]
	50 %	-23.7 [0.0; -56.1]	-19.7 [4.2; -53.7]	-15.4 [8.7; -49.5]	-9.9 [14.1; -44.0]	-2.9 [20.4; -36.0]	30.0 [30.8; 29.0]
	100 %	-47.4 [0.0; -112.6]	-44.0 [4.2; -112.4]	-39.5 [8.7; -108.2]	-34.1 [14.1; -103.3]	-27.5 [20.4; -97.2]	29.3 [30.8; 24.0]

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles

**CUADRO VII. COSTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE UN ESTÁNDAR BAJO DIFERENTES ESCENARIOS PARA CONCEPCIÓN METROPOLITANO (MILLONES DE DÓLARES EUA)**

Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	6.6 [6.6; 6.6]	13.2 [13.2; 13.2]	19.8 [19.8; 19.8]	26.4 [26.4; 26.4]	34.6 [34.6; 34.6]
	50 %	-23.7 [0.0; -56.1]	-17.5 [6.6; -51.6]	-6.8 [13.2; -36.8]	-6.7 [19.8; -12.9]	20.2 [26.4; 11.0]	33.3 [34.6; 31.4]
	100 %	-47.4 [0.0; -112.6]	-41.3 [6.6; -108.2]	-35.0 [13.2; -103.6]	-23.1 [19.8; -86.1]	5.5 [26.4; -29.9]	30.1 [34.6; 23.1]

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles

También se puede observar que los costos totales aumentan en forma importante en la medida que se incrementa el porcentaje de reducción exigido por el estándar de emisiones. Estos costos mayores se explican porque a todas las fuentes se les exige el mismo porcentaje de reducción, por el contrario, bajo un SPET las fuentes que reducen son las que tienen menores costos marginales de reducción.

Utilizando los valores de los precios promedio para los diferentes combustibles bajo una completa disponibilidad de gas natural, se observa que con un SPET se pueden cumplir metas cercanas a 80 % sin que se incurra en costos totales positivos, mientras en el caso de un estándar se pueden cumplir metas cercanas a 60 % sin incurrir en costos totales. Sin embargo, independientemente de la meta regulatoria el cambio a gas natural no se realizaría si se consideran en las simulaciones los precios mínimos de todos los combustibles (**Cuadro V**), ya que en este caso los precios relativos del petróleo respecto al gas natural son demasiado bajos, por lo cual es más conveniente para las fuentes reguladas seguir usando el mismo combustible e instalar tecnologías de abatimiento. Esta situación se revierte si se consideran los precios máximos de los combustibles, ya que los precios relativos del petróleo respecto al gas natural son similares a los registrados cuando se utilizan los precios promedio de los últimos cinco años.

A pesar de la variabilidad de los precios de los combustibles, estos resultados reflejan la importancia de tener disponibilidad de gas natural en zonas industrializadas con problemas de contaminación ambiental por MP<sub>2.5</sub>. Para detallar más este punto, en el **cuadro A.I** del Anexo se presentan los cálculos de cuáles serían los requerimientos de gas natural en m<sup>3</sup>/d considerando los precios promedios, mínimos y máximos. Estos requerimientos de gas natural son similares para ambos escenarios regulatorios, y en el caso de precios máximos y promedio conside-

rando metas de reducción hasta 80 %, se requeriría incrementar a un poco más del doble la capacidad de gas natural actualmente existente en la zona. Esto es bastante factible considerando los proyectos de inversión que están próximos a materializarse. Por otra parte, en el **cuadro A.II** del Anexo se calculó cuál sería la capacidad de gas natural requerida de tal modo que los costos totales de la regulación fueran igual a cero. Para el caso de los precios promedio sólo se requeriría de una capacidad instalada igual o menor a 130 mil m<sup>3</sup>/d para regulaciones menores a 60 %. En el caso de precios máximos se requeriría una capacidad instalada igual o menor a 122 m<sup>3</sup>/d para regulaciones menores a 60 %, mientras que en el caso de precios mínimos ninguna capacidad instalada permitiría alcanzar costos totales iguales a cero si existen exigencias regulatorias mayores a 0 %.

Por otra parte, en el momento en que sean exigibles normas de emisión para los precursores de MP<sub>2.5</sub>, las fuentes industriales que consumen combustibles alternativos, en particular petróleo, leña y carbón, deberían adoptar medidas de abatimiento, no sólo para MP<sub>2.5</sub> sino que también para los contaminantes SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, que involucrarían inversiones y costos adicionales, lo cual sería otra razón para utilizar combustibles limpios como el gas natural. Así, cabe destacar la importancia económica y ambiental de la externalidad de cambiarse a gas natural.

El **cuadro VIII** muestra la cantidad de emisiones reducidas y los ahorros de costos de abatimiento para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> para distintas disponibilidades de gas natural bajo un SPET.

Bajo una disponibilidad de 100 % de gas natural y metas de reducción hasta 80 %, las emisiones de SO<sub>2</sub> se ven reducidas en 4358 toneladas, lo que representa un 28.5 % de las emisiones totales de este contaminante según el inventario de emisiones, con un ahorro potencial de 4.2 millones de dólares. Para los mismos escenarios las emisiones de NO<sub>x</sub> se ven

**CUADRO VIII.** ESTIMACIÓN AHORRO DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO PARA NO<sub>x</sub> Y SO<sub>2</sub> DE UN SISTEMA DE PERMISOS DE EMISIÓN TRANSABLES (SPET) PARA MP<sub>2.5</sub>

		Ahorro de costos para NO <sub>x</sub> en millones de dólares EUA					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]
	50 %	1.3 [0.0; 2.7]	1.3 [0.0; 3.0]	1.3 [0.0; 3.0]	1.3 [0.0; 3.0]	1.3 [0.0; 2.2]	0.0 [0.0; 0.2]
	100 %	2.6 [0.0; 5.9]	2.6 [0.0; 6.1]	2.6 [0.0; 6.1]	2.6 [0.0; 6.1]	2.6 [0.0; 6.1]	0.0 [0.0; 2.0]
		Ahorro de toneladas de NO <sub>x</sub>					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]
	50 %	826 [0; 1764]	826 [0; 1949]	826 [0; 1949]	826 [0; 1949]	826 [0; 1431]	9 [0; 98]
	100 %	1652 [0; 3815]	1652 [0; 3938]	1652 [0; 3932]	1652 [0; 3961]	1652 [0; 3942]	19 [0; 1276]
		Ahorro de costos para SO <sub>2</sub> en millones de dólares EUA					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]
	50 %	2.1 [0.0; 4.5]	2.1 [0.0; 5.0]	2.1 [0.0; 5.0]	2.1 [0.0; 5.0]	2.1 [0.0; 3.7]	0.0 [0.0; 0.3]
	100 %	4.2 [0.0; 9.7]	4.2 [0.0; 10.1]	4.2 [0.0; 10.0]	4.2 [0.0; 10.1]	4.2 [0.0; 10.1]	0.1 [0.0; 3.3]
		Ahorro de toneladas de SO <sub>2</sub>					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]
	50 %	2179 [0; 4654]	2179 [0; 5140]	2179 [0; 5114]	2179 [0; 5140]	2179 [0; 3775]	25 [0; 259]
	100 %	4358 [0; 10063]	4358 [0; 10386]	4358 [0; 10371]	4358 [0; 10447]	4358 [0; 10397]	51 [0; 3367]

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles

reducidas en 1652 toneladas, que representan un 20.3 % de las emisiones totales de este contaminante, con un ahorro de 2.6 millones de dólares. Sin embargo, si en las simulaciones se utilizan los precios mínimos, estas externalidades positivas desaparecen ya que las fuentes no sustituirían sus combustibles más contaminantes. Por el contrario, si se utilizan los precios máximos los beneficios económicos por reducción de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se elevan a más del doble.

El **cuadro IX** muestra la cantidad de emisiones reducidas y los ahorros de costos para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> para distintas disponibilidades de gas natural bajo un estándar de emisiones. Si se consideran los precios promedio de los combustibles, en este esquema regulatorio las externalidades positivas se van reduciendo en la medida que la meta regulatoria es más exigente ya que la sustitución de combustibles sólo puede ser viable para cumplir metas relativamente

**CUADRO IX.** ESTIMACIÓN AHORRO DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO PARA NO<sub>x</sub> Y SO<sub>2</sub> DE UN ESTÁNDAR DE EMISIONES PARA MP<sub>2.5</sub>

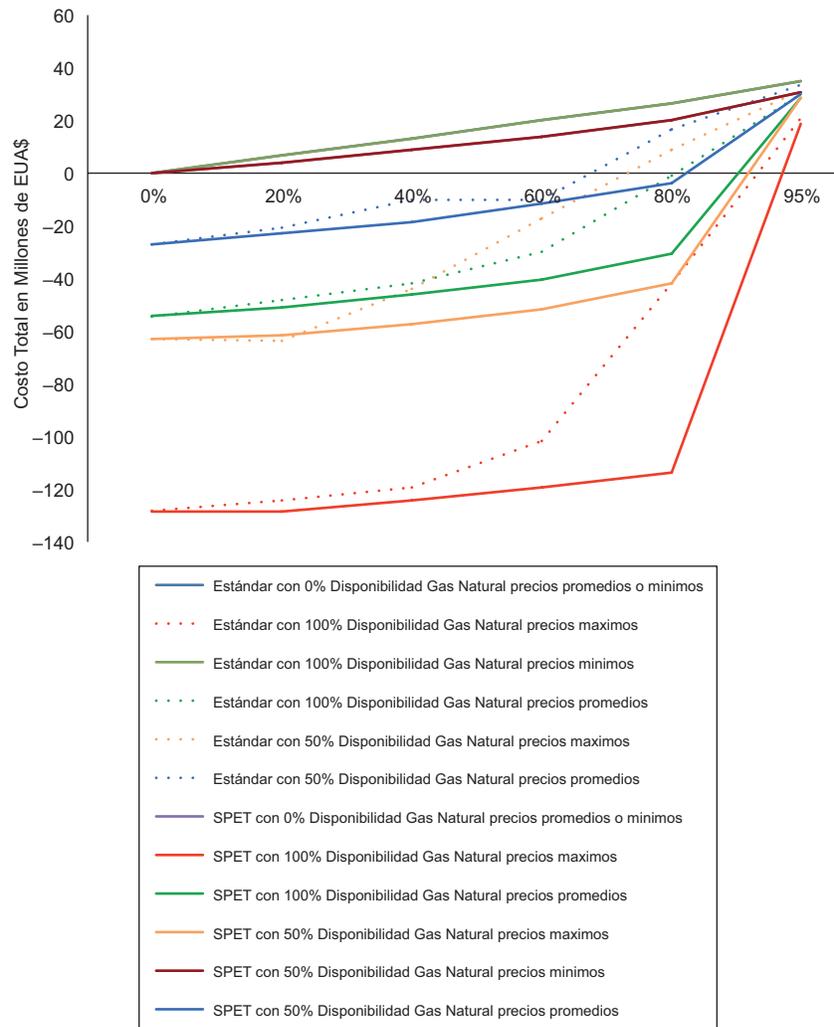
		Ahorro de costos para NO <sub>x</sub> en millones de dólares EUA					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]
	50 %	1.3 [0.0; 2.7]	1.3 [0.0; 2.9]	1.1 [0.0; 2.8]	0.7 [0.0; 1.7]	0.3 [0.0; 0.7]	0.1 [0.0; 0.1]
	100 %	2.6 [0.0; 5.9]	2.6 [0.0; 6.0]	2.6 [0.0; 6.0]	2.3 [0.0; 5.8]	1.1 [0.0; 4.5]	0.2 [0.0; 0.9]
		Ahorro de toneladas de NO <sub>x</sub>					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]
	50 %	826 [0; 1764]	830 [0; 1875]	690 [0; 1827]	456 [0; 1129]	221 [0; 431]	47 [0; 47]
	100 %	1652 [0; 3815]	1656 [0; 3854]	1661 [0; 3894]	1477 [0; 3745]	730 [0; 2916]	151 [0; 602]
		Ahorro de costos para SO <sub>2</sub> en millones de dólares EUA					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]	0.0 [0.0; 0.0]
	50 %	2.1 [0.0; 4.5]	2.1 [0.0; 4.8]	1.8 [0.0; 4.7]	1.1 [0.0; 2.9]	0.6 [0.0; 1.1]	0.1 [0.0; 0.1]
	100 %	4.2 [0.0; 9.7]	4.2 [0.0; 9.8]	4.2 [0.0; 9.9]	3.8 [0.0; 9.6]	1.9 [0.0; 7.4]	0.4 [0.0; 1.5]
		Ahorro de toneladas de SO <sub>2</sub>					
Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Disponibilidad de gas natural	0 %	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]	0 [0; 0]
	50 %	2179 [0; 4654]	2191 [0; 4945]	1821 [0; 4818]	1203 [0; 2977]	584 [0; 1136]	123 [0; 123]
	100 %	4358 [0; 10063]	4370 [0; 10167]	4381 [0; 10270]	3897 [0; 9878]	1926 [0; 7690]	399 [0; 1589]

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles

bajas. Al igual que en el caso del SPET, los beneficios por la reducción de los precursores del MP<sub>2.5</sub> desaparecen si se utilizan los precios mínimos de los combustibles y se incrementan si se utilizan los precios máximos.

Finalmente, es importante discutir cómo cambian los escenarios mostrados para la simulación del SPET y el estándar de emisiones cuando se agregan las externalidades generadas por la disminución de

los gases precursores del material particulado fino. Los resultados muestran que los ahorros de costos asociados a la disponibilidad y uso de gas natural en zonas industriales con problemas de contaminación pueden ser subrepresentados al no considerar las externalidades positivas producto de la disminución en las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>. Por ejemplo, en el caso de un SPET con una exigencia regulatoria de 60 % las externalidades representan un 47.5 % del



**Fig. 2.** Impacto en los costos totales de las regulaciones cuando se incluye el ahorro de costos de tecnologías de abatimiento para NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>  
Fuente: Elaboración propia. SPET = sistema de permisos de emisión transable

ahorro estimado bajo disponibilidad total de gas natural, mientras que en el caso de un estándar que restrinja las emisiones en 60 % las externalidades representan un 66.7 % del ahorro estimado bajo disponibilidad total de gas natural.

A pesar del atractivo del gas natural para reducir las emisiones contaminantes de las fuentes industriales, con su sola disponibilidad no se eliminarían completamente los problemas de contaminación de la zona estudiada, ya que las emisiones de fuentes industriales sólo representan un 20.6 % de las emisiones totales por MP<sub>2.5</sub>, mientras un 70.1 % es aportado por fuentes residenciales debido a combustión de leña para calefacción.

No obstante, las empresas distribuidoras de gas natural podrían aprovechar las regulaciones

ambientales más estrictas para incrementar el precio del gas natural extrayendo los ahorros de costos de las fuentes industriales. Cuando se cuantifican las reducciones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, las rentas extraordinarias máximas que podrían extraer están representadas por el diferencial de costos entre 0 % y 100 % de disponibilidad de gas para cada tipo de regulación ambiental de la **figura 2**.

## CONCLUSIONES

Las simulaciones realizadas en este estudio consideran diferentes disponibilidades de gas natural y distintas metas de reducción de emisiones. De acuerdo con los resultados obtenidos, el gas natural

resulta ser una alternativa atractiva para las fuentes industriales de Concepción Metropolitano, ya que permite reducir emisiones y además genera ahorro de costos por el diferencial de precios con respecto a otros combustibles líquidos, así en la medida que se incremente la disponibilidad su adopción sería independiente de la regulación ambiental.

El análisis de una mayor disponibilidad de gas natural se justifica por la ampliación de la capacidad productiva de una planta de regasificación instalada en el año 2010 y que abastece a la zona de estudio, y además por un nuevo proyecto que pretende instalar un muelle que permitirá el atraque de barcos para recibir el gas natural licuado en una planta regasificadora.

Al comparar regulaciones alternativas para reducir las emisiones del  $MP_{2.5}$  se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural, también aumenta la conveniencia de usar un SPET por sobre un estándar de emisiones. Pero además, a diferencia de estudios previos se cuantifican y valorizan las externalidades que presenta la utilización del gas natural para reducir las emisiones de  $SO_2$  y  $NO_x$ , ambos contaminantes precursores del  $MP_{2.5}$ .

Cuando existe disponibilidad de gas natural para los requerimientos energéticos de todas las fuentes emisoras que actualmente utilizan combustibles líquidos o sólidos el ahorro es de 6.4 millones de dólares americanos por reducción de  $SO_2$  y  $NO_x$ , incluso sin necesidad de regulación. Estos ahorros de costos se pueden sumar a los generados directamente por la reducción de  $MP_{2.5}$ , ya sea bajo una regulación de SPET o un estándar de emisión. Los resultados revelan que al considerar las externalidades se podrían reforzar los argumentos para justificar subsidios e incentivar el suministro de gas natural en zonas urbanas industriales con problemas de contaminación por material particulado fino.

A pesar de los resultados atractivos de la mayor disponibilidad de gas natural, los problemas de contaminación no se pueden eliminar completamente ya que las fuentes industriales representan sólo un quinto de las emisiones de  $MP_{2.5}$ , pero además el potencial de reducción de costos depende del poder que tengan las empresas distribuidoras de gas para fijar precios sobre el nivel competitivo.

Para finalizar, es importante señalar que el enfoque de este análisis se basa en emisiones. Así, se recomienda que para la continuidad futura de este estudio se realice un análisis en concentraciones, lo que además permitiría incluir el aporte secundario al  $MP_{2.5}$  que generan el  $NO_x$  y  $SO_2$ .

## REFERENCIAS

- Alegría M., Mardones C. y Jiménez J. (2013). Reduction of PM10 emissions under scenarios of regulation and availability of liquefied natural gas in the Bio Bio Region, Chile. *Energy Environ.* 24 (6), 1031-1041. DOI: 10.1260/0958-305X.24.6.1031
- Calfucura E., Coria J. y Sánchez J. (2009). Permisos transables de emisión en Chile: Lecciones desafíos y oportunidades para países en desarrollo. *Trimest. Econ.* 76 (4), 1027-1069.
- Coria J. (2009). Environmental policy, fuel prices and the switching to natural gas in Santiago, Chile. *Ecol. Econ.* 68 (11), 2877-2884. DOI: 10.1016/j.ecolecon.2009.06.007
- Dockery D., Pope C.A., Xu X., Spengler J., Ware J., Fay M., Ferris B. y Speizer F. (1993). An association between air pollution and mortality in six U.S. cities. *New Engl. J. Med.* 329, 1753-1759. DOI: 10.1056/NEJM199312093292401
- Hwang B.F., Lee Y.L., Lin Y.C., Jaakkola J.J. y Guo Y. (2005). Traffic related air pollution as a determinant of asthma among Taiwanese school children. *Thorax* 60 (6), 467-473. DOI: 10.1136/thx.2004.033977
- Hwang B.F. y Lee Y. (2010). Air pollution and prevalence of bronchitic symptoms among children in Taiwan. *Chest* 138 (4), 956-964. DOI: 10.1378/chest.09-2600
- IIT-UdeC (2011). Elaboración análisis general de impacto económico y social (AGIES) del plan de prevención atmosférica de Concepción Metropolitano. Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad de Concepción. Informe. Chile, Concepción, 136 pp.
- Jerrett M., Burnett R., Pope C., Ito K., Thurston G., Krewski D., Shi Y., Calle E. y Thun M. (2009). Long term ozone exposure and mortality. *New Engl. J. Med.* 360, 1089-1095. DOI: 10.1056/NEJMoa0803894
- Johns D., Pinto J., Kim J. y Owens E. (2011). Respiratory effects of short term peak exposures to sulfur dioxide. En: *Encyclopedia of environmental health.* (J.O. Nriagu, Ed.). Elsevier, Burlington, pp. 852-859. DOI: 10.1016/B978-0-444-52272-6.00726-1
- Krewski D., Jerrett M., Burnett R.T., Ma R., Hughes E., Shi Y., Turner M.C., Pope C.A. 3rd, Thurston G., Calle E.E., Thun M.J., Beckerman B., DeLuca P., Finkelstein N., Ito K., Moore D.K., Newbold K.B., Ramsay T., Ross Z., Shin H. y Tempalski B. (2009). Extended follow-up and spatial analysis of the American Cancer Society study linking particulate air pollution and mortality. *Health Effects Institute, Boston, EUA*, 114 pp.
- Mardones C. y Jiménez J. (2015). Alternatives for reducing fine particulate matter from industrial activities in

- Concepción Metropolitan area, Chile. *Energy Environ.* 26 (3), 445-456. DOI: 10.1260/0958-305X.26.3.445
- Mardones C., Paredes C., Jiménez J., Farías O. y Catalán P. (2015). Tecnologías de control de emisiones y disponibilidad de gas natural como opciones para reducir emisiones de MP<sub>2,5</sub> en el Concepción Metropolitano. *Revista de Análisis Económico* 30 (1), 3-23. DOI: 10.4067/S0718-88702015000100001
- Mardones C. y Sanhueza L. (2015). Tradable permit system for PM<sub>2.5</sub> emissions from residential and industrial sources. *J. Environ. Manag.* 157, 326-331. DOI: 10.1016/j.jenvman.2015.03.054
- Mardones C. y Saavedra A. (2016). Comparison of economic instruments to reduce PM<sub>2.5</sub> from industrial and residential sources. *Energ. Policy* 98, 443-452. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.09.011
- O’Ryan R. (1996). Cost-effective policies to improve urban air quality in Santiago, Chile. *J. Environ. Econ. Manag.* 31 (3), 302-313. DOI: 10.1006/jeem.1996.0046
- O’Ryan R. y Bravo R. (2001). Permisos transables frente a la introducción de un combustible limpio: Estudio de caso para MP<sub>10</sub> y NO<sub>x</sub> en Santiago, Chile. *Estud. Econ.* 28 (2), 267-291.
- Oyarzún M. (2010). Contaminación aérea y sus efectos en la salud. *Revista chilena de enfermedades respiratorias* 26 (1), 16-25. DOI: 10.4067/S0717-73482010000100004
- Ponce R. y Chávez C. (2005). Costos de cumplimiento de un sistema de permisos de emisión. Aplicación a fuentes fijas en Talcahuano, Chile. *Trimest. Econ.* 72 (4), 847-876.
- Pope C., Burnett R., Thurston G., Thun M., Calle E. y Krewski D. (2004). Cardiovascular mortality and long-term exposure to particulate air pollution: Epidemiological evidence of general pathophysiological pathways of disease. *Circulation* 109 (1), 71-77. DOI: 10.1161/01.CIR.0000108927.80044.7F
- Pope C., Ezzati M. y Dockery D. (2009). Fine particulate air pollution and life expectancy in the United States. *New Engl. J. Med.* 360, 376-386. DOI: 10.1056/NEJMsa0805646
- Schildcrout J.S., Sheppard L., Lumley T., Slaughter J.C., Koenig J.Q. y Shapiro G.G. (2006). Ambient air pollution and asthma exacerbations in children: an eight-city analysis. *Am. J. Epidemiol.* 164 (6), 505-517. DOI: 10.1093/aje/kwj225
- Rioseco G., Mardones C. y Jiménez J. (2015). Efecto directo e indirecto de la dispersión de las emisiones industriales sobre la regulación ambiental. *Revista de Análisis Económico* 30 (2), 79-96. DOI: 10.4067/S0718-88702015000200004
- UDT-Proterm (2011). Inventario de Emisiones para el Gran Concepción año base 2008 (fuentes fijas). Informe. Ministerio del Medioambiente. Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción - Empresa Proterm. Concepción, Chile. Anexo, 1 pp.
- USEPA (2009). AP 42, Fifth edition compilation of air pollutant emission factors, Volume 1: Stationary point and area sources. United States Environmental Protection Agency. Manual. Washington, DC, EUA, 10 pp.

## ANEXO

**CUADRO A.I.** REQUERIMIENTOS DE GAS NATURAL (m<sup>3</sup>/d) SEGÚN META DE REDUCCIÓN Y ESCENARIO REGULATORIO

Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Gas natural (Miles de m <sup>3</sup> /d)	SPET	313.3 [0.0; 720.3]	313.3 [0.0; 743.3]	313.3 [0.0; 742.3]	313.3 [0.0; 747.7]	313.3 [0.0; 744.1]	6.0 [0.0; 242.6]
	Estándar	313.3 [0.0; 720.3]	314.1 [0.0; 727.6]	314.6 [0.0; 734.7]	279.6 [0.0; 706.3]	138.6 [0.0; 549.7]	29.2 [0.0; 114.2]

Fuente: Elaboración propia. SPET = sistema de permisos de emisión transable. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles

**CUADRO A.II.** REQUERIMIENTOS DE GAS NATURAL (m<sup>3</sup>/d) PARA ALCANZAR COSTOS TOTALES IGUALES A CERO SEGÚN META Y ESCENARIO REGULATORIO

Meta de reducción para MP <sub>2.5</sub>		0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	95 %
Gas natural (Miles de m <sup>3</sup> /d)	SPET	0.0 [0.0; 0.0]	34.4 [N.F.; 19.4]	57.0 [N.F.; 30.9]	92.3 [N.F.; 56.4]	138.4 [N.F.; 70.5]	N.F. [N.F.; N.F.]
	Estándar	0.0 [0.0; 0.0]	43.4 [N.F.; 34.4]	86.6 [N.F.; 80.4]	130.1 [N.F.; 122.4]	N.F. [N.F.; 189.9]	N.F. [N.F.; N.F.]

Fuente: Elaboración propia. N.F. = representa una situación no factible de alcanzar independientemente de la disponibilidad de gas natural. SPET = sistema de permisos de emisión transable. Nota: Los valores entre corchetes corresponden al caso en que se realizan las simulaciones utilizando los precios mínimos o máximos de los combustibles