

31 de mayo de 2017

**Informe 2 Final:  
Propuestas de ampliación del alcance del sistema actual  
de impuesto al carbono**

Consultoría “Alternativas de Diseño y Medidas Complementarias para  
un Sistema más Integral de Instrumentos de Precios al Carbono”

  
regulation & compliance  
CLIMATE FOCUS

Preparado para:



Este estudio fue encargado por el proyecto Precio al Carbono Chile, parte de la iniciativa Partnership for Market Readiness del Banco Mundial cuya implementación se realiza en conjunto por el Ministerio de Energía (punto focal) y el Ministerio del Medio Ambiente. Los resultados del estudio forman parte de un conjunto de insumos para potenciales propuestas de fijación de precios al carbono en las que el proyecto está involucrado actualmente. La responsabilidad exclusiva de las opiniones, interpretaciones o conclusiones contenidas reside en los autores y no necesariamente reflejan la opinión del Gobierno de Chile o del Banco Mundial.

# Índice

1.1	Propósito del análisis .....	8
1.1	Metodología .....	10
2.1	Objetivos del impuesto .....	13
2.2	Descripción del impuesto .....	14
2.3	Análisis y evaluación .....	24
2.3.1	Base gravable .....	24
2.3.2	Tasa del impuesto e interacción con los precios de electricidad .....	24
2.3.3	Mitigación de emisiones .....	26
2.3.4	Recaudación .....	29
2.3.5	Institucionalidad y MRV .....	30
2.3.6	Impactos socio-económicos .....	30
2.3.7	Riesgo de fugas .....	32
2.4	Opciones para mejorar el funcionamiento del impuesto actual .....	32
2.4.1	Revisar la aplicación del impuesto al carbono en el costo variable .....	33
2.4.2	Modificación de contratos de suministro por variación impositiva .....	36
2.5	Fortalecer la institucionalidad actual .....	39
3.1	Antecedentes .....	41
3.1.1	Experiencia internacional en definir la base gravable – introducción .....	41
3.2	Ánálisis de sectores claves .....	44
3.2.1	Minería e industria .....	44
3.2.2	Transporte .....	58
3.2.3	Sector comercial, público y residencial .....	67
3.2.4	Agricultura .....	75
3.3	Comparación de sectores .....	82
4.1	Antecedentes .....	83
4.2	Ánálisis de opciones para incrementar la tasa .....	83
4.2.1	Experiencia internacional .....	84
4.2.2	Aplicación en Chile .....	85
4.3	Ánálisis de opciones para definir la trayectoria de la tasa .....	91
4.3.1	Experiencia internacional .....	91
4.3.2	Aplicación en Chile .....	92
5.1	Escenarios para la reforma del impuesto .....	97
5.1.1	Escenario 1 – Enfoque de tecnología .....	97

5.1.2 Escenario 2 – Aplicar un impuesto sobre insumos y productos asociados con las emisiones GEI .....	98
5.1.3 Escenario 3 – Aplicar un impuesto al carbono a uno o más sectores económicos .....	102
<b>5.2 Análisis de los escenarios.....</b>	<b>103</b>
5.2.1 Límites del enfoque actual .....	104
5.2.2 Un impuesto sobre los combustibles permite incluir más emisiones .....	104
5.2.3 Un enfoque sectorial es el más completo para los sectores minería/industria y agricultura.....	105
5.2.4 Un impuesto amplio implica combinar múltiples escenarios .....	105
5.2.5 Los Escenarios 1 y 3 son más coherentes con una transición hasta un ETS .....	105
5.2.6 Se puede concebir un enfoque por etapas .....	106
<b>5.3 Opciones para aumentar la tasa impositiva .....</b>	<b>106</b>
5.3.1 Para incentivar la mitigación, se requiere una tasa más alta .....	106
5.3.2 Una tasa que aumenta paulatinamente probablemente sería más aceptada, y evitaría shocks económicos .....	107
5.3.3 Es importante definir y priorizar entre los objetivos del impuesto .....	107
5.3.4 El uso de ingresos recaudados puede generar aceptación de tasas más altas.....	107
5.3.5 Los impactos del impuesto no dependen solo del precio .....	107
<b>5.4 Consideraciones políticas y alineación con políticas públicas .....</b>	<b>107</b>
5.4.1 Consideraciones políticas .....	107
5.4.2 Interacciones con otras políticas públicas.....	109
<b>Anexo A.....</b>	<b>113</b>
<b>Anexo B.....</b>	<b>116</b>

## Figuras

Figura 1 Pago de Generadoras .....	15
Figura 2 Institucionalidad asociada al impuesto al carbono .....	17
Figura 3 Funcionamiento del impuesto.....	18
Figura 4 Recaudación Total Estimada Impuesto al CO2 .....	29
Figura 5 Comparación entre el orden de mérito sin (figura superior) y con (figura inferior) el precio de carbono en el CPM respectivamente .....	35
Figura 6 Impuestos al carbono vigentes, planeados y propuestos .....	42
Figura 7 Ciclo productivo del cobre.....	45
Figura 8 Industrias manufactureras y de la construcción: emisiones de GEI (Cg CO2 eq) por componente, serie 1990-2013 .....	53
Figura 9 Sector IPPU: emisiones GEI (Cg CO2 eq) por categoría, serie 1990-2013.....	53
Figura 10 Participación de Principales Combustibles en el Consumo Total de Combustibles en la Minería en los años 2001 y 2015.....	56
Figura 11 Consumo de combustibles por proceso minero, nivel nacional 2001 – 2015 .....	56
Figura 12 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – productos limpios .....	59
Figura 13 Transporte: emisiones de GEI (Cg CO, eq) por componente, serie 1990-2013 (Fuente 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático).....	63

Figura 14 Futuro de la calefacción en Chile: opciones y consecuencias. (fuente: Estrategia 2014-2018, Ministerio del Medio Ambiente, en línea: <a href="http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2016/03/politica_lena_2016_web.pdf">http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2016/03/politica_lena_2016_web.pdf</a> ) .....	68
Figura 15 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – gas natural .....	68
Figura 16 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – gas licuado de petróleo (fuente: Comisión Nacional de Energía) .....	69
Figura 17 Emisiones por combustible en el sector residencial (fuente: INGEI) .....	71
Figura 18 Otros sectores, emisiones de GEI (Cg CO <sub>2</sub> eq) por componente, serie 1990-2013 (fuente: 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático) .....	72
Figura 19 Cadena de valor de los principales productos agrícolas en Chile .....	76
Figura 20 Sector Agricultura: tendencia de las emisiones de GEI por categoría, serie 1990-2010 (fuente: INGEI) ..	78
Figura 21 Emisiones anuales, escenarios “Impuestos no incluido en CV” en miles tCO <sub>2</sub> eq .....	86
Figura 22 Emisiones anuales, escenarios “Impuestos incluido en CV” en miles tCO <sub>2</sub> eq .....	86
Figura 23 Comparación potencia instalada al 2030 – “Sin Impuesto” vs escenarios “Impuesto no en CV” en MW y “Impuesto en CV” en MW respectivamente .....	86
Figura 24 Variación en la factura eléctrica del cliente residencial promedio (2030), efecto sobre facturación residencial .....	87
Figura 25 Variación en costo del insumo eléctrico del sector minería del cobre (2030), efecto sobre facturación minera .....	87
Figura 26 Comparación de tasas de impuestos efectivos sobre la generación de electricidad en los países de la OCDE y una selección de países emergentes .....	88
Figura 27 Resultados agregados impuesto al carbono de USD 5 y USD 20 .....	89
Figura 28 Resultados a nivel sectorial de impuesto al carbono de USD 20 .....	90
Figura 29 Comparación de tasas efectivas sobre los combustibles de uso industrial y residencial-comercial en países OCDE y una selección de economías emergentes .....	101
Figura 30 Reducción de emisiones de GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en el año 2030. ....	110
Figura 31 Resumen de oportunidades de mitigación en el sector energético .....	111

## Tablas

Tabla 1 Matriz de diferentes caminos mediante los cuales un impuesto al carbono aplicado al sector de generación de electricidad podría lograr mitigación de emisiones, y evidencia de efectividad del impuesto actual .....	28
Tabla 2 Cobertura de emisiones en los impuestos al carbono en una selección de jurisdicciones .....	42
Tabla 3 Paquetes de política del sector industria y minería .....	54
Tabla 4 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO <sub>2</sub> eq .....	55
Tabla 5 Prevalencia de diferentes motores en los vehículos del país .....	59
Tabla 6 Paquetes de política del sector transporte .....	64
Tabla 7 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO <sub>2</sub> eq .....	65
Tabla 8 Paquetes de política del sector CPR .....	72
Tabla 9 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO <sub>2</sub> eq .....	73
Tabla 10 Tipos de proyectos en el sector agricultura y forestal permitidos en los mecanismos <i>offset</i> en Australia y California .....	77
Tabla 11 Medidas de mitigación transporte evaluadas en MAPS Chile y construcción de escenarios .....	79
Tabla 12 Subconjunto de medidas de mitigación relevantes para la aplicación del impuesto al carbono .....	79
Tabla 13 Resumen Sectores .....	82
Tabla 14 Comparación de tasas impositivas en impuestos al carbono en diferentes países .....	84
Tabla 15 .....	91
Tabla 16 Opciones para aplicar el impuesto al carbono a otras tecnologías .....	98
Tabla 17 Opciones para aplicar el impuesto al carbono a otras combustibles .....	99
Tabla 18 .....	102
Tabla 19 Comparación entre los diferentes escenarios para ampliar el alcance del impuesto .....	103
Tabla 20 Emisiones GEI 2014-2030 Escenario “Políticas Actuales” en MtCO <sub>2</sub> e .....	110

## Glosario

AGCI o AGCID: Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo

Castalia o CSA: Castalia Strategic Advisors

CPM: Carbon Pricing Mechanism, Australia

CEMS: Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático

CISEN: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional de Chile, ex CDEC

CO2: Emisiones de Dióxido de Carbono

Cochilco: Comisión Chilena del Cobre

C.Pol.: Constitución Política de la República de Chile

CPR: (Sector) Comercial, Público y Residencial

CNE: Comisión Nacional de Energía de Chile

DIRECON: Dirección General de Relaciones Económicas Internacionales, Ministerio de Relaciones Exteriores de Chile

EE: Eficiencia Energética

EERS: Emissions and Energy Reporting System, Australia

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

ETS: Sistema de Transacción de Emisiones, Emission Trading System por sus siglas en inglés

EUA: Environmental Upgrade Agreement, Australia

FOLU: (Sector) Forestal y otros usos de suelo

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GNC: Gas Natural Comprimido

GNC: Gas Natural Licuado

IPC: Instrumentos de Precios al Carbono

IVA: Impuesto al Valor Agregado de Chile

KAS: KAS Ingeniera

MdE: Ministerio de Energía de Chile

MEPS: Estándar Mínimo de Eficiencia

MMA: Ministerio del Medio Ambiente de Chile

MP: Emisiones de Material Particulado

MRV: Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación

NAEIS: National Atmospheric Emission Inventory System, South Africa

NDC: Contribución Nacional en Materia de Mitigación, Nationally Determined Contributions en inglés

NOx: Óxido de Nitrógeno

PMR: Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono, Partnership for Market Readiness en inglés

RCA: Resoluciones de Calificación Ambiental

RETC: Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes

SAG: Servicio Agrícola y Ganadero

SII: Sistema de Impuestos Internos de Chile

SO2: Dióxido de Azufre

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile

SGER: Specified Gas Emitters Regulation, Canada

SMA: Superintendencia del Ambiente de Chile

SNIChile: Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero

UE: Unión Europea, EU; European Unión en inglés

## Glosario normativa chilena citada

DL 600: Decreto Ley 600; Estatuto de la Inversión Extranjera, 1974

DS 13: Decreto Supremo 13/11 MMA; Establece norma de emisión para centrales termoeléctricas, 2011

DS 18: Decreto Supremo 18/16 MMA; Aprueba Reglamento conforme lo dispuesto en el Artículo 8° de la ley N° 20.780 Impuestos Verdes, 2016

DS 138: Decreto 138/05 Ministerio de Salud; Establece Obligación de Declarar Emisiones que Indica, 2005

Ley 18.410: Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 1985

Ley 18.502: Establece impuestos a combustibles que señala, 2013

Ley 19.613: Modifica la Ley 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 1999

Ley 19.753: Modifica Decreto Ley 824, de 1974, rebajando el impuesto a la renta que afecta a las personas naturales, 2001

Ley 19.940: Regula sistema de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la LGSE, 2004

Ley 20.017: Modifica el Código de Aguas, 2005

Ley 20.018: Modifica el marco normativo del sector eléctrico, 2006

Ley 20.026: Establece un impuesto específico a la actividad minera, 2006

Ley 20.220: Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, 2007

Ley 20.257 Introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales, 2008

Ley 20.417: Crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia de Medio Ambiente, 2010

Ley 20.493: Crea un nuevo sistema de protección al contribuyente ante las variaciones en los precios internacionales de los combustibles

Ley 20.469: Introduce modificaciones a la tributación de la actividad minera, 2010

Ley 20.586: Regula la certificación de los artefactos para combustión de leña y otros productos dendroenergéticos, 2012

Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, 2013

Ley 20.780: Sobre Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario, 2004

Ley 20.805: Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios, 2015

Ley 20.899: Simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones legales tributarias, 2016

Ley 20.981: Ley de presupuestos del sector público al año 2017, 2016

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos de Chile, 2007

# 1

# Antecedentes

## 1.1 Propósito del análisis

### Antecedentes

Chile se ha caracterizado por mantener un rol activo durante las discusiones internacionales en torno al cambio climático. Es así como en 1994 el país ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y se hizo parte de su Protocolo de Kioto en 2002, cumpliendo rigurosamente con los compromisos asumidos como país en vías de desarrollo. Con ocasión de la 71<sup>a</sup> Sesión de la Asamblea de Naciones Unidas, realizada en septiembre de 2016 en Nueva York, la Presidenta Michelle Bachelet firmó el Acuerdo de París, el que fue posteriormente ratificado por el Congreso Nacional, en febrero de 2017.

Asimismo, y a través de su Contribución Nacional en Materia de Mitigación (NDC, por sus siglas en inglés), presentada ante la Secretaría de la CMNUCC en septiembre 2015, Chile se comprometió a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de PIB (intensidad de emisiones) en un 30% al 2030, llegando a aumentar dicho compromiso en un rango de 35% a 45%, dependiendo de los aportes monetarios internacionales. Ambas metas son respecto al nivel alcanzado en 2007 y consideran un crecimiento económico futuro que le permita al país implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. En este compromiso, Chile además indica que podría utilizar mercados internacionales de carbono para cumplir con su contribución nacional. Es importante destacar que el compromiso de las NDCs debe ser revisado cada cinco años en el marco del Acuerdo de París, y que se espera que en estas revisiones el país vaya aumentando su ambición de reducción.

Como reflejo de su compromiso, el país ha implementado una serie de iniciativas sectoriales y transversales conducentes a la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), dentro de las cuales se destaca el impuesto directo a la emisión de CO<sub>2</sub> (impuesto al carbono), por un valor de USD 5 la tonelada, que constituye el primer instrumento económico adoptado por el país y que fuera introducido en 2014 a través de la promulgación de la Ley de Reforma Tributaria. Este impuesto entró en vigor en enero de 2017, y su implementación representa importantes desafíos para el país.

Por su parte, Chile es uno de los 17 países implementadores de la Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono (PMR, por sus siglas en inglés), que fue creada por el Banco Mundial en 2010 con el objetivo de entregar financiamiento y asistencia técnica a los países beneficiarios, para promover una reducción costo-efectiva de GEI a través del desarrollo de instrumentos de precios al carbono. Entre los socios implementadores, están además Brasil, China, India, Sudáfrica, Costa Rica, Perú y Colombia, entre otros.

La iniciativa en Chile (PMR Chile), aprobada el año 2013 por el Banco Mundial y mediante la inversión de tres millones de dólares, se desarrolla en el país a través de la colaboración administrativa de la Agencia Chilena de Cooperación Internacional (AGCI) y técnica del Ministerio de Energía, quien actúa como punto focal. Asimismo colabora el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), participa un Comité Directivo y un Grupo Consultivo de Expertos.

## **Objetivos**

El proyecto PMR Chile ha focalizado sus objetivos en los siguientes:

- Actuar de apoyo en la implementación del impuesto al CO<sub>2</sub>, en cuanto a la definición de procedimientos y metodologías para la medición, reporte y verificación (MRV) del mismo. Asimismo, generando capacidades tanto en el sector público como privado para la correcta aplicación y seguimiento del impuesto.
- Evaluar alternativas y escenarios posibles para la implementación, a partir de 2020, de un sistema más integral de precios al carbono.
- Posicionar a nivel nacional e internacional el desarrollo y avances de los instrumentos de precios al carbono en el sector energético chileno.

En línea con los objetivos del PMR, a través del Ministerio de Energía, y bajo el componente 1 relacionado con el análisis regulatorio, institucional, económico y de co-beneficios e integración internacional de instrumentos de precios al carbono (IPC), se ha contratado la consultoría “Alternativas de Diseño y Medidas Complementarias para un Sistema más Integral de Instrumentos de Precios al Carbono”, a efectos de analizar las características actuales del impuesto al carbono y proponer alternativas de diseño, alcance y nuevas tasas impositivas; así como proponer caminos alternativos de instrumentos de precio al carbono más comprehensivos, como, por ejemplo, un Sistema de Transacción de Emisiones (ETS, Emission Trading System por sus siglas en inglés) para lograr una mayor mitigación de las emisiones en el país, definiendo una hoja de ruta para discutir a alto nivel estas alternativas.

## **Objetivos específicos**

En cuanto a los objetivos específicos de la mencionada consultoría “Alternativas de Diseño y Medidas Complementarias para un Sistema más Integral de Instrumentos de Precios al Carbono”, se tiene por ellos los siguientes:

- Diseño de una propuesta que podría incrementar el actual impuesto al CO<sub>2</sub>, teniendo presente los cambios regulatorios, institucionales y de política pública que dicho cambio requeriría.
- Análisis de ventajas, barreras y costo-eficiencia de mecanismos complementarios, tales como instrumentos de compensación (*offsets* en inglés) en un eventual sistema más integral de precios al carbono.
- Diseño de una propuesta que implementaría un sistema de ETS en Chile, evaluando el potencial mercado nacional y los requerimientos que implicaría la transición/complemento del impuesto al CO<sub>2</sub> con un ETS.
- Identificación de escenarios y estimación de valores de precio al carbono, junto al estudio de la ruta más apropiada para el precio al CO<sub>2</sub>.
- Propuestas de alternativas de evolución del impuesto y su eventual integración con un sistema de ETS.

En particular, el presente Informe se centra en las opciones para aumentar el alcance y la tasa impositiva en relación al diseño actual del impuesto. Fue elaborado por un Consorcio integrado por la firma chilena OfReC y las consultoras internacionales Climate Focus y EBP, y constituye el segundo producto de la citada consultoría.

## 1.1 Metodología

La producción del contenido del presente Informe, así como de los siguientes, responde, en primera instancia, a un detenido análisis de los estudios, informes, noticias y otras publicaciones investigativas y académicas que se han generado tanto en Chile como en el extranjero, sea bajo el patrocinio del Banco Mundial, el MdE u otras entidades públicas o privadas de diferente naturaleza.

En segundo lugar, las diferentes etapas del estudio y, por ende, la producción de cada uno de los Informe aprovecha instancias de diálogo del MdE tanto internas como externas para efectos de levantamiento de información primaria. Dichas instancias van desde reuniones temáticas y de coordinación entre los miembros del equipo del Consorcio con funcionarios del MdE hasta la coordinación entre las diferentes consultoras del PMR Chile y la presentación y/o discusión a nivel de grupos especializados como los son el Comité Directivo y el Grupo Consultivo de Expertos. En particular, para el presente Informe se sostuvieron una serie de reuniones entre el Consorcio y el MdE y se contó con la presencia de dos expertos internacionales del Consorcio en un conversatorio sobre la materia con el Comité Directivo<sup>1</sup>.

Finalmente, la construcción de informes e insumos producto de la presente consultoría para la posterior toma de decisiones, se complementa a través de entrevistas, como segundo mecanismo de levantamiento de información primaria. En particular, para el presente Informe se realizaron entrevistas intencionadas con actores entendidos en materia de impuestos. Los entrevistados fueron actores nacionales como internacionales, desde el jefe de la División de Información Ambiental y Economía Ambiental del MMA hasta una Asesora del Sistema de Impuestos británico<sup>2</sup>. Adicionalmente, se espera que, mediante estos espacios de discusión y participación entre actores relevantes, tanto del sector público como privado y la sociedad civil, informar a los mismos respectos a las diferentes opciones que existen, junto con integrar sus insumos en el diseño de alternativas.

Para lo anterior la metodología de investigación y análisis se ha organizado de acuerdo a los siguientes seis pilares:

### *Pilar 1: Estudios de base*

Este paso corresponde a la revisión y análisis de los resultados de las consultorías y estudios previamente realizados, tanto en el contexto del PMR como en otros escenarios, así como los análisis económicos, políticos e institucionales realizados por el gobierno y entidades académicas en relación a impuestos al carbono y otros.

Para la elaboración del presente Informe, se han tenido en especial consideración los siguientes estudios, publicaciones y reportes:

- Carbon Counts y E2BIZ. Análisis de la interacción entre el impuesto al carbono de Chile y sus políticas de energía y medio ambiente - Informe Final. Ministerio de Energía, 2016.
- Partnership for Market Readiness (PMR). Carbon Tax Guide: A Handbook for Policy Makers. World Bank, Washington, DC, 2017.
- Castalia Strategic Advisors (CSA) y KAS Ingeniería. Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto implementación del impuesto implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile. Banco Mundial, 2016.
- Inodú. Análisis de impuesto a CO2 y cláusula de revisión de precios de licitación – Memo 1. Ministerio de Energía, 2016.
- Inodú. Análisis de impuesto a CO2 – Desafíos de Asignación del Impuesto – Memo 2. Ministerio de Energía, 2016.
- Ley 20.780, sobre Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario, 2014.
- MdE. Borrador Propuesta de Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía, 2017.
- MMA. MAPS Chile. Opciones de Mitigación para Enfrentar el Cambio Climático y Lograr un Desarrollo Bajo en Carbono, 2012 – 2016.

---

<sup>1</sup> Las principales actividades realizadas en Chile por los expertos internacionales se encuentran en el Anexo B.

<sup>2</sup> La información de las personas entrevistadas se encuentra en el Anexo A.

- MMA. Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 2016.
- Notas técnicas del impuesto generadas por el MMA.
- OECD. Taxing Energy Use 2015: OECD and Selected Partner Economies, OECD Publishing, Paris, 2015.
- OECD/ECLAC. OECD Environmental Performance Reviews: Chile 2016, OECD Publishing, Paris, 2016.
- POCH. Integrando el Cambio Climático en el Sistema Nacional de Inversión Pública de Chile, 2016.
- Reglamentos, protocolos y guías para la aplicación del impuesto de la SMA.
- Valgesta. 2014. Estimación de la Recaudación Proveniente de un Impuesto a las Emisiones en el Sector Eléctrico. Ministerio de Energía.

### *Pilar 2: Verificación de relevancia y veracidad*

A lo largo del estudio de base recién descrito, se ha considerado si la información incluida en estudios anteriores sigue vigente, identificándose incoherencias y errores, o utilizando los aspectos positivos y asertivos de los mismos para replantear o sostener hipótesis.

En particular, en el presente Informe se ha utilizado información y cifras provenientes de las publicaciones – debidamente citadas – que conformaron el estudio de base, apoyándose en ciertas declaraciones o cálculos con otros informes (ej.: parte de las conclusiones del estudio de CSA y KAS Ingeniería es coherente con publicaciones del portal Breves de Energía de junio de 2016 y septiembre de 2015). Sin embargo, la información relevada fue respaldada mediante múltiples entrevistas, lo que se detalla en los puntos siguientes.

### *Pilar 3: Realizar investigación adicional*

Para una mayor profundidad de análisis, y aprovechando las ventajas del Consorcio multidisciplinario y especializado que conduce el presente proyecto de consultoría, se han asignado diferentes expertos para liderar los diferentes Informes. Asimismo, éstos tienen la responsabilidad de analizar materiales primarios como datos brutos, legislación y políticas; y organizar entrevistas o consultas de diferente formato con expertos relevantes, aprovechando la red con la cual cuenta el equipo consultor del Consorcio.

Para la elaboración del presente Informe relacionado con el impuesto al carbono en Chile, se realizaron entrevistas semi-estructuradas y en profundidad a actores relevantes tanto en Chile como en el extranjero, y del sector público y privado. Las temáticas y consultas fueron semi-estructuradas en cada caso particular, permitiendo espacio para profundización y preguntas espontáneas, “ya que es más probable que los sujetos entrevistados expresen sus puntos de vista en una situación de entrevista diseñada relativamente abierta que en una entrevista estandarizada o un cuestionario”.<sup>3</sup> Así se favorece la recolección de distintas visiones y elementos que podrían no estar considerados en un principio. En el Anexo A del presente informe se encuentra el listado de actores entrevistados y los principales temas de conversación con cada uno de ellos<sup>4</sup>.

Finalmente, en la medida que sea posible, se integran los puntos de vista y análisis de otras consultorías bajo el PMR Chile.

### *Pilar 4: Considerar experiencia internacional*

En las diferentes etapas de la presente consultoría, se estudiarán las experiencias internacionales con la implementación de instrumentos de precios de carbono, tanto a nivel nacional como regional e incluso sub-nacional, enfocándose en los países con contextos más similares a Chile. Este análisis aprovecha estudios recientes y bajo desarrollo por algunos miembros del Consorcio, incluyendo el Carbon Tax Guide, el ETS Handbook y el estudio Options to Use Existing International Offset Programs in a Domestic Context del PMR, siendo el primero parte

---

<sup>3</sup> Uwe Flick. 2004. Introducción a la investigación cualitativa. Selección: “Entrevistas semiestructuradas”. pp. 89-91

<sup>4</sup> En el caso de los actores internacionales no todas fueron entrevistas, sino algunos y preguntas específicas vía correo electrónico.

fundamental en la construcción del presente Informe. Además de tener en cuenta la experiencia en otros países, se considerará el desarrollo de los mecanismos a nivel internacional de precios de carbono, por ejemplo, bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, de especial importancia para los productos siguientes de la consultoría.

### *Pilar 5: Análisis “a la medida”*

En base a la investigación de la situación chilena y la experiencia en otros países, se identificarán y se analizarán las opciones más apropiadas para Chile. Estas opciones tomarán en cuenta, por un lado, las prioridades, metas y políticas adoptadas por el Gobierno y, por otro lado, la situación socio-económica, el contexto regulatorio e institucional, así como las consideraciones prácticas para implementar cada opción.

A lo largo del presente Informe se han considerado una serie de noticias y regulaciones que han permitido avanzar en la identificación de diferentes opciones respectos a una eventual modificación del impuesto al carbono actual. En particular, el Capítulo 5 del presente Informe contiene en detalle dichas opciones.

### *Evaluación económica, social y ambiental*

Para cada uno de los escenarios concretos que se desarrolle de cara al informe final, se realizará una evaluación económica, social y ambiental, a través de la cual se identificarán los beneficios, riesgos y posibles consecuencias negativas que pueden resultar de las propuestas. Cuando se identifiquen riesgos o efectos negativos importantes, se presentarán medidas para mitigar estos o, en caso de no ser posible, se revisará o se cambiarán las opciones.

En particular, respecto al presente Informe sobre el impuesto al carbono, si bien se han considerado varias opciones respecto a su posible alteración, se ha realizado un análisis fundamentalmente cualitativo de sus posibles impactos, el cual tomará una mayor profundidad en los escenarios finales.

# 2.

# Análisis del impuesto actual

## 2.1 Objetivos del impuesto

Como cuestión previa, es relevante considerar los objetivos detrás del impuesto al carbono, pues esto ayuda a entender el contexto de su adopción y a enmarcar el análisis de su efectividad en lograr estos objetivos. Sin embargo, cabe recordar que, cualquier sea su objetivo, un impuesto al carbono puede diversos efectos (p.ej. mitigación, recaudación, económicos) incluso cuando ellos no contaban entre los objetivos principales en adoptarlo.

La Ley 20.780 no señala de forma explícita cuáles son los objetivos del impuesto al carbono, y, por lo tanto, la identificación de los mismos implica cierto grado de suposición. Sin embargo, se puede inferir la probabilidad que, tal y como se ha visto en otros países, el impuesto al carbono chileno tuvo múltiples objetivos.

Por un lado, siendo adoptado como parte de una reforma tributaria cuyo fin incluyó principalmente financiar la reforma educacional, se puede suponer que uno de los objetivos importantes del impuesto al carbono es el de recaudar ingresos públicos.

Por otro lado, el gobierno chileno ha indicado que el impuesto “está diseñado para cambiar los incentivos de los inversionistas privados hacia una matriz de generación eléctrica con menores emisiones.”<sup>5</sup> Del mismo modo, funcionarios del gobierno han señalado que el impuesto también tiene como fin crear la institucionalidad y sistema de MRV para un impuesto al carbono más amplio/alto en el futuro.<sup>6</sup> Adicionalmente, al estudiar la historia de la Ley 20.780 se puede apreciar que la propuesta para el impuesto refiere a aplicar un impuesto a la “externalidad” de las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo cual implica, en parte, un propósito de internalizar el daño social del carbono o, en otras palabras, aplicar el principio de “quien contamina paga”.

<sup>5</sup> Castalia Strategic Advisors y KAS Ingeniería. 2016. Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile. Banco Mundial.

<sup>6</sup> Entrevista con Rodrigo Pizarro, 21 diciembre 2016.

## 2.2 Descripción del impuesto

### Puntos clave

- El impuesto al carbono chileno tiene un enfoque de tecnología, aplicando a las calderas o turbinas con capacidad mayor o igual a 50MW. El impuesto en la actualidad estaría aplicando a aproximadamente 95 establecimientos, y se estima que alrededor de 97% de las emisiones sujetas al impuesto son de empresas generadoras.
- La tasa impositiva del impuesto es de USD 5/tCO2eq. Este costo no se incluye dentro del cálculo del costo variable de las unidades generadoras, sino que es pagado por los generadores-suministradores que efectúan retiros.
- Existe una institucionalidad relativamente compleja para la implementación del impuesto, la cual involucra la creación de nuevas canales de cooperación entre entidades gubernamentales.
- El impuesto tiene un carácter indirecto, pudiendo eventualmente traspasarse aguas abajo. Cabe notar que, aunque muchos de los contribuyentes podrían gozar de un estatuto de protección de inversiones extranjeras, gozando de invariabilidad tributaria, ello no aplica a los impuestos indirectos.
- Actualmente los fondos recaudados del impuesto no pueden tener un fin específico. Sin embargo, sería posible establecer fondos, siempre que no sean asociados directamente con el impuesto que se cree, como ocurrió con el royalty minero.
- El sistema de MRV para el impuesto – que actualmente se encuentra en desarrollo – prevé tres opciones para medir las emisiones. Las empresas generadoras medirán sus emisiones a través de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS). Otras empresas pueden escoger entre la ejecución de mediciones puntuales cada cierto periodo de tiempo, y estimar las mismas a través de la cuantificación indirecta de las emisiones.

### *Base gravable*

El impuesto al carbono, definido por la Ley 20.780 de 2014, adopta un enfoque de tecnología en la definición de la base gravable; es decir, el impuesto afecta a establecimientos que tengan calderas o turbinas fijas que, en su conjunto, sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt.<sup>7</sup> Chile es el primer país en el mundo en adoptar este enfoque. El principal sector afectado por el impuesto es el de generación eléctrica, y el Ministerio del Medio Ambiente ha señalado que el 97,2% de los impuestos lo pagarán las generadoras eléctricas, aunque es importante mencionar que desde que se publicó esta cifra se ha incluido varias entidades adicionales en el ámbito del impuesto.<sup>8</sup> Sin embargo, el impuesto también afectará a entidades en diversos sectores que cuenten con sus propias turbinas o calderas, y la lista de entidades afectadas publicada por el Ministerio del Medio Ambiente en diciembre 2016 incluye, entre otras, a empresas de las industrias papeles, celulosa (excluyendo centrales de biomasa), metalúrgica y alimenticia.<sup>9</sup>

La Ley 20.780 excluye explícitamente de la base gravable a las fuentes fijas que operen en base a medios de generación renovable no convencional cuya fuente de energía primaria sea la energía de biomasa. Es decir, establece una exención. Sin embargo, debido a la manera en la cual se aplica el impuesto en el sector de generación de electricidad (ver siguiente sección), los generadores de biomasa y otras tecnologías renovables terminarán pagando parte del impuesto. Finalmente, cabe notar que el impuesto a las emisiones globales (carbono) aplica únicamente a las emisiones de dióxido de carbono (CO2), sin embargo, bajo la Ley 20.780 las mismas entidades sujetas al impuesto al carbono también serán obligadas a pagar un impuesto sobre sus emisiones de material particulado (MP), óxido de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO2) – definidos como contaminantes locales.

<sup>7</sup> Ley 20780. Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario. 26 septiembre 2014.

<sup>8</sup> Ministerio de Medio Ambiente. 2016. Subsecretario del Medio Ambiente explica los impuestos verdes que contempla la Reforma Tributaria. <http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-56235.html>.

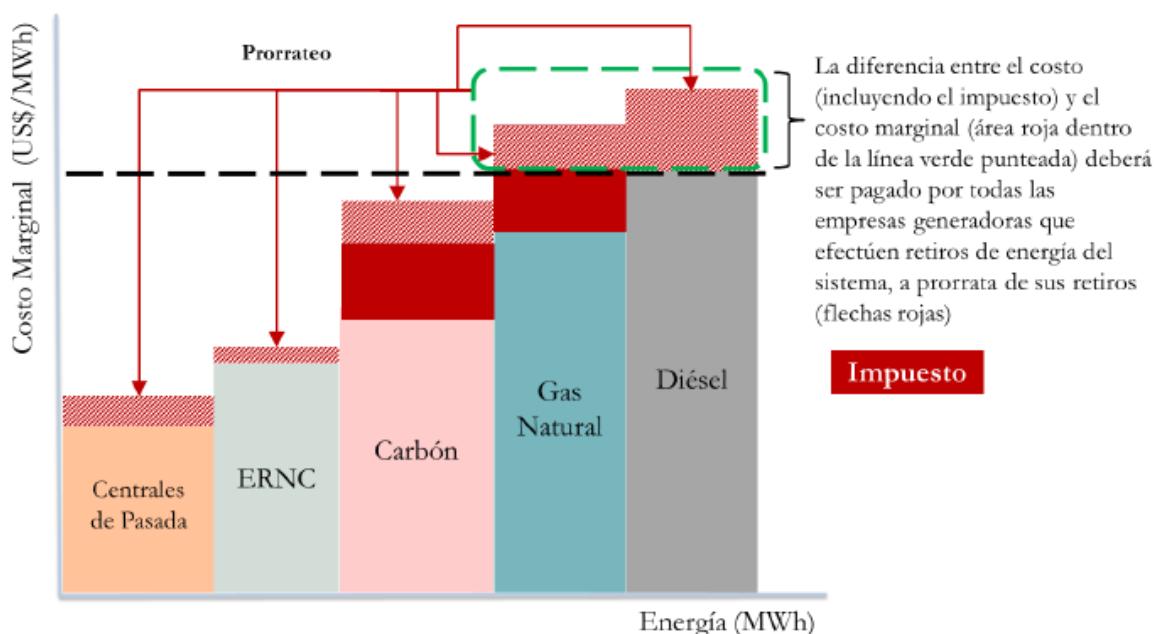
<sup>9</sup> Resolución Exenta N° 1333, 2 diciembre 2016.

## Precio del impuesto e interacción con los precios de electricidad

Una de las cuestiones poco debatidas al implementarse el impuesto es que la Ley 20.780 establece una norma interpretativa de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), respecto del concepto de costo marginal de suministro – previsto en el art. 225, f), LGSE – el cual es el precio al cual se valorizan las transferencias que se producen en el CISEN (Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, ex CDEC)<sup>10</sup>. Ahí, el costo marginal de suministro es, de acuerdo a la LGSE, el “costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad”. Se ha entendido habitualmente que el costo marginal es el costo variable de la última unidad despachada.

El art. 8º de la Ley 20.780 contiene una norma interpretativa del artículo 149 de la LGSE, del siguiente tenor: “el impuesto que establece el presente artículo no deberá ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, cuando éste afecte a la unidad de generación marginal del sistema”. Si bien el impuesto que grava la emisión de contaminantes producidos es un impuesto que varía dependiendo de la energía generada, por ende, un costo variable, la ley lo ha excluido de ser incorporado como el costo de la última unidad generadora despachada del sistema.

A renglón seguido, el artículo 8º reconoce que el impuesto puede afectar el “costo unitario de la central” –concepto que es ajeno a la LGSE–. Pero este mayor costo de la central despachada, el que no significaría un menor costo variable de despacho del sistema eléctrico (costo variable combustible, excluido el impuesto), será pagado por los generadores-suministradores que efectúen retiros del sistema, a prorrata de éstos. En otras palabras, el impuesto significa un mayor costo para la generadora, pero no para despacho del coordinador, pagándose por ésta y quienes retiran energía esas horas. Incluso si la central que paga el impuesto fuera infra-marginal, el costo del impuesto es pagado por las centrales que retiran energía, como se muestra en la Figura 1.



**Figura 1 Pago de Generadoras**

Fuente: Castalia y KAS

<sup>10</sup> Donde “Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evague al sistema al costo marginal instantáneo...” (Art. 149, LGSE).

Pero la norma interpretativa del artículo 8º tiene un alcance limitado, sólo a la determinación del costo marginal de energía del sistema eléctrico (“*Para los efectos de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 149*”), esto es, transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación del CISEN. Ahora bien, la norma interpretativa contenida en el art. 8º no se refiere a otros costos del sistema eléctrico que pueden ser producto de la generación por centrales con tecnologías que están afectas, como podrían ser los servicios complementarios (Art. 225, z), LGSE), eventuales mayores costos por despacho con planes de seguridad de abastecimiento ordenados por el CISEN tras requerimiento del Ministerio de Energía (Art. 170, LGSE) u otros.

Por otra parte, la norma interpretativa tiene un efecto restringido a sistemas eléctricos donde hay coordinación del CISEN, escapando a sistemas medianos en los que, teóricamente, podría haber generación térmica que emita GEI, como son los sistemas de Magallanes, Aysén, Hornopirén, etc. Luego, una ampliación del impuesto a centrales térmicas de menor potencia que las actualmente gravadas sí podría tener un efecto en dichos sistemas eléctricos, en los cuáles la generación está normalmente integrada con la distribución, sin que haya licitaciones.

Respecto de esta situación, es dable evaluar que un tratamiento diferenciado sin justificación entre sistemas eléctricos podría vulnerar el deber de no discriminación que debe dar el Estado en materia económica (Art. 19, N° 22, C.Pol.). Recordemos que el Reglamento de operación y administración de los sistemas medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, D.S. 23/2015 de Energía, considera un comité coordinador por sistema mediano, Respecto de esta situación, es dable evaluar que un tratamiento diferenciado sin justificación entre sistemas eléctricos podría vulnerar el deber de no discriminación que debe dar el Estado en materia económica (Art. 19, N° 22, C.Pol.). Lo anterior no significa que el impuesto a las fuentes fijas no se pueda aplicar en sistemas medianos, sino que hipótesis de aplicación del impuesto no quedan debidamente adaptados para dichos sistemas. Ciertamente, el hecho gravado es la emisión de dióxido de carbono.

Por otra parte, el impuesto del artículo 8º tiene una componente de contaminación local (NOX, SO2 y MP), y otra global (GEI), donde ellos deben ser considerados dentro de la norma interpretativa de dicho artículo respecto del costo marginal de suministro. Debe tenerse en cuenta que el artículo 8º refiere al artículo 149 de la LGSE respecto de “*el impuesto que establece el presente artículo*”, sin distinguir si se refiere a la externalidad local, a la global o ambas. Y cómo el legislador no distingue, no procede el distingo que pudiera hacer el intérprete administrativo, por lo que su efecto en el costo marginal es el mismo que por emisiones de GEI<sup>11</sup>.

Donde el legislador sí distingue es respecto de las emisiones de centrales de generación de biomasa, indicándose en el artículo 8º que el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono que ellas generen no aplicará para ellas, sin abordar la eventual contaminación local de SO2, MP o NOX que dichas fuentes fijas puedan generar.

En este sentido, se aprecia que en el Estudio Valgesta sobre recaudación del impuesto las centrales generadoras que utilizan biomasa (Valdivia – Mariquina y San José – Nacimiento) aparecen con pagos por CO2, no correspondiendo por la exclusión del artículo 8º de la Ley 20.780 relativa a las emisiones de CO2 de dicha central<sup>12</sup>.

De esta forma, el efecto del impuesto del artículo 8 de la Ley 20.780 no buscó alterar la actual forma de despacho económico por orden de mérito en el sistema eléctrico chileno. Entendemos que esa pretensión excede el alcance de la ley, y exige un debate y deliberación mayor, considerando las inversiones actualmente realizadas en el país y que podrían verse afectadas por una decisión legislativa que implicara, en los hechos, no despacharlas.

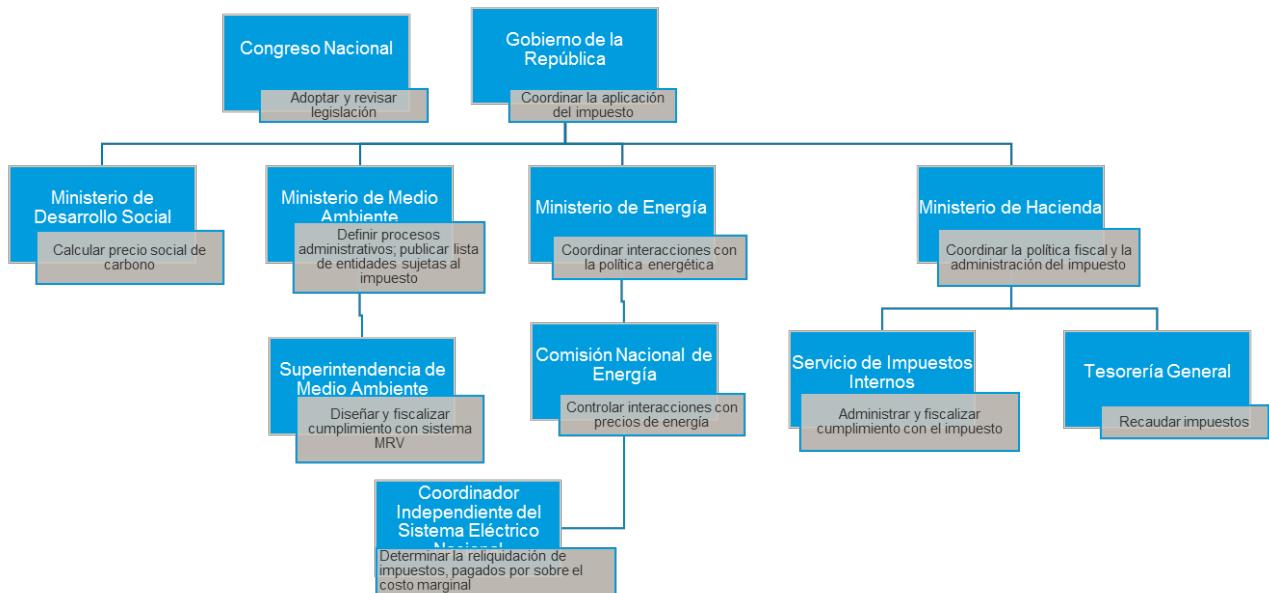
## *Arreglos institucionales*

La implementación del impuesto al carbono requiere la cooperación de un gran número de entidades de diferentes tipos y con diversas áreas de competencia. La Figura 2 representa las principales instituciones involucradas y sus competencias principales.

---

<sup>11</sup> Castalia Strategic Advisors y KAS Ingeniería. 2016. Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto implementación del impuesto implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile, p. 41

<sup>12</sup> Valgesta, *Estimación de Recaudación por Impuesto a Emisiones* (2016), p. 35.



**Figura 2 Institucionalidad asociada al impuesto al carbono**

Fuente: Elaboración propia

Dentro del Gobierno de Chile, los tres ministerios con mayor responsabilidad para desarrollar la política para el impuesto al carbono son el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Energía y el Ministerio de Hacienda. Aparte de jugar un rol importante en el desarrollo de la política respecto al impuesto al carbono en sí, estos Ministerios también aseguran la coordinación con las demás políticas ambientales, energéticas y fiscales, respectivamente. A su vez, el Ministerio de Desarrollo Social juega un rol relevante a través de calcular el precio social de carbono, que sirve como un insumo al proceso de definición de la tasa del impuesto.

La iniciativa PMR Chile, liderada por el Ministerio de Energía, sirve como un foro importante para la discusión de la política respecto a los mecanismos de precio al carbono, en particular del impuesto al carbono. El PMR cuenta con un Comité Directivo, que está integrado por representantes de los Ministerios de Energía, Agricultura, Medio Ambiente, Hacienda, Economía, Minería, Relaciones Exteriores y Transportes y Telecomunicaciones. El Comité facilita el involucramiento de los diferentes Ministerios en el desarrollo de potenciales futuros escenarios para precios al carbono en Chile. Por otro lado, el PMR Chile cuenta con un Grupo Consultivo de Expertos, que también aporta el desarrollo de la política. Este grupo está compuesto por expertos de la sociedad civil, incluyendo asociaciones industriales, ONG, consultoras y academia.

A nivel ministerial, los diferentes actores coordinan la política pública ambiental a través del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, que es presidido por el Ministro del Medio Ambiente e integrado por los Ministros de Agricultura, Hacienda, Salud, de Economía, Fomento y Turismo, Energía, Obras Públicas, Vivienda y Urbanismo, Transportes y Telecomunicaciones, Minería y Desarrollo Social. Este Consejo tiene un rol en materia del impuesto, toda vez que son materia de sus acuerdos la proposición al Presidente o Presidenta de la República de las normas reglamentarias que implementan el artículo 8º de la Ley 20.780<sup>13</sup>. Por lo mismo, su modificación pasa por este Consejo.

También tiene un rol el Comité Interministerial de Consumo y Producción Sustentable, grupo está integrado por entidades estatales, y con la asesoría de un Comité Consultivo especial, conformado por SOFOFA, Fundación Chile, Codelco, Central Unitaria de Trabajadores (CUT) y la Federación de Empresas de Turismo. Debe precisarse que este órgano colegiado no tiene un rol en materia del impuesto.

<sup>13</sup> Verbigracia, su acuerdo N° 5/2016, que “Propone a S.E. la Presidenta de la República el Reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono”.

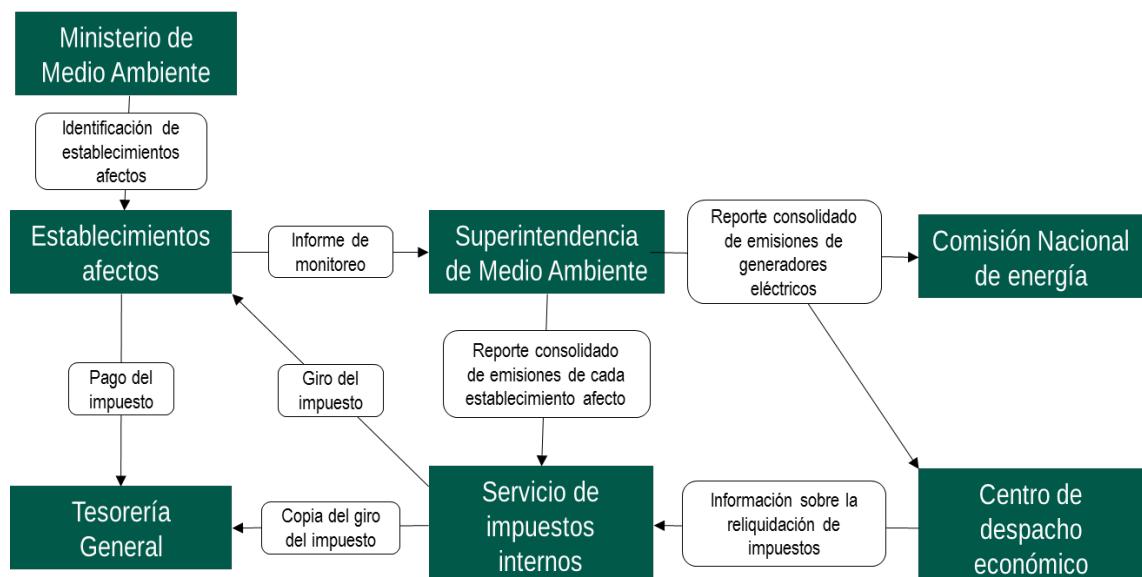
Por otro lado, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) está a cargo de definir el sistema de Medición, Reporte y Verificación (MRV), recopilar y validar la veracidad de los reportes de emisiones y fiscalizar el cumplimiento con las obligaciones asociadas.

Con base en la información sobre las emisiones de las entidades contribuyentes consolidada por la SMA<sup>14</sup>, el Servicio de Impuestos Internos (SII) calcula el monto del impuesto que cada entidad contribuyente debe pagar, y administra y fiscaliza el pago de impuestos<sup>15</sup>.

Finalmente, la Tesorería General de la República, recauda los impuestos pagados.

Dado que el impuesto al carbono se aplica principalmente en el sector de electricidad, resulta importante la coordinación con el sistema de precios de energía. La Comisión Nacional de Energía está a cargo de establecer las disposiciones técnicas para la aplicación del impuesto, incluyendo la eventual aclaración de las implicancias del impuesto para los contratos de suministro de energía<sup>16</sup>. Al mismo tiempo, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN, anteriormente, CDEC) determina la reliquidación de impuestos (prorrateo), pagados por encima del costo marginal. Esta información se envía al SII, quien a su vez integra esta información en la determinación de los impuestos a pagar por cada entidad contribuyente.

El funcionamiento del impuesto y las funciones de las diferentes entidades está representado en la Figura 3.



**Figura 3 Funcionamiento del impuesto**

Fuente: elaboración propia

### Contexto regulatorio

#### Clasificación del impuesto en el sistema tributario

De acuerdo a la doctrina nacional, el impuesto establecido en el artículo 8º de la Ley 20.780 constituye un impuesto interno (en oposición a los externos, como los derechos arancelarios y de aduana).

<sup>14</sup> Vid. Resolución Ex. N 1.053/2016 SMA, Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8º de la Ley N° 20.780.

<sup>15</sup> Por ejemplo, el SII dictó la Circular 52/2015, que imparte instrucciones sobre declaración y pago del impuesto a las emisiones de compuestos contaminantes producidas por fuentes fijas, contenido en el artículo 8º de la Ley N° 20.780, de 29 de septiembre de 2014, sobre reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

<sup>16</sup> Esta resolución exenta de la CNE no se ha dictado a enero de 2017.

Así también, el impuesto del artículo 8º constituye un tributo a la producción, pues se grava solo en la medida que se emita GEI por las empresas afectas.

De acuerdo a los bienes gravados, se puede señalar que es un impuesto específico, no general – como es el IVA –, pues mira a cierta tecnología.

Es un impuesto que también es proporcional, pues la tasa es igual cualquiera sea la magnitud de la operación, en este caso, emisión de GEI (dólares por tonelada de carbono). Una situación distinta sería si la tasa aumentara a medida que se emite más GEI, donde el impuesto sería de carácter progresivo.

El impuesto del artículo 8º es también un impuesto cuyos contribuyentes están identificados, siendo directo – en dicho sentido – pues se conoce al contribuyente *antes* de pagar el impuesto, en una resolución dictada por el MMA.

En términos generales, y en lo que respecta a su criterio económico, se entiende que el impuesto es indirecto, si puede traspasarse a un tercero. Esta distinción es fundamental, pues las inversiones extranjeras efectuadas bajo el marco del derogado Estatuto de la Inversión Extranjera (Decreto Ley 600, de 1974) pueden optar por un régimen de invariabilidad tributaria respecto de impuestos directos (como es el impuesto a la renta), pero no de los impuestos indirectos, como es el impuesto al valor agregado (IVA) u otros impuestos al consumo.

Naturalmente, la posibilidad de traspaso depende del tipo de cliente de electricidad y su regulación legal. La situación de una empresa generadora con contratos con clientes libres es distinta a la de aquellos con contratos con clientes regulados; aunque debe considerarse que el impuesto también afecta a otros procesos productivos.

En efecto, el DL 600 distinguió la situación de los impuestos directos de aquellos indirectos. La diferencia entre una y otra categoría respondería a si éstos admiten o no traslado. De esta manera, no admite traslado – y por ende es directo – el impuesto a la renta; mientras que un impuesto como el IVA es indirecto porque admite traslado. Mientras el artículo 7º del DL 600 aborda la invariabilidad del impuesto a la renta, y la doctrina incluye a éste como un impuesto directo<sup>17</sup>, por otra parte, el DL 600 expresamente incluye entre los impuestos indirectos al IVA y los aranceles en el artículo 8º.

De igual forma, Jarach define a los impuestos indirectos como los “que gravan los bienes y servicios y, por lo tanto, formando parte del costo de producción, contribuyen a determinar su precio”<sup>18</sup>. Ahora bien, posteriormente este autor señala que impuestos directos son “aquellos que se recaudan periódicamente de contribuyentes registrados como tales, mientras que se consideran como indirectos aquellos que se recaudan accidentalmente de personas no registradas”<sup>19</sup>.

Empero, el criterio más robusto para dilucidar si el impuesto es directo o indirecto es considerar como impuestos directos a los que son soportados efectivamente por los contribuyentes designados como tales por la ley, o sea que no se trasladan sobre otros sujetos; y como indirectos los que, en cambio, se trasladan a sujetos distintos del contribuyente *de jure*. En los impuestos indirectos surge la figura del contribuyente *de facto*. O sea aquel que en definitiva soporta la carga del impuesto al término de todos los procesos de traslación”<sup>20</sup>. Pero la crítica es evidente: no hay impuestos que sólo por su naturaleza se traslade o no.<sup>21</sup>

Lo anterior es como el traspaso de los costos de un alza de precios entre rivales que acuerda subir los precios por parte de una empresa que está aguas abajo. Curiosamente, en ese caso análogo – donde el impuesto equivale a un mayor precio –, la respuesta no es unívoca: depende de la elasticidad relativa de la demanda y la oferta, de la cantidad de oferentes, de si el costo es compartido o no por competidores, etc. Estos elementos, similares para el eventual traslado de un impuesto, pueden hacer que un mismo impuesto se traslade o no, dependiendo de las circunstancias.

---

<sup>17</sup> José Luis Zavala y Joaquín Morales, *Derecho Económico* (Santiago, Lexis Nexis, 2003), pp. 204 y Luis Montt y Roberto Mayorga, *Régimen legal de la inversión extranjera en chile*. (Santiago, Conosur, 2003), p. 91.

<sup>18</sup> Dino Jarach, *Finanzas Públicas y Derecho Tributario*, 3<sup>a</sup>. ed., (Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1996), p. 110.

<sup>19</sup> Dino Jarach, *Finanzas Públicas y Derecho Tributario*, 3<sup>a</sup>. ed., (Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1996), p. 258.

<sup>20</sup> Dino Jarach, *Finanzas Públicas y Derecho Tributario*, 3<sup>a</sup>. ed., (Buenos Aires, Abeledo-Perrot, 1996), p. 259.

<sup>21</sup> *Id.*, p. 260.

## Responsabilidad del Ministerio del Medio Ambiente para identificar entidades responsables (ausencia de auto-identificación)

El artículo 8º de la Ley 20.780 establece que el MMA debe publicar anualmente un listado de los establecimientos contribuyentes que deben pagar el impuesto del artículo 8º y de las comunas que han sido declaradas como saturadas o latentes para efectos del impuesto cuando los componentes son material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx) o dióxido de azufre (SO2). En este último caso, la situación local expuesta en la declaración de zona saturada o latente es considerada por la ley un *factor adicional* respecto de los impuestos en los componentes señalados, distinto de los GEI.

Debe precisarse que el impuesto a los GEI no excluye ni exime el pago del impuesto por otros entes contaminantes, como son el MP, NOx o SO2. Desde luego, la Ley 20.780 dispone que se establece “*un impuesto anual a beneficio fiscal que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2)*”, por lo que el impuesto grava los distintos compuestos que causan la externalidad, no excluyéndose unos de otros, pese a ser causados por el mismo establecimiento, cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos).

Esta afectación del impuesto es para quienes “*haciendo uso de las fuentes de emisión de los establecimientos señalados precedentemente, generen emisiones de los compuestos indicados... por cada tonelada emitida*” (Art. 8, Ley 20.780) del respectivo componente, lo que muestra la particularidad de cada contaminante y su gravamen fiscal.

Una interacción de interés entre el impuesto a los GEI y el impuesto al SO2, NOx y MP es que la exención prevista en la Ley 20.780 para las toneladas de carbono emitidas por centrales generadoras de electricidad mediante biomasa no las alcanza respecto de otros contaminantes que ellas puedan emitir de aquellos señalados en el artículo 8º, MP, NOx o SO2.

Se aprecia entonces un rol fundamental del MMA, de indicar cuáles son los contribuyentes obligados al pago de la obligación tributaria, y si su omisión o incumplimiento pudiera ser materia de responsabilidad administrativa (disciplinaria), penal y/o extracontractual.

## Sanciones en caso de no cumplir con las obligaciones

En materia de sanciones por incumplimiento, debemos distinguir la normativa aplicable en cada caso. Por una parte, la Ley 20.780 es una regulación tributaria, por lo que el incumplimiento en materia impositiva es de conocimiento del SII, mediante su potestad sancionadora, y de los Tribunales Tributarios y Aduaneros en lo que respecta al reclamo.

Ahora bien, el referido artículo 8º establece que habrá normas dictadas por organismos del sector eléctrico, como son la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el CISEN (ex CDEC). Luego, la aplicación de la normativa eléctrica está conferida a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esta superintendencia tiene un régimen de sanciones alto, con un techo igual al de la SMA. En ambos casos, las multas máximas alcanzan a 10.000 UTA (unidades tributarias anuales).

Así, por ejemplo, la Ley Orgánica de la SEC considera una infracción gravísima (es decir, hasta 10.000 UTA de multa) el entregar información falseada o bien, omitir información, que pueda afectar el normal funcionamiento del mercado o los procesos de regulación de precios, en los casos que la ley autoriza a la Superintendencia, la CNE, el Ministerio de Energía o el CISEN para exigirla; y de infracción grave la negativa a entregar información requerida por estos organismos (Art. 15, Ley 18.410), es decir, hasta 5.000 UTA. De igual forma, constituye una infracción grave no acatar órdenes del CISEN, de lo **cual** se deriven los riesgos de ocasionar una falla generalizada del sistema eléctrico (Art. 15, Ley 18.410), con una multa máxima de 500 UTA.

En materia de sanciones por retardo en el pago del impuesto, esto es, en enterar en Tesorería General de la República el impuesto del artículo 8º, se sanciona en conformidad a lo dispuesto en el número 11 del artículo 97 del Código Tributario, 5

Si bien la SMA se creó para fiscalizar fundamentalmente resoluciones de calificación ambiental (RCA), su ley orgánica, Ley 20.417 dispone que dentro de su ámbito de acción está el exigir, examinar y procesar los datos, y análisis que los sujetos fiscalizados deban proporcionar de acuerdo a las normas, medidas y condiciones definidas en sus respectivas leyes y normas (Art. 3, d) y e), Ley 20.417). Adicionalmente, la SMA debe fiscalizar el cumplimiento de las demás normas e instrumentos de carácter ambiental, que no estén bajo el control y fiscalización de otros órganos del Estado (Art. t), Ley 20.417). Esta misma ley prescribe que la negativa a dar cumplimiento a los requerimientos durante las acciones de fiscalización de la SMA es considerada como infracción gravísima (Art. 28, Ley 20.417).

De esta forma, y como dispone el DS 18/16, MMA, en materia de sanciones por incumplimiento a las obligaciones de monitoreo, registro y reporte (MRV), son sancionados de acuerdo a lo dispuesto en la ley orgánica de la SMA, que indica en el artículo 35 qué normas le corresponde fiscalizar. El artículo 36 de la Ley de la SMA contempla que la entrega de información falseada es una infracción gravísima, con una multa máxima de hasta 10.000 UTA.

Como se puede ver, este régimen de variadas sanciones administrativas, complementarias entre sí, con multas elevadas por infracciones de disposiciones de varias leyes, puede ser un incentivo adecuado al cumplimiento de la ley, como se ha observado en materia ambiental y eléctrica tras las leyes 20.417 y 19.613, que han fortalecido la fiscalización en cada sector, respectivamente.

#### **Referencia a aspectos de legalidad tributaria y ejercicio de potestad reglamentaria y normativa respecto del impuesto al carbono y su implementación**

Atendido el hecho que el objetivo del presente informe es analizar un impuesto y dilucidar su posible ampliación, en la siguiente sección abordamos cuáles son los límites que contempla la Constitución Política de la República (C.Pol.), la dogmática y la jurisprudencia para el establecimiento, ampliación o modificación del impuesto del artículo 8º de la Ley 20.780.

En Chile, la Constitución dispone que los impuestos o tributos son materia de ley. Donde la iniciativa exclusiva para enviar un proyecto de ley es del Presidente de la República (Art. 65, C.Pol.). El citado artículo, que establece cuáles son materias de esa exclusividad agrega que dicha iniciativa refiere a “imponer, suprimir, reducir o condonar tributos de cualquier clase o naturaleza, establecer exenciones o modificar las existentes, y determinar su forma, proporcionalidad o progresión” (Art. 65, N° 1, C.Pol.). Las interdicciones constitucionales respecto de impuestos establecidos por ley son varias: Los tributos no pueden ser manifiestamente desproporcionados o injustos (Art. 19, N° 20, C.Pol.), pero tampoco pueden establecerse tributos establecidos que impidan el libre ejercicio de las garantías constitucionales (Art. 19, N° 26, C.Pol.). De igual forma, el artículo 19 N° 22 de la C.Pol., que trata sobre la interdicción de discriminación arbitraria por parte del Estado, habilita a que, mediante una ley, y siempre que no signifique una discriminación arbitraria, se puedan autorizar determinados beneficios directos o indirectos en favor de algún sector, actividad o zona geográfica, o establecer “gravámenes especiales” que afecten a uno u otras.

A su vez, salvo impuestos establecidos antes de la entrada en vigencia de la Constitución de 1980 (Disposición Sexta Transitoria), los impuestos ingresan al patrimonio de la Nación y no pueden tener un destino específico o afectación (Art. 19, N° 20, C.Pol.). Ahora bien, con la creación del royalty minero se estableció un fondo para innovación, sin que fuera un impuesto con destino específico, que puede permitir el debate sobre mitigación y efectos en distribución.

Como puede verse, estas restricciones limitan el diseño o ampliación de un impuesto, como el que acá se analiza. De lo anterior fluye que la Constitución dispone que sea la ley la que establezca sus aspectos esenciales<sup>22</sup>, aunque esta no es una cuestión pacífica, donde la doctrina plantea que los aspectos esenciales son distintos.

Pero como demuestra el artículo 8º de la Ley N° 20.780, la iniciativa exclusiva no inhibe que algunas materias puedan comprender la intervención del Ejecutivo, por medio de la potestad reglamentaria – como ha sido el DS 18/16 MMA –, que la Constitución le otorga al Presidente para ejecutar la ley<sup>23</sup>. Aún más, es claro que el acuerdo

---

<sup>22</sup> Arturo Fernández, *Derecho Constitucional Económico. Regulación, Tributos y Propiedad* (Santiago, Ediciones UC, 2010), t. II, p. 153.

<sup>23</sup> Juan Eduardo Figueroa, *Las garantías constitucionales del contribuyente en la Constitución Política de 1980*, (Santiago, Ed. Jurídica de Chile, 1985), p. 100.

político que dio paso a la reforma tributaria consideró que el impuesto del artículo 8º iba a ser desarrollado y complementando por un reglamento.

Respecto del contenido de la *obligación tributaria*, se señala que en los elementos que la integran están el sujeto activo – el acreedor del tributo – y el sujeto pasivo – es la persona obligada al pago del impuesto- de la relación tributaria, el hecho gravado, el objeto de la obligación, la base imponible y la tasa. Además de los sujetos, debe estar determinado el hecho imponible, esto es, “el presupuesto establecido por ley para tipificar el tributo, cuya realización origina el nacimiento de la obligación [tributaria]”<sup>24</sup>. En otras palabras, es el presupuesto fáctico del impuesto. Por otra parte, debe estar determinada la base imponible, cual es el “conjunto de elementos o características que deben concurrir en el hecho gravado o en el sujeto pasivo del tributo, consideradas por la ley para calcular el monto de la obligación impositiva”<sup>25</sup>.

La discusión sobre aquello que sí debe estar contemplado en la ley en materia de impuestos no es otra cosa que la llamada legalidad tributaria, o la reserva de ley en materia impositiva. Como se sabe, este debate es común en otros ámbitos. Una tesis sostendrá que todos los elementos estén contemplados en la ley aprobada por el Congreso, mientras otra dirá que es factible entregar algunas materias a una norma infra-legal (verbigracia: un reglamento).

Por otra parte, algunos impuestos pueden admitir mayor delegación en la Administración – i.e., en el Ejecutivo – como ocurre en aquellos casos donde los impuestos estén expuestos a las economías de los estados, de carácter variable, *vis-a-vis* aquellos tributos generales y con pocas excepciones, como el IVA o el impuesto a la renta.

En este debate se puede engarzar que la misma Constitución define que la ley es una “norma de carácter general y obligatoria que estatuye las bases esenciales de un ordenamiento jurídico” (Art. 63, N° 20, C.Pol.), donde ésta debe solo contener las bases esenciales, no la minucia ni el detalle. Y, por otra parte, la misma Constitución admite el ejercicio de la potestad reglamentaria por el Presidente de la República “en todas aquellas materias que no sean propias del dominio legal, sin perjuicio de la facultad de dictar los demás reglamentos, decretos e instrucciones que crea convenientes para la ejecución de las leyes” (Art. 32, N° 6, C.Pol.). Es decir, el Presidente de la República puede reglamentar la ley, incluso sin la expresa mención de ésta de un reglamento, a efectos de permitir su ejecución.

De estos principios y restricciones constitucionales, así como de su aplicación jurisprudencial, devienen diversas limitaciones a la aplicación, y eventual modificación del impuesto.

### *Sistema de MRV*

Siendo que la base gravable del impuesto al carbono consiste en las emisiones de CO2 producidas por establecimientos sujetos al impuesto, y no en los insumos energéticos (i.e. combustibles), es necesario contar con un sistema de medición, reporte y verificación (MRV) robusto que facilite el cálculo preciso de los impuestos a pagar. Actualmente, el sistema de MRV está siendo desarrollado por la SMA, con apoyo del proyecto PMR Chile, a través de dos consultorías enfocadas tanto al diseño como a la implementación del Sistema<sup>26</sup>.

Dado que el impuesto al carbono está vigente a partir de enero 2017 y que se estima que más del 97% de su recaudación provendrá de las centrales termoeléctricas<sup>27</sup>, se ha optado por implementar mejoras dentro del mismo sistema de reporte vigente para el DS 13/11. De esta forma, los reportes se realizarán de manera trimestral, siendo el primero de ellos el correspondiente al período enero-marzo de 2017, el cuál debe ser reportado en el mes de abril del mismo año. Los siguientes corresponderán a los meses de julio y octubre de 2017, y abril de 2018.

Para el resto de los establecimientos que tengan obligación de reportar, se está elaborando un sistema especial dentro de la SMA, ya que la información asociada a este decreto radica en el Ministerio de Salud (DS 138/05), lo

<sup>24</sup> División Jurídico-Legislativa, *Doctrina Constitucional del Presidente Eduardo Frei Ruiz-Tagle* (Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Santiago, 2000), p. 283.

<sup>25</sup> *Id.*

<sup>26</sup> “Diseño de un sistema de medición, reporte y verificación para la aplicación del impuesto al carbono, escalable a otras emisiones, sectores e instrumentos linkeable a otras jurisdicciones” y “implementación de un sistema de medición, reporte y verificación para la aplicación del impuesto al carbono, escalable a otras emisiones, sectores e instrumentos y linkeable a otras jurisdicciones”

<sup>27</sup> Nota Técnica. Impuestos verdes sobre fuentes fijas y recaudación. Ministerio de Medio Ambiente

que representa riesgos en términos de dependencia y además la información que deben reportar no es equivalente a la requerida para el cálculo del impuesto. El Sistema de Impuesto Verde (SIV) estará alojado dentro del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC).

Lo anterior se traduce en que en marzo de 2017 la SMA deberá contar con una versión inicial del sistema, donde se espera que los titulares puedan reportar, sin que existan aun mecanismos de validación asociados. El requerimiento de validación deberá estar habilitado en marzo de 2018, cuando la SMA deberá entregar el reporte Consolidado Anual 2017, que reunirá la información consolidada de los doce meses anteriores, al SII, quedando así este período como una oportunidad para introducir mejoras en el sistema que permitan alcanzar un mejor desempeño a esa fecha.

Respecto de las metodologías disponibles para reportar, en noviembre de 2016 la SMA publicó la Resolución Exenta 1.053 que aprueba el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8º de la Ley 20.780. Los establecimientos tuvieron plazo hasta mediados de diciembre de 2016 para informar las metodologías que utilizarían, distinguiendo entre tres niveles, de mayor a menor grado de complejidad:

- Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS).
- Ejecución de mediciones puntuales cada cierto periodo de tiempo para luego extrapolarlas para el período completo.
- Estimación de las mismas a través de la cuantificación indirecta de las emisiones, utilizando factores de emisión, asociados al proceso productivo específico y el nivel de actividad anual de la fuente emisora (horas de operación, consumo combustible, etc.)

Considerando que las termoeléctricas constituyen la mayoría de los establecimientos sujetos al impuesto, y a la obligación que impone el DS 13 de 2011 de implementar CEMS<sup>28</sup> para el reporte de emisiones, la metodología predominante en el sector fue la misma. Para las demás fuentes, la elección de metodología no fue generalizada y se dio en función de la naturaleza de cada uno de los sectores afectados.

Cabe señalar que la elección de metodología por parte de los contribuyentes sólo puede ser modificada en la medida que represente un mayor grado de rigor. En caso contrario, cualquier modificación sólo puede realizarse con la autorización de la SMA: en caso de cambiar los protocolos dictados por la SMA, los contribuyentes deberán modificar sus metodologías en función de las nuevas directrices.

---

<sup>28</sup> Según el Decreto 13 del 2011, todas las unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt están obligadas a instalar y certificar tales sistemas. Estos sistemas están regulados por el Protocolo para la Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones en Centrales Termoeléctricas, adoptado por la SMA.

## 2.3 Análisis y evaluación

### Puntos clave

- Si bien el impuesto no ha estado vigente durante suficiente tiempo para evaluar su efectividad, los análisis existentes indican que, tal y como está diseñado, tendrá impactos nulos o muy pequeños en las emisiones de GEI. Sin embargo, es posible que tenga impactos indirectos a través de proveer una señal política sobre la dirección de la política energética.
- La decisión de no incluir en el cálculo del costo marginal de suministro de sistemas eléctricos interconectados el valor del impuesto del artículo 8º de la Ley 20.780 respondió a una decisión política y legislativa.
- El margen de variación del impuesto que admiten los contratos de suministro licitados para consumos de clientes regulados es aquel contemplado en las bases definitivas de la licitación respectiva, el cual ha sido de 2% en las licitaciones de los últimos años. Cuando los cambios tributarios impliquen alzas por encima de este nivel, existe el derecho de revisar los precios de los contratos.
- Aunque existen diferentes estimaciones de la recaudación que provendrá del impuesto, la última estimación realizada por el Ministerio de Medio Ambiente en el 2016 prevé una recaudación de USD 208 MM anuales. Sin embargo, es probable que ésta sub-estime el nivel recaudación, pues supone menos establecimientos que los que actualmente están sujetos al impuesto.
- Hay una institucionalidad y sistema de MRV relativamente fuerte para el impuesto. Sin embargo, existen varios desafíos, entre ellos el carácter *ad-hoc* de la institucionalidad, y la falta de seguridad en cuanto a los recursos para el mediano y largo plazo.

### 2.3.1 Base gravable

Como se ha descrito en las secciones anteriores, el impuesto en Chile se aplica sobre tecnologías específicas (turbinas y calderas). Según el Ministerio del Medio Ambiente, dicha elección se basa en primer lugar en dificultades en aplicar impuestos sectoriales que se traduzcan en discriminación hacia dichos sectores.<sup>29</sup> Una alternativa que también cumpliría con el principio de no discriminación sería la aplicación de un impuesto sobre los insumos, pero se optó por hacer explícito el principio de “el que contamina paga”, de acuerdo con la información provista por el Jefe de la División de Información Ambiental y Economía Ambiental del Ministerio del Medio Ambiente.

Otro criterio para enfocarse en las tecnologías señaladas dice relación con la vigencia del DL 13, “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas” con tres años de operación, y el consiguiente acervo de información relativa a la operación de turbinas y calderas.

Finalmente, se menciona que para el Estado resultaba relevante el aprendizaje asociado a la implementación de un impuesto con estas características, en particular en lo relativo al sistema de MRV y la institucionalidad requerida para su funcionamiento.

Respecto del foco en el sector de generación de energía eléctrica, además de la información relativa a la aplicación del decreto antes mencionado, se tuvo en consideración la importancia de este sector en el perfil de emisiones de Chile, el mínimo riesgo de fugas y nulos efectos negativos sobre la competitividad respecto de otros sectores productivos como por ejemplo las fundiciones de cobre y cementeras, según relata la misma fuente señalada anteriormente.

### 2.3.2 Tasa del impuesto e interacción con los precios de electricidad

#### *Definición de la tasa impositiva*

Aunque el Ministerio de Desarrollo Social se hace cargo de definir anualmente el precio social de carbono, hasta la fecha ha determinado que no existe consenso acerca del cálculo del verdadero precio social del carbono, y por lo tanto ha utilizado el precio de mercado internacional como proxy del precio social del carbono. Este contribuyó a

<sup>29</sup> Entrevista con Rodrigo Pizarro, 21 diciembre 2016.

que el Gobierno decidiera adoptar una tasa impositiva relativamente baja. Por otro lado, se quería empezar con una tasa relativamente baja, dado que todavía no se habían estudiado los diferentes efectos de una tasa más alta, y no se quería impactar negativamente la economía o la competitividad de diferentes sectores.

### *No inclusión del impuesto en el costo marginal de la energía*

La decisión de no incluir el costo del impuesto dentro del costo variable de la generación buscaba evitar una alteración del despacho por el CISEN, sin afectar los costos marginales del sistema, y que se produjeran ingresos fiscales a través de la operación del impuesto.<sup>30</sup> Sin embargo, esta decisión ha resultado en desafíos propios. En primer lugar, dado que el despacho económico no se ve alterado por el impuesto y el impuesto es pagado por quienes retiraron energía generada por centrales que generan emisiones gravadas por el impuesto, el impuesto no altera el orden de mérito entre la generación baja en carbono y la energía de emisiones más altas. Cabe notar que este es el único caso en la experiencia internacional que un impuesto que afecta a una central generadora es excluido por ley del costo marginal de suministro eléctrico. Como señalamos en este informe, esto no impide que el impuesto sea considerado en otros costos del sistema eléctrico.

Desde luego, esto tiene implicancias importantes para la eficacia del instrumento para mitigar emisiones. Como se destaca en la sección 2.4.3 abajo, en la situación actual, con el impuesto excluido del costo variable y con una cuantía de USD 5, pareciera no preverse efectos del impuesto en las emisiones de las centrales eléctricas.. En cambio, en el escenario de la tarifa actual, pero con el impuesto incluido en el costo marginal, se prevé reducciones modestas en el corto plazo.<sup>31</sup>

Desde luego, el debate legislativo sobre el impuesto del art. 8° fue escueto en comparación con la totalidad de la Ley 20.780, representando menos de un 3% de la historia fidedigna de la ley<sup>32</sup>. Probablemente un impuesto de mayor monto, o una falta de referencia al efecto en el despacho podrían haber significado una mayor discusión o mayor oposición a la ley.

Por otra parte, la falta de información sobre los efectos del impuesto en el mercado eléctrico, tanto para generadores como clientes libres y regulados, al momento de presentar el proyecto de ley en el Congreso, pueden justificar haber mantenido el *status quo* en materia de despacho. Así, y a efectos de aprobar el artículo y no rechazarlo ante la incertidumbre del efecto en precio de la energía eléctrica, se incorpora esta disposición. De ahí la necesidad de esta norma interpretativa, ya que sin ella se debía traspasar el monto del impuesto como costo variable, con un efecto no evaluado respecto de clientes regulados y libres.

Por información recabada durante este informe, se aprecia que no hubo tiempo para simulaciones sobre los efectos en el despacho de impuestos de diversa cuantía. Es del caso indicar que el proyecto de ley ingresó el 1° de abril de 2014, a menos de un mes de iniciado el gobierno de Michelle Bachelet.

En materia del efecto del impuesto en el mercado eléctrico, debe indicarse que el programa de gobierno de Michelle Bachelet para el cuadriénio 2014-2018 hacía referencia en esta materia a avanzar en la implementación de impuestos a la emisión de contaminantes en la industria, y buscando también operar como una forma de estimular el cambio hacia tecnologías limpias<sup>33</sup>. Además, en materia de energía, el programa de gobierno asumía un compromiso de aumentar la participación de energías renovables no convencionales (ERNC), para que al año 2025 un 20% de las inyecciones de electricidad provinieran de fuentes limpias, y realizar esfuerzos necesarios para sentar las bases para que el 30% de la generación de electricidad provenga de fuentes de ERNC; sin pronunciarse sobre el despacho económico y las ERNC<sup>34</sup>.

Ahora bien, debe tenerse en cuenta los efectos en competitividad de la industria nacional que podría haber por un alza del precio del carbono, aún sin desplazar centrales, lo que avizora un intenso debate y deliberación, no exento

---

<sup>30</sup> CSA y KAS, supra, 83.

<sup>31</sup> Ibid.

<sup>32</sup> Para esto hemos comparado el texto de la historia de la Ley 20.780 con el texto de la historia del artículo 8° de dicha Ley, ambos preparados por la Biblioteca del Congreso Nacional.

<sup>33</sup> Chile de todos. *Programa de Gobierno Michelle Bachelet 2014-2018*, p. 27.

<sup>34</sup> Chile de todos. *Programa de Gobierno Michelle Bachelet 2014-2018*, p. 48.

de riesgos respecto de un tributo nuevo y respecto del cual la deliberación puede ser considerada, por algunos, insuficiente.

### *Revisión de precios de contratos de suministro*

Con la norma interpretativa del art. 8, el costo marginal es menor que el que hubiere resultado de contemplar el impuesto como un costo variable, pero el impuesto es pagado por quienes consumieron dicha energía (quienes la retiraron). Empero, si bien podría parecer que el impuesto queda absorbido por el pago hecho por quienes retiran, y no tiene un efecto en el costo marginal, no es claro cómo las empresas que retiran traspasan ese mayor costo a sus clientes – libres o regulados.

El artículo 134 de la LGSE, incorporado por la Ley 20.805 – que reformó de manera significativa el régimen de licitaciones para suministro de empresas distribuidoras de servicio público – establece un mecanismo de revisión de contratos de suministro licitados, reconociendo la denominada teoría de la imprevisión, al existir eventuales modificaciones impositivas.

Así, el inciso 3º del artículo 134, prevé que “Los contratos de suministro podrán contener un mecanismo de revisión de precios en caso que, por causas no imputables al suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta, *debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria*”. Agrega el citado artículo 134 que son las bases de cada licitación las que deberán establecer un porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca el denominado “desequilibrio económico” del contrato. Pero la LGSE añade causales para excluir esta variación, como son “cambios normativos que sean aplicables con alcance general a todos los sectores de la actividad económica”.

En las licitaciones efectuadas en los últimos años, se ha contemplado en las bases de licitación precisamente los porcentajes de variación mínima (2%).

De este modo, si hubiera una modificación impositiva que estuviera dentro de esos márgenes, o los que se acuerden en futuras licitaciones, sería válido un aumento correspondiente al monto del impuesto. Eso sí, como se expone en este informe, la aplicación práctica del impuesto evita considerarlo como un impuesto sectorial.

Dado que la LGSE expone cuáles son causales para excluir la revisión por variación, lo exigible de un cambio legislativo es que se establezcan bajo los criterios de aplicación general (generalidad), a diversos sectores económicos, para no motivar una revisión de los contratos de suministro. De ahí que alternativas tales como sistemas de ETS generales o incluso impuestos específicos a insumos que produzcan GEI no deberían motivar una revisión contractual que sea admitida por el Panel de Expertos<sup>35</sup>.

### **2.3.3 Mitigación de emisiones**

Según información del Ministerio del Medio Ambiente, el 97,2% de las emisiones de CO2 sujetas al impuesto vienen de centrales de generación de electricidad.<sup>36</sup> Así, la gran mayoría del potencial para la mitigación de emisiones de CO2 debido al impuesto se encuentran en este sector. También considerando que la mayoría del análisis existente sobre la (estimada) efectividad del impuesto en mitigar emisiones de CO2 trata del sector de generación, esta sección enfoca en primer lugar en él.

Puesto que el impuesto al carbono acaba de entrar en efecto aún no es posible evaluar sus impactos reales en cualquier de los factores mencionados. Sin embargo, la mayor parte de la investigación y análisis realizado sobre su implementación ha concluido que el impuesto al carbono, tal y como está actualmente diseñado, no logrará

---

<sup>35</sup> El Panel de Expertos es un organismo creado por la Ley N° 19.940, integrado por abogados, economistas e ingenieros, encargado de resolver aquellas controversias previstas en la ley (LGSE), entre empresas eléctricas, entre éstas y la autoridad administrativa (Comisión Nacional de Energía o Superintendencia de Electricidad y Combustibles) o el CISEN. Desde el año 2017, también resuelve las controversias señaladas en la Ley de Servicios de Gas.

<sup>36</sup> Ministerio del Medio Ambiente, Nota Técnica: Impuestos verdes sobre fuentes fijas y recaudación. Agosto 2016.

ningún efecto en cambiar la matriz energética ni alterar el orden de despacho de las plantas de generación. Por ende, no se prevé que el impuesto actual influya en el nivel de emisiones de gases de GEI.

El estudio principal realizado sobre los impactos del impuesto al carbono sobre las emisiones de GEI en el sector de generación de electricidad es el estudio realizado por Castalia Strategic Advisors (CSA) y KAS Ingeniería en 2016<sup>37</sup>. En este estudio, los autores modelaron la mitigación de emisiones en un escenario sin ningún impuesto y compararon los resultados con los resultados de la modelación del impuesto tal y como está actualmente diseñado, es decir un impuesto de USD 5 en el cual los costos del impuesto no están incluidos en el costo variable de la generación. Los resultados de los dos escenarios fueron iguales, destacando la carencia de impactos del impuesto actual sobre las emisiones de GEI. De igual modo, los dos escenarios resultaron en iguales composiciones de la matriz energética del país, e igual despacho de energía.

El análisis realizado por CSA y KAS Ingeniería es coherente con otros estudios que han estimado los efectos del impuesto en la mitigación de emisiones. En un análisis de 2014, Muñoz y Galetovic concluyeron que el impuesto actualmente bajo consideración en el Congreso no induciría la sustitución de tecnologías ni abatimiento, y por ende no tendría ningún efecto en las emisiones.<sup>38</sup> Por otro lado, un estudio realizado por el Centro de Estudios Públicos en el mismo año opinó que el no incluir el costo del impuesto en el costo variable de la energía impediría la eficacia del impuesto en lograr reducción de emisiones.<sup>39</sup> Más recientemente, un memo de Inodú, bajo solicitud del PMR Chile, planteó la posibilidad que, puesto a la sobre oferta de generación térmica en el mercado chileno – o sea, la falta de demanda que no se puede abastecer con generación existente – incluso un impuesto significativamente más alto posiblemente no lograría incentivar de manera directa un cambio hacia nuevas tecnologías limpias, así destacando la importancia de incluir el valor del impuesto en el costo variable para poder alterar el orden de despacho de la energía.<sup>40</sup>

A diferencia de los otros análisis, un estudio realizado por la Pontificia Universidad de Chile en 2014 predijo que el impuesto reducirá las emisiones en Chile con 3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al 2020.<sup>41</sup> Sin embargo, cabe notar que este asumía la integración del impuesto en el costo variable, lo que puede explicar la diferencia con los resultados en los otros estudios.

Por otro lado, se puede prever que el impuesto al carbono haga más competitivas las generadoras con base en ERNC en las siguientes licitaciones, puesto que disminuye sus costos marginales respecto a otras generadoras. Los precios de las ofertas se arman mirando varios elementos: parque de generación propia, costos variables de centrales, aversión al riesgo, posible riesgo de tener que comprar al sistema ("deficitario"), etc. por lo que el impuesto es otro de los elementos a considerar. Esto también depende del diseño de las licitaciones.

Finalmente, cabe notar que, según noticias recientes, tres de las cuatro principales empresas generadoras en Chile han decidido no invertir más en la generación en base del carbón, y al fin del 2016 una de las empresas más grandes – Enel – canceló dos proyectos térmicos. Aunque es posible que el impuesto al carbono influyera en estas decisiones, no se ha podido encontrar ninguna evidencia concreta de esto. De hecho, el análisis de CSA y KAS estima la ausencia de inversiones adicionales en carbón incluso en el escenario sin impuesto. Sin embargo, vale la pena mencionar que entre las razones para la cancelación de los proyectos térmicos entregadas por Enel estuvo "las perspectivas futuras para este tipo de tecnologías (vapor-carbón)".<sup>42</sup>

---

<sup>37</sup> Castalia Strategic Advisors (CSA) y KAS Ingeniería. 2016. Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto implementación del impuesto implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile. Banco Mundial.

<sup>38</sup> Cristián M. Muñoz y Alexander Galetovic. 2014. Políticas energéticas e impuestos ambientales en Chile. Breves de Energía. <http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/politicas-energeticas-e-impuestos-ambientales-en-chile/>.

<sup>39</sup> Ricardo Katz. 2014. Reforma Tributaria, Impuestos "Verdes" e Implicancias de Política Ambiental. Centro de Estudios Públicos. [http://www.cepcchile.cl/cep/site/artic/20160304/asocfile/20160304100611/pder370\\_RKatz.pdf](http://www.cepcchile.cl/cep/site/artic/20160304/asocfile/20160304100611/pder370_RKatz.pdf).

<sup>40</sup> Inodú Chile. 2016. Memo #2: Análisis de impuesto a CO<sub>2</sub> – Desafíos de Asignación del Impuesto. Memo preparado para Ministerio de Energía. 21 noviembre 2016.

<sup>41</sup> Juan-Pablo Montero et al. Reforma tributaria: Un avance hacia una economía más baja en carbono.

<sup>42</sup> La Tercera, Enel descarta construir dos centrales térmicas y devuelve terrenos al Fisco, 1 marzo 2017. En línea: <http://www.latercera.com/noticia/enel-descarta-construir-dos-centrales-termicas-devuelve-terrenos-al-fisco/>.

La Tabla 1 Error! Reference source not found. describe los caminos principales mediante los cuales un impuesto al carbono aplicado al sector de generación de electricidad podría lograr la mitigación de emisiones, tanto en el corto como en el largo plazo, y evalúa el impuesto al carbono chileno en base de ellos.

**Tabla 1 Matriz de diferentes caminos mediante los cuales un impuesto al carbono aplicado al sector de generación de electricidad podría lograr mitigación de emisiones, y evidencia de efectividad del impuesto actual**

		Oferta		Demanda	
		Caminos para impactar emisiones	Efectividad del impuesto actual	Caminos para impactar emisiones	Efectividad del impuesto actual
Corto plazo		Cambio del costo marginal, favoreciendo a electricidad más baja en emisiones	En Chile el impuesto no se incluye en el costo marginal, así que no hay efecto en este sentido	Traslado del impuesto a clientes libres (industriales) y reacción de la demanda	El traslado a clientes regulados ya está en proceso. La demanda es relativamente inelástica en el corto plazo, pero más de cero, implicando efectos del impuesto, aunque limitados. <sup>43</sup>
		Alteración del orden del despacho.	En Chile no se altera el orden del despacho	Traslado del impuesto a clientes regulados y reacción de la demanda	El traslado a clientes residenciales aún es incierto. La elasticidad es relativamente baja en el corto plazo, pero más de cero, implicando efectos del impuesto, aunque limitados. <sup>44</sup>
		Prorratoe. Alguien paga efectivamente el impuesto (aquellos que retiran electricidad).	Siendo que el pago no es en todos los casos correspondiente a las emisiones del contribuyente, se espera bajo o nulos impactos en las emisiones por este factor.		
Largo plazo		Más competitividad para generadoras de bajas emisiones en siguientes licitaciones	Se puede prever que el impuesto haga más competitivas a generadoras, aunque no se sabe si será un factor determinativo	Traslado del impuesto a clientes libres (industriales) y reacción de la demanda	En el largo plazo la elasticidad es más elevada. <sup>45</sup>
		El impacto en la matriz energética a través de cambios en el plan de obras para nuevas plantas o el retiro anticipado de centrales de generación de alta emisión	Se espera bajo o nulo impacto en la matriz energética (Castilia/KAS).	Traslado del impuesto a clientes regulados y reacción de la demanda	En el largo plazo el impuesto será incorporado en nuevas licitaciones y traslado. La elasticidad es relativamente más alta en el largo plazo, <sup>46</sup> indicando impactos más altos en la mitigación.
		Adopción de sistemas de autogeneración de bajas emisiones	Al momento no existe evidencia de nueva adopción de sistemas de autogeneración debido al impuesto		
		Efecto de expectativas de impuestos más altos en el futuro en planes de inversión.	En Chile, podría existir un impacto por expectativas, pero al momento es difícil observar ese cambio en comportamiento.		

<sup>43</sup> Mercados Energéticos Consultores. 2014. Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo. Preparado para la Comisión Nacional de Energía.

<sup>44</sup> Ibid.

<sup>45</sup> Mercados Energéticos Consultores. 2014. Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo. Preparado para la Comisión Nacional de Energía.

<sup>46</sup> Ver estudios citados en Claudio A. Agostini, M. Cecilia Plottier y Eduardo H. Saavedra. 2012. La Demanda Residencial de la Energía Eléctrica en Chile. Economía Chilena, Volumen 15, Nº3.

### 2.3.4 Recaudación

En un estudio Valgesta<sup>47</sup> estimó la recaudación del impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> en fuentes fijas del sector eléctrico, para el horizonte 2015-2023, considerando el valor de USD 5/TonCO<sub>2</sub><sup>48</sup>. En el gráfico siguiente se muestran las estimaciones obtenidas para el período 2017-2023, las que en promedio ascienden a USD 227 MM.



**Figura 4 Recaudación Total Estimada Impuesto al CO2**

Fuente: Elaboración propia, en base a estimaciones de Valgesta

La estimación de la recaudación actual se formalizó en el informe financiero que formó parte del Proyecto de Ley de Reforma Tributaria<sup>49</sup>, alcanzando los USD 142 MM anuales a partir de 2018, una figura sustancialmente más baja de lo estimado en el estudio de Valgesta. Según lo informado en entrevista con el Ministerio de Hacienda, en dicha oportunidad no se simularon alternativas de tasas, sino que el análisis se limitó a una proyección lineal de la recaudación sin modelar el efecto sobre los contribuyentes ante cambios en dicha tasa.

Por otro lado, en “Nota Técnica. Impuestos verdes sobre fuentes fijas y recaudación” preparada por el Ministerio del Medio Ambiente en agosto de 2016 se estima una recaudación de USD 208 MM asociada al impuesto al CO<sub>2</sub>, para un universo de 77 establecimientos afectados<sup>50</sup>.

Considerando que no se cuenta con la información acerca de la metodología de cálculo utilizada por el Ministerio de Hacienda, y la utilizada por el Ministerio del Medio Ambiente parece adecuada, hace sentido inclinarse por los cálculos de este último para el número de establecimientos considerados.<sup>51</sup>

<sup>47</sup> Estudio ‘Estimación de la Recaudación Proveniente de un Impuesto a las Emisiones en el Sector Eléctrico’ preparado para el Ministerio de Energía, 2014.

<sup>48</sup> Además, se considera un impuesto 0.1 USD/Ton para el resto de los contaminantes. En este documento sólo se consideran los resultados asociados al impuesto al carbono.

<sup>49</sup> Informe Financiero Sustitutivo, Indicaciones al Proyecto de Ley de Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes al sistema tributario, Mensaje 367-362 (Boletín 9290-05)

<sup>50</sup> Notar que, de acuerdo con la última información proporcionada por el Ministerio de Medio Ambiente en 2017, serían 98 los establecimientos afectados por el impuesto, en lugar de los 77 que se consideran en la nota mencionada y de los 85 identificados mediante Resolución Exenta 1333 de diciembre 2016 del MMA, lo que hace suponer una mayor recaudación asociada para 2017.

<sup>51</sup> Ver nota anterior.

### 2.3.5 Institucionalidad y MRV

Como se ha señalado anteriormente, tanto el desarrollo como la implementación de la política para el impuesto requieren de la participación de un gran número de instituciones gubernamentales. Esto se hace necesario debido a, entre otros factores, la base gravable del impuesto. Siendo un impuesto que grava las emisiones directas, resulta necesario desarrollar sistemas de MRV de las emisiones. Por otro lado, la inclusión del sector de generación de electricidad exige la integración del impuesto con el mercado de electricidad y la institucionalidad que rigen esta..

Otro desafío procede de la situación actual donde el mandato de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), quien tiene la responsabilidad de desarrollar el sistema de MRV para el impuesto, no consideró esta función originalmente. Si bien esto no implica un conflicto legal para la SMA, pues su Ley Orgánica es bastante amplia como para incluir responsabilidades no específicamente enunciadas en esa ley, se ha reclamado que estas tareas van en contra la lógica bajo la cual fue creada la SMA, que es el priorizar dentro de los sujetos regulados para a través de muestras comprobar el cumplimiento de las normativas.<sup>52</sup> Además, la SMA no cuenta con recursos de largo plazo para desempeñar estas funciones. Otros actores han reclamado la necesidad de establecer una entidad más autónoma y especializada que la SMA para organizar el sistema de MRV.<sup>53</sup> Si bien no es obvio que una nueva entidad sea necesaria, parece existir la necesidad de revisar los arreglos actuales para lograr más coherencia y estabilidad en el largo plazo.

En cuanto al MRV, la realidad de las obligaciones existentes para instalar CEMS en el sector de electricidad ha facilitado bastante la medición y reporte en este sector. Para las otras instalaciones sujetas al impuesto, la falta de sistemas dedicados a MRV y de capacidades en la materia por parte de las entidades sujetas al impuesto ha presentado desafíos. Si bien estas entidades ya tenían obligaciones de reportar bajo el DS 138/05, la información reportada bajo este decreto está sujeta a requerimientos distintos a los del impuesto al carbono, y además esta información está alojada en el Ministerio de Salud y no en la SMA. Por otro lado, la carencia de una herramienta de verificación presenta un desafío que enfrenta el Gobierno.

### 2.3.6 Impactos socio-económicos

La aplicación de un impuesto al sector de generación de electricidad tiene – en principio – el potencial de consecuencias para ciertos sectores o grupos vulnerables. Por un lado, los hogares más vulnerables poseen un importante gasto en la electricidad, que es de alrededor de un 5% de sus gastos totales<sup>54</sup>, por lo que, se presenta el riesgo de que un impuesto en este sector tenga un efecto regresivo. Por otro lado, podría tener efectos económicos en el sector de generación, en otros sectores con calderas y turbinas propias, y en sectores con alto uso de electricidad.

Sin embargo, y de acuerdo con los estudios realizados al respecto, el actual diseño del impuesto parece no implicar grandes efectos para los grupos principales. En el estudio “Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile”<sup>55</sup> se analizan los impactos asociados a cuatro alternativas de implementación del impuesto al carbono versus una sin impuesto, donde el segundo escenario considerado representa la realidad actual de USD 5/Ton no incluidos en el CV y estable hasta 2030. Los resultados obtenidos arrojan:

- Ningún impacto en la factura eléctrica residencial
- Ningún impacto en la factura eléctrica en la minería del cobre
- Ningún impacto en los costos financieros de las empresas de generación eléctrica

Estos resultados asumen que el impacto del impuesto en el costo marginal es nulo al no modificar las decisiones de inversión en las distintas tecnologías existentes, sumado a la considerable cantidad de contratos vigentes en

---

<sup>52</sup> Entrevista con SMA.

<sup>53</sup> Entrevista con Rodrigo Pizarro, 21 diciembre 2016.

<sup>54</sup> Carbon Counts y E2Biz. Análisis de la interacción entre el impuesto al carbono de Chile y sus políticas de energía y medio ambiente, 2016, p.vii.

<sup>55</sup> Castalia Strategic Advisors (CSA) y KAS Ingeniería. Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile. Banco Mundial, 2016.

corto y mediano plazo, lo que por cierto limita la aplicabilidad de los resultados. El supuesto adoptado es discutible, ya que es esperable una revisión de los contratos y un *pass-through* de estos mayores costos que enfrentan generadores –cualquiera sea su tecnología de generación- en atención a la regla de distribución de pago de los mayores costos por despacho de centrales afectas al tributo.

Por otra parte en un artículo de académicos de la Pontificia Universidad Católica de Chile<sup>56</sup> se simula el efecto del impuesto utilizando los modelos macroeconómicos desarrollados en el contexto de MAPS Chile, estimándose un efecto de incremento de 2% en la factura residencial de electricidad. Si bien este resultado no es comparable con el impuesto vigente, dado que en el modelo señalado la aplicación del mismo es transversal a la economía, resulta relevante de considerar dada la escasa literatura que existe respecto de los efectos asociados al impuesto vigente.

Por otro lado, cabe notar que el sector agroindustria ha afirmado que el impuesto representa niveles de tributación e inversiones del 20% del total de ingresos de las empresas, con lo cual se torna inviable la actividad económica.<sup>57</sup> No ha sido posible validar esta afirmación, ya que el sector no ha provisto de estudios que la respalden, poniendo en evidencia la necesidad de contar con modelaciones objetivas acerca de los efectos del impuesto sobre los distintos sectores que se han visto afectados por él.

De acuerdo con el inventario nacional de emisiones y el análisis realizado en este documento, los sectores que representan mayores emisiones y potenciales de mitigación asociados, son el transporte, la agricultura, la minería del cobre, producción de cemento y producción de papel y celulosa. Los hogares vulnerables, por su parte, deben ser también considerados a la hora de cuantificar los impactos económicos de la aplicación de un impuesto al carbono. Esta cuantificación, sin embargo, resulta compleja al no contar con evidencia acerca de los impactos sobre los precios de la actual tasa impositiva.

En el caso de los sectores productivos, se puede inferir que en el caso de producirse alzas en los precios de la energía asociados al impuesto, éstos se traducirían en mayores precios en los bienes y servicios ofrecidos y por lo tanto en una potencial pérdida de competitividad, sobre todo en los sectores expuestos al comercio internacional. Este efecto, sin embargo será contrarrestado en la medida que este tipo de políticas existan en los países competidores de Chile en los sectores afectados.

A partir de información obtenida de la DIRECON, es posible concluir que de entre los competidores de Chile a nivel internacional, sólo Argentina y Brasil carecen de instrumentos de precio al carbono en sus economías, con lo que resulta entonces esperable que la adopción de un impuesto en Chile no afecte en mayor medida su competitividad a nivel internacional.

Por otra parte, el análisis de información macroeconómica a nivel internacional, en cuanto a carga fiscal, índice de libertad económica y tasa tributaria agregada de las economías, también muestran que existe en Chile un espacio amplio para incorporar instrumentos de precio al carbono/impuestos sin alterar su desempeño en cuanto a las variables antes mencionadas.

A nivel de los hogares vulnerables, se analizó la encuesta de presupuestos familiares desarrollada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), de donde es posible concluir que los hogares de menores ingresos resultarían afectados en mayor medida en caso de implementarse alzas en los precios de la electricidad puesto que destinan una mayor proporción de sus ingresos a este ítem, comparados con las familias de mayores recursos. Además, la evidencia existente en cuanto a eficiencia energética y grado de confort higrotérmico de las viviendas en el país resulta bastante deficiente respecto de estándares deseables a nivel internacional, generando dudas importantes acerca de la pertinencia de implementar este tipo de medidas mientras no se mejoren estos niveles de confort. A lo anterior se suma la decisión política del gobierno de lograr disminuciones importantes en el precio de la energía en Chile, tal como se establece en la Política Energética de Largo Plazo, Energía 2050, lo que resulta incompatible con alzas en los precios de la energía asociados a la implementación de un impuesto al carbono.

---

<sup>56</sup> Centro de Cambio Global UC. Reforma tributaria: Un avance hacia una economía más baja en carbono, 2014.

<sup>57</sup> Chilealimentos, Impuestos Verdes y Agroindustria, Sin fecha.

### 2.3.7 Riesgo de fugas

En cuanto al riesgo de fuga asociado a la implementación de un impuesto al carbono, no ha sido posible encontrar estudios locales al respecto. No obstante, los estudios internacionales han sido consistentes en hallar limitada evidencia práctica de fenómenos de esta naturaleza.<sup>58</sup>

En los estudios internacionales existentes, la mayoría de los países han destacado dos factores principales en evaluar el riesgo de fugas para diferentes sectores/empresas: la intensidad de emisiones (por unidad de producción, renta, ingreso etc.) y exposición a la competencia internacional. Sin embargo, existen otros factores relevantes, incluyendo el nivel de costos experimentados, la disponibilidad de opciones para mitigar emisiones (y por ende reducir las obligaciones tributarias), la competitividad del mercado internacional y el nivel de precios al carbono en los otros países productores principales en cada sector.

En el caso del impuesto chileno en principio existiría poco riesgo de fugas en el sector de generación eléctrica, ya que actualmente no se encuentra expuesto a la competencia internacional. Esto varios otros sistemas de precios al carbono, por esta misma razón el sector de generación no es elegible para recibir aportes dirigidas a evitar las fugas de carbono. Por ejemplo, a partir de la tercera fase del EU ETS, las generadoras no reciben permisos de emisión gratuitos.

## 2.4 Opciones para mejorar el funcionamiento del impuesto actual

A continuación, se presentan tres opciones para mejorar el funcionamiento del impuesto actual. Para cada opción, se incluye una descripción de la reforma relevante, seguido por un resumen de la experiencia de otros países en abordar temas comparables en el contexto de sus impuestos al carbono. Cabe destacar que en esta sección se destacan los países que hasta la fecha han aplicado (o se están preparando para aplicar) un impuesto al carbono en el sector de generación de electricidad, pues esta experiencia tiene mayor relevancia para los temas que Chile está enfrentando actualmente. En este contexto, se destacan tres países:

1. *Australia*. A partir del 2012, el Carbon Pricing Mechanism (CPM) les aplicaba un impuesto (precio fijo) a las emisiones de grandes fuentes en los sectores de generación de electricidad, industria, desechos y emisiones fugitivas. Después de un periodo inicial, el mecanismo iba a convertirse en un sistema de ETS (precio variable). Sin embargo, antes de que esto pasara, en el 2014 el nuevo gobierno lo abolió.
2. *Sud África*. En el 2015, después de varios años de consideración y consulta, el gobierno de Sud África, publicó un proyecto de ley para la adopción de un impuesto al carbono. El impuesto propuesto por el gobierno aplicaría a los sectores de generación de electricidad, industria, minería y transporte. A la fecha el proyecto de ley se encuentra en proceso de consulta y revisión, y se espera que esté aprobado por el parlamento en el 2017 o a principios del 2018.
3. *Reino Unido*. Como miembro de la Unión Europea, el Reino Unido participa en el sistema de ETS de Europa (*EU ETS*), el cual incluye, entre otros, el sector de generación de electricidad. Debido a los bajos precios en el *EU ETS* durante varios años consecutivos, el Reino Unido decidió adoptar un precio base a las emisiones en el sector de generación de electricidad incluidas en el *EU ETS*. El precio base funciona como un impuesto, cuya tasa por tCO<sub>2</sub>e es igual a la diferencia entre el precio base y el precio de un permiso en el *EU ETS*.

Resulta importante mencionar que, si bien estos casos son los más relevantes para el caso chileno actual, hay diferencias importantes en los contextos de cada país, por ejemplo, en cuanto a sus mercados de electricidad. En cada sub-sección, se considera la relevancia de la experiencia internacional para el caso chileno.

---

<sup>58</sup> <http://documents.worldbank.org/curated/en/138781468001151104/pdf/100369-NWP-PUBLIC-ADD-SERIES-Partnership-for-Market-Readiness-technical-papers-Box393231B.pdf>.

## 2.4.1 Revisar la aplicación del impuesto al carbono en el costo variable

### Puntos clave

- Se prevé que permitir la inclusión del costo del impuesto dentro del cálculo del costo marginal resultaría en impactos modestos en las emisiones de GEI (suponiendo el mismo alcance y precio). Sin embargo, tal cambio implicaría una enmienda a la Ley 20.780.
- La exclusión del costo variable es inédita en la legislación nacional, y muestra que el incluirlo pudo generar un mayor debate en el Congreso, lo que a la fecha de ingreso de la Ley 20.780 no había sido debatido suficientemente.

### Descripción

Como se destaca en la sección anterior, cambiar el funcionamiento del impuesto para que se incluya el precio dentro del costo variable puede ser una posibilidad para lograr efectos ambientales en el corto plazo, mientras se consideran opciones para reformar el impuesto en el mediano a largo plazo. En particular, se han identificado las siguientes opciones para abordar este tema:

Como hemos expuesto, al incorporar el impuesto al costo variable, no sólo se hace más costoso el despacho de la unidad afecta al impuesto, sino que también el sistema. Lo anterior puede tener un efecto en competitividad del país por un despacho más caro que encarezca los productos y servicios nacionales, lo que no ha sido suficientemente evaluado hasta la fecha.

Ahora bien, dado que el costo de desarrollo del sistema no está dado por el costo variable o marginal de suministro determinado por el CISEN, sino por los costos de desarrollo, una supuesta falta de efectos en éste ámbito, argumentada por Castalia – Kas, no inhibe que realmente hayan efectos en el sistema, tanto en su desarrollo como en los resultado de procesos licitatorios.

Por otra parte, si por la tasa creciente del impuesto impidiera, en la práctica, el despacho de centrales que actualmente existen en el sistema eléctrico – y cuando algunas de ellas ya cumplen los estándares de emisión de centrales, tras la norma de emisión dictada en 2013 – éstas podrían considerar confiscatorio el gravamen en el corto plazo, al afectar la esencia de los derechos de libre empresa y derecho de propiedad. Los impuestos confiscatorios son contrarios a la Constitución. Ahora bien, probablemente un impuesto progresivo, que paulatinamente suba la tasa, y que haga tributar a las centrales por las emisiones podría evitar esta calificación, incluso llegando a desplazar centrales del despacho en el largo plazo.

Es prematuro sostener cuáles han sido los efectos del impuesto, el cual lleva aplicándose pocos meses, pero cuyo impacto –al menos para el sector eléctrico- era esperable desde 2014. Probablemente las ofertas hechas por generadoras para las licitaciones hechas bajo la Ley 20.805 han considerado este impacto, sin perjuicio del impacto que ya tendría en costos del sistema distintos al costo variable. En efecto, siendo la tecnología más barata el carbón, el efecto del impuesto no puede ignorarse, como afirman Muñoz & Galetovic<sup>59</sup>. Así, de un escenario donde el costo de una central estaba dado sin el impuesto, y quizás sólo considerando la externalidad local, debemos pasar a una situación con costos con impuesto y externalidad global.

El efecto del impuesto no necesariamente implica que dejen de construirse centrales que emitan GEI. Para lograr ese efecto, si fuera deseable, a efectos de incorporar la externalidad productiva en el precio de venta del suministro, este tipo de central debiera no ser despachada y/o no ser competitiva respecto de otras tecnologías. Ciertamente, el impedimento a construir cierto tipo de centrales puede obedecer a otras razones, regulatorias o políticas.

Por otra parte, desde el año 2004 se han establecido mecanismos de fomento a las energías renovables en la LGSE, pasando de exenciones al pago de peajes de transmisión a leyes de fomento a las renovables, sistemas de precios garantizados, entre otros. Así son el caso del artículo 150 bis de la LGSE y el fomento vía porcentajes de compra

<sup>59</sup> Cristián Muñoz y Alexander Galetovic, *Políticas energéticas e impuestos ambientales en Chile*, brevesdeenergia.com 06/14, 15 de junio 2014

futura (Ley “20/25”, i.e., Ley 20.698, compromiso generación con energías renovables no convencionales de un 20% de los retiros de energía en sistemas interconectados para el año 2025), etc. Esos mecanismos han ido haciendo más competitivas cierto tipo de tecnologías, en desmedro de otras –tradicionales. Ciertamente, tecnologías tales como la fotovoltaica se ha vuelto más competitiva por una sostenida baja en el costo de inversión, más que el efecto de las medidas regulatorias.

Esta mayor competitividad de ciertas tecnologías, *vis-a-vis* de las tecnologías tradicionales, se suma al actual impuesto de la Ley 20.780. Ahora bien, es dable considerar que las empresas generadoras con tecnologías gravadas por el impuesto del artículo 8 de la Ley 20.780 tengan plena conciencia que el monto del impuesto (USD 5) es bajo respecto a impuestos análogos en otras jurisdicciones. Es decir, puede que ya hayan internalizado que esas tecnologías serán crecientemente menos competitivas y que deberán pagar un mayor valor. En efecto, el precio futuro del carbono en Chile tiene como *benchmark* los precios actuales de países con un impuesto más alto o con uno fijado hace más tiempo. De ahí que un posible aumento del impuesto pueda considerar una transición regulatoria que implique un avance hacia un estado de un precio que sí pueda afectar el actual orden de mérito en el CISEN.

De igual forma, un aumento paulatino, mediante transiciones contempladas en la ley, puede evitar el riesgo de fugas que puede existir para sectores con alto uso de electricidad, especialmente en el caso de una tasa impositiva más alta.

En tal sentido, la sola existencia de un impuesto implica, por el solo hecho de existir una tendencia a impuestos similares en otros países, y, de mayor cuantía, torna menos competitivas a las centrales emisoras de GEI, construidas y en construcción. Así también, es posible que las centrales más contaminantes en GEI puedan observar un mayor riesgo regulatorio, que encarezca estos proyectos por el costo de capital que enfrenten.

Por cierto, el impuesto puede que afecte más a estas últimas, ya que las primeras pueden estar depreciadas. Ahora bien, sobre este particular el informe Carbon Counts / E2bis expresa que el efecto del impuesto actual no tendría impactos en procesos licitatorios, por su bajo monto:

*Dado que el parque es relativamente nuevo aún, las características de la capacidad instalada actual generan inercia en los niveles de emisión y potencial de mitigación del sistema en el mediano plazo en la medida que el impuesto al carbono no represente un impacto en la operación entre unidades con diferentes niveles de emisión ni un impacto significativo en el precio de las centrales que puedan participar en los procesos de licitación de los próximos 40 años.<sup>60</sup>*

### *Experiencia internacional*

El enfoque adoptado por cada país con respecto a la inclusión del precio al carbono en el costo marginal de la electricidad ha dependido, como cabría esperar, de las normas y reglas que ríjan sus sistemas de suministro eléctrico. Entre los países que han aplicado un impuesto al carbono en el sector de generación de electricidad, ninguno de ellos tiene un sistema de suministro eléctrico similar al sistema chileno. Por ejemplo, Sud África tiene un sistema monopólico, mientras que en Australia y el Reino Unido las empresas generadoras tienen libertad sobre la manera de calcular sus costos variables. Desafortunadamente, esto limita la relevancia de la experiencia internacional al respecto. Por otro lado, sí es relevante considerar cómo el hecho de incluir el impuesto dentro del cálculo del costo marginal ha impactado la efectividad de los impuestos en diferentes países.

En países donde las empresas generadoras tienen flexibilidad sobre el cálculo de sus costos variables, permitiéndoseles decidir si incluir o no el precio del carbono en ellos. Así fue en el (antiguo) *Carbon Pricing Mechanism (CPM)* de Australia, el cual tenía una tasa impositiva de AUD 23 y 24.15 en el 2012-3 y el 2013-4, respectivamente. En este caso, la gran mayoría de las empresas generadoras decidieron incluir el costo del CPM en sus cálculos del costo variable, para poder recuperar el impuesto que pagaron. Esto tuvo un efecto significativo en el orden de mérito de la electricidad, como se señala en la Figura 5.

---

<sup>60</sup> Carbon Counts / E2bis, Análisis de la interacción entre el impuesto al carbono de Chile y sus políticas de energía y medio ambiente, 2016.

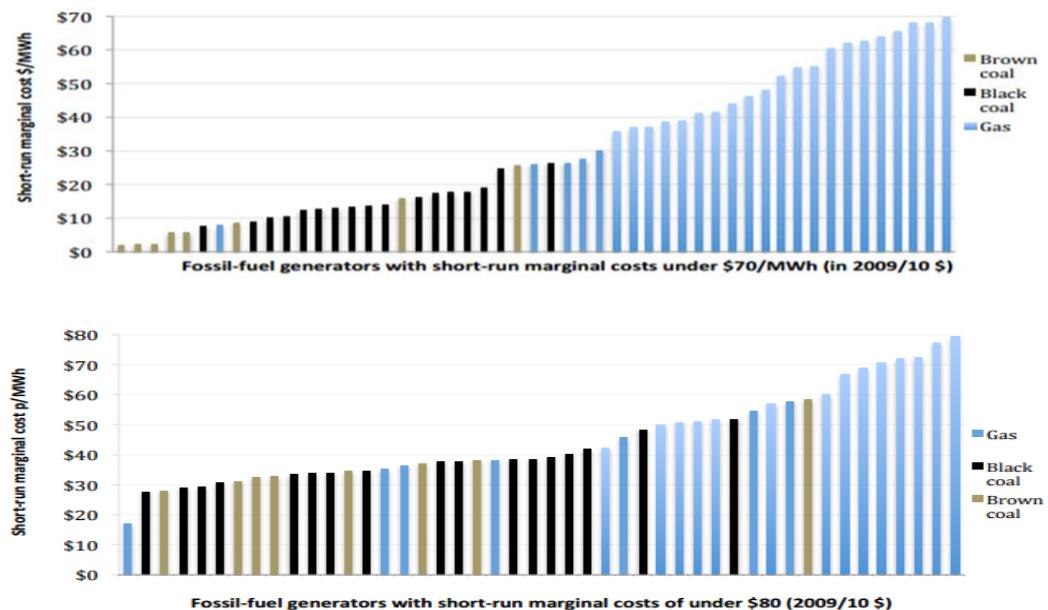


Figura 5 Comparación entre el orden de mérito sin (figura superior) y con (figura inferior) el precio de carbono en el CPM respectivamente

Fuente: O'Gorman & Jotzo, 2014)

Lo anterior también contribuyó a un alza en el costo promedio de la electricidad en el mercado eléctrico mayorista de 85% en los dos años posteriores a la introducción del CPM – 59% de esta alza fue debido al CPM<sup>61</sup>. Es relevante notar en este contexto que, anterior a la introducción del CPM los precios del mercado spot habían estado anormalmente bajos. Los impactos en los costos de electricidad residencial e industrial fueron menos dramáticos, y ascendieron a 10% y 15% respectivamente. Es importante mencionar que el alza en los costos de electricidad fue una consecuencia intencional del actuar del gobierno australiano, ya que quería incentivar la eficiencia energética<sup>62</sup>. El gobierno también contaba con varias medidas de compensación para atenuar las consecuencias económicas en los hogares con menos recursos y las industrias con alta competencia internacional – entre ellos pagos directos a hogares vulnerables y permisos de carbono gratis para las industrias – sin atenuar el incentivo provisto por el precio. El Reino Unido es otro país donde las generadoras de electricidad tuvieron autonomía sobre la decisión de incluir o no el precio al carbono – bajo el EU ETS y el *Carbon Price Floor* – dentro de sus cálculos del costo variable. Aquí también esta mirada deriva del enfoque regulatorio general del suministro de electricidad, según el cual las generadoras tienen autonomía sobre el precio de la electricidad que venden.

Por otro lado, se espera que el precio, junto con varios otros incentivos financieros disponibles, les incentive a mejorar la eficiencia energética de sus hogares y en la industria<sup>63</sup>. Sin embargo, las industrias con alto riesgo de fugas de carbono reciben bonos fiscales – los cuales les permiten pagar menos en sus facturas tributarias – para cubrir 80% del costo del CPF que pagan a través de sus facturas de electricidad<sup>64</sup>.

En contraste con los enfoques adoptados en Australia y el Reino Unido, en Sudáfrica el mercado de electricidad tiene un carácter monopólico – la empresa estatal Eskom produce el 95% de la electricidad del país<sup>65</sup>. Por lo tanto, no existe un mercado spot, y se espera que el impuesto sea pagado por Eskom.

<sup>61</sup> <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2014/08/OGorman-and-Jotzo-Impact-of-the-carbon-price-on-Australias-electricity-demand-supply-and-emissions.pdf>.

<sup>62</sup> Entrevista con Gobierno de Australia, 12 enero 2017.

<sup>63</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/172923/130326 - Price and Bill Impacts Report Final.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/172923/130326 - Price and Bill Impacts Report Final.pdf).

<sup>64</sup> Entrevista con Joanna Wain, HM Treasury 21 Diciembre 2016.

<sup>65</sup>

<http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/Consultation/Documents/Guideline%20Benchmarks%20and%20proposed%20timelines%20Consultation%20Paper%20for%20%2020201.pdf>.

### Relevancia para Chile

*De los tres casos descritos arriba, los casos de Australia y el Reino Unido tienen mayor relevancia para Chile, pues estos países cuentan con mercados eléctricos liberalizados, similares (aunque no iguales) al mercado chileno. El caso de Australia – donde las generadoras incluían el costo del impuesto dentro de sus cálculos del costo variable, resultando en impactos significativos en el orden de mérito – destaca la importancia de poder reflejar el precio al carbono en el costo marginal de la electricidad para lograr la efectividad ambiental del impuesto.*

*Finalmente, está de más decir que el enfoque de cada país refleja sus respectivos marcos legales y mercados eléctricos. Así que, es importante siempre buscar una solución que cuadre con las condiciones del mercado local.*

## 2.4.2 Modificación de contratos de suministro por variación impositiva

### Puntos clave

- La posibilidad de traspasar el costo del impuesto al consumidor final, sea cliente libre o regulado, depende de aspectos tales como la regulación legal y contractual, elasticidad de la demanda, existencia de rivales, etc. Un impuesto general y no limitado a una actividad –como podría ser la actividad de generación eléctrica- no gatillaría una revisión de contratos para las distribuidoras, porque la reforma en materia de licitaciones contempla la revisión en caso de un impuesto sectorial para la actividad eléctrica.
- Para el caso de revisión de contratos con clientes libres o regulados con anterioridad a la Ley 20.780 y/o Ley 20.805, la revisión por el impuesto por excesiva onerosidad o imprevisión puede rechazarse en el caso de contratos regulados, porque no puede modificarse el precio, pero ser acogida en contratos con clientes libres, en cuyo caso el mayor costo sería traspasado.
- Incluso ante el rechazo de una eventual solicitud de revisión contractual, podría intentarse una revisión de decreto tarifario (rectificación) y un intento adicional de revisión, con poco éxito posible en este último caso.
- Es deseable que los consumidores puedan escoger cuál generador les provee la energía que desean, revelando su preferencia, por lo que el traspaso del impuesto no debe desecharse como alternativa a evaluar en caso de una reforma legal.

### Descripción

Considerando la discusión en la sección 2.3.2, resulta importante definir una solución para los contratos de suministro eléctrico de largo plazo que ya fueron celebrados antes de la adopción del impuesto al carbono, incluso para aquellos que se hayan celebrado antes de la Ley 20.780, como son aquellos celebrados tras la Ley N 20.018. Si bien podría considerarse que como son contratos en que el generador podría o debería asumir el mayor costo sin poder traspasarlo, a continuación presentamos argumentos legales que pueden sostenerse en la naturaleza de largo plazo de éstos, sin que esto signifique que vayan a aceptarse por los órganos competentes.

De igual forma es posible contemplar que si se rechazaran los cambios en los contratos por variaciones tributarias, por no darse las causales de la Ley 20.805, se intenten las vías jurídicas que acá se exponen por parte de empresas generadoras respecto de sus contratos con distribuidoras. Si bien no son públicos los contratos entre generadores y clientes libres, creemos que se pueden usar argumentos análogos, aunque en estos casos la revisión de contratos o el mero traspaso de nuevos o mayores costos sea más sencilla.

Las formas de modificar los contratos de suministro por variaciones impositivas son al menos dos:

#### A.- Sostener una revisión contractual basada en la teoría de la imprevisión

Una primera alternativa es que se argumente, ya sea en sede arbitral o jurisdiccional, que los nuevos impuestos hacen más gravoso ejecutar el contrato de suministro pactado. Y así, se justifique una demanda de la generadora

con sus clientes regulados, basados en la buena fe y la teoría de la imprevisión. Sin querer agotar la discusión sobre esta doctrina jurídica –y que fue expresamente recogida para contratos de suministro eléctrico tras dictarse la Ley 20.805, aunque limitadamente- debe notarse que en el año 2006 hubo una demanda por los mayores costos que produjo el cese del comercio de gas natural desde Argentina para la empresa GasAtacama. Dicha empresa generadora tuvo que producir con el combustible alternativo diésel, de mayor valor que el gas natural, para cumplir su contrato con las distribuidoras Emelari, Eliqsa y Elecda. Este mayor costo iba a conducir a la empresa generadora a la quiebra, y para evitarla, se dictó una legislación *ad hoc* (Ley 20.220), que modificó la regulación de la quiebra de empresas eléctricas.

En dicha ocasión, la demanda intentada por GasAtacama fue rechazada por la justicia arbitral, sin que se admitieran los mayores costos y su traspaso a los contratos de suministro licitados para abastecer a los clientes regulados<sup>66</sup>. Eso sí, el mayor valor de la operación fue abordado mediante una negociación entre la generadora y diversos clientes libres, fundamentalmente mineros, quienes financiaron su operación a mayor valor<sup>67</sup>.

Si bien el contrato entre GasAtacama y las distribuidoras fue celebrado el año 1998, es decir, antes de la reforma de la Ley 20.018, del año 2005, que incorporó un régimen de licitaciones de suministro vigente hasta el año 2015, en contratos-tipo suscritos bajo la Ley 20.018 se aprecia que puede haber renegociación por cambio de circunstancias pero sin alterar ni afectar el precio adjudicado ni los mecanismos de indexación<sup>68</sup>.

El mismo precedente sería válido si las empresas generadoras intentaran traspasar el costo de un impuesto a contratos licitados a clientes regulados después de la modificación de la Ley 20.805, sin que se dieran las circunstancias expresamente previstas en el artículo 134 de la LGSE, cualquiera sea su cuantía pero respetando la generalidad y no confiscatoriedad del tributo.

Ahora bien, lo anterior no es válido para la modificación de contratos entre empresas generadoras y clientes libres, atendidas eventuales cláusulas *pass-through* de mayores costos, lo que se ha venido observando en la industria eléctrica desde hace más de diez años en la práctica arbitral de integración de contratos y otras medidas<sup>69</sup>.

## B.- Revisión de decretos tarifarios por cambios tributarios

En relación con lo señalado en la sección 2.3.2, y añadiendo que este argumento también podría presentarse si fracasa la revisión contractual de la Ley 20.805, podría buscarse revisar el decreto tarifario, y rectificarlo, incluyendo un cambio tributario, como ha ocurrido en materia sanitaria. En ese caso, un decreto tarifario fue modificado y “rectificado” por una variación impositiva. Así se observa en el D.S. 445, de 2001, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que rectificó el decreto tarifario para la Empresa EMOS (hoy, Aguas Andinas)<sup>70</sup>, al producirse un cambio en la tasa de tributación para las sociedades comerciales, como resultado de la Ley 19.753. Es decir, una razón análoga a la de una modificación impositiva.

Ante dicho cambio tarifario, se indicó que la razón de la rectificación: “en el decreto supremo... se omitió incluir una tabla de ajuste tarifario por variación de la tasa de tributación vigente. Dicha omisión no fue advertida durante el proceso tarifario, por lo que procede su rectificación”.

Este razonamiento, posteriormente, fue acogido para las demás empresas sanitarias, rectificándose todos los decretos que no tenían ya incluida la tabla de ajuste por impuesto, lo que podría replicarse para el caso de modificaciones a impuestos verdes.

---

<sup>66</sup> Una reseña de la sentencia en Felipe Bahamondez “Fallo Gasatacama: El cambio de circunstancias en los contratos. Quo vadis?”, *Sentencias Destacadas 2008* (Santiago, Libertad y Desarrollo, 2009), *passim*. Disponible en: <http://lyd.org/wp-content/uploads/2016/12/pp-351-408-Fallo-Gasatacama-El-Cambio-de-Circunstancias-en-los-Contratos-Quo-Vadis-FBahamondez.pdf>

<sup>67</sup> Vid Declaración Conjunta: BHP Billiton, Codelco, Collahuasi, Gasatacama, Endesa y Southern Cross, 2008. Disponible en: [https://www.codelco.com/declaracion-conjunta-bhp-billiton-codelco-collahuasi-gasatacama/prontus\\_codelco/2011-02-21/142143.html](https://www.codelco.com/declaracion-conjunta-bhp-billiton-codelco-collahuasi-gasatacama/prontus_codelco/2011-02-21/142143.html)

<sup>68</sup> Por ejemplo, Circular Aclaratoria 2, Bases Licitación 2006/1 Grupo SAESA y Cooperativas, 2006. Disponible en: [http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD\\_LICITACIONES/CIRCULAR%20ACLARATORIA%20N%2002.PDF](http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_LICITACIONES/CIRCULAR%20ACLARATORIA%20N%2002.PDF)

<sup>69</sup> Por ejemplo, <http://www.revistaei.cl/2007/11/07/chile-colbun-enfrenta-en-arbitraje-a-anglo-american-por-contrato-electrico/>

<sup>70</sup> D.S. N° 445, de 2001, de Economía; Rectifica Decreto N° 76, de 2000, que aprueba formulas tarifarias de los servicios de producción y distribución de agua potable y recolección y disposición de aguas servidas para la Empresa Metropolitana de Obras Sanitarias S.A. (EMOS S.A.)

En el caso que nos ocupa, esta revisión podría ser perseguida ante el Panel de Expertos o con un dictamen de Contraloría General de la República.

Si bien puede sostenerse que la tarificación sanitaria responde al sistema de empresa eficiente o modelo, y en materia eléctrica la generación eléctrica no se tarifica de esa manera (ya que los precios de la energía son licitados), debe tenerse en cuenta que en sistemas eléctricos medianos la tarificación de dichos sistemas, en su segmento generación-transporte, replica precisamente el esquema de tarificación sanitaria. Incluso la reforma efectuada por la Ley 19.940 intentó que la tarificación de dichos sistemas fuera única, para los tres segmentos (generación-transmisión-distribución), lo que no fue acogido finalmente. Por lo demás, la regulación sanitaria también contempla un mecanismo de competencia *ex ante* para determinar las tarifas de una concesión, cual es el caso de una nueva concesión para la cual haya más de un interesado.

Por otra parte, lo obrado por la Administración prueba que un cambio tributario no contemplado en las bases de un procedimiento tarifario (como son las bases de los procesos de licitación de suministro eléctrico) puede motivar una revisión del decreto tarifario y traspasarse el impuesto al usuario.

Como se ha alertado, además, el impuesto puede ser pagado por unidades no contaminantes que son despachadas, dado el mecanismo de prorrata contemplado en el artículo 8º de la Ley 20.780. Por otra parte, el impuesto sería traspasado completamente a los clientes libres y regulados, sin que se genera una respuesta por el lado de la demanda dada su inelasticidad (-0,27 para el sector residencial y -0,4 para los sectores industriales), para el caso chileno<sup>71</sup>.

Ahora bien, cabe considerar aquí la relativa importancia de las metas de incentivar mitigación por el lado de la generación de electricidad en comparación con incentivar mitigación por el lado de la demanda. Si el gobierno quiere incentivar el uso más eficiente de la energía, lo anterior presenta un argumento en favor de poder traspasar los costos del impuesto al consumidor. Por otro lado, si se quiere incentivar a los consumidores de energía reducir sus emisiones de Alcance 2 a través de utilizar más energía renovable, también se puede considerar la introducción de mecanismos que les permiten certificar la compra de electricidad baja en emisiones. Un ejemplo de un mecanismo que se puede utilizar para este fin es el uso de certificados de energías renovables (RECs), y establecidos en el artículo 150 bis de la LGSE y que permiten a las generadoras cumplir con obligaciones de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, que deben acreditar ante el Coordinador, que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

### *Experiencia internacional*

En Australia, se esperó la introducción del CPM durante unos cinco años antes de que el mecanismo entrase en vigor. Por lo tanto, cuando entró en vigor en el 2012, ya se habían incluido cláusulas específicas para asignar responsabilidad para alzas en los costos de generación debido al precio de carbono. En el caso de contratos de largo plazo, las partes contractuales quedaron libres para re-negociar los contratos, pero el gobierno no intervino al respecto. La excepción fue en el caso de clientes industriales que querían recibir apoyo del gobierno por compensar el riesgo de fugas de carbono. En estos casos, la re-negociación de los contratos de electricidad por parte de los clientes fue una condición para recibir tal asistencia.<sup>72</sup>

Del mismo modo, el gobierno del Reino Unido no ha intervenido directamente en la re-negociación de contratos de electricidad a raíz del precio de carbono. Similar a otros países que participan en el EU ETS, la mayoría de generadoras en el Reino Unido traspasan los costos del precio al carbono a sus clientes<sup>73</sup>. Siendo que el EU ETS ya existe desde el 2005, muchos contratos de largo plazo ya incluyen cláusulas que definen la responsabilidad para cambios en el precio al carbono. Varios de ellos indexan el precio del contrato con el precio de carbono, así como con los precios internacionales del carbono.<sup>74</sup>

---

<sup>71</sup> Carbon Counts y E2BIZ, Análisis de la interacción entre el impuesto al carbono de Chile y sus políticas de energía y medio ambiente, 2016, p. viii.

<sup>72</sup> Entrevista con Gobierno de Australia, 12 enero 2017.

<sup>73</sup> [https://www.iea.org/textbase/npsum/price\\_interaction07sum.pdf](https://www.iea.org/textbase/npsum/price_interaction07sum.pdf).

<sup>74</sup> Ibid.

Otro aspecto relevante en el Reino Unido es que las empresas distribuidoras tienen que divulgarle al regulador del mercado eléctrico información sobre la cantidad de electricidad de diferentes fuentes que han provisto cada año. Varias de ellas ya ofrecen energía baja en carbono, e incluso electricidad 100% renovable. Siendo que los consumidores pueden escoger sus proveedores de electricidad, se espera que la señal provista por el precio les incentivaría a cambiar a proveedores con mayor uso de electricidad de fuentes renovables.

En Sudáfrica el gobierno ha señalado que, en la primera fase del impuesto al carbono no habrá ningún efecto en los precios de la electricidad.<sup>75</sup> El propósito de esta decisión es minimizar los impactos económicos para los consumidores y la industria, reconociendo también que la naturaleza monopolista del mercado de electricidad impide que escojan fuentes de electricidad más bajas en emisiones.<sup>76</sup> Aunque aún el gobierno está en el proceso de definir el mecanismo exacto para asegurar que el precio al carbono no se traspase al precio de la electricidad, se espera que lo logrará a través de, por un lado, una reducción en el impuesto sobre la electricidad y, por el otro, mediante proveer bonos fiscales a Eskom (la empresa estatal de electricidad) para compensar los costos restantes.<sup>77</sup>

#### Relevancia para Chile

*Como se puede apreciar de los casos descritos, en los otros países que han aplicado un impuesto al carbono en el sector de generación de electricidad no había que renegociar contratos de largo plazo después de la introducción del impuesto. Así que, no existe un caso comparable al caso chileno.*

*Sin embargo, en el caso de Reino Unido destaca la relevancia de la posibilidad de que los consumidores de electricidad puedan optar por comprar electricidad baja en carbono, pues esto puede contribuir a aumentar la demanda por este tipo de electricidad. Siendo que esto actualmente no es posible en Chile dentro del sistema de licitaciones públicas de la CNE, vale la pena considerar cambios en la regulación de distribución, incorporando comercializadores. Además, se podría revisar la energía contratada de las distribuidoras (ya licitada).*

## 2.5 Fortalecer la institucionalidad actual

### Puntos clave

- Aunque la situación actual no crea barreras legales al funcionamiento de la institucionalidad, resulta deseable instalar formalmente en la SMA la función de control de GEI a través de incorporarla en su Ley Orgánica.
- Es importante asignar el financiamiento y los recursos físicos y humanos necesarios para el buen desempeño de la misma.
- Vincular el sistema de MRV para el impuesto al carbono con el SNIChile puede generar varias sinergias.

### Descripción

La implementación del impuesto en Chile se basa fundamentalmente en el desempeño de la Superintendencia del Medio Ambiente, quien desde su rol fiscalizador es la encargada de recopilar y verificar la información declarada por los titulares respecto de sus emisiones. La información obtenida es la que utilizará el SII para calcular el monto de impuesto a pagar.

No obstante, este proceso se encuentra aún en una etapa incipiente, es posible identificar que existen elementos que resultan importantes de considerar para la adecuada operación del impuesto.

<sup>75</sup> South Africa Department of Treasury, Media Statement: Publication of the Draft Carbon Tax Bill for public comment, 2 noviembre 2015.

<sup>76</sup> Entrevista con Memory Matchingambi, South Africa Department of Treasury, 22 diciembre 2016.

<sup>77</sup> Ibid.

En primer lugar, resulta deseable instalar formalmente en la SMA la función de control de GEI a través de incorporarla en su Ley Orgánica.

Por otro lado, una vez instalada la función, urge asignar el financiamiento y los recursos físicos y humanos necesarios para el buen desempeño de la misma. En la actualidad dichos recursos están sujetos a los fondos asignados por el Banco Mundial a través del PMR Chile cuya vigencia finaliza en agosto del 2017.

Finalmente, vale la pena considerar establecer un sistema obligatorio de reporte de emisiones GEI para fuentes fijas. Tal y como se ha realizado en varios otros países (ver siguiente sección), tal sistema podría consolidar el reporte de emisiones GEI en el país, aportar el Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero (SNIChile), y servir como la base para incluir a otros sectores en el impuesto al carbono o en un sistema de ETS en el futuro.

### *Experiencia internacional*

Varios países que han adoptado impuestos al carbono aguas abajo han vinculado los impuestos con sistemas integrados de medición, reporte y verificación a nivel nacional.

En Sudáfrica, el 2015 el gobierno estableció el *National Atmospheric Emission Inventory System* (NAEIS), y le asignó al Departamento del Medio Ambiente la responsabilidad para su operación. Según este sistema, todas las grandes instalaciones de generación de electricidad, industria y minería están obligados a registrar en el sistema y reportar sus emisiones GEI anualmente a NAEIS a través de un portal web, denominado el *South African Atmospheric Emission Licensing and Inventory Portal* (SAAELIP). Los gobiernos locales y los oficiales de control de la calidad del aire (*air quality control officers*) – quienes ya tenían responsabilidad para la licencia de las emisiones atmosféricas y su fiscalización – son los responsables de verificar la información entregada.

Las entidades sujetas al impuesto estarán obligadas a reportar sus emisiones GEI en una forma simplificada al servicio de impuestos (SARS). A su vez, SARS podrá acceder a NAEIS para verificar que la información reportada esté correcta, y sus funcionarios estarán entrenados en el uso de este sistema.

En Australia, se estableció el sistema de reporte de emisiones y energía (*Emissions and Energy Reporting System - EERS*) en 2007, cinco años previo a la introducción del impuesto al carbono. Todas las instalaciones grandes que producen GEI tienen que registrar y reportar sus emisiones anualmente. El umbral para las instalaciones incluidas en el sistema es de 25,000 tCO2e anuales, mientras grupos corporativos que controlan varias instalaciones también están incluidos si sus instalaciones en su conjunto suman al menos 50,000 tCO2e anuales.

La operación del EERS originalmente estuvo bajo la responsabilidad del *Greenhouse and Energy Data Officer*, una entidad creada específicamente para este fin. Sin embargo, en 2012 se trasladó esta responsabilidad al *Clean Energy Regulator*, una agencia gubernamental nueva creada principalmente para implementar el impuesto al carbono y, luego, el sistema de ETS. Cabe notar que la intención de convertir el impuesto en un ETS fue un motivo importante en la decisión de crear una entidad nueva para su operación.

#### **Relevancia para Chile**

*Aunque en Australia se creyó una nueva entidad gubernamental para implementar el CPM, es interesante notar que esta decisión se basó sobre todo en la intención de convertirle el impuesto en un sistema ETS. Por el otro lado, Sud África ha optado por aprovechar de entidades existentes para implementar el impuesto. Estos casos destacan la gran inversión que implica la creación de una nueva entidad, y que es más probable que vale la pena en el caso de establecer un sistema de ETS, el cual implica significativamente más capacidad institucional. No obstante, la experiencia internacional también destaca la importancia de proveer recursos suficientes a entidades existentes que asuman nuevas responsabilidades, y de asegurar que sus documentos fundacionales las acomoden bien.*

*Adicionalmente, la experiencia internacional indica que vincular el sistema de MRV para el impuesto al carbono con el SNIChile puede generar varias sinergias.*

# 3.

# Ampliar el alcance del impuesto

## 3.1 Antecedentes

Aunque en el impuesto actual se ha tomado un enfoque de tecnología y no un enfoque de sector, en efecto la mayor parte de los establecimientos afectos están en el sector de generación de electricidad.<sup>78</sup> En este capítulo, se analizan las implicancias de aplicar un impuesto al carbono en cuatro de los principales sectores emisores en el país: Minería e industria, Transporte, Edificación y Agricultura. Este foco en sectores está diseñado para facilitar el análisis; sin embargo, no necesariamente supone que la ampliación del alcance del impuesto involucre definir la base gravable según un enfoque sectorial. Por el contrario, en el análisis de cada sector se miran los diferentes enfoques que se podrían adoptar para incluir las emisiones del sector.

En el caso de cada sector, se empieza con una descripción general del sector, destacando sus características más importantes, como su contribución al PIB, los sub-sectores más importantes y la estructura de las cadenas de valor claves en el sector. Despues, se provee un resumen de la experiencia internacional en aplicar un impuesto al carbono en los diferentes sectores, seguido por una evaluación de la potencial de mitigación en el sector. Finalmente, se identifica los impuestos existentes en el sector y se analiza las posibilidades para aplicar un impuesto al carbono.

Antes de presentar los diferentes sectores, a continuación, se presenta una introducción de la experiencia internacional en definir el alcance sectorial de los impuestos al carbono.

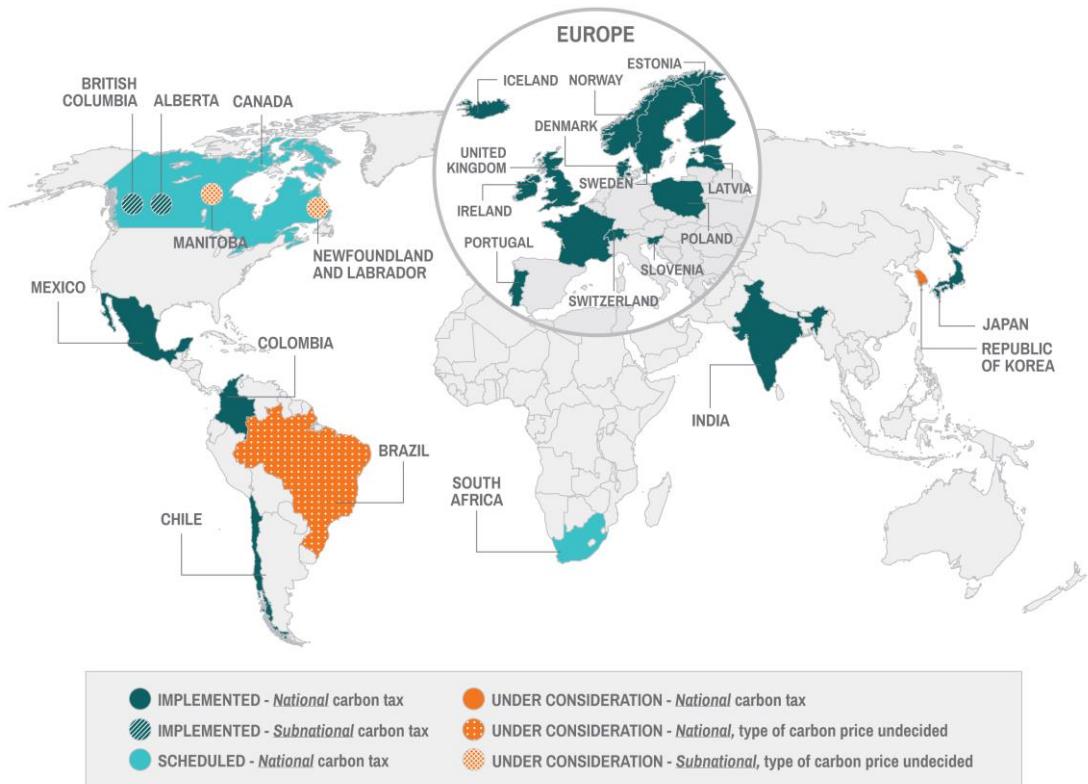
### 3.1.1 Experiencia internacional en definir la base gravable – introducción

A Febrero 2017, 21 países o jurisdicciones sub-nacionales tienen un impuesto al carbono explícito<sup>79</sup> en operación, y otros tres países han señalado que adoptarán impuestos al carbono dentro de un año (ver Figura 6).

---

<sup>78</sup> Nota Técnica. Impuestos verdes sobre fuentes fijas y recaudación. Ministerio de Medio Ambiente.

<sup>79</sup> Un impuesto al carbono 'explicito' se define como un impuesto que aplique un precio por tCO<sub>2</sub>e, o que utilice otra métrica basada en dióxido de carbono. Se puede distinguir estos impuestos con impuestos sobre bienes o actividades que producen emisiones GEI pero que no están directamente vinculados con estas emisiones, como es el caso para los impuestos especiales sobre los combustibles.



**Figura 6 Impuestos al carbono vigentes, planeados y propuestos**

Fuente: PMR 2017. Carbon Tax Guide: A Handbook for Policy Makers. World Bank, Washington, DC

Como se puede apreciar en la , la mayoría de los países han aplicado sus impuestos aguas arriba a los combustibles fósiles. Puesto que en la mayoría de los países la mayor parte de las emisiones GEI provienen de la combustión de combustibles fósiles, en muchos casos este enfoque es capaz de incluir un porcentaje alto de las emisiones del país. Empero, en la práctica muchos países aplican exenciones al impuesto. Por ejemplo, los países europeos que tienen sistemas de ETS (EU ETS o ETS suizo) excluyen los sectores sujetos al ETS – sobre todo generación de electricidad y gran industria – del alcance del impuesto. Dinamarca y Suiza también excluyen combustibles de uso en transporte. Ciertos países también excluyen ciertos combustibles – por ejemplo, México excluye el gas natural, mientras que Colombia solo aplica el impuesto al carbono a combustibles líquidos.

**Tabla 2 Cobertura de emisiones en los impuestos al carbono en una selección de jurisdicciones**

Fuente: Elaboración propia

	Incluye emisiones no uso de energía?	Cubertura % Emisiones GEI	Base imponible
Australia (derogado)	Sí	60	Generación de electricidad, industria, desechos
Columbia Británica	No	70	Venta y compra de combustibles fósiles
Chile	No	38	Calderas y turbinas >50MW
Colombia	No	-	Venta y compra de combustibles fósiles líquidos
Dinamarca	No	45	Venta y compra de combustibles fósiles usados para calefacción (industria y CPR)

<b>Francia</b>	No	35	Venta y compra de combustibles fósiles
<b>India</b>	No	46	Extracción de carbón
<b>Irlanda</b>	No	33	Venta y compra de combustibles fósiles
<b>Japón</b>	No	70	Venta y compra de combustibles fósiles
<b>México</b>	No	40	Venta y compra de combustibles fósiles (menos gas)
<b>Noruega</b>	Sí	60	Venta y compra de combustibles fósiles Hidrofluorocarburos (HFC) y perfluorocarburos (PFC)
<b>Portugal</b>	No	26	Venta y compra de combustibles fósiles
<b>Sud África</b>	Sí	75	Generación de electricidad, industria, transporte
<b>Suecia</b>	No	42	Venta y compra de combustibles fósiles
<b>Suiza</b>	No	35	Venta y compra de combustibles fósiles para calefacción y procesos
<b>Reino Unido</b>	No	25	Generación de electricidad sujeta a EU ETS

La preeminencia de los impuestos sobre los combustibles fósiles puede explicarse por su relativa facilidad de aplicación. En estos casos el impuesto se calcula en base a factores de emisión por unidad vendida, evitando la necesidad de realizar MRV directa de las emisiones, y generalmente hay relativamente pocos actores que producen, importan o distribuyen los combustibles, lo cual facilita la recaudación del impuesto. Por esta razón, generalmente esta es la única manera factible para aplicar un impuesto al carbono en los sectores de transporte y CPR. Además, la gran mayoría de los países ya tienen impuestos especiales sobre los combustibles, así que se pueden aprovechar los sistemas y procedimientos de administración existentes para implementar el impuesto al carbono, integrando los dos impuestos.

Hasta la fecha, solo un número reducido de países han aplicado un impuesto al carbono aguas abajo sobre emisiones directas: Chile, Australia y Sud África<sup>80</sup> son los otros países que han adoptado este enfoque (ver descripciones de estos impuestos en la sección 2.4). Como se puede apreciar de la , en estos casos les ha facilitado incluir una porción relativamente grande de las emisiones nacionales, ya que permite incluir emisiones más allá de la combustión de los combustibles fósiles, como las de los procesos industriales y de los desechos. Por el otro lado, estos impuestos necesitan de sistemas de MRV, lo cual en muchos casos implica capacidades adicionales significativas. Sin embargo, está de más decir que desarrollar sistemas de MRV trae ventajas. Entre otros factores, puede apoyar los inventarios nacionales y sentar las bases para un sistema de ETS – como era la intención en Australia.

Finalmente, se puede destacar el impuesto al carbono en el Reino Unido como en ejemplo de un impuesto con características de los dos enfoques. Este impuesto – llamado el *Carbon Price Floor / Carbon Price Support* – aplica a la compra de combustibles fósiles por generadoras eléctricas, y tiene el efecto de aplicar un precio base a las emisiones de la generación, cuales ya están sujetas al EU ETS (ver sección 2.4).

<sup>80</sup> Cabe notar que Sud África también aplicará un impuesto a los combustibles fósiles de uso en el transporte.

## 3.2 Análisis de sectores claves

### 3.2.1 Minería e industria

#### Puntos clave

- El sector minería e industria contribuye el 19% de las emisiones GEI del país, y 16,5% del PIB, aunque su aporte al valor agregado es de 36,6%. La minería de cobre es la primera industria contribuyente en todos estos casos.
- El Borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía ha identificado potencial de mitigación hasta el año 2030 de 2,38 MtCO2eq (para el Escenario Metas de Energía 2050) hasta 3,48 MtCO2eq (para el Escenario Esfuerzo Adicional).
- En el primer caso, la mayoría del potencial proviene de eficiencia energética y tiene costos negativos, lo que implica que un impuesto al carbono puede no ser necesario para realizar este potencial. No hay información sobre el potencial adicional asociado con el Escenario Esfuerzo adicional, aunque es más factible que este potencial tenga costos positivos.
- El sector actualmente no paga impuestos sobre su uso de combustibles, aunque el sub-sector minero sí paga un *royalty minero*.
- Opciones para aplicar un impuesto al carbono en el sector incluyen, en orden ascendente de nivel de cobertura, un impuesto sobre las tecnologías, un impuesto sobre los combustibles y un impuesto sectorial. En el último caso, puede haber desafíos en aplicar el impuesto a entidades que tienen contratos de inversión extranjera.
- La experiencia internacional en aplicar un impuesto al carbono en estos sectores es limitado a un par de países. Entre las lecciones más importantes, se puede destacar el poder político de estos sectores, en la consecuente importancia de tener una clara estrategia para asegurar el apoyo político necesario para adoptar un impuesto sobre ellos.

#### *Descripción general del sector*

El porcentaje de aporte al PIB de la industria de la minería en Chile es del 9% al año 2015. La industria minera en Chile, basada principalmente en el cobre, ha tenido gran relevancia para el desarrollo económico del país durante las últimas décadas, ello debido al crecimiento constante del sector. A fines de los '80 la producción nacional rondaba los 1,4 millones de toneladas al año, para luego aumentar a los 4 millones de toneladas, y alcanzar, en la actualidad, una producción anual que ronda los 6 millones de toneladas.

El aumento en la producción nacional, ha llevado a Chile, al año 2015, a representar el 30% de la producción mundial de cobre (Cu), 21% del Molibdeno (Mo) y un 6% de la producción de plata (Ag). En cuanto la participación del valor agregado del sector, esta asciende al 16,2%.

La minería tiene 4 subsectores importantes: 1) la extracción, aglomeración de carbón de piedra, lignito y turba; 2) la extracción de petróleo crudo y gas natural; 3) la extracción de minerales metálicos y 4) la explotación de otras minas y canteras. También es posible subdividir el sector en minería metálica y no metálica.

La cadena de valor para la producción de cobre está visualizada en la Figura 7.



**Figura 7 Ciclo productivo del cobre**

Fuente: Ministerio del Trabajo y Previsión Social; <http://observatorionacional.cl/sectores/mineria/>

Por otro lado, la industria manufacturera al año 2015 generó un aporte de un 10.9% al PIB. Por su parte, el sector de la construcción generó un 7,5% del PIB<sup>81</sup>.

La industria manufacturera en Chile desde la década de los años '90 ha ido, progresivamente, disminuyendo su contribución al PIB, pasando desde un 18.7% en el año 1990, a un 16.1% en el año 2000 y a un 10.9 % en el año 2015<sup>82</sup>. El aporte del valor agregado del sector corresponde al 16,4% y su porcentaje de empleabilidad corresponde al 14,9%<sup>83</sup>.

Por su parte, el sector construcción, conforme a un estudio del MMA, al año 2013, tiene un 33% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI), generadas por el sector residencial - público - comercial, ligado íntegramente a edificaciones, donde este sector sería responsable, si sólo consideramos la etapa de operación, del 26% del uso final de energía en el país<sup>84</sup>.

La industria manufacturera: se divide en 7 sectores: 1) Alimentos, Bebidas y Tabaco; 2) Celulosa, Papel e Imprentas; 3) Maderas y Muebles; 4) Minerales no Metálicos y Metálica Básica; 5) Química, Petróleo, Caucho y Plástico; 6) Productos Metálicos, Máquinas y Equipos y otros; 7) Textil, Prendas de Vestir y Cuero<sup>85</sup>.

La industria de la construcción: la construcción se divide en 4 subsectores: 1) preparación del Terreno, 2) Construcción de Edificios Completos y Partes de Edificios, Obras de Ingeniería Civil; 3) Acondicionamiento de Edificios; 4) Alquiler de Equipo de Construcción y Demolición Dotado de Operarios<sup>86</sup>.

<sup>81</sup> En línea: <http://web.sofa.cl/informacion-economica/indicadores-economicos/estructura-de-la-industria/>

<sup>82</sup> URZÚA, Osvaldo. 2001. Panorama de la Industria Nacional Chilena. El Desarrollo de la Industria Manufacturera y el Desarrollo Sustentable. Reporte Nacional preparado para la Cumbre Río + 10 sobre Desarrollo Sustentable. p, 4. En línea: <http://www.unido.org/fileadmin/import/userfiles/hartmany/chile-sp.pdf>

<sup>83</sup> MINISTERIO DE ECONOMÍA.2015. Informe de resultados: Productividad laboral sectorial y por tamaño de empresa a partir de microdatos. p, 22. Datos obtenidos desde: <http://www.economia.gob.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-de-resultados-productividad-por-sector-y-tama%C3%B1o-de-empresa.pdf>

<sup>84</sup> MINISTERIO DEL MEDIOAMBIENTE. 2013. Estrategia Nacional de Construcción Sustentable 2013-2020. p, 6. En línea: [http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/2\\_Estrategia-Construccion-Sustentable.pdf](http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/2_Estrategia-Construccion-Sustentable.pdf)

<sup>85</sup> MINISTERIO DEL TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL. Observatorio laboral Chile. En línea: <http://observatorionacional.cl/sectores/industria/>

<sup>86</sup> MINISTERIO DEL TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL. Observatorio laboral Chile. En línea: <http://observatorionacional.cl/sectores/construccion/>

## Experiencia internacional

### Sub-Sector Minería

Entre los países que han extendido el impuesto al carbono a la minería se puede mencionar Australia, Sudáfrica y la provincia canadiense de la Columbia Británica. Los impuestos al carbono en Colombia y México también afectan al sector minero, puesto que gravan la producción e importación de combustibles fósiles. Sin embargo, en ambos países el uso de combustibles por sus sectores mineros es representa una porción muy pequeña de sus emisiones totales.

#### Aspectos técnicos

El sector minero puede ser afectado directamente cuando el impuesto al carbono es establecido sobre los combustibles fósiles y/o, en el caso de la minería del carbón, sobre las emisiones fugitivas. En Columbia Británica, por ejemplo, la minería es directamente impactada por la combustión de combustibles fósiles, pero no está sujeta al encargo sobre las emisiones fugitivas, ni sobre los combustibles direccionalmente a la exportación.<sup>87</sup>

Las emisiones fugitivas de la minería ocurren principalmente en el proceso de extracción, pero también durante la manipulación, procesamiento y transporte del carbón. En la minería subterránea, las emisiones de metano provienen de los sistemas de ventilación y desgasificación. En las minas terrestres el metano se emite por procesos de arranque del carbón, oxidación del carbón de desecho o carbón de baja calidad en vertederos, y combustión no controlada.<sup>88</sup> También las minas cerradas o abandonadas pueden continuar emitiendo metano procedente de estratos aledaños.<sup>89</sup>

Las formas de medición cambian en sus aspectos metodológicos y en el grado de dificultad para los distintos tipos de minas. Existen todavía incertidumbres significativas asociadas con los cálculos de emisiones fugitivas de la minería terrestre. Además, la naturaleza difusa de los tipos de fuentes hace complejo hacer estimaciones precisas.<sup>90</sup> Por eso, especialistas del sector minero remarcan que, en el caso de las emisiones fugitivas originadas del proceso de producción y extracción de recursos minerales, es muy difícil estimar y medir con precisión tales emisiones y que aspectos técnicos limitan las opciones de mitigación que se pueden desarrollar.<sup>92</sup>

Tanto Australia como Sudáfrica han optado por cubrir tanto las emisiones fugitivas como las emisiones de la combustión de combustibles fósiles en la minería en sus políticas de determinación de precios del carbono. Un ejemplo de esto es el (derogado) *Carbon Pricing Mechanism* de Australia, donde las empresas mineras estaban directamente sujetas al pago del precio por tonelada emitido con respecto a sus emisiones. La obligación tributaria se encargaba de las empresas que tenían el control operacional de las minas,<sup>93</sup> aunque en algunos casos, como los de formación de *joint-ventures* entre empresas mineras, habían desafíos en definir adecuadamente las responsabilidades. Se resolvieron estos desafíos a través de incluir definiciones claras de términos como *control operacional* en la legislación, y adoptar pautas para guiarles a las empresas a aplicar esta definición en sus respectivos casos.<sup>94</sup> Por otro lado, Australia ha optado por excluir las minas cerradas o abandonadas del sistema, en parte, por las dificultades técnicas y de delimitación de responsabilidades que estas presentaban.<sup>95</sup>

Por su lado, en el caso del impuesto al carbono sudafricano, algunos expertos han señalado los siguientes desafíos para la tributación del sector minero: (i) altamente intensivo en la utilización de energía; (ii) adopta precios

---

<sup>87</sup> Brian C. Murray y Nicholas River, British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest "Grand Experiment" in Environmental Policy, Working Paper No. NI WP 15-04, Nicholas Institute, 2015.

<sup>88</sup> IPCC 2006.

<sup>89</sup> IPCC 2006.

<sup>90</sup> Grupo Consultivo de Expertos sobre las Comunicaciones Nacionales de las Partes no Incluidas en el Anexo I de la Convención (GCE) - Manual sobre el Sector de la Energía Emisiones Fugitivas.

<sup>91</sup> Entrevista con Joe Prior, Dan Bothely, Gareth Prosser, en 11 de enero de 2017

<sup>92</sup> Fugitive methane emissions in coal mining, International Council on Mining & Metals, August 2011; y Fugitive Greenhouse Gas Emissions from Coal Seam Gas Production in Australia, Stuart Day, Luke Connell, David Etheridge, Terry Norgate and Neil Sherwood, CSIRO Energy Technology, October 2012.

<sup>93</sup> The carbon pricing mechanism: an industry focus, Norton Rose Fulbright, July 2011.

<sup>94</sup> Clean Energy Regulator, National Greenhouse and Energy Reporting, Supplementary Guideline: Operational Control. En línea: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/DocumentAssets/Documents/Operational%20control%20supplementary%20guideline.pdf>.

<sup>95</sup> Entrevista con Joe Prior, Dan Bothely, Gareth Prosser, en 11 de enero de 2017

establecidos por el mercado internacional; (iii) el hecho de que diferentes minas poseen distintas necesidades de energía (a depender de la profundidad de las minas y calidad de las materias primas).<sup>96</sup>

## Efectividad

El Consejo Minero sudafricano ha afirmado que el impuesto al carbono tendría el efecto de incrementar la recaudación gubernamental, pero sería poco efectivo en la real mitigación de emisiones.<sup>97</sup> De hecho, algunos expertos manifiestan que el sector es particularmente vulnerable<sup>98</sup> y tiene pocas posibilidades para recambios de equipos y de disminución de consumo de energía. No obstante, un análisis económico que recién modeló los impactos del impuesto, indicó un impacto importante de las emisiones del país e impactos limitados sobre la competitividad del sector minero.<sup>99</sup>

## Impactos económicos

Los impactos económicos varían sustancialmente de acuerdo con la situación local, tipos de minas y minerales, nivel de consumo y precio de la electricidad, y las opciones de mitigación disponibles. Teniendo en cuenta los potenciales impactos a la competitividad, muchos países crean programas asistenciales específicos para permitir un ajuste gradual del sector, y algunos incluso han dejado el sector fuera del alcance del impuesto.

Por ejemplo, en Suecia, aunque el impuesto al carbono fue aplicado de forma amplia a toda las emisiones de combustión de combustibles fósiles de la economía, tanto la minería, como el sector de papel y celulosa, fueron exentos del impuesto dada su competitividad y alto consumo energético.<sup>100</sup> En Sudáfrica la minería también fue considerada un sector intensivo y de alta exposición,<sup>101</sup> por lo cual tuvo derecho a no pagar impuestos sobre 80% de sus emisiones, mientras varios otros sectores pagan el impuesto sobre 60% de sus emisiones.<sup>102</sup>

A su vez, en Australia, un análisis del gobierno australiano identificó que el costo adicional para las compañías mineras que explotan minas (aquellas sujetas al encargo por sus emisiones fugitivas) sería cerca de AU\$ 1.40 por tonelada de carbón para las minas con poca cantidad de gases. Para las minas con cantidad mediana de gases, el costo adicional sería alrededor de AU\$ 7.40 por tonelada. Y por último, para las minas con mayor cantidad, el costo adicional sería de hasta AU\$25 por tonelada.<sup>103</sup>

Para mitigar parcialmente estos costos, las minas australianas con mayor cantidad de gases (i.e. aquellas en las cuales la intensidad de emisiones fugitivas en 2008-09 era superior a 0.1 tCO<sub>2</sub>e por tonelada de carbón producido) tenían acceso al *Coal Sector Jobs Package*.<sup>104</sup> Este programa buscaba evitar la supresión de empleo cubriendo los costos relativos hasta el 80% de las emisiones fugitivas por encima del 0.1 tCO<sub>2</sub>e por tonelada de carbón. Este apoyo, sin embargo, no se ofreció a nuevas minas o aquellas con proyectos de expansión de su capacidad.<sup>105</sup>

## Lobby y oposición

Es importante mencionar que el sector minero suele estar muy bien estructurado y tener alta incidencia política. El sector minero tuvo un rol importante en las campañas contra el *Carbon Pricing Mechanism* en Australia, que eran

---

<sup>96</sup> The potential impact of carbon emissions tax on the South African mining industry, North-West University, May 2014.

<sup>97</sup> South African Chamber of Mines, 2011, en L. Huisman, The potential impact of carbon emissions tax on the South African mining industry, North-West University, May 2014

<sup>98</sup> The potential impact of carbon emissions tax on the South African mining industry, North-West University, May 2014,

<sup>99</sup> Partnership for Market Readiness, Modeling the Impact on South Africa's Economy of Introducing a Carbon Tax, September 2016.

<sup>100</sup> Julius Andersson, Cars, carbon taxes and CO<sub>2</sub> emissions, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 238 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 212, October 2015

<sup>101</sup> Sectores cuyas exportaciones corresponden a una substancial parte de los ingresos. L. Huisman, definition of trade exposed and maximum trade exposure in SA, see p. 53 + KPMG at <https://www.sablog.kpmg.co.za/2016/02/faq-the-proposed-carbon-tax-legislation-in-a-nutshell/>

<sup>102</sup> Ver National Treasury, Carbon Tax Policy Paper, South Africa, 2013; y The potential impact of carbon emissions tax on the South African mining industry, North-West University, May 2014; y [KPMG at <https://www.sablog.kpmg.co.za/2016/02/faq-the-proposed-carbon-tax-legislation-in-a-nutshell/>]

<sup>103</sup> Cuando el CPM entró en vigor en el 2012 el precio de carbón en el mercado Australiano era alrededor de AU\$162 por tonelada. En enero de 2017 era a AU€118 por tonelada. <http://www.indexmundi.com/Commodities/?commodity=coal-australian&months=60>.

<sup>104</sup> Norton Rose Fulbright, The carbon pricing mechanism: an industry focus, July 2011

<sup>105</sup> Norton Rose Fulbright, The carbon pricing mechanism: an industry focus, July 2011

importantes en general oposición pública contra el mecanismo.<sup>106</sup> Además, el Partido ‘Palmer Unity Party’ (PUP), liderado por Clive Palmer, empresario australiano del sector, fue el responsable de recaudar los votos finales que revocaron el CPM en 2014.<sup>107</sup> Igualmente, en el mismo año, la tributación especial a los insumos minerales aplicable sobre los llamados *super-profits* de las compañías mineras australianas (*Mineral Resources Rent Tax – MRRT*) fue eliminada.

En Columbia Británica, el sector minero dice estar entre los sectores más afectados por el impuesto al carbono y se opone a un aumento de la tarifa a partir de 2018.<sup>108</sup> En particular, la Asociación de Mineros de la provincia ha declarado que el impuesto al carbono es únicamente un costo adicional para el sector y que el concepto de neutralidad fiscal, en la práctica, poco alivia las dificultades para la minería ya que no hay bonificaciones que incentiven la inversión tecnológica direccionalada a reducción de emisiones.<sup>109</sup>

Algunos expertos, por otro lado, han señalado que en verdad el impuesto al carbono de Columbia Británica poco impacta al sector ya que casi todo carbón es consumido fuera de la provincia (y por lo tanto, no sujeto a la tributación).<sup>110</sup> También observan que Columbia Británica produce una cantidad pequeña de energía térmica y electricidad basada en térmicas a carbón.<sup>111</sup> Además, todavía no hay estudios que analicen cuantitativamente el eventual efecto de las fugas de carbono y emisiones desplazadas por el impuesto al carbono en Columbia Británica.<sup>112</sup>

### Sub-Sector Industria

Entre los países que incluyen directamente las emisiones industriales en sus impuestos al carbono están Australia y Sudáfrica. En otros países, como México y Colombia, la aplicación de sus impuestos al carbono aguas arriba sobre la producción e importación de combustibles fósiles impacta a la industria en media que usen esos combustibles para sus operaciones.

#### Aspectos técnicos

Las emisiones directas de la industria pueden ocurrir por (i) la combustión de combustibles fósiles, por ejemplo en calderas y motores, (ii) por emisiones fugitivas (ver, por ejemplo, el caso de la minería descrita arriba), o (iii) por procesos industriales físicos y químicos como, por ejemplo, las emisiones derivadas de la producción de escoria, producción de carburo de calcio, amoniaco, y ácido nítrico.

En Australia, el *Carbon Pricing Mechanism* cubría todas las formas de emisiones de la industria (con emisiones superiores a 25,000 tCO<sub>2</sub>/año), incluyendo las cuales provenían de los procesos industriales, pero también posibilitaba el acceso a asistencia financiera para las compañías expuestas a la competencia internacional (ver más abajo). La responsabilidad por el impuesto estaba a cargo de las empresas que tenían el control operacional directo sobre las emisiones.

La ley en Australia (el *National GHG Energy Reporting Act 2007*) solamente provee directrices generales para todos los sectores, lo cual impulsó la creación de guías específicas por los propios reguladores para clarificar y especificar la responsabilidad de las empresas en los distintos sectores. En particular, las situaciones en la cuales las empresas formaban *joint-ventures* eran las que generaban desafíos en la delimitación de las responsabilidades por el impuesto, y requerían de pautas claras.<sup>113</sup>

---

<sup>106</sup> Ver Murray Griffin, *What Price Carbon? Industry’s Hand in Rise and Fall of Australia’s Climate Change Law*, August 2014. En linea: <https://www.bna.com/price-carbon-industrys-n17179894148/>.

<sup>107</sup> Aljazeera <http://america.aljazeera.com/articles/2014/7/17/carbon-australia-law.html>

<sup>108</sup> Does a Carbon Tax Work? Ask British Columbia, Eduardo Porter, MARCH 1, 2016, The New York Times, available at [http://www.nytimes.com/2016/03/02/business/does-a-carbon-tax-work-ask-british-columbia.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2016/03/02/business/does-a-carbon-tax-work-ask-british-columbia.html?_r=0)

<sup>109</sup> PwC Report, p. 18 <https://www.pwc.com/ca/en/mining/publications/pwc-mining-industry-british-columbia-2016-en.pdf>

<sup>110</sup> Brian C. Murray y Nicholas River, British Columbia’s Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest “Grand Experiment” in Environmental Policy, Working Paper No. NI WP 15-04, Nicholas Institute, 2015.

<sup>111</sup> Sustainable Prosperity, British Columbia’s carbon tax shift: the first four years, 2012, disponible en: <http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/British%20Columbia's%20Carbon%20Tax%20Shift.pdf>

<sup>112</sup> Brian C. Murray y Nicholas River, British Columbia’s Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest “Grand Experiment” in Environmental Policy, Working Paper No. NI WP 15-04, Nicholas Institute, 2015.

<sup>113</sup> Entrevista con Joe Prior, Dan Bothely, Gareth Prosser, enero de 2017

En Sudáfrica, de manera similar, se espera aplicar el impuesto al carbono sobre las emisiones directas de las fábricas, sean por combustión, por procesos industriales o emisiones fugitivas. Por lo tanto, afecta sectores como cemento, vidrio, gasificación, minería, papel, hierro y acero, aluminio y químico. Sin embargo, Sudáfrica ha reconocido que sectores como la industria de cemento, hierro, acero, aluminio y vidrio tienen limitaciones técnicas o estructurantes las cuales requieren atención especial y, por consiguiente, ha aumentado el nivel de emisiones bajo el cual el impuesto no se aplica para estos sub-sectores.<sup>114</sup>

Igualmente, Sudáfrica enfrenta desafíos similares a los que enfrentó Australia para determinar los límites exactos de la responsabilidad tributaria de cada empresa, en particular, como los contribuyentes deben compartir sus obligaciones tributarias cuando actúan por intermedio de sociedades contractuales o utilizan contratación externa.<sup>115</sup>

De hecho, la complejidad del sistema incrementa aún más cuando la tributación al carbono ocurre directamente sobre las emisiones, y no sobre los insumos, ya que esto requiere metodologías apropiadas, estándares y factores de emisión comunes y bien definidos. Por estas razones, Sudáfrica decidió medir las emisiones en base de los insumos de combustibles en vez de imponer la tasa directamente sobre las emisiones de GEI, utilizando factores de emisión apropiados o un procedimiento de medición y control transparente y verificado.<sup>116</sup> Este procedimiento alternativo puede ser necesario en el caso de emisiones de procesos resultantes de las reacciones químicas de ciertos procesos de fabricación, tales como la producción de cemento, vidrio, aluminio y productos químicos.<sup>117</sup>

Por otro lado, algunas jurisdicciones, optan por exentar completamente las emisiones por procesos industriales y emisiones fugitivas, pero mantener la tributación por la combustión directa. Este es el caso de Columbia Británica (provincia de Canadá), donde solamente las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles para producción de energía – aprox. 70% de las emisiones de la provincia – están dentro del alcance del impuesto al carbono.<sup>118</sup>

Diferente al enfoque adoptado por Australia y Sudáfrica, Colombia y México han aplicado sus impuestos al carbono aguas arriba sobre la producción e importación de combustibles fósiles, lo cual afecta a las industria en media que utilicen estos combustibles. El impuesto al carbono colombiano recae sobre el gas natural y los derivados de petróleo, mientras el impuesto mexicano recae sobre los derivados de petróleo y el carbón. En ambos casos la aplicación del impuesto aguas arriba hace que no sea necesario establecer sistemas de MRV, y los impuestos están administrados por los servicios de impuestos internos.

### Impactos económicos

Para mitigar los impactos económicos en la industria, Australia creó una serie de programas y subsidios para los sectores más vulnerables, como la producción de aluminio, hierro, acero, y vidrio.<sup>119</sup> Por ejemplo, para asistir a las empresas del sector de acero, Australia creó el *Steel Transformation Plan* con un total de AUD\$300 millones, a través del cual las empresas de acero podrían recibir pagos directos para apoyar nuevas inversiones, para nuevas innovaciones en los procesos de producción, o para la producción de acero en sí.

Por otro lado, algunos estudios indican que no hubo evidencias claras de *carbon leakage* en Australia y que, de hecho, los excesivos beneficios para auxiliar a la industria han generado más ineficiencias y resultaron en un tratamiento preferencial para las fuentes más contaminantes.<sup>120</sup> Además, algunos afirman que la asignación de permisos gratuitos fue realizada con base en las necesidades declaradas por las propias empresas beneficiarias, sin la apropiada verificación externa.<sup>121</sup>

---

<sup>114</sup> Ver National Treasury, Carbon Tax Policy Paper, South Africa, 2013

<sup>115</sup> Mansoor Parker, Andrew Gilder and Olivia Rumble, South Africa: Carbon Tax – Accounting For It, 9 December 2015, Ensafrica, last accessed on 25 January 2016.

<sup>116</sup> Ver National Treasury, Carbon Tax Policy Paper, South Africa, 2013

<sup>117</sup> Ver National Treasury, Carbon Tax Policy Paper, South Africa, 2013

<sup>118</sup> Brian C. Murray y Nicholas River, British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest "Grand Experiment" in Environmental Policy, Working Paper No. NI WP 15-04, Nicholas Institute, 2015.

<sup>119</sup> Ver J. Arlinghaus, Why Carbon Pricing? Comparing Design Rationales for Carbon Taxes, Hertie School of Governance, 2013

<sup>120</sup> Ver J. Arlinghaus, Why Carbon Pricing? Comparing Design Rationales for Carbon Taxes, Hertie School of Governance, 2013

<sup>121</sup> Ver J. Arlinghaus, Why Carbon Pricing? Comparing Design Rationales for Carbon Taxes, Hertie School of Governance, 2013

La provincia canadiense de Alberta optó inicialmente por excluir los sectores más comunes de la industria del alcance de su recién creado impuesto al carbono. Por otro lado, Alberta utiliza un sistema de precio al carbono para los grandes emisores, lo cual está basado en una obligación de reducción de emisiones relativa a producción de cada fábrica. Este sistema, conocido por *Specified Gas Emitters Regulation (SGER)* (cuadro siguiente) cubre, por ejemplo, las emisiones de manufactura de minerales, producción de químicos, y refino de petróleo.

En México, el gobierno ha indicado que la exclusión del gas natural del ámbito del impuesto es debido el hecho que es el combustible que emite menos.<sup>122</sup> Sin embargo, es relevante considerar también que el impuesto fue adoptado en contexto con una reforma energética que incluyó varias medidas dirigidas a promover el rol del gas natural en la matriz energética del país.

---

<sup>122</sup> SEMARNAT, Mexico Carbon Tax, Technical Workshop Carbon Tax: Design and Implementation in Practice March 22, 2017 New Delhi, India. En línea: [https://www.thepmr.org/system/files/documents/Mexico%20Carbon%20Tax\\_PMR\\_march\\_2017.pdf](https://www.thepmr.org/system/files/documents/Mexico%20Carbon%20Tax_PMR_march_2017.pdf).

## Múltiples enfoques de precios de carbono – Alberta y Sudáfrica

Actualmente, Alberta está experimentando con dos enfoques diferentes de precio y cargo por emisiones: el *Specified Gas Emitters Regulation (SGER)* que establece estándares de desempeño para grandes emisores<sup>123</sup> (originalmente para empresas con emisiones por encima de 100,000 tCO<sub>2</sub>e por año); y un impuesto al carbono aplicable a los combustibles que emiten gases de efecto invernadero cuando se queman. A través de estos mecanismos, Alberta ha adoptado un enfoque combinado donde aprovecha de dos diferentes tipos de mecanismos de precios al carbono para cumplir con sus metas de mitigación. En conjunto, se espera que estos dos mecanismos cubran alrededor del 78 al 90% de las emisiones de GEI en Alberta.<sup>124</sup>

Para cumplir con sus obligaciones bajo el SGER, las industrias cubiertas por el programa tienen las siguientes alternativas: (i) reducir la intensidad de emisiones en la fábrica vis-a-vis la línea de base estimada y en acuerdo con los límites establecidos por el SGER; (ii) pagar un precio fijo directamente al Fondo de Cambio Climático y Manejo de Emisiones (o *Climate Change and Emissions Management Fund - CCEMF*), que inicialmente fue establecido en CAN\$15 por tonelada emitida;<sup>125</sup> (iii) adquirir bonos de carbono generados por actividades y proyectos no cubiertos por el SGER; o (iv) adquirir bonos de performance obtenidos por las empresas directamente reguladas por el SGER.<sup>126</sup>

Se puede apreciar que el SGER es, en efecto, un sistema similar a un *cap-and-trade*. Sin embargo, por ser un programa basado en la intensidad de emisiones, no posee una asignación central de permisos para las industrias cubiertas. Cada fábrica debe reducir gradualmente la intensidad de sus emisiones según un porcentaje específico de la intensidad de emisiones estimadas en la línea de base de la respectiva fábrica.<sup>127</sup> El SGER otorga considerable flexibilidad para que las empresas reguladas opten por la manera más costo eficiente de cumplir con sus obligaciones de mitigación. El Gobierno de Alberta ha observado que, además de esta amplia flexibilidad, el SGER ha mejorado los métodos de cuantificación de emisiones de la industria, optimizando inversiones en nuevas tecnologías, y generando reducción de emisiones substanciales mediante una aproximación gradual.<sup>128</sup>

El impuesto al carbono, por su lado, aplica aguas arriba a la producción o importación de combustibles. La administración del impuesto se apoya en la estructura ya creada para la administración del impuesto sobre combustibles en general, lo cual ha facilitado su implementación. La tarifa inicial es de CAN\$20 por tonelada de GEI y pasará a CAN\$30 en enero de 2018. Para evitar la doble tributación económica, sectores bajo *performance standards* establecidos por el SGER están exentos de impuesto al carbono.<sup>129</sup>

En Sudáfrica, a su vez, a fin de reducir la complejidad del sistema, así como aprovechar estructuras institucionales y de cobro ya existentes, el impuesto al carbono adopta dos procedimientos distintos de cobro. Mientras que el impuesto al carbono se aplica a todas las fuentes de emisiones directas y por procesos (Alcance 1), para las emisiones de fuentes fijas, solamente las empresas con capacidad térmica superior a 10MW estarán sujetas al gravamen inicialmente propuesto. Las emisiones de las fábricas bajo el control operacional del contribuyente deberán ser consolidadas en un único sistema de reporte.<sup>130</sup>

Para las emisiones por fuentes móviles, el método aplicado será el mismo existente que para los impuestos sobre combustibles en general<sup>131</sup>, similar, por lo tanto, al sistema utilizado para el cobro de impuestos al consumo sobre diésel y gasolina. Según el gobierno sudafricano, aunque algunos encargos recaigan sobre el mismo combustible, la doble tributación está evitada porque los impuestos tienen objetivos distintos. Además, la alícuota inicial establecida para el impuesto al carbono no tiene todavía un valor significativo y, por lo tanto, no es suficiente para internalizar los costos de las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>132</sup>

<sup>123</sup>

<sup>124</sup> Global Tax Alert, Canada: Alberta budget 2016-17 includes Carbon Tax Measures, Ernst & Young, 18 April 2016.

<sup>125</sup> En año de 2017 el precio a pagar al CCEMF es de CAN\$ 30 por tonelada emitida. Ver Ministerial Order 13/2015 - Jun 30, 2015.

<sup>126</sup> Alberta's Emissions Trading Case study by EDF, IETA and CDC Climat.

<sup>127</sup> Alberta's Emissions Trading Case study by EDF, IETA and CDC Climat y Specified Gas Emitters Regulation.

<sup>128</sup> Alberta's Climate Change Strategy and Regulations – A review of the first six years of the Specified Gas Emitters Regulation. Justin Wheler, Alberta Environment and Sustainable Resource Development Carbon Management Canada Workshop January 27, 2014

<sup>129</sup> Global Tax Alert, Canada: Alberta budget 2016-17 includes Carbon Tax Measures, Ernst & Young, 18 April 2016.

<sup>130</sup> Mansoor Parker, Andrew Gilder and Olivia Rumble, South Africa: Carbon Tax – Accounting For It, 9 December 2015, Ensafrica, last accessed on 25 January 2016

<sup>131</sup> Draft Explanatory Memorandum for the Carbon Tax Bill, 2015, 2 November 2015

<sup>132</sup> Ver National Treasury, Carbon Tax Policy Paper, South Africa, 2013

### Relevancia para Chile

*El caso de Australia, donde el sector minero en particular tuvo un rol importante en la abolición del Carbon Pricing Mechanism, destaca el poder político que pueden tener empresas en los sectores mineros e industriales. Esto es un aspecto importante en Chile, donde el sector minero también tiene bastante poder político. Se puede identificar un par de conclusiones de esta experiencia.*

- *Primero, es de suma importancia tener a la disposición información acertada sobre los beneficios y desafíos del impuesto, y tener una fuerte estrategia para la comunicación de ella. Lo mismo está subrayado por los casos de Sud África y Columbia Británica, donde los gremios mineros han reclamado que los impuestos al carbono traerían grandes impactos en la competitividad del sector minero, mientras estudios en ambas jurisdicciones han señalado que los impactos en la competitividad del sector serían limitados. De igual modo, es importante comunicar bien los beneficios de las medidas de asistencia que ofrezca el gobierno –en Australia el gobierno les ofreció muchas medidas de asistencia a los hogares e industrias vulnerables, pero esto no recibió suficiente atención en los medios.*
- *Segundo, es importante realizar suficientes consultas con estos sectores, e involucrarlos en el proceso de diseño del impuesto. Cuando se identifican riesgos reales de impactos económicos significativos, es importante diseñar asistencias que atenúen estos impactos. Al mismo tiempo, es importante asegurar que esas medidas sean proporcionales al riesgo, y que no inhiban la efectividad ambiental del impuesto.*

*Otro aspecto relevante demostrado por la experiencia internacional es la relativa complejidad de aplicar un impuesto al carbono a las emisiones directas de la industria y la minería, pues requiere de sistemas de MRV y pautas claras sobre varios temas, como la definición del control operacional de las instalaciones. Siendo que hoy día Chile no cuenta con sistemas de MRV obligatorios para estos sectores, esto es un aspecto relevante para definir la base gravable del impuesto. Sin embargo, la experiencia internacional también demuestra que hay bastante experiencia en crear estos sistemas y resolver sus desafíos, y Chile podría aprovechar dicha experiencia si decidiera aplicar un impuesto al carbono en estos sectores.*

### Potencial de mitigación

En el 2013, las emisiones del sector minería e industria representaban un 19% de las emisiones GEI totales del país.<sup>133</sup> Las emisiones por categoría en el sector minería e industria se muestran en la

Figura 8 y Figura 9 siguientes, donde es posible apreciar el predominio de la actividad minera y las industrias no especificadas, que en conjunto representan más del 70% de las emisiones totales del sub sector, dentro del sector energía.

<sup>133</sup> Suma de emisiones de sub-sector Industrias manufactureras y de la construcción (sector energía) y sector IPPU. Ministerio del Medio Ambiente, Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2016.

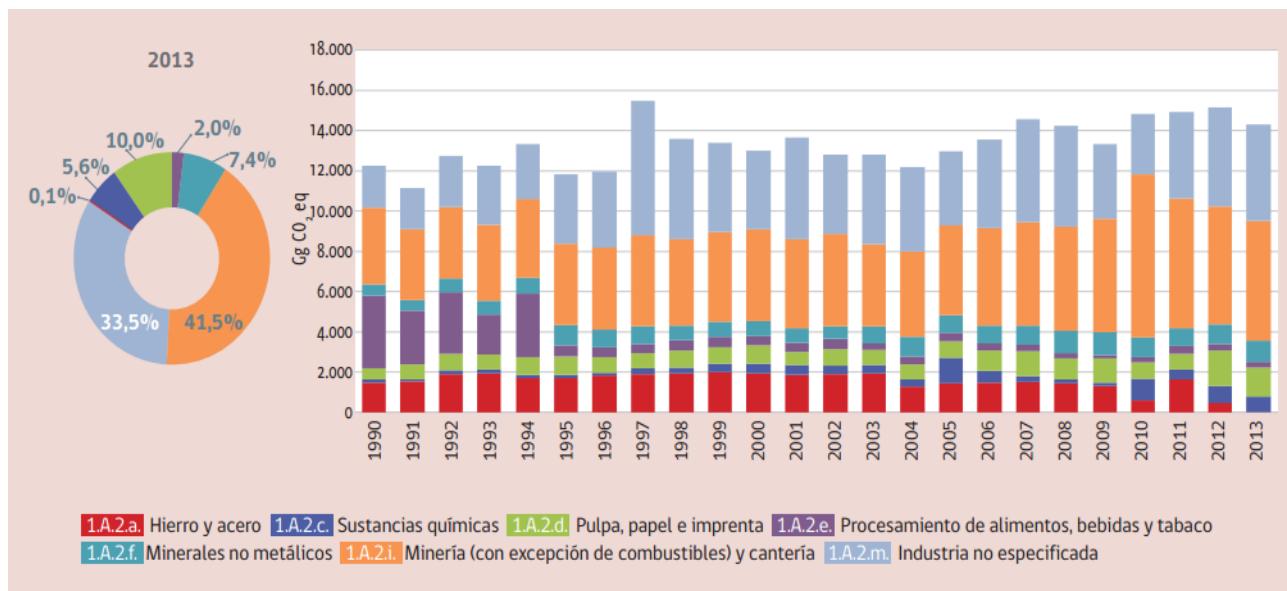


Figura 8 Industrias manufactureras y de la construcción: emisiones de GEI (Cg CO<sub>2</sub> eq) por componente, serie 1990-2013

Fuente: 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático

Las emisiones del Sector Procesos Industriales y Uso de Productos, se presentan en el gráfico siguiente. De aquí se desprende la preponderancia de la industria de los minerales, donde a su vez el 58% de las emisiones se origina en la industria del cemento.

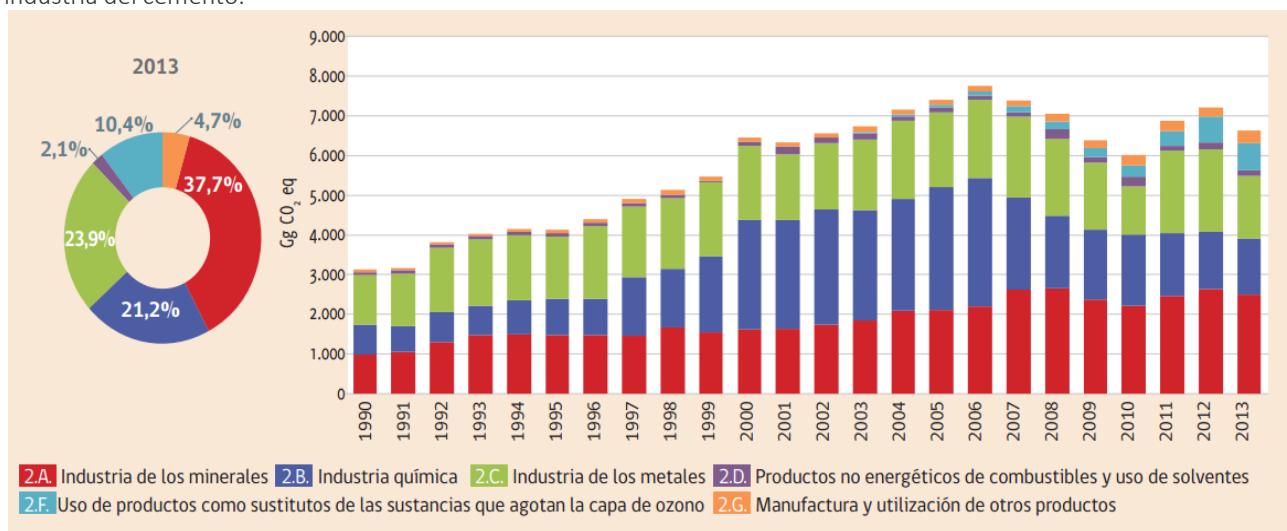


Figura 9 Sector IPPU: emisiones GEI (Cg CO<sub>2</sub> eq) por categoría, serie 1990-2013

Fuente: 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático

En la actualidad, algunas de estas empresas se ven afectas por el actual impuesto al carbono, en la medida que cuenten con turbinas y calderas con una potencia superior a 50 MW.

Experiencias en Chile demuestran que, aunque la energía es un insumo clave para el sector, es posible aumentar la eficiencia de las empresas mineras a través de medidas como la medición periódica de la eficiencia energética y certificaciones (por ejemplo, la ISO 50001 sobre eficiencia en gestión de energía), normativas internas para reducir el consumo de energía, la adopción de nuevas tecnologías para motores y correas transportadoras, la optimización del uso de la flota de camiones, y la construcción y utilización de mini centrales que generen electricidad usando la energía mecánica contenida en el transporte de materiales<sup>134</sup>.

<sup>134</sup> Ver Noticias, 'En Seminario Cochilco expertos analizaron la productividad minera en Chile y el mundo', Cochilco, Ministerio de Minería, 21/11/2016; Y 'Avances en eficiencia energética en minería', Minería Chilena, 5/05/2015, disponible respectivamente en <https://www.cochilco.cl/Paginas/Sala-de-Prensa/Noticias.aspx?ID=96> y <http://www.mch.cl/reportajes/avances-en-eficiencia-energetica-en-mineria/>

A través de la elaboración del Plan de Mitigación para el sector energía, el Ministerio de Energía ha identificado aquellas medidas que resultan de mayor efectividad para alcanzar los compromisos de reducción de emisiones de Chile recogidos en su NDC. A la fecha dicho documento se encuentra en proceso de validación, sin embargo existe consenso en cuanto a las medidas identificadas para cada uno de los subsectores, las cuáles son recogidas en esta sección.<sup>135</sup>

En particular, para el sector de minería e industria se identifican las siguientes medidas:

**Tabla 3 Paquetes de política del sector industria y minería**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017

Objetivo	Políticas propuestas
Apoyo de EE para la Industria y Minería	Regulación para Estándar Mínimo de Eficiencia (MEPS) en motores eléctricos de potencia menores a 10HP
	Regulación para Estándar Mínimo de Eficiencia (MEPS) en motores eléctricos de potencia entre 10HP y 100HP
	Sistema de Gestión de la Energía Obligatorio para Grandes Consumidores de Energía (Marco Regulatorio de EE)
	Desacople/Certificados blancos por parte de las distribuidoras para inversión en proyectos EE (Marco Regulatorio)
	Regulación para establecer Estándares Mínimos de Eficiencia (MEPS) para equipos de uso industrial y minero (ej. Calderas, Hornos, Camiones Mineros, etc.)
	Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020 (PAEE)
	Certificados Blancos para la promoción de la Eficiencia Energética (escalamiento a otros sectores)
	Desarrollo del mercado ESCO
Incrementar el Uso de Tecnologías de Bajas Emisiones	Búsqueda de apoyo financiero para escalamiento de programas de EE
	Búsqueda de apoyo financiero para el uso de Energía Solar en procesos térmicos en la Industria y Minería
	Desarrollo del autoconsumo con energías renovables no convencionales a través de la generación de políticas, programas y proyectos
	Búsqueda de apoyo financiero para el Uso de Biomasa en vez de Carbón en procesos térmicos en la Industria y Minería
	Búsqueda de apoyo financiero para uso de Biogás o Gas Natural en vez de Petróleo Diésel o Petróleo Combustible en procesos térmicos en la Industria y Minería (cambio de quemadores)

<sup>135</sup> Los alcances del Plan y sus principales resultados se presentan en la sección 5.4.2 más adelante. En términos generales el Plan analiza las reducciones de emisiones asociadas a una serie de medidas contenidas en la Política Energética de largo plazo, Energía 2050, que se agrupan en dos escenarios distintos, uno denominado “Metas de Energía 2050” y otro “llamado “Esfuerzo Ambicioso” según si dan cumplimiento al compromiso no condicionado y condicionado del NDC de Chile, respectivamente

	Búsqueda de apoyo financiero para uso de Electricidad en vez de Combustibles fósiles en procesos motrices y térmicos en la Industria y Minería (electrificación de procesos)
	Búsqueda de apoyo financiero para el uso de Hidrógeno en vez de combustibles líquidos y gaseosos en procesos térmicos en la Industria y Minería
Apoyo a la implementación de tecnologías bajas en carbono	Preparación para la instalación de sistemas de tecnologías bajas en carbono

Aunque la contribución de las diferentes medidas identificadas en el documento no ha sido cuantificada, sí se ha cuantificado el potencial de mitigación asociado con ellos (el escenario de Metas de Energía 2050), así como la potencial de un escenario más ambicioso (el ‘Escenario Esfuerzo Adicional’). La mitigación total estimada de estas medidas para el 2030 es de casi 2.4 MtCO2eq, representando un aporte total del sub-sector industria y minería respecto a la mitigación para el sector energía de 14% del total tanto en el escenario de Metas de Energía 2050. Como se puede apreciar en la Tabla 4, para el 2030 el Escenario Ambicioso implica mitigación de más de 1 MtCO2eq con respecto al Escenario Metas de Energía 2050. Este potencial adicional proviene en su mayor parte del autoconsumo con energías renovables no convencionales y el mayor uso de combustibles de bajas emisiones.<sup>136</sup>

**Tabla 4 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO2eq**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017

Sector	2020	2025	2030
Escenario Metas de Energía 2050			
Industria y Minería	0,41	1,40	2,38
Escenario Esfuerzo Adicional			
Industria y Minería	0,41	1,40	3,47

A partir del conjunto de medidas identificadas en el Plan es posible analizar cuáles de ellas se verían fortalecidas con la aplicación de un impuesto al carbono<sup>137</sup>. Tal como se presenta en el Borrador de Plan de Mitigación, los mayores esfuerzos en el sector están asociados a políticas de eficiencia energética cuyo precio es negativo, es decir, las acciones de inversión que deben realizar los agentes económicos se ven más que compensadas por los beneficios que obtienen a partir de dichas inversiones, por ejemplo a través de menores costos de la energía en el caso de la salida del sistema de centrales ineficientes, y al mismo tiempo menores consumos asociados a las mismas acciones de eficiencia energética para cada nivel de producción.

En este sentido, la mayoría de las acciones mostradas en el Borrador para alcanzar las metas de Energía 2050 no parecen estar altamente relacionadas con la introducción de un impuesto al carbono en el sector, pues en principio no necesitan de incentivos económicos. Por otro lado, el aumento del uso de tecnologías y combustibles bajas en carbono, así como la autogeneración de ERNC generalmente sí necesitan incentivos económicos, así que un impuesto al carbono podría contribuir a impulsar esas medidas. Se puede apreciar en este sentido que la relevancia de un impuesto para este sector es especialmente alto para el escenario más ambicioso.

<sup>136</sup> Jacques Clerc et al., Documento de Modelación: Documento de soporte de la modelación de escenarios del plan de mitigación – BORRADOR, Abril de 2017.

<sup>137</sup> IEA. Summing up the parts. Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies, 2011.

También vale la pena mencionar que, a pesar de que varias medidas de eficiencia energética son económicamente rentables la señal del precio asociada con un impuesto al carbono, tal impuesto puede servir para dar un impulso adicional a invertir en tecnologías eficientes.

Como antecedente, cabe mencionar que previo a la elaboración de la Política Energética de largo plazo, se realizó un esfuerzo importante de modelación de escenarios y cuantificación de alternativas de reducción de emisiones de GEI a través de la iniciativa MAPS Chile. Sus resultados y modelaciones se encuentran disponibles en el sitio <http://www.mapschile.cl/>.

Una manera alternativa para evaluar el potencial de mitigación en el sector, sería a través de la identificación de aquellos procesos y/o tecnologías que representan una mayor proporción de las emisiones para priorizarlos en el diseño de instrumentos que desincentiven su utilización. Esta información, sin embargo, no ha sido posible de obtener a nivel de gobierno y tampoco desde los propios gremios entrevistados. Una excepción la representa el sector minero, donde es posible conocer estas tecnologías/procesos a partir de la información proporcionada por Cochilco.

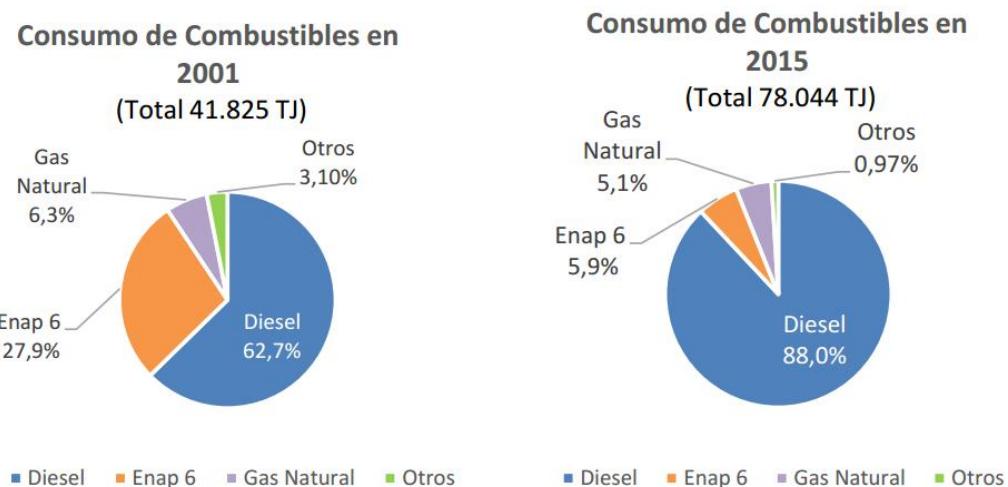


Figura 10 Participación de Principales Combustibles en el Consumo Total de Combustibles en la Minería en los años 2001 y 2015

Fuente: Cochilco

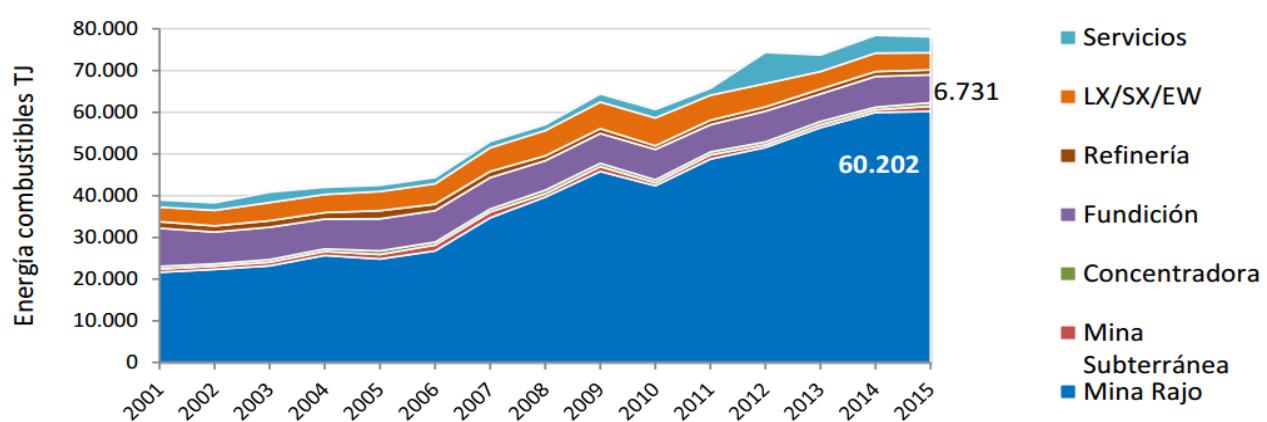


Figura 11 Consumo de combustibles por proceso minero, nivel nacional 2001 – 2015

Fuente: Cochilco

Para el sector minero y de acuerdo con la información presentada por Cochilco<sup>138</sup>, el petróleo Diésel es el principal combustible utilizado con un 88% del total en 2015. Dentro de los procesos mineros, el que resulta más intensivo en uso de combustibles es la explotación mina rajo, en particular para los camiones de transporte de mineral y el

<sup>138</sup> Informe de actualización de emisiones GEI directos en la minería del cobre al año 2015, 2016.

transporte de lastre en el proceso de extracción de la mina que en conjunto representan el 88% del total de diésel utilizado en la minería del cobre.

### *Impuestos existentes y opciones para aplicar un impuesto al carbono*

En Chile actualmente no existe ningún impuesto específico sobre los combustibles de uso industrial. Si bien existe un impuesto especial a las gasolinas automotrices y al petróleo diésel, así como al gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GLP) para consumo vehicular, estos impuestos solo aplican al uso en el transporte en vías públicas, y no al uso industrial. Las empresas industriales sí pagan los impuestos de aplicación general, como el IVA y el impuesto a la renta. Además, existen unos impuestos específicos, como el impuesto específico a la actividad minera, conocido como el *royalty* minero.

Una primera opción para un impuesto al carbono en el sector industrial sería establecer un impuesto a los combustibles de uso industrial. En la actualidad el combustible más usado es, en su mayor parte, el diésel, aunque en principio un impuesto debería incluir todos los combustibles para no incentivar el cambio a combustibles no sujetos al impuesto. Las empresas industriales ya pagan este impuesto cuando compran combustibles, pero tienen el derecho de un reembolso para la parte que no se usa para transporte en vías públicas. Por lo tanto, aplicar un impuesto de esta manera solo implicaría quitarles el derecho a este reembolso, en el entendido de mantener las tasas actuales.

Una segunda opción es de aplicar el impuesto a otras tecnologías usadas en los procesos industriales, como las fundiciones de cobre o los hornos cementeros. Esto funcionaría de manera similar al impuesto actual – las empresas que operen las instalaciones serían sujetas al impuesto y tendrían que medir sus emisiones según directrices adoptados por el Gobierno.

Por otra parte, es posible aplicar impuestos a actividades o sectores específicos. Sin más, así ha ocurrido desde hace una década con el impuesto específico a la actividad minera, conocido como *royalty minero*. Pese a las aprensiones constitucionales argüidas en su momento, este impuesto ha sido implementado y modificado por gobiernos de distinto signo político. Este es la opción adoptada en países como Australia. Se incluirían todas las emisiones – cual sea la fuente – que ocurran dentro de una instalación minera o industrial, o bajo el control de una empresa.

Como se sabe, el sector minero es uno de los que más contribuye a GEI, por lo que la posible aplicación de un impuesto en ese sector puede parecer atractivo. Empero, la inversión privada de la gran minería que ingresó al país, desde 1974 y hasta 2014, lo hizo muchas veces bajo el régimen de invariabilidad tributaria que establecía el Decreto-Ley 600, mediante el cual el inversionista extranjero y el Estado de Chile pactaban un contrato-ley para proteger la inversión. En el caso de las modificaciones a la ley del *royalty minero*, muchas veces refieren a esta situación en sus normas transitorias (ver sección 4.3.2.), por lo que la evaluación de un aumento del impuesto específico a la actividad minera y/o un impuesto por los GEI debiera ponderar el alcance efectivo del impuesto en empresas mineras que podrían sostener que les afecta su régimen de invariabilidad, salvo aquellas empresas públicas (Codelco y Enami) y aquella inversión privada que no se haya acogido a dicho régimen.

### 3.2.2 Transporte

#### Puntos clave

- El sector transporte contribuye el 22,4% de las emisiones del país de las emisiones GEI del país, y 6,3% del PIB. La gran mayoría de las emisiones provienen del transporte terrestre, y la mayor parte de ellas del transporte de cargo.
- El Borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía ha identificado potencial de mitigación hasta el año 2030 de 5,07 MtCO2eq (para el Escenario Metas de Energía 2050) hasta 8,70 MtCO2eq (para el Escenario Esfuerzo Adicional). Aparte del sector de generación de electricidad, esto representa la potencial más alta en ambos escenarios.
- Aunque mucho del potencial identificado parece tener costos negativos, también hay mucha complementariedad entre las medidas identificadas en el Borrador del Plan de Mitigación y un impuesto al carbono en este sector.
- Ya existe un impuesto especial para el sector de transporte, lo cual facilitaría mucho la introducción de un impuesto al carbono en este sector.
- Existe mucha experiencia internacional en aplicar un impuesto al carbono en el sector de transporte. La información disponible señala que varios han sido efectivos en mitigar emisiones de GEI, aunque menos que en otros sectores. Debido a la relativamente baja elasticidad que suele existir en el sector, aunque la evidencia indica que la elasticidad aumenta en el largo plazo.

#### *Descripción general del sector*

El aporte del sector de transporte al PIB se mide en conjunto con las actividades de telecomunicaciones, dado que se encuentran bajo la supervisión del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. En su conjunto para el año 2015, según datos entregados por la SOFOFA, su aporte es de un 6,3% al PIB<sup>139</sup>.

El transporte en Chile puede dividirse, a grandes rasgos, en terrestre, aéreo, ferroviario y naviero (aunque es posible realizar otro tipo de clasificaciones como transporte de pasajeros y de carga).

El sector consume el 25% de la energía total del país y es la segunda mayor fuente de emisiones de GEI del país, y se predice que estas emisiones van a crecer bastante en el futuro.<sup>140</sup>

El transporte del país es mayoritariamente terrestre, siendo los camiones el principal medio utilizado para transportar mercancías y la carretera la principal vía para el transporte tanto de mercancías como de pasajeros.

El transporte por ferrocarriles es utilizado principalmente para el transporte de mercancías derivadas de la minería y forestales, aunque también tienen relevancia en el transporte de pasajeros, existiendo al aero de la empresa EFE, seis sistemas de transporte en la zona central<sup>141</sup>.

El transporte aéreo, conecta con los mercados globales, siendo su principal rubro el transporte de pasajeros aportando al año 2008, 9,7 millones de pasajeros.

En cuanto al transporte marítimo, tiene gran importancia para el país, debido a la enorme franja de mar y a la cantidad de puertos activos existentes. Este subsector es el responsable de transportar el 90% del comercio exterior, con preponderancia de graneles sólidos, de cobre y madera<sup>142</sup>.

En cuanto al tipo de combustibles usado en el transporte, el Tabla 5 muestra que la mayoría de los vehículos utilizan la gasolina, mientras un número importante utilizan el diésel. Los vehículos de gas representan una menor parte,

<sup>139</sup> En línea: <http://web.sofofa.cl/informacion-economica/indicadores-economicos/estructura-de-la-industria/>

<sup>140</sup> CONICYT. 2010. Investigación en Transporte en Chile: Áreas de investigación y capacidades Informe de estado del arte, p. 14. En línea en: [http://dspace2.conicyt.cl/bitstream/handle/10533/89453/investigacion\\_en\\_transporte\\_en\\_chile.pdf?sequence=1](http://dspace2.conicyt.cl/bitstream/handle/10533/89453/investigacion_en_transporte_en_chile.pdf?sequence=1)

<sup>141</sup> Ibíd. p. 17

<sup>142</sup> Ibíd. p. 20-21.

mientras la cantidad de vehículos eléctricos es sumamente baja, representando una proporción marginal del transporte en el país.

Total	Bencinero	Diésel	Gas <sup>2/</sup>	Eléctrico <sup>3/</sup>
4.647.062	3.532.336	1.107.594	6.916	216

Tabla 5 Prevalencia de diferentes motores en los vehículos del país

Fuente: [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/estadisticas\\_economicas/transporte\\_y\\_comunicaciones/parquevehiculos.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/estadisticas_economicas/transporte_y_comunicaciones/parquevehiculos.php).

La cadena de valor de los combustibles en Chile se presenta en la Figura 12.

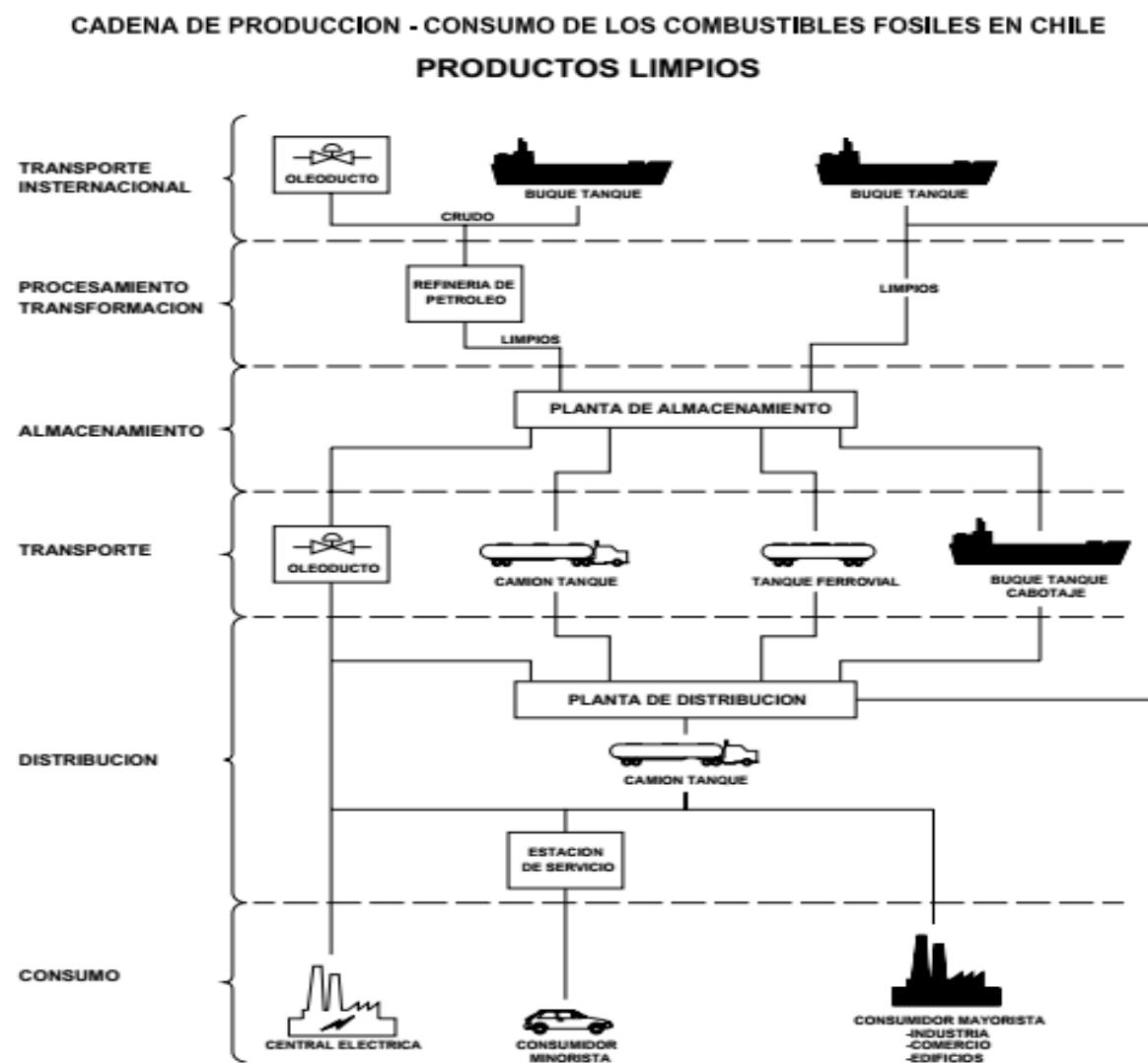


Figura 12 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – productos limpios<sup>143</sup>

<sup>143</sup> Fuente: Energía Abierta, Estudio marco normativo y de los procedimientos que se debe cumplir en la cadena de producción-consumo de los biocombustibles, para el inicio y desarrollo de sus actividades dentro de la república de chile, <http://energiaabierta.cl/estudios/estudio-marco->

## Experiencia internacional

El sector de transporte está entre los sectores donde más se han aplicado impuestos al carbono. Entre las jurisdicciones que han aplicado el impuesto al carbono al sector de transporte están Colombia, México, Irlanda, Sudáfrica, Columbia Británica, Alberta y Suecia. La tributación del transporte suele aplicarse directamente a los combustibles utilizados en el transporte por carretera y, en algunos casos, como el de México y Sudáfrica, también a los combustibles de uso en la aviación doméstica.

### Aspectos técnicos

Las jurisdicciones y países suelen utilizar el combustible fósil y su respectivo contenido de carbono como forma de cálculo del impuesto al carbono para el sector de transporte. En Irlanda el gravamen fue establecido al nivel de los distribuidores de combustibles y carburantes, los cuales deben registrarse en el *National Excise License Office* para obtener la licencia apropiada. El monto a pagar es definido a partir de factores de emisión específicos para cada combustible de acuerdo con la ley (el *Finance Act 2010*).<sup>144</sup> Los distribuidores irlandeses tienen, además, la obligación de medir con precisión el monto de combustible, mantener los registros de las ventas y reportar periódicamente los datos relevantes.<sup>145</sup>

En Sudáfrica, se han debatido cuestiones acerca de la responsabilidad directa por el impuesto al carbono cuando, por ejemplo, las empresas transportan y entregan productos en nombre de sus clientes, lo que pasa por la determinación exacta de las fronteras operacionales de cada contribuyente.

Suecia,<sup>146</sup> Irlanda,<sup>147</sup> y Alberta,<sup>148</sup> Colombia y México también aplican sus impuestos sobre combustibles fósiles, incluyendo los utilizados en la aviación doméstica. Si bien Columbia Británica aplica su impuesto al carbono sobre el uso de combustibles fósiles, el uso de combustible de aviación fue exento del gravamen.<sup>149</sup> Alberta, a su vez, incluyó los combustibles de aviación, sin embargo, excluye los vuelos inter-jurisdiccionales del impuesto.<sup>150</sup>

### Efectividad

A pesar de la dificultad en medir las reducciones de emisión que puedan ser directamente atribuidas al impuesto al carbono, un análisis específico y *ex-post* de las emisiones provenientes del transporte en Suecia ha concluido que el impuesto ha causado un impacto efectivo y significativo en la reducción de las emisiones del país. De acuerdo con el estudio, las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector han bajado alrededor de 12.5% (o 3.2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>) en 2005 comparadas al escenario de línea de base (i.e. ausencia del IVA y del impuesto al carbono). Acumulativamente, las emisiones de CO<sub>2</sub> han bajado 40.5 millones de toneladas durante el periodo entre 1990 y 2005.<sup>151</sup>

Cuando se calcula el impacto generado solamente por el impuesto al carbono sobre las emisiones por uso de gasolina en Suecia (o sea, desvinculado del IVA), se concluye que el impuesto ha logrado una reducción de un 4.9% (promedio anual de 1.1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>) para el periodo 1990-2005, siendo 6.2% (o 1.6 millones de toneladas) solamente para el año de 2005.<sup>152</sup>

---

[normativo-y-de-los-procedimientos-que-se-debe-cumplir-en-la-cadena-de-producción-consumo-de-los-biocombustibles-para-el-inicio-y-desarrollo-de-sus-actividades-dentro-de-la-republica-de/](#)

<sup>144</sup> Finance Act, 2010.

<sup>145</sup> Mineral Oil Traders' Excise Licenses Manual, Revenue Commissioners, 2015, disponible en:

<http://www.revenue.ie/en/about/foi/s16/excise/mineral-oil-tax-and-carbon-charges/mineral-oil-traders-excise-licences-manual/>

<sup>146</sup> Michal Nachmany, Sam Fankhauser, Jana Davidová, Nick Kingsmill, Tucker Landesman, Hitomi Roppongi, Philip Schleifer, Joana Setzer, Amelia Sharman, C. Stolle Singleton, Jayaraj Sundaresan and Terry Townshend, Climate Change Legislation in Sweden an excerpt from 'The 2015 Global Climate Legislation Study A Review of Climate Change Legislation in 99 Countries', LSE 2015

<sup>147</sup> Convery, F. L. Dunne, D. Joyce, Ireland's Carbon Tax and the Fiscal Crisis, OECD Environment Working Paper 59, OECD Publishing, 2013, Paris

<sup>148</sup> Climate Leadership Implementation Act, Bill 20, Part 1, section 7, – Carbon Levy on Aviation Gas and Aviation Jet Fuel

<sup>149</sup> Brian C. Murray y Nicholas River, British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest "Grand Experiment" in Environmental Policy, Working Paper No. NI WP 15-04, Nicholas Institute, 2015.

<sup>150</sup> Global Tax Alert, Canada: Alberta budget 2016-17 includes Carbon Tax Measures, Ernst & Young, 18 April 2016.

<sup>151</sup> Julius Andersson, Cars, carbon taxes and CO<sub>2</sub> emissions, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 238 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 212, October 2015

<sup>152</sup> Julius Andersson, Cars, carbon taxes and CO<sub>2</sub> emissions, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 238 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 212, October 2015

Aunque el estudio mencionado está enfocado en el éxito del impuesto al carbono para el sector de transportes en Suecia, es importante mencionar que Suecia ha implementado conjuntamente una serie de medidas y estrategias complementarias al impuesto al carbono, como la participación en el EU-ETS, inversiones en investigación y desarrollo, y políticas específicas para el sector de manejo de residuos.<sup>153</sup> Además, Suecia también utiliza beneficios fiscales para *green-cars* y aplica un impuesto anual a vehículos de acuerdo con las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>154</sup> Al mismo tiempo, Suecia es uno de los países con mayor cuota tributaria al carbono, lo que seguramente vuelve su impuesto más efectivo.<sup>155</sup> Inicialmente el gravamen tenía un valor de 250 SEK (alrededor de USD 30) y fue aumentando gradualmente hasta 1.100 SEK (USD 132) por tonelada de CO<sub>2</sub>, aunque se aplican tarifas más bajas a la industria.<sup>156</sup>

Igualmente, en Columbia Británica, estudios indican que el impuesto al carbono contribuyó de manera importante en la reducción per cápita del uso de combustibles fósiles. Los estudios subrayan que entre 2008 y 2011 el consumo de estos combustibles cayó en un 16.4% más que en el resto de Canadá.<sup>157</sup> Para la gasolina, durante el mismo periodo, el consumo per cápita se redujo un 7.3% más que en el resto del país, indicando que el impuesto también ha generado impactos en este sub-sector, aunque no tan significativos cuando se comparan a otros tipos de combustible. El análisis también sugiere que el comportamiento de los motoristas puede tardar más para ajustarse al incentivo económico del impuesto.<sup>158</sup> Esto es coherente con al análisis de elasticidades de demanda para la gasolina en diferentes países, los cuales indican que las elasticidades tienden a ser aproximadamente tres veces más altas en el largo plazo que en el corto plazo.<sup>159</sup>

Asimismo, según un análisis más reciente enfocado en Columbia Británica se identificó que, dadas las características del impuesto al carbono, este es capaz de alcanzar una mayor reducción en la demanda de gasolina que la reducción potencialmente generada por cambios de precio de mercado de magnitud similar, en otras palabras, la elasticidad precio de la demanda es más alta en el caso de un impuesto al carbono. Según el estudio, un gravamen de CAN\$25/tCO<sub>2</sub>e resulta, a corto plazo, en una disminución del consumo de gasolina de un 12.5%, mientras que una variación del precio de mercado de este combustible solo logaría una reducción en la demanda de un 1.8%.<sup>160</sup>

Las principales razones por este efecto están relacionadas con la economía conductiva. En el caso de alzas en el precio de mercado, los consumidores suponen la posibilidad que los precios bajarán en el futuro. Por otro lado, en el caso del impuesto al carbono, los consumidores tienen certeza que el alza es más permanente, y así pueden tomar decisiones de largo plazo, como la decisión de invertir en vehículos bajos en emisiones. De igual modo, el hecho de entender que el alza está relacionado con una política ambiental tiene un efecto importante en crear conciencia de los vínculos entre el precio y los impactos ambientales, y de las opciones para reducir las emisiones.

### Impactos económicos

El riesgo de fugas de carbono para el sector de transportes es comparativamente más bajo que los riesgos en la industria manufacturera y la minería.<sup>161</sup> Por lo tanto, la mayoría de países que han aplicado un impuesto al carbono en este sector no han adoptado medidas de asistencia específicas para este sector. Sin embargo, en Sudáfrica, el sector recibe una asignación libre de impuestos adicional a la asignación básica. Consecuentemente, para el

---

<sup>153</sup> Jenny Sumner, Lori Bird, and Hillary Smith, Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, NREL/TP-6A2-47312 December 2009

<sup>154</sup> Michal Nachmany, Sam Fankhauser, Jana Davidová, Nick Kingsmill, Tucker Landesman, Hitomi Roppongi, Philip Schleifer, Joana Setzer, Amelia Sharman, C. Stolle Singleton, Jayaraj Sundaresan and Terry Townshend, Climate Change Legislation in Sweden an excerpt from 'The 2015 Global Climate Legislation Study A Review of Climate Change Legislation in 99 Countries', LSE 2015

<sup>155</sup> Jenny Sumner, Lori Bird, and Hillary Smith, Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, NREL/TP-6A2-47312 December 2009

<sup>156</sup> Julius Andersson, Cars, carbon taxes and CO<sub>2</sub> emissions, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 238 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 212, October 2015

<sup>157</sup> Sustainable Prosperity, British Columbia's carbon tax shift: the first four years, 2012, disponible en: <http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/British%20Columbia's%20Carbon%20Tax%20Shift.pdf>

<sup>158</sup> Sustainable Prosperity, British Columbia's carbon tax shift: the first four years, 2012, disponible en: <http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/British%20Columbia's%20Carbon%20Tax%20Shift.pdf>

<sup>159</sup> Thomas Sterner, Survey of Transport Fuel Demand Elasticities, Swedish Environmental Protection Agency, 2016.

<sup>160</sup> Nicholas Rivers, Brandon Schaufele, Salience of Carbon Taxes in the Gasoline Market, October 2014.

<sup>161</sup> Julius Andersson, Cars, carbon taxes and CO<sub>2</sub> emissions, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 238 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 212, October 2015

transporte la bonificación podría aplicarse en los casos en que el Gobierno sudafricano considere que haya poca o ninguna posibilidad de sustitución de combustibles.<sup>162</sup>

En Columbia Británica el impuesto al carbono inició en una tarifa de CAN\$ 10 por tonelada de CO2e y aumentó hasta CAN\$ 30 por tonelada en 2012. La tarifa de CAN\$ 10 resultó en un incremento de CAN\$ 3.2 centavos sobre el precio del litro de la gasolina y llegó hasta un aumento de 6.67 centavos por litro con el aumento de CAN\$30. A pesar de eso, dada la característica de neutralidad fiscal del impuesto al carbono de Columbia Británica y el aumento gradual de la alícuota,<sup>163</sup> en general no se ha identificado un efecto económico negativo y el incremento de PIB de la provincia se ha desasociado del consumo de petróleo.<sup>164</sup>

### Lobby y oposición

En la mayoría de los países que han aplicado un impuesto al carbono en el sector de transporte, no se ha experimentado grandes desafíos por oposición del público o de la industria. En jurisdicciones como Suecia y Columbia Británica, la alta conciencia de la importancia de la mitigación del cambio climático fue importante en impulsar apoyo público de los respectivos impuestos de carbono. En Columbia Británica otro factor importante fue la neutralidad fiscal del impuesto, por la cual el impuesto de carbono resultó en la reducción de varios otros impuestos.

Un caso excepcional en este sentido es el caso de Suiza, el impuesto sobre el CO2 no incluye el sector transporte. La razón principal por la cual no se ha incluido es la oposición por parte de la población. Como Suiza tiene un sistema de democracia directa, el parlamento y la población tienen un alto impacto en las decisiones políticas. El transporte privado, y especialmente el vehículo particular, es un tema muy sensible a nivel político y debido a los impuestos ya existentes no hay aceptación popular para nuevos impuestos.

### Relevancia para Chile

*A nivel internacional, el sector de transporte es donde más se ha aplicado los impuestos al carbono. Esto es principalmente debido a la relativa facilidad de aplicar un impuesto en este sector, ya que la mayoría de los países ya cuentan con impuestos sobre los combustibles de uso vehicular. Dado que Chile también cuenta con un impuesto especial sobre estos combustibles (ver abajo), se podría esperar que la aplicación de un impuesto en este sector no implicara gran complejidad.*

*En cuanto a la efectividad ambiental, los casos internacionales demuestran que un impuesto en el sector de transporte puede ser efectivo en reducir las emisiones de GEI, pero en algunos casos el efecto es menor que en otros sectores. Esto parece ser debido a la relativamente baja elasticidad en el sector de transporte, al menos en el corto plazo, la cual a su vez está en muchos casos vinculada con la carencia de opciones para reducir las emisiones. La experiencia en Suecia, entre otros, demuestra que es muy importante desarrollar políticas complementarias que faciliten el desarrollo de alternativas, como el transporte público y los vehículos bajos en emisiones. En Chile, el borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía incluye varias políticas que tratarían de impulsar tales alternativas, aunque con mayor énfasis en el transporte privado y público que en el transporte de carga.*

*Al mismo tiempo, si bien el sector de transporte suele tener más baja elasticidad que otros sectores, evidencia empírica reciente señala que la elasticidad en el caso de impuestos puede ser más alta que cuando se presentan alzas en precios no asociadas a impuestos (e.g. asociadas a cambios en la oferta de combustibles). Ello se debe a que los impuestos al carbono o a la energía son más “salientes” para la población que los aumentos regulares de precios por la discusión en medios que llevan detrás. Ello sugeriría que los impuestos al carbono tienen mayor impacto que lo que lo estudios de elasticidades (típicamente basados en alzas en precios no asociados a impuestos) arrojan. Por lo tanto, es importante tratar estimaciones de efectividad basadas en elasticidad con cautela.*

<sup>162</sup>Republic of South Africa, Draft Carbon Tax Bill 2015.

<sup>163</sup> Nicholas Rivers, Brandon Schaufele, Salience of Carbon Taxes in the Gasoline Market, October 2014.

<sup>164</sup> Sustainable Prosperity, British Columbia's carbon tax shift: the first four years, 2012, disponible en: <http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/British%20Columbia's%20Carbon%20Tax%20Shift.pdf>

Finalmente, es relevante considerar que generalmente no se ha identificado riesgos significativos de fugas de carbono o pérdidas de competitividad en aplicar impuestos al carbono en el sector de transporte. Sin embargo, el caso suizo subraya que en ciertos casos puede haber bastante resistencia a un impuesto en el sector. Aunque Chile no tiene un sistema de democracia directa como en Suiza, si tiene un gremio fuerte en el sector de transporte. Por lo tanto, es relevante considerar estrategias para atenuar posible oposición de estas organizaciones.

## Potencial de mitigación

De acuerdo con el Tercera Comunicación Nacional de Chile<sup>165</sup> las emisiones del sector transporte constituyen un 22,4% de las emisiones del país. Se focalizan en el componente transporte terrestre (ver Figura 13)

Componente	1990	2000	2010	2011	2012	2013
<b>1A.3.a. Aviación civil</b>	568,0	683,0	789,8	806,0	1.132,1	998,6
<b>1A.3.b. Transporte terrestre</b>	7.522,5	14.993,3	18.752,7	19.709,5	20.164,9	21.812,1
<b>1A.3.c. Ferrocarriles</b>	64,5	64,1	153,2	158,8	160,4	155,4
<b>1A.3.d. Navegación marítima y fluvial</b>	880,4	1.079,0	434,4	621,8	467,7	889,2
<b>1A.3.e. Otro tipo de transporte</b>	213,9	529,6	822,3	565,5	630,3	690,4
<b>Total</b>	9.249,3	17.348,9	20.952,5	21.861,6	22.555,3	24.545,7

Fuente: Equipo Técnico de Energía del MINENERGIA

Figura 2-22. 1.A.3. Transporte: emisiones de GEI (Gg CO<sub>2</sub> eq) por componente, serie 1990-2013

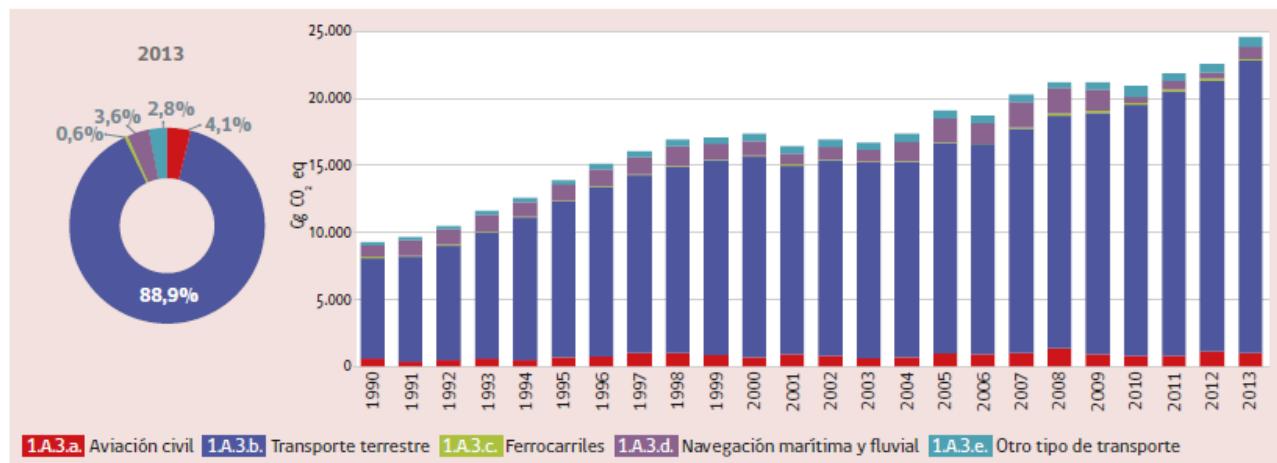


Figura 13 Transporte: emisiones de GEI (Gg CO<sub>2</sub> eq) por componente, serie 1990-2013 (Fuente 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático)

Al igual que en el sector industria y minería, el Borrador del Plan de mitigación para el sector energía, que está siendo elaborado por el Ministerio de Energía, ha identificado aquellas medidas que resultan de mayor efectividad para alcanzar los compromisos de reducción de emisiones de Chile recogidos en su NDC. Para el sector transporte dicho documento recopila las medidas que se muestran en la

Tabla 6 más abajo<sup>166</sup>, las cuales han sido tomadas primordialmente de la Política Energética de Largo Plazo. La contribución de cada una de las medidas identificadas en el documento no ha sido cuantificada.

<sup>165</sup> Ministerio del Medio Ambiente, Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2016.

<sup>166</sup> Los alcances del Plan y sus principales resultados se presentan en la sección 5.4.2 más adelante. En términos generales el Plan analiza las reducciones de emisiones asociadas a una serie de medidas contenidas en la Política Energética de largo plazo, Energía 2050, que se agrupan en dos escenarios distintos, uno denominado "Metas de Energía 2050" y otro "llamado "Esfuerzo Ambicioso" según si dan cumplimiento al compromiso no condicionado y condicionado del NDC de Chile, respectivamente

**Tabla 6 Paquetes de política del sector transporte**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017.

Objetivo	Políticas propuestas
<b>Impulso al mercado de medios de transporte de bajas emisiones</b>	<p>Búsqueda de apoyo financiero para aumentar la participación de buses híbridos y eléctricos en el transporte público</p> <p>Búsqueda de apoyo financiero para la compra de vehículos híbridos o eléctricos, particulares y taxis colectivos</p> <p>Búsqueda de apoyo financiero para camiones livianos y medianos, híbridos o eléctricos</p> <p>Búsqueda de apoyo financiero para el desarrollo de la infraestructura necesaria (ej. Redes de carga eléctrica)</p> <p>Búsqueda de apoyo financiero para incentivar mejoras tecnológicas en el transporte aéreo/marítimo</p>
<b>Recambio tecnológico del transporte público</b>	<p>Licitaciones en el transporte público con obligación de participación de transporte público de bajas emisiones</p> <p>Regulación para obligación de participación de taxis y colectivos de bajas emisiones</p>
<b>Inversión en modos eficientes</b>	<p>Aumentar infraestructura de transporte ferroviario interurbano bajo esquemas público privados</p> <p>Inversión en trenes urbanos</p> <p>Expansión de la infraestructura para bicicletas y buses urbanos (Vías exclusivas)</p>
<b>Políticas de apoyo</b>	<p>Planificación Urbana</p> <p>Sistemas pilotos para mejorar gestión del transporte (carpooling)</p> <p>Sistemas de información, comunicación y coordinación</p> <p>Instrumentos que desincentiven modos más ineficientes</p>
<b>Aumentar los estándares de eficiencia energética</b>	<p>Estándares de rendimiento medio para vehículos (Marco Regulatorio de EE)</p> <p>Instalación de kits aerodinámicos en el transporte de carga interurbano</p> <p>Etiquetado de consumo energético</p> <p>Participar en acuerdos internacionales de EE</p> <p>Desarrollo plataforma para mejorar tasa de ocupación en transporte de carga urbano</p>

El aporte total del sub-sector respecto del escenario base alcanza a 29% del total del sector energía en el escenario Metas de Energía 2050, y de 36% en el escenario “Esfuerzo Adicional”. Como se puede apreciar en la Tabla 7, para el 2030 el Escenario Ambicioso implica mitigación de más de 3.6 MtCO2eq con respecto al Escenario Metas de Energía 2050, indicando una gran potencial para mitigación adicional en este sector. Sin embargo, el borrador del Plan de Mitigación no incluye información sobre las medidas necesarias para alcanzar esta potencial.

**Tabla 7 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO2eq**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017.

Sector	2020	2025	2030
Escenario Metas de Energía 2050			
Transporte	0,52	2,53	5,07
Escenario Esfuerzo Adicional			
Transporte	0,99	2,53	8,70

Aunque no se lo especifica en el Plan de Mitigación en sí, el borrador del documento de modelación aclara que la potencial adicional asociado con el Escenario de Esfuerzo Adicional proviene sobre todo de políticas de intermodalidad más agresivas a nivel nacional, una mayor eficiencia por definición de normas más exigentes y gestión del transporte, mayor ocupación de vehículos privados, y una mayor participación de tecnologías verdes.<sup>167</sup>

Tal como en el sector de Industria y Minería, a partir del conjunto de medidas identificadas en el Plan es posible analizar cuáles de ellas se verían fortalecidas con la aplicación de un impuesto al carbono. En este caso, existen varias de las medidas propuestas que podrían ser complementarias con un impuesto al carbono en el sector. Por ejemplo, un impuesto al carbono puede combinar con apoyo financiero para comprar vehículos bajos en emisiones para brindar un ‘doble incentivo’. Del mismo modo, la introducción de la infraestructura necesaria para vehículos eléctricos les facilita a los conductores responder a la señal del precio, pues les hace más factible usar un vehículo eléctrico. Lo mismo aplica en el cambio de modo de transporte cuando este por sí solo no resulta más costo-efectivo y el impuesto, por lo tanto, complementa la política para inducir el cambio deseado. Por lo tanto, bajo ambos escenarios un impuesto al carbono tiene la potencial de incentivar la mitigación de forma complementaria con las otras políticas propuestas.

Cabe notar que en el sector Transporte también existe un costo medio de abatimiento negativo para el Escenario de Políticas de E2050, por lo tanto el potencial de eficiencia energética y sus beneficios asociados en teoría pueden ser abordados en primer término dentro del sector. Esto se debe parcialmente a la participación mucha mayor del transporte público en el Escenario Políticas de E2050’ relativamente al escenario base, lo que a nivel macro representa menores costos al transporte particular. Sin embargo, los consumidores tienden a balancear varios factores – costo, comodidad disponibilidad de alternativas etc. – en sus decisiones de transporte, y en este sentido el aumento de los costos de la gasolina tienda a reducir su uso, a pesar de que el transporte público es casi siempre más económico que el transporte particular. De igual modo, se puede esperar que la compra de vehículos de bajas emisiones (híbridos, electicos) requiere de incentivos económicos como la aplicación de impuestos al carbono y otros combustibles.

Como antecedente, cabe mencionar que previo a la elaboración de la Política Energética de largo plazo, se realizó un esfuerzo importante de modelación de escenarios y cuantificación de alternativas de reducción de emisiones

<sup>167</sup> Jacques Clerc et al., Documento de Modelación: Documento de soporte de la modelación de escenarios del plan de mitigación – BORRADOR, Abril de 2017..

de GEI a través de la iniciativa MAPS Chile. Sus resultados y modelaciones se encuentran disponibles en el sitio <http://www.mapschile.cl/>.

### *Impuestos existentes y opciones para aplicar un impuesto al carbono*

En Chile existe un impuesto específico a los combustibles, creado mediante la Ley 18.502 y sus modificaciones. Este impuesto es independiente del impuesto al valor agregado de la venta (IVA).

La Ley 18.502, de 1986, establece impuestos específicos a las gasolinas automotrices y al petróleo diésel, así como al gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GLP para consumo vehicular (Art. 1º, Ley 18.502). Entonces, el impuesto de la Ley 18.502 ha sido a los vehículos motorizados que transiten por las vías públicas en general y que se encuentren autorizados para usar gas natural comprimido o gas licuado de petróleo como combustible dentro del territorio nacional. El segundo impuesto de la Ley 18.502 es a la primera venta o importación de las gasolinas automotrices y el petróleo diésel.

En su excurso histórico, el impuesto de la Ley 18.502 ha conocido de varias modalidades. Así, este impuesto ha tenido un componente fijo, con una declaración anual del impuesto (en una única cuota o doce mensualidades). El componente fijo se paga a todo evento, incluso si el vehículo no se utiliza.

El impuesto específico a los combustibles también ha tenido un componente variable, que se devenga al momento de la venta del GNC o GLP por el consumidor, al adquirir el combustible para consumo vehicular. Respecto de este componente, el impuesto se vincula con el uso del vehículo y la eficiencia de éste. Por lo mismo, quienes deciden disminuir el uso de su vehículo, o usar uno más eficiente en términos de consumo de combustibles, están afectos a un menor pago de impuestos.

Para el caso de las gasolinas para automóviles y petróleo diésel, el impuesto se devenga al tiempo de la primera venta o importación de los productos señalados y afectarán al productor o importador de ellos. Vale decir, este es un impuesto a la primera importación o venta de las gasolinas automotrices y el petróleo diésel, y debe ser enterado en arcas fiscales dentro de los diez primeros días hábiles siguientes a la semana en que se efectuaron las transferencias. En el caso de las importaciones, deberán pagarla antes del retiro de las especies de Aduana.

El impuesto específico a las gasolinas automotrices y al petróleo diésel no serán base imponible del Impuesto al Valor Agregado en la importación, en ninguna etapa de la producción o distribución ni en la venta al consumidor.

A su vez, la ley establece un sistema de recuperación en la declaración mensual del Impuesto al Valor Agregado, del impuesto al petróleo diésel soportado en su adquisición, cuando no ha sido destinado a vehículos motorizados que transiten por calles, caminos y vías públicas en general; como ocurre en actividades como la construcción.

El impuesto específico a los combustibles tiene una “componente base”, que se indica a continuación:

Combustible	Tasa por m <sup>3</sup> (UTM)	Tasa por tCO <sub>2</sub> e (UTM) <sup>168</sup>
Gasolina automotriz	6,0	2,59
Petróleo diésel	1,5	0,55
Gas natural comprimido	1,93	0,61
Gas licuado de petróleo	1,40	2,14

<sup>168</sup> Cálculos propios usando factores de conversión disponibles en: [https://people.exeter.ac.uk/TWDavies/energy\\_conversion/Calculation%20of%20CO2%20emissions%20from%20fuels.htm](https://people.exeter.ac.uk/TWDavies/energy_conversion/Calculation%20of%20CO2%20emissions%20from%20fuels.htm).

Al componente base antes señalado, se suma o resta un “componente variable”, consistente en un mecanismo integrado por impuestos o créditos fiscales específicos de tasa variable que incrementarán o rebajarán el componente base, y por ende el Impuesto Específico a los Combustibles a aplicar, según se establece en el artículo 3º de la Ley 20.493<sup>169</sup>.

Finalmente, debe tenerse en cuenta la existencia de mecanismos de estabilización del precio de combustibles, establecidos en las leyes, desde la invasión iraquí a Kuwait en 1991.

Como puede apreciarse, ya existe un impuesto específico para los combustibles usados para vehículos, con un sistema aplicado desde hace más de 30 años, con una institucionalidad que incluye al Servicio de Impuestos Internos, Carabineros, Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.

Por lo mismo, es deseable considerar, para efectos de GEI, agregarle un componente de carbono a este impuesto – es decir, integrar un monto adicional que se calcula en base de la intensidad de carbono de cada combustible.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que se ha gravado combustibles solo con fines de transporte terrestre en vías públicas, y no los hidrocarburos en general, sin distinguir su uso, como ocurre actualmente.

### 3.2.3 Sector comercial, público y residencial

#### Puntos clave

- El sector comercial, público y residencial (CPR) contribuye el 5,5% de las emisiones del país. El combustible más utilizado en este sector es la leña, cual es relativamente baja en emisiones de GEI en comparación con otros combustibles.
- A pesar de ser relativamente baja en emisiones, el uso de la leña húmeda produce altas cantidades de contaminantes locales, lo cual ha motivado varias políticas públicas para reducir su uso.
- El Borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía ha identificado potencial de mitigación hasta el año 2030 de 1,09 MtCO2eq (para el Escenario Metas de Energía 2050) hasta 3,19 MtCO2eq (para el Escenario Esfuerzo Adicional). Esto representa relativamente alto potencial, dado la baja contribución del sector a las emisiones nacionales.
- Mucho del potencial identificado para los edificios comerciales y públicos tienen costos negativos, mientras que el potencial para edificios residenciales tiene costos muy altos.
- Aunque actualmente no existen impuestos especiales a los combustibles utilizados en el sector, aplicar un impuesto al gas natural, gas licuado y parafina no presenta grandes complejidades. En cambio, aplicar un impuesto a la leña húmeda presenta desafíos significativos.
- Existe considerable experiencia internacional en aplicar un impuesto al carbono en el sector CPR, aunque no existe experiencia en aplicar un impuesto al carbono al uso de leña.

<sup>169</sup> [http://www.sii.cl/preguntas\\_frecuentes/iva/001\\_030\\_0739.htm](http://www.sii.cl/preguntas_frecuentes/iva/001_030_0739.htm)

## Descripción general del sector

El producto más utilizado para calefaccionar en sectores residenciales corresponde a la leña, ascendiendo a un 62% del total<sup>170</sup>.

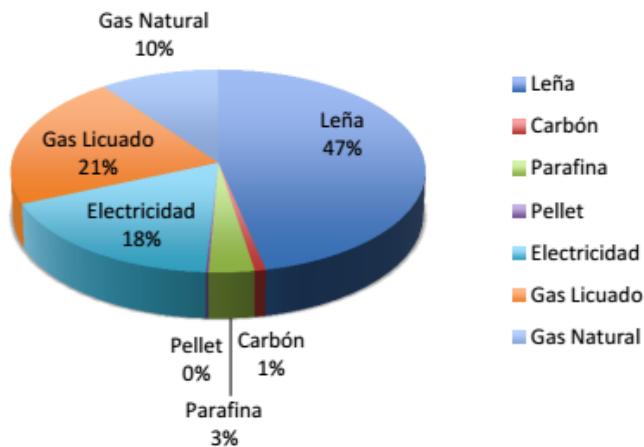


Figura 14 Futuro de la calefacción en Chile: opciones y consecuencias.

Fuente: Estrategia 2014-2018, Ministerio del Medio Ambiente, en línea:

[http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/2016/03/politica\\_leña\\_2016\\_web.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2016/03/politica_leña_2016_web.pdf)

La leña incluye tanto la leña usada para combustión como también pellets de madera, briquetas, despuntos y carbón vegetal. Este último tanto para uso de calefacción como de cocción (parrilla)<sup>171</sup> El sector se caracteriza por un gran nivel de informalidad e insuficiente fiscalización y trazabilidad de origen, lo que dificulta la regulación o aplicación de impuestos en el sector.

Las importaciones del gas natural se realizan a través de gasoductos, desde Argentina.<sup>172</sup> La Figura 15 muestra la cadena de valor del gas natural en Chile.

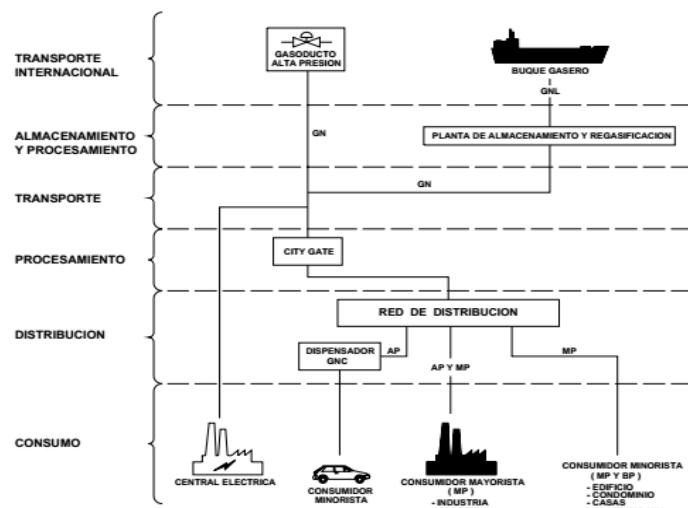


Figura 15 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – gas natural

Fuente: Comisión Nacional de Energía

### NOTAS:

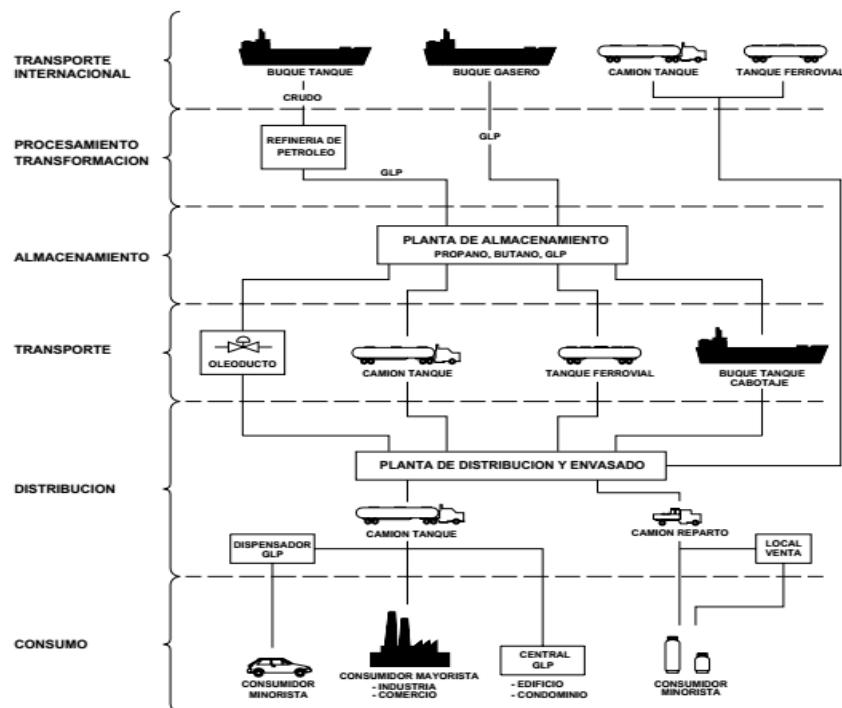
AP : ALTA PRESIÓN (  $p \geq 6$  bar )  
 MP : MEDIA PRESIÓN (  $0.05 \text{ bar} < p < 6 \text{ bar}$  )  
 BP : BAJA PRESIÓN (  $p \leq 0.05$  bar )

<sup>170</sup> MINISTERIO DEL MEDIOAMBIENTE. Futuro de la calefacción en Chile: opciones y consecuencias. Estrategia 2014-2018, p. 10. En línea: [http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/2016/03/politica\\_leña\\_2016\\_web.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2016/03/politica_leña_2016_web.pdf).

<sup>171</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA y CDT. Medición del consumo nacional de leña y otros combustibles sólidos derivados de la madera. En línea: [ftp://ftp.cne.cl/pub/EA/Estudios\\_Energ%EDa%20Abierta%20Abril%202016/Medici%F3n%20del%20consumo%20nacional%20de%20le%F1a%20y%20otros%20combustibles%20s%3Folidos%20derivados%20de%20la%20madera/MEDICI%D3N%20DEL%20CONSUMO%20NACIONAL%20DE%20LE%20D1A%20Y%20OTROS%20COMBUSTIBLES%20S%3DOLIDOS%20DERIVADOS%20DE%20LA%20MADERA.pdf](ftp://ftp.cne.cl/pub/EA/Estudios_Energ%EDa%20Abierta%20Abril%202016/Medici%F3n%20del%20consumo%20nacional%20de%20le%F1a%20y%20otros%20combustibles%20s%3Folidos%20derivados%20de%20la%20madera/MEDICI%D3N%20DEL%20CONSUMO%20NACIONAL%20DE%20LE%20D1A%20Y%20OTROS%20COMBUSTIBLES%20S%3DOLIDOS%20DERIVADOS%20DE%20LA%20MADERA.pdf), p. 1.

<sup>172</sup> COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2008. Estudio marco normativo y de los procedimientos que se debe cumplir en La cadena de producción-consumo de los biocombustibles, para el inicio y desarrollo de sus actividades dentro de la República de Chile. Informe final. p. 9

Por otro lado, el gas licuado se produce en la Refinería Aconcagua y la Refinería Bio-Bio".<sup>173</sup> La Figura 16 muestra la cadena de valor del gas licuado.



**Figura 16 Cadena de producción: Consumo de los combustibles fósiles en Chile – gas licuado de petróleo**

Fuente: Comisión Nacional de Energía

### *Experiencia internacional*

#### Aspectos técnicos

Junto con el sector de transporte, el sector comercial, público y residencial (CPR) se encuentra entre los sectores donde más se ha aplicado impuestos al carbono. En la gran mayoría de los casos, los países han aplicado sus impuestos al carbono en este sector a través de gravar los combustibles de uso CPR, como el gas natural y el diésel. Cabe notar que las emisiones del uso de electricidad en el sector CPR están considerados como parte del sector de generación de electricidad. Tal y como se explicó en la sección 3.2.2, la aplicación de un impuesto sobre los combustibles generalmente no genera gran complejidad, ya que la mayoría de los países ya aplican impuestos sobre estos combustibles.

Los países que han aplicado impuestos al carbono en el sector CPR han enfocado sus impuestos en los combustibles fósiles, excluyendo el uso de leña en el sector CPR. Por ejemplo, Suecia eximió la leña de su impuesto, pues la leña generalmente proviene de fuentes sostenibles y no está quemado directamente por hogares en centros urbanos, sino por centros de calefacción urbana.<sup>174</sup> De modo similar, en Finlandia también se eximió la leña del impuesto al carbono, debido a la importancia del sector para las exportaciones del país.<sup>175</sup>

#### Efectividad

Varios estudios han señalado una efectividad relativamente alta de impuestos en el sector CPR, en particular en los edificios comerciales y públicos. Por ejemplo, un estudio que modeló el impacto de un impuesto al carbono en el sub-sector comercial en los EE.UU demostró que, presentando alternativas como sustitución de combustibles, este

<sup>173</sup> Ídem.

<sup>174</sup> Susanne Åkerfeldt and Henrik Hammar, CO2 Taxation in Sweden: Experiences of the Past and Future Challenges. 2015. En línea: [http://www.un.org/esa/fdd/wp-content/uploads/2016/12/13STM\\_Article\\_CO2-tax\\_AkerfeldtHammar.pdf](http://www.un.org/esa/fdd/wp-content/uploads/2016/12/13STM_Article_CO2-tax_AkerfeldtHammar.pdf).

<sup>175</sup> Grantham Research Institute of Climate Change and Environment, The Global Climate Legislation Study: Finland. En línea: <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/legislation/countries/finland/>.

sub-sector puede tener razonable elasticidad y responder rápidamente a los incentivos económicos del impuesto al carbono.<sup>176</sup>

De igual modo, en Columbia Británica, estudios demuestran que el impuesto al carbono fue particularmente efectivo en reducir las emisiones en los edificios comerciales y públicos, donde las emisiones disminuyeron alrededor de 530.000 toneladas (un 16%) entre 2008 a 2013, comparativamente al periodo anterior a la implementación del impuesto (2000 a 2007).<sup>177</sup> Para los edificios residenciales, sin embargo, la reducción observada fue menos significativa, alrededor de 249,000 toneladas, o sea, un 5.2% menor que en el periodo de referencia (2000 a 2007).<sup>178</sup>

En Suiza, estudios sobre el impacto del impuesto han revelado efectos muy positivos en la reducción de emisiones en este sector. A nivel de eficiencia energética se ha visto una sustitución de combustibles hacia energías renovables principalmente en la calefacción.

En Irlanda, las emisiones en el sub-sector de edificios residenciales han reducido un 26.34% entre 2010 y 2014. Sin embargo, es difícil cuantificar la reducción que puede ser atribuida específicamente al impuesto al carbono, una vez que el impuesto fue implementado gradualmente, durante un periodo de recesión económica y en conjunto con una serie de otras medidas que afectaran directamente el sector de edificios.<sup>179</sup>

Finalmente, cabe notar que reducir el consumo de energía en el sector CPR es particularmente difícil para los edificios antiguos donde la eficiencia de los procesos energéticos no fue considerada antes de la fase de diseño y construcción.

### Aspectos económicos

El impacto económico sobre el sector CPR cambia según la tasa impositiva del impuesto y la existencia o no de alternativas menos intensivas energéticamente (y el costo de tales alternativas). Generalmente, el sector CPR no está sujeto a riesgos de fugas de carbono, pues no está expuesto al comercio internacional. Sin embargo, puede haber impactos significativos en hogares con menos recursos, quienes muchas veces se gastan una porción relativamente alta de sus ingresos en gastos de energía.

Varios países y jurisdicciones han implementado una serie de medidas para mitigar los impactos sobre los consumidores residenciales y comerciales finales. En Suiza, una parte de los ingresos del impuesto al CO<sub>2</sub> son utilizados para el programa de edificios lo que permitió la rehabilitación energética de varios edificios en los últimos años.

En este sector también se han utilizado descuentos y préstamos subsidiados. En Alberta, por ejemplo, para contrarrestar el aumento de los gastos mensuales relacionados con la energía, el Gobierno les ofrece reembolsos del impuesto a los hogares de ingresos medios y bajos, puesto que se supone que ellos no pueden invertir en medidas y productos de eficiencia energética. El reembolso representa un monto fijo que se define de acuerdo con los niveles de ingresos y no está vinculado la cantidad de energía que usan los hogares, así que mantiene el incentivo a utilizar menos energía. Los montos reales de la rebaja pueden variar de CAN\$200 a CAN\$650, dependiendo del tamaño de la familia, y se efectúa por medio de pagos directos a los hogares, tras su entrega de sus declaraciones de impuestos.

En Australia, el impacto causado por el *Australian Carbon Pricing Mechanism* sobre la electricidad fue atenuado por el uso del *Environmental Upgrade Agreement* (EUA). A través del EUA, el *National Australian Bank* financió proyectos de eficiencia energética y modernización de edificios comerciales, con un valor de AUS \$ 250.000 y superior, a través de los principales centros urbanos de Australia.

---

<sup>176</sup> Ver Marilyn A. Brown, Matt Cox, and Xiaojing Sun, *Making Buildings Part of the Climate Solution by Pricing Carbon Efficiently*, Georgia Institute of Technology, 2012.

<sup>177</sup> Charles Komanoff and Matthew Gordon, *British Columbia's Carbon Tax: By the Number*, Carbon Tax Center, December 2015

<sup>178</sup> Charles Komanoff and Matthew Gordon, *British Columbia's Carbon Tax: By the Number*, Carbon Tax Center, December 2015

<sup>179</sup> Ireland's Final Greenhouse Gas Emissions In 2014, Environmental Protection Agency (EPA)-Ireland. The percentages were calculated based on the GHG emissions reported by the EPA of Ireland.

## Relevancia para Chile

Aunque en muchos países la preexistencia de impuestos especiales sobre los combustibles de uso en el sector CPR ha facilitado mucho la aplicación de un impuesto al carbono en el sector, en Chile actualmente los combustibles no están sujetos a impuestos especiales en este sector. Por lo tanto, aplicar un impuesto al sector CPR chileno puede resultar relativamente más complejo que en otros países (ver análisis abajo).

Una diferencia importante entre el caso chileno y otros casos internacionales está relacionado con el uso de leña en el sub-sector residencial. Mientras en países como Suecia el uso de leña es considerado sostenible y por tanto excluido del impuesto, en Chile el uso de leña contribuye significativamente a la contaminación local, así como a las emisiones de GEI. Así las cosas, excluir la leña de un impuesto al carbono en Chile podría tener impactos no deseados, específicamente incentivando su mayor uso. No obstante, la informalidad del mercado de leña en Chile puede dificultar la aplicación de un impuesto al carbono a este combustible. En este contexto, es relevante considerar que hasta la fecha no existe experiencia internacional en aplicar un impuesto al carbono a la leña.

## Potencial de mitigación

El sector comercial, público y residencial (CPR) contribuye 5,5% de las emisiones del país, siendo el mayor porcentaje de este 25% el utilizado por el sector residencial (68,8%).<sup>180</sup> De acuerdo con la información disponible en el INGEI, el Perfil de emisiones del sector por tipo de combustible se presenta en la Figura 17.

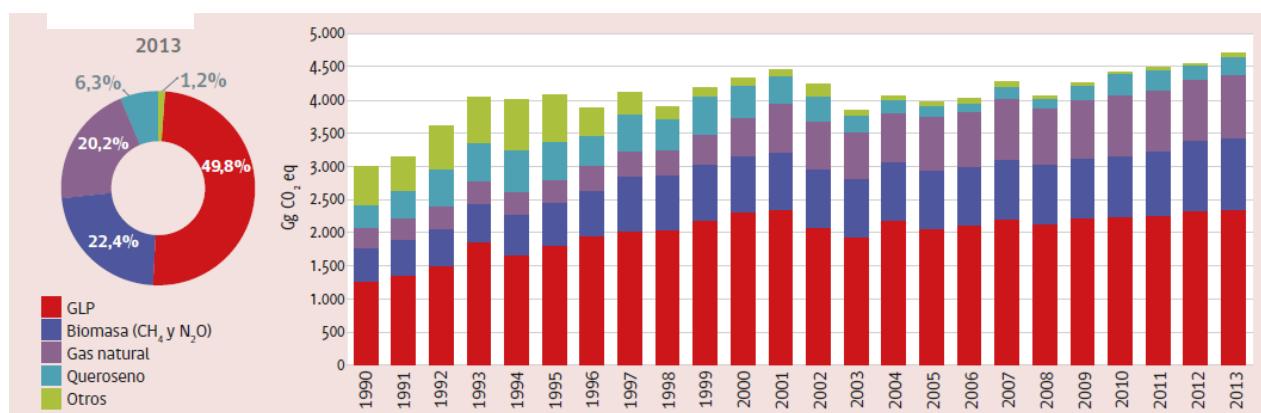


Figura 17 Emisiones por combustible en el sector residencial (fuente: INGEI)

Por otra parte, y de acuerdo con el Segundo Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático de 2016, las emisiones del sector residencial para el periodo 1990-2013 representan casi 69% del total asociado a “otros sectores” (ver Figura 18).

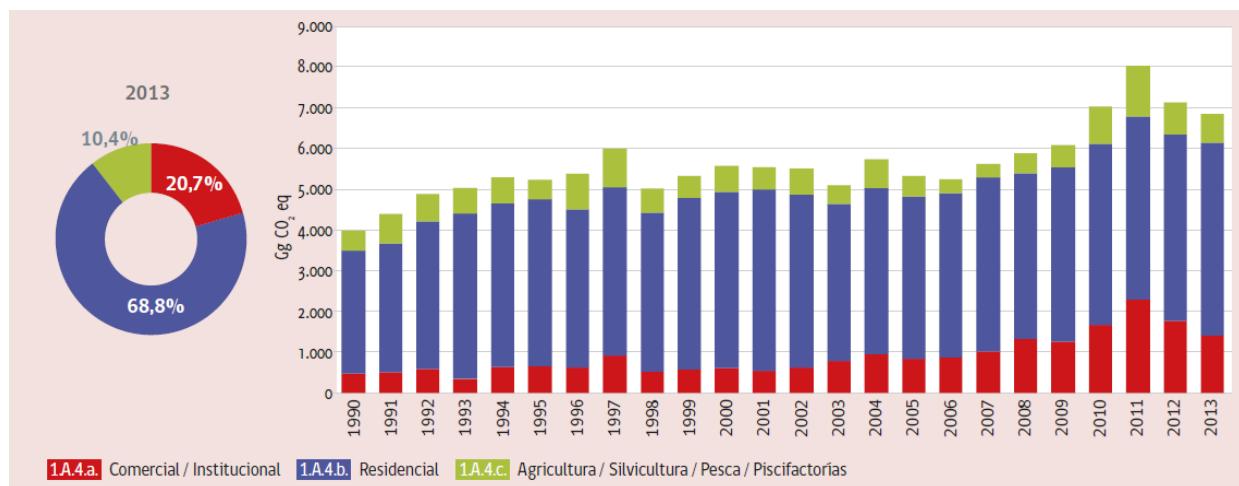


Figura 18 Otros sectores, emisiones de GEI (Cg CO<sub>2</sub> eq) por componente, serie 1990-2013 (fuente: 2do Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático)

Al igual que en los sectores industria y transporte, el Borrador del Plan de mitigación para el sector energía, que está siendo elaborado por el Ministerio de Energía, ha identificado aquellas medidas que resultan de mayor efectividad para alcanzar los compromisos de reducción de emisiones de Chile recogidos en su NDC. Para el sector CPR dicho documento recopila las medidas que se muestran en la Tabla 8 más abajo, las cuales han sido tomadas primordialmente de la Política Energética de Largo Plazo. La contribución de cada una de las medidas identificadas en el documento no ha sido cuantificada.

Tabla 8 Paquetes de política del sector CPR

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017.

Objetivo	Políticas propuestas
Promover Eficiencia Energética	Continuación de subsidios para reacondicionamiento térmico residencial para familias vulnerables (PPPF)
	Búsqueda de apoyo financiero para reacondicionamiento térmico residencial (ampliar segmento de la población)
	Desacoplo/Certificados blancos por parte de las distribuidoras para inversión en proyectos EE (Marco Regulatorio de EE)
	Sistema inteligente de producción y gestión descentralizada de la energía y reducir las emisiones del sector generación mediante cambio de curva de carga
	Sistemas de información, capacitación
Regulaciones y estándares	Regulación - MEPS en motores eléctricos
	Regulación para la calificación energética obligatoria de viviendas
	Actualización de la normativa térmica de viviendas (OGUC)
	Regulación - MEPS en principales equipos eléctricos de uso doméstico: aire acondicionado, refrigeradores, ampolletas, tubos fluorescentes, secadoras de ropa, lava vajilla, lavadoras, calefactores eléctricos de agua, etc.
	Regulación para ampliar el etiquetado de equipos eléctricos de uso doméstico: secadoras de ropa, lava vajilla, lavadoras, calefactores eléctricos de agua, etc.
	Regulación y e instrumentos financieros para fomentar el uso de leña seca

<b>Incrementar el uso de sistemas de bajas emisiones</b>	Desarrollo del autoconsumo con energías renovables no convencionales a través de la generación de políticas, programas y proyectos
	Búsqueda de apoyo financiero para la promoción de la electrificación en el sector residencial
	Continuación de la franquicia tributaria para la instalación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria
	Búsqueda de apoyo financiero para la instalación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria (ampliar segmentos de la población)
	Programa comuna energética
<b>"Liderar con el ejemplo" programa del sector público</b>	Continuar y buscar apoyos financieros para incrementar la inversión para mejoras de EE en edificios públicos (PEEP)
	Inversión y búsqueda de apoyo financiero para mejoras de EE en hospitales
	Continuación y búsqueda de apoyo financiero para programa de recambio de luminarias públicas
	Continuación y búsqueda de apoyo financiero para el Programa de Techos Solares Públicos

El aporte total del sub-sector respecto del escenario base alcanza a 6% del total del sector energía en el escenario Metas de Energía 2050, y de 13% en el escenario “Esfuerzo Adicional”. Como se puede apreciar en la Tabla 9, en el Escenario Esfuerzo Adicional hay casi tres veces más potencial de mitigación en este sector que en el escenario Metas de Energía 2050. Este potencial está asociado en gran medida con la instalación de sistemas de ERNC y la electrificación en el sector.<sup>181</sup>

**Tabla 9 Reducción de emisiones GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en MtCO2eq**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017

Sector	2020	2025	2030
<b>Escenario Metas de Energía 2050</b>			
Comercial, Público y Residencial	0,12	0,55	1,09
<b>Escenario Esfuerzo Adicional</b>			
Comercial, Público y Residencial	0,14	0,55	3,19

De acuerdo con el Borrador del Plan de Mitigación para el sector energía, y a diferencia de los dos sectores analizados previamente, en el sub-sector Comercial, público y residencial el costo medio de abatimiento es positivo, lo cual podría indicar una oportunidad interesante en términos de que la aplicación de un impuesto al carbono en el sector podría gatillar la toma de decisiones hacia inversiones en tecnologías más limpias y menos contaminantes. Sin embargo, es importante mencionar que los costos de mitigación en edificios comerciales y públicos son negativos, mientras para edificios residenciales el Borrador señala costos de alrededor de USD 500/tCO2eq. Si estas

<sup>181</sup> Jacques Clerc et al., Documento de Modelación: Documento de soporte de la modelación de escenarios del plan de mitigación – BORRADOR, Abril de 2017.

cifras son precisas, podría implicar que un impuesto de carbono no proveería suficiente incentivo para adoptar estas medidas sin llegar a un precio muy alto.

De todos modos, un impuesto al carbono en el sector podría combinar bien con ciertas medidas incluidas en el Borrador. Por ejemplo, podría combinar con subsidios para reacondicionamiento térmico o los para la instalación de sistemas solares térmicos, para ofrecer un incentivo financiero adicional, tipo “palo y zanahoria”.

Como antecedente, cabe mencionar que previo a la elaboración de la Política Energética de largo plazo, se realizó un esfuerzo importante de modelación de escenarios y cuantificación de alternativas de reducción de emisiones de GEI a través de la iniciativa MAPS Chile. Sus resultados y modelaciones se encuentran disponibles en el sitio <http://www.mapschile.cl/>.

### *Impuestos existentes y opciones para aplicar un impuesto al carbono*

Actualmente no existe ningún impuesto específico sobre el gas natural de uso doméstico. Por otro lado, el keroseno de uso doméstico (parafina) está exento del Impuesto Específico, porque no se usa con fines de transporte.

Si lo buscado fuese establecer un impuesto al gas licuado de petróleo (GLP) para fines residenciales y comerciales, debe tenerse en cuenta que este es un mercado con rivalidad, donde no es raro que haya más de un actor en el mercado relevante y el gas natural sea un disciplinador de precio del GLP. Este es una industria que, a diferencia de lo que ocurre en otros países, tiene una presencia territorial en ciudades y localidades donde se comercializa gas natural. Recordemos que el uso de medidores es marginal y lo preferido es la compra de balones o bombonas de pesos establecidos.

Pues bien, el diseño de un impuesto de esta naturaleza puede ser de una tasa por volumen de venta, el que podría cobrarse aguas arriba (importador), o al distribuidor (número limitado de actores).

Por otra parte, si se quiere establecer un impuesto al gas natural para fines residenciales y comerciales, la situación es más sencilla que un impuesto al GLP, pudiendo cobrarse a los cargadores / compradores del gas natural licuado (GNL) en los terminales de regasificación que son a la vez distribuidores residenciales. Donde el principal distribuidor de gas natural de red –no el único- es la empresa Metrogas. Hasta esta fecha, esta empresa ha contado con un sistema de precios libres respecto a sus clientes residenciales e industriales, pero la aprobación en 2017 de una legislación que pasará a regular la distribución de gas de red puede hacer necesario que este tipo de situaciones –un impuesto por GEI- sea contemplado en las bases técnico-económicas de los primeros procesos tarifarios.

Es del caso precisar que la aplicación de un impuesto al gas natural debiera considerar un mecanismo de créditos para aquellas empresas que hubieren pagado el impuesto del artículo 8º de la Ley 20.780.

Luego, la aplicación de un impuesto al kerosene usado para fines domiciliarios puede presentar una similar implementación que la del GLP.

Debe considerarse también que si no se establece un impuesto al GLP vehicular puede haber un arbitraje entre el GLP residencial y el GLP vehicular, como también entre el GNC para uso vehicular y el gas natural para fines residenciales.

Para el caso de la leña la situación es más compleja. Primero, y principalmente, por la contaminación del aire en diversas zonas saturadas, habiéndose promovido políticas de subsidio de sustitución de salamandras por estufas con mejores tecnologías. Pero, además, por la complejidad de su control, dado el número atomizado de productores y distribuidores, pese a la dictación de una ley sobre certificación (Ley 20.586).

### 3.2.4 Agricultura

#### Puntos clave

- El sector agricultura contribuye el 12,5% de las emisiones del país, 3,5% del PIB, mientras dispone del 12% de la fuerza de trabajo en Chile. La producción de carne es la actividad más intensiva en emisiones del sector.
- No existe información reciente acerca del potencial de mitigación en el sector. Sin embargo, en el ámbito del proyecto MAPS encontraron un potencial de 8,3 MtCO<sub>2</sub>e para el periodo 2015-2050, sin considerar el potencial asociado con cambios de dietas.
- Actualmente no existen impuestos especiales en el sector, excepto los al tabaco y a las bebidas no-alcohólicas y alcohólicas. Si bien algunas empresas agro-industriales están sujetas al impuesto actual, ellas forman parte del sector minería e industria.
- Las opciones para aplicar un impuesto de carbono al sector incluyen un impuesto sectorial, un impuesto sobre insumos como los fertilizantes sintéticos, y un impuesto sobre productos como la carne.
- Aún no existe experiencia internacional en aplicar precios de carbono al sector agricultura, aunque sí hay experiencia en el uso de *offsets* en el sector.

#### Descripción general del sector

El porcentaje del PIB que corresponde al sector agropecuario se encuentra dentro de 3,5% correspondiente a “resto de sectores”, de acuerdo a lo indicado por SOFOFA conforme a los datos entregados por el Banco Central para el año 2015<sup>182</sup>. En específico a precios corrientes, según datos del Banco Central el aporte al PIB del sector Agropecuario-silvícola ascendió a 4.612.571 al mismo año<sup>183</sup>.

Durante los años '90 el sector agrícola creció con fuerza, de la mano del crecimiento de las exportaciones: “*La tasa promedio de crecimiento del PIB silvoagropecuario fue del 5,6% entre el año 2000 y 2004. Las exportaciones, que en el año 2000 alcanzaron US\$ 4.976 millones, en 2004 llegaron a US\$ 7.500 millones y bordearon los US\$ 8.200 millones a fines del presente año, con más de US\$ 6.000 millones de excedente comercial.*”<sup>184</sup>

Actualmente, el sector agrícola dispone del 12% de la fuerza de trabajo en Chile empleando alrededor de 700.000 personas<sup>185</sup>. Si se analiza su valor agregado su aporte corresponde al 4,1%<sup>186</sup>.

En el desagregado, el sector agropecuario tiene como subsectores: 1) Agricultor; 2) Ganadería y caza y 3) Silvicultor y el porcentaje de exportaciones al año 2012, de acuerdo a la información entregada por la ODEPA:

30% de fruta fresca; 19% de celulosa; 14% de vinos y alcoholes; 11% a frutas y hortalizas procesadas; y el porcentaje restante a productos elaborados de madera, cereales, carnes y lácteos<sup>187</sup>.

<sup>182</sup> SOFOFA. En línea: <http://web.sofofa.cl/informacion-economica/indicadores-economicos/estructura-de-la-industria/>

<sup>183</sup> BANCO CENTRAL. En línea: [http://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/informes/anuarioCCNN/listado2015/ACN002H\\_2015\\_Coment.pdf](http://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/informes/anuarioCCNN/listado2015/ACN002H_2015_Coment.pdf)

<sup>184</sup> MINISTERIO DE AGRICULTURA. ODEPA. .2014. Agricultura Chilena 2014. Una perspectiva de Mediano Plazo, p. 3. En línea: <http://www.sna.cl/ww/admin/spaw2/uploads/files/Agricultura%202014.pdf>

<sup>185</sup> Ibíd.

<sup>186</sup> MINISTERIO DE ECONOMÍA. 2015. Op.cit. p.7.

<sup>187</sup> MINISTERIO DEL TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL. OBSERVATORIO LABORAL DE CHILE. En línea. <http://observacionacional.cl/sectores/agricultura/>

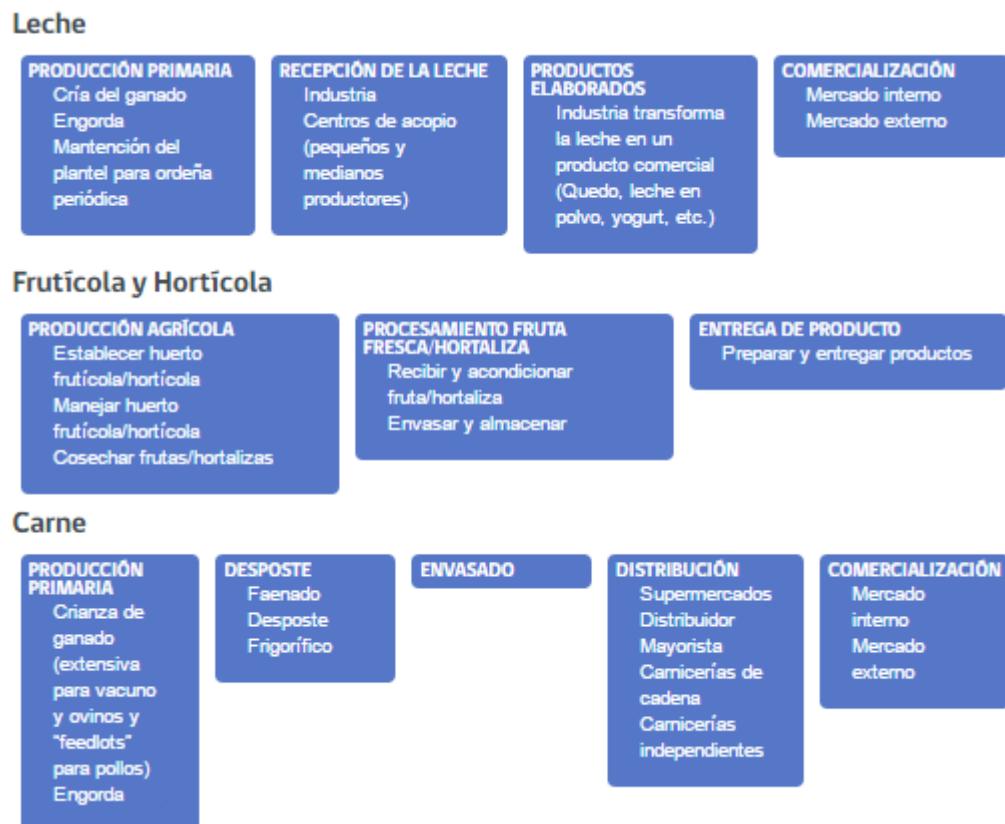


Figura 19 Cadena de valor de los principales productos agrícolas en Chile

### Experiencia internacional

Hasta la fecha, ningún país ha aplicado un impuesto al carbono a las emisiones del sector agricultura, fuera de las emisiones provenientes de la combustión de combustibles fósiles.

En Nueva Zelanda, originalmente se decidió el sector agricultura dentro del sistema de intercambio de emisiones. Los puntos de obligación iban a ser la venta de fertilizantes, por un lado, y el procesamiento de productos animales (carne y leche), por el otro. Sin embargo, había mucha resistencia del sector, y subsecuentemente se decidió incluir el sector dentro del sistema de MRV, pero no aplicarle la obligación de entregar permisos.<sup>188</sup>

Varias jurisdicciones sí han incluido el sector agricultura de forma indirecta a través de permitir el uso de *offsets* del sector dentro del marco de sus precios al carbono. Por ejemplo, California permite el uso de *offsets* del sector agricultura, generados bajo su *Compliance Offset Protocol*, dentro de su sistema ETS. Se igual modo, en Australia se permitía el uso de *offsets* generados bajo el *Carbon Farming Initiative* en el (antiguo) *Carbon Pricing Mechanism*. Cabe mencionar que, a pesar de que en 2014 Australia abolió su impuesto al carbono (el *Carbon Pricing Mechanism*), los proyectos agrícolas desarrollados bajo el *Carbon Farming Initiative* siguen vigentes, pues los integraron bajo un nuevo esquema: el *Emission Reduction Fund*. Bajo este mecanismo, el Gobierno Australiana compra créditos *offset* directamente de los promotores de los proyectos.

La **Error! Reference source not found.** señala los tipos de proyectos que se permiten en el sector agricultura en estas jurisdicciones.

<sup>188</sup> Kate Gudsell, Is it time to include farming in NZ's ETS? <http://www.radionz.co.nz/news/national/288062/is-it-time-to-include-farming-in-nz's-ets>.

Tabla 10 Tipos de proyectos en el sector agricultura y forestal permitidos en los mecanismos *offset* en Australia y California

	Emisiones de suelos agrícolas	Emisiones de la quema de cultivos	Emisiones de la quema de praderas	Reducción de metano del cultivo de arroz	Gestión de estiérco	Emisiones de fermentación entérica	Secuestración en bosques	Secuestración en suelos
Australia <i>Carbon Farming Initiative</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
California <i>Compliance Offset Protocol</i>		✓	✓					✓

En Australia la decisión de incluir el sector agricultura dentro de un sistema de *offsets* en vez de dentro del impuesto fue en parte debido al poder político del sector.<sup>189</sup> Otro factor importante fue el desafío de medir y verificar todas las emisiones en este sector – por ende, se consideró más práctico el enfoque voluntario.

Finalmente, cabe notar que en Dinamarca el Consejo de Ética en 2016 propuso un impuesto sobre el consumo de la carne. El gobierno de Dinamarca aún no ha tomado ninguna decisión con respecto a la recomendación.

#### Relevancia para Chile

*Los casos internacionales destacan los desafíos en aplicar un impuesto de carbono al sector agricultura. Estos desafíos son, por un lado, técnicos y, por otro lado, políticos. La experiencia con los mecanismos de offset en el sector indican que se puede superar los desafíos técnicos; sin embargo la preferencia de aplicar offsets en el sector agricultura en vez de un precio al carbono refleja los relativamente altos costos de MRV en este sector. Este es un aspecto relevante para Chile, pues actualmente no existe mucha capacidad técnica en el país en realizar MRV en este sector. Sin embargo, cabe mencionar que antes de introducir los sistemas en Australia y California, tampoco existían altas capacidades técnicas en este respecto.*

*Los desafíos políticos también representan un tema relevante para Chile, pues el sector agricultura cuenta con un gremio activo y bien organizado. Si el gobierno decide aplicar un impuesto en este sector, por lo tanto, será importante desarrollar estrategias para minimizar la resistencia política.*

*Si bien hasta la fecha ningún país ha adoptado un impuesto sobre el consumo de carne, la recomendación de adoptar tal impuesto por el Consejo de Ética danés subraya sus potenciales beneficios. Dado que la producción de la carne – especialmente la carne bovina – es mucho más intensiva en emisiones (por unidad de proteína, calorías o de energía) que los otros fuentes de proteína, gravar su consumo puede ser una estrategia eficaz para incentivar el consumo de fuentes de proteínas más bajas en emisiones. Además, esta opción presenta mucho menos complejidad técnica que un impuesto a las emisiones directas del sector agricultura.*

<sup>189</sup> Comunicación personal con exfuncionarios del gobierno de Australia.

## Potencial de mitigación

Las emisiones del sector agricultura representaban unos 12,5% de las emisiones del país en el 2013.<sup>190</sup> Dado el nuevo sistema para la categorización de las emisiones del sector agricultura, forestal y otros usos de tierra (AFOLU, por sus siglas en inglés), ya no es posible distinguir las emisiones del sector agricultura del sector forestal. Por lo tanto, y dado el cambio limitado en el perfil de emisiones del sector entre 2010 y 2013,<sup>191</sup> es conveniente para este análisis analizar las fuentes de emisiones en el 2010. Las principales fuentes de las emisiones en el sector en el 2010 se encuentran en la siguiente figura, obtenida a partir del INGEI.

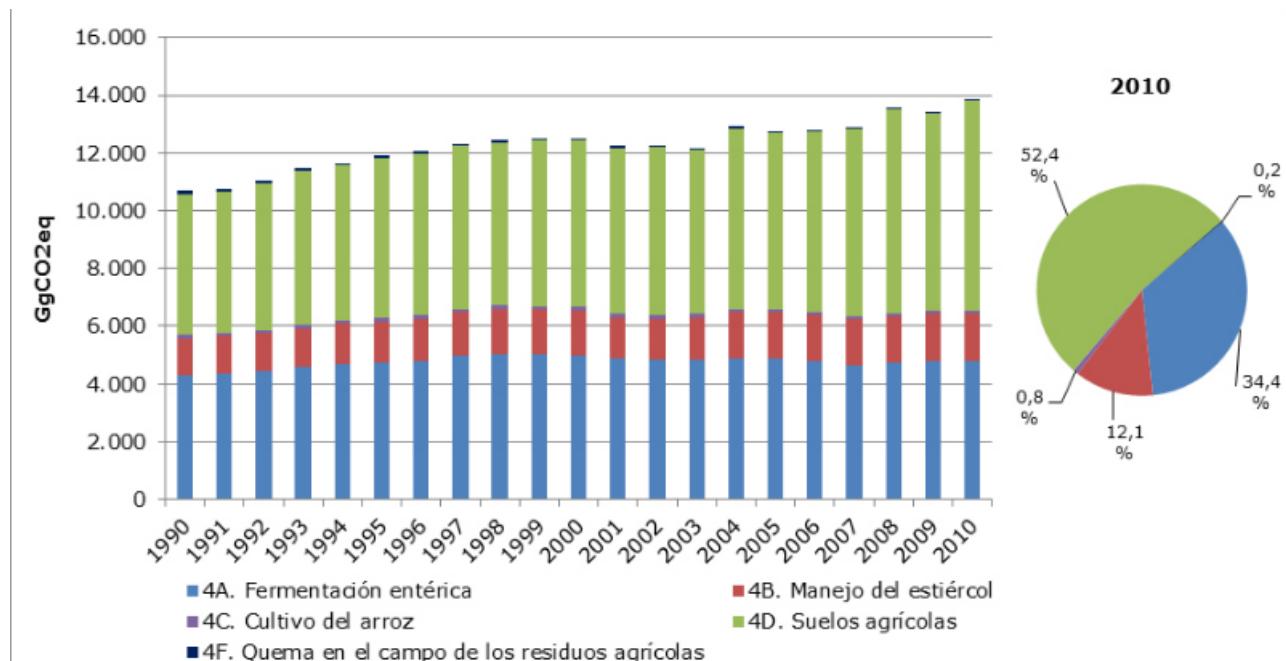


Figura 20 Sector Agricultura: tendencia de las emisiones de GEI por categoría, serie 1990-2010 (fuente: INGEI)

La categoría Suelos agrícolas es la principal emisora del sector. Las emisiones fueron 7.251,4 GgCO2eq (52,4 % del sector) en 2010, incrementándose en un 49,3 % desde 1990. Dentro de la categoría, las Emisiones directas de suelos agrícolas son la de mayor importancia con un 40,3%, principalmente por el uso de fertilizantes sintéticos, seguido de 35,7 % de Estiércol depositado en pastizales, prados y praderas, y un 24,1 % de Emisiones indirectas (volatilización y lixiviación).

Dentro del sub-sector fermentación entérica, el Ganado no lechero es la de mayor importancia con un 61,0 %, seguido del Ganado lechero (24,0 %), Ovejas (8,7 %), Caballos (2,2 %), Cerdos (2,2 %), Cabras (1,5 %) y el restante 0,3 % corresponde a Camélidos, Mulas y asnos.

Si bien el sector Agricultura representa un 12% de las emisiones del país excluyendo el sector Forestal y otros usos de suelo (FOLU)<sup>192</sup>, su consumo de energía no es significativo respecto del total nacional. Esto se explica porque la mayoría de las emisiones del sector provienen de los sistemas de producción animal, cultivos agrícolas y fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO2 de la tierra (por ejemplo emisiones de NO<sub>2</sub> por uso de fertilizantes nitrogenados), esto de acuerdo con la información provista por el INGEI para el año 2013.

<sup>190</sup> Ministerio del Medio Ambiente, Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2016.

<sup>191</sup> Cabe notar que, para la Segunda Comunicación Nacional se actualizó la forma de contar las emisiones de este sector, ahora integrando las emisiones del sector agricultura con las del sector Forestal y otros usos de suelo (FOLU). Dado que este último incluye grandes cantidades de absorciones, bajo este enfoque no se puede distinguir la proporción de las emisiones del sector agricultura que provienen de diferentes fuentes. Por lo tanto, aquí se ha utilizado la información del 2010 como un indicador de las emisiones en el sector.

<sup>192</sup> INGEI 2013

De hecho, de acuerdo a la información provista por el Ministerio de Energía a partir del Balance Nacional de Energía, el consumo asociado a las actividades de quema de combustibles en el sector Agricultura representa menos de 1% del total del sector Energía considerado en el INGEI para el año 2013.

Lo anterior explica que, a diferencia de los demás sectores analizados la agricultura no ha sido incluida en el Borrador del Plan de mitigación para el sector energía, que está siendo elaborado por el Ministerio de Energía. De este modo, para evaluar el potencial de mitigación en el sector agricultura, se considerará la información disponible a través de MAPS Chile.

La

Tabla 11 muestra las medidas de mitigación consideradas, las que posteriormente fueron agrupadas en distintos escenarios o subconjuntos de medidas que permitían alcanzar en mayor o menor grado, los potenciales identificados.

Para efectos del análisis, el potencial de mitigación considerado en este trabajo se obtendrá seleccionando de entre las medidas aquéllas que se encuentran en el ámbito de acción directo del sector (alcance 1) y que, además, se vean incentivadas a través de la instalación de un impuesto al carbono. La información se presenta en la Tabla 12 más abajo. También aquí se presentan supuestos para que el impuesto sea eficaz en incentivar la adopción de estas medidas. Cabe mencionar que este número resulta indicativo y que podría existir un potencial adicional en el sector.

**Tabla 11 Medidas de mitigación transporte evaluadas en MAPS Chile y construcción de escenarios**

Fuente: Fase 2 MAPS Chile

Medida de Mitigación	Base	Medio	Alto	ERNC	ER	EE	80/20	Nuclear
Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	x	x	x					
Uso de fertilizantes con inhibidores del ciclo del nitrógeno	x	x	x					
Fomento a la agricultura orgánica		x	x					
Secuestro de carbono atmosférico por los suelos mediante cero labranza			x					
Implementación de biodigestores		x	x					
Mejoramiento genético vegetal			x					
Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica			x					
Utilización de energías renovables no convencionales (ERNC) en agricultura en riego		x	x	x	x			

**Tabla 12 Subconjunto de medidas de mitigación relevantes para la aplicación del impuesto al carbono**

Fuente: elaboración propia en base a información de MAPS Chile

Medida de mitigación	Reducción		Supuestos	
	(MtCO2e)			
	Anual	Total (2015-2050)		
Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	0,2	2,8	n.a.	
Uso de fertilizantes con inhibidores del ciclo del nitrógeno	0,1	0,9	n.a.	

Fomento a la agricultura orgánica	0,1	1	n.a.
Secuestro de carbono por los suelos mediante la cero labranza	0,04	0,7	n.a.
Implementación de biodigestores	0,1	0,9	n.a.
Mejoramiento genético vegetal	0,04	0,6	n.a.
Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica	0,1	1,4	n.a.
Total	0,68	8,3	

Es importante notar que la potencial identificada en el proyecto MAPS no considera el potencial asociado con el cambio de dietas hacia alimentos más bajos en emisiones. Dado la alta contribución del sub-sector ganadero a las emisiones del sector y la alta intensidad de emisiones de la producción de la carne en comparación con otras fuentes de proteína,<sup>193</sup> es probable que exista potencial adicional significativo al arriba señalado.

### *Impuestos existentes y opciones para aplicar un impuesto al carbono*

Actualmente no existe ningún impuesto específico sobre la actividad agrícola, si bien hay impuestos al tabaco y a las bebidas no-alcohólicas y alcohólicas, por las externalidades a la salud que dichas sustancias provocan.

Cabe notar que el actual impuesto al carbono incluye como contribuyentes a varias empresas agroindustriales que cuentan con sus propias calderas y turbinas, como son agroindustrias asociadas al azúcar y hortalizas.

Una primera opción es un impuesto sobre insumos a los procesos agrícolas. Esto podría incluir un impuesto sobre el nitrógeno, cuyo uso es entre las dos fuentes de emisiones más importantes en el sector agrícola en Chile. Sin embargo, es posible que se necesitaría un impuesto muy alto para incentivar el menor uso de fertilizantes, donde el límite a la tasa, para ser efectivo, podría tener un efecto confiscatorio.

Alternativamente, otra opción puede ser establecer un impuesto por el uso excesivo de fertilizantes. En dicho caso, la exención al pago de la obligación tributaria se produciría tras acreditar un uso adecuado del fertilizante. Si bien esta alternativa parece compleja de administrar, debe tenerse en consideración que en Chile hay un impuesto por el no uso de derechos de aguas, para el cual la exención se obtiene tras verificar las obras para usar los derechos de aprovechamiento de aguas.

En efecto, el Código de Aguas fue modificado por la Ley 20.017, siendo una de sus innovaciones el establecer un régimen de patentes respecto de los derechos de aprovechamiento de aguas “sub-utilizados”. Así es como se estableció un sistema de patentes por la no utilización de las aguas que debe pagar el titular del derecho –quien no necesariamente es el dueño del predio. El mecanismo se propuso por el Ejecutivo con el objeto de corregir deficiencias legales y lograr una mayor fluidez de las transacciones y evitar la acumulación de derechos de agua en forma desmesurada, sin que exista un aprovechamiento actual y futuro previsible por parte de quienes detentaban derechos de aprovechamiento de aguas<sup>194</sup>.

El mecanismo establecido en el Código de Aguas dispone un pago al Fisco –una patente– por el no uso del recurso, por lo que la parte utilizada exime de pago. De esta forma, la patente establecida en el Código de Aguas es un gravamen relacionado directamente con la no utilización de las aguas, el cual es progresivo. Así se genera un

<sup>193</sup> Tilman and Clark. Global diets link environmental sustainability and human health. Nature Vol 515, November 2014, doi:10.1038/nature13959

<sup>194</sup> Indicación al proyecto de modificación del Código de Aguas (Boletín N° 876-09), 4 de julio de 1996, Mensaje N° 005-333, en Biblioteca del Congreso Nacional, *Historia de la Ley N° 20.017 Modifica el Código de Aguas*, p. 23.

incentivo económico creciente a un uso del recurso y se adopta un sistema de aumento progresivo del valor de la patente según el tiempo por el cual se prolongue la no utilización de las aguas<sup>195</sup>.

Desde luego, puede ser más eficiente un impuesto al agua, sea que se use o no<sup>196</sup>, que un impuesto al no uso –que implica verificar administrativamente el uso del recurso, por ejemplo.

En lo que interesa al presente informe, parecería más conveniente establecer un impuesto a los fertilizantes que a su uso correcto o no excesivo, pero dada la posibilidad confiscatoria y las dificultades prácticas de control, en uno y otro caso, parece una medida compleja de implementar, considerando además un número elevado de usuarios.

Otra opción es un impuesto sobre ciertos productos agrícolas altos en emisiones, como la carne. Para evitar las dificultades técnicas en medir emisiones de la fermentación entérica, se podría aplicar el impuesto utilizando promedios para cada tipo de carne (carne de vacuno, cerdo, pollo etc.), y los ganaderos podrían tener la opción de reducir sus obligaciones a través de certificar el uso de técnicas para reducir las emisiones por unidad de producto.

El número de productores de algunos de estos productos proteicos es acotado, en el caso de productores de pollo (concentrado en 3 o 4 empresas), y cerdo (8 empresas); pero más atomizado en productores de carne de vacuno.

Una tercera opción es un impuesto sectorial, es decir, sobre todas las actividades agrícolas. Esto incluiría todas las emisiones que se producen en las áreas sujetas a agricultura o ganadería.

Establecer un impuesto a la actividad ganadera puede ser más sencillo de administrar que un impuesto a la actividad agrícola, dado el número de productores, el rol del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) en la faena de los animales (control de mataderos, o certificación de variedades de calidad animal, por ejemplo), el transporte de animales que es controlado con facturas que conoce el SII, etc.

Al contrario, un impuesto a la actividad agrícola es respecto de una actividad más atomizada y con menos control, así como posibles mecanismos de exención (no uso de fertilizantes).

---

<sup>195</sup> Indicación al proyecto de modificación del Código de Aguas (Boletín N° 876-09), 4 de julio de 1996, Mensaje N° 005-333, en Biblioteca del Congreso Nacional, *Historia de la Ley N° 20.017 Modifica el Código de Aguas*, p. 24.

<sup>196</sup> Andrés Gómez-Lobo y Ricardo Paredes, “Reflexiones Sobre el Proyecto de Modificación del Código de Aguas”, *Estudios Públicos* 82, 2001.

### 3.3 Comparación de sectores

La siguiente tabla presenta un resumen de los factores clave y las ventajas y desventajas de incluir los diferentes sectores anteriormente analizados dentro del ámbito del impuesto al carbono chileno.

Tabla 13 Resumen Sectores

Fuente: Elaboración propia

Sector	% de las emisiones nacionales	Potencial de mitigación (Mt CO2e)	Ventajas	Desventajas
Industria y minería	19	2,38-3,48 <sup>a</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relativamente alta potencial de mitigación<sup>c</sup></li> <li>- Política Energía 2050 ya prevé sistemas de MRV para grandes fuentes de emisiones</li> <li>- Puede servir como 'puente' para un sistema ETS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sector más expuesto al comercio internacional</li> <li>- Potenciales desafíos legales respecto a contratos de inversión extranjera (esp. sector minero)</li> <li>- Potencial oposición de gremios organizados</li> </ul>
Transporte	22,5	5,07-8,70 <sup>a</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta potencial de mitigación<sup>c</sup></li> <li>- Coherente con políticas propuestas</li> <li>- Administrativamente fácil</li> <li>- Co-beneficios de mitigación en sector transporte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elasticidad puede ser baja en el corto plazo (pero más alta en el largo plazo)</li> <li>- Potencial oposición de gremios organizados</li> </ul>
CPR	5,5	1,09-3,14 <sup>a</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relativamente alta potencial de mitigación</li> <li>- Menos potencial de oposición de gremios organizados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dificultad de aplicar impuesto sobre la leña húmeda</li> <li>- Potenciales impactos sobre hogares de menos recursos</li> </ul>
Agricultura	12,5	8,3 <sup>b</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relativamente alta potencial de mitigación</li> <li>- Potencial de aplicar impuesto sobre insumos/productos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta dificultad de MRV (para impuesto sobre emisiones)</li> <li>- Potencial oposición de gremios organizados</li> </ul>

a. Estas cifras representan la mitigación esperada en cada sector para el 2030, según el borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía. La cifra inferior representa las reducciones de emisiones respecto al escenario de base en el 'Escenario Metas de Energía 2050, y la cifra superior representa las reducciones de emisiones esperadas en el 'Escenario Esfuerzo Adicional'.

b. Esta cifra representa la potencial de mitigación para el periodo 2015-2050 estimada para el sector en el ámbito del proyecto MAPS. Es importante mencionar que esta cifra solo trata de la potencial de mitigación técnica, y no incluye la potencial asociada con cambios en el consumo de productos agrícolas de altas emisiones.

c. Es importante mencionar que aún se requiere aclaración sobre la potencial de mitigación con costos positivos en el Escenario de Esfuerzo Adicional, puesto que la mayoría de la potencial identificado en el Escenario Metas de Energía 2050 para los sectores industria y minería y transporte tiene costos negativos, y por tanto es posible que una señal de precio tendría menos impacto en incentivar su realización que otras políticas.

# 4.

# Incrementar la tasa impositiva

## 4.1 Antecedentes

Como se ha analizado en la Sección 2.3.3, se estima que el impuesto al carbono, tal y como está actualmente diseñado, no tendrá impacto sobre las emisiones del país. Para ser un instrumento eficaz en la mitigación de emisiones de GEI y el cumplimiento con lo comprometido en la NDC de Chile, es importante considerar la adopción de una tasa más alta. Esto aplica tanto para el escenario donde se mantiene el alcance del impuesto actual y en un escenario donde se amplía el alcance a otras fuentes emisoras. A su vez, es importante considerar los diferentes mecanismos para definir la trayectoria de la tasa, para permitir su evolución en el tiempo.

En este contexto, esta sección aborda las opciones para aumentar la tasa del impuesto a las emisiones globales. En cuanto al nivel de la tasa, se presentan los resultados de los estudios que ya se han realizado sobre los efectos de diferentes niveles de impuesto, junto con lecciones de la experiencia internacional. Por otro lado, se considera la permisibilidad legal de diferentes opciones para definir la trayectoria de la tasa y cambios a esta.

## 4.2 Análisis de opciones para incrementar la tasa

### Puntos clave

- Dado que al análisis existente indica que el impuesto actual tendrá impactos muy limitados en las emisiones de GEI, es importante considerar el aumento de la tasa impositiva, tanto en el caso de aumentar el alcance como en el caso de mantener al alcance actual.
- Aunque existen varios análisis que son relevantes para estimar los impactos de diferentes niveles de precio, estos utilizan supuestos muy diferentes por lo que es complejo compararlos. Esto limita la habilidad de concluir con certeza los impactos de diferentes tasas en las emisiones y la economía.
- Analizando los diferentes estudios realizados, se ha encontrado que el precio más bajo que logra reducciones significativas en las emisiones es de USD 14/tCO<sub>2</sub>e.
- Los impactos del impuesto no dependen sólo del precio, sino también de factores como la existencia de políticas complementarias y el uso de los ingresos recaudados.
- Tanto el análisis en Chile como la experiencia internacional señala los beneficios de subir el impuesto paulatinamente, para facilitar que el mercado ajuste a los cambios.

## 4.2.1 Experiencia internacional

Jurisdicción	Precio 2015 USD/tonne CO2e	Jurisdicción	Precio 2015 USD/tonne CO2e
<i>Columbia Británica</i>	22	<i>Japón</i>	3
<i>Chile</i>	5	<i>México</i>	1-4
<i>Dinamarca</i>	31	<i>Noruega</i>	4-69
<i>Finlandia</i>	48-83	<i>Portugal</i>	5
<i>Francia</i>	24	<i>Sud África (tasa nominal)</i>	8.50
<i>Islandia</i>	10	<i>Suecia</i>	168
<i>India</i>	6	<i>Suiza</i>	87
<i>Irlanda</i>	22	<i>Reino Unido</i>	22.50

**Tabla 14 Comparación de tasas impositivas en impuestos al carbono en diferentes países**

Fuente: Partnership for Market Readiness, Carbon Tax Guide, inminente

Como se puede observar en el Tabla 14, hay una gran variedad en las tasas impositivas que se encuentran en los impuestos al carbono actualmente en vigor. Esta variedad refleja las diferentes circunstancias de los países, los diferentes objetivos que logran alcanzar con el impuesto y, desde luego, sus respectivas realidades políticas.

Una tendencia que se puede identificar de esta experiencia es que los países con las tasas más altas son aquellos que ya tienen sus impuestos desde hace varios años, entre ellos Suiza, Suecia, Noruega y Finlandia. En todos estos países se ha empezado con una tasa más baja e incrementándola paulatinamente. Por ejemplo, Finlandia empezó con una tasa equivalente a solo EUR 1,12/tCO2e en 1991, incrementando la tasa gradualmente a EUR 35 para combustibles de uso doméstico y comercial y EUR 60 para combustibles de uso vehicular en 2016. Varios gobiernos han indicado que incrementar la tasa de forma gradual fue un aspecto muy importante en lograr la aceptabilidad del impuesto por la población y la industria.<sup>197</sup>

Otro aspecto importante para obtener la aceptación de precios relativamente altos en los impuestos existentes ha sido el ‘reciclaje’ de los ingresos recaudados por el impuesto. Por ejemplo, tanto en Columbia Británica como en países europeos como Suecia<sup>198</sup> y Suiza, expertos de sus respectivos gobiernos han subrayado la importancia de la reducción de otros impuestos o contribuciones sociales en lograr adoptar tasas altas. Por otro lado, la comunicación eficaz de tales reducciones de impuestos es igual de importante en lograr apoyo público para el impuesto.

Algunos países han optado por definir tasas diferenciadas para la industria y para otros sectores, debido a la supuesta vulnerabilidad del primero en cuanto a la competitividad internacional, sobre todo en el contexto de la desigualdad entre impuestos en países competidores. En específico, Suecia ha mantenido tasas diferenciadas para los combustibles de uso en la calefacción desde el inicio de su impuesto al carbono en el 1991. Mientras se ha incrementado relativamente rápido la tasa para uso residencial y comercial, se ha incrementado la tasa para la industria de forma más desacelerada. Sin embargo, se espera que en los próximos años la tasa para la industria alcanzará a la tasa del sector comercial y residencial, y entonces las dos se mantendrán iguales.<sup>199</sup>

<sup>197</sup> Entrevista con Susanne Åkerfeldt, Gobierno de Suecia, 1 septiembre 2016.

<sup>198</sup> Susanne Åkerfeldt and Henrik Hammar, CO2 Taxation in Sweden: Experiences of the Past and Future Challenges, <http://www.revue-projet.com/articles/2015-09-akerfeldt-hammar-la-taxe-carbone-en-suede/>.

<sup>199</sup> Presentación de Susanne Åkerfeldt, Global Conference on Environmental Taxation, octubre 2016.

Las diferentes jurisdicciones han utilizado una variedad de enfoques para definir la tasa impositiva de sus impuestos. Varias de ellas han utilizado modelación de diferentes precios para entender el nivel de mitigación que se logaría con diferentes tasas, entre ellos Australia y Francia. En Francia, se definió las tasas exactamente al nivel proyectado como necesario para lograr las metas de mitigación del país, mientras en Australia los resultados de los modelos de cumplimiento en mitigación eran uno de múltiples factores que tomaron en cuenta al definir la tasa. Otro factor importante en este caso fue la estimación de la tasa que se iba a tener en la fase de precio variable del mecanismo (en otras palabras, cuando el impuesto se convirtiera en un ETS), ya que el gobierno quería asegurar un equilibrio entre los precios en las diferentes fases.<sup>200</sup>

En otras jurisdicciones el cálculo de los ingresos del impuesto fue importante en la definición de la tasa. Por ejemplo, en Irlanda este aspecto jugó un rol importante, considerando que el impuesto formó parte de un ajuste fiscal negociado con la Unión Europea y el Fondo Monetario Internacional.<sup>201</sup> En cambio, pese a que el objetivo de “internalizar” los daños sociales del carbono es una consideración importante para muchos gobiernos al tomar la decisión de adoptar un impuesto al carbono, en la práctica no ha sido común basar la tasa impositiva de los impuestos en el precio social. Una potencial razón de esto es la dificultad en estimar el precio social del carbono con certeza.

## 4.2.2 Aplicación en Chile

### *Escenario de base gravable actual*

A continuación se analiza la opción de elevar la tasa impositiva si se considera que la base gravable actual del impuesto se mantiene. Este escenario es desarrollado en el estudio “Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile” realizado por Castalia y KAS Ingeniería en 2016.

En este trabajo se consideran 8 escenarios distintos para la aplicación del impuesto, partiendo de una línea base donde no se aplica y diferenciando posteriormente entre alternativas que parten en USD 5/tCO<sub>2</sub> y se incrementan linealmente hasta alcanzar niveles de USD 5, USD 14 y USD 30 en 2030,<sup>202</sup> pudiendo ser o no incorporado el impuesto dentro del costo variable. Se comparan los resultados con una meta de mitigación estimada para el sector de generación, la cual es equivalente a la proporción de la meta de mitigación incluida en el NDC chileno que corresponde a la contribución del sector de generación a las emisiones nacionales.

La opción donde el impuesto se mantiene estable en USD 5/tCO<sub>2</sub> no representa efectos sobre las emisiones, independiente de si es o no incluido como parte del Costo Variable. Recién a partir de USD14/tCO<sub>2</sub>e el impuesto influye sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>. Los principales resultados del estudio son:

- El estudio concluye que bajo ninguno de los escenarios considerados resulta factible alcanzar por sí solo las metas estimada para el sector de generación (ver figura siguiente). Sin embargo, los escenarios de USD 14/tCO<sub>2</sub> y USD 30/tCO<sub>2</sub>e alcanzan mitigación significativa que representaría un aporte importante a alcanzar tales metas, en combinación con otras políticas. Por otra parte, se observa que la potencia instalada del sistema no se ve alterada al introducir un impuesto de USD 5/tCO<sub>2</sub>e, independiente de si es a través del costo variable o no. Sólo niveles más altos de impuesto alteran las decisiones de inversión y por ende la composición de la matriz energética.
- Respecto de la facturación residencial, el estudio señala que no existirán efectos de largo plazo en la medida que el impuesto no logre alterar el costo marginal de generación. La Figura 24 más abajo muestra los efectos asociados a los diversos escenarios en el horizonte 2030.
- En el caso de la minería, en el horizonte 2030 se obtienen efectos más bien pequeños sobre el sector, que estarían asociados a mayores costos de combustibles, que reflejan la introducción de energías renovables

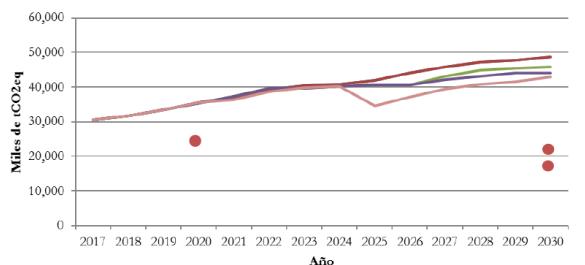
<sup>200</sup> Entrevista con Joe Prior, Dan Bithely, Gareth Prosser, Gobierno de Australia, 11 enero 2017.

<sup>201</sup> Frank J. Convery, Louise Dunne y Deirdre Joyce, Ireland's Carbon Tax and the Fiscal Crisis: Issues in Fiscal Adjustment, Environmental Effectiveness, Competitiveness, Leakage and Equity Implications, OECD Environment Working Papers, octubre 2013.

<sup>202</sup> Los autores plantean que US\$14/tCO<sub>2</sub>eq representa el nivel de impuesto a partir del cual resulta más económico invertir en generación a gas vs carbón. Se utilizan proyecciones de demanda de la CNE para determinar este nivel.

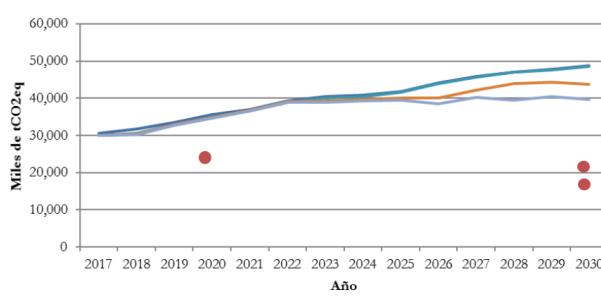
y el desplazamiento de la generación térmica que en algunos de los casos afecta al alza los costos marginales del sistema. Ver figura Figura 25.

- En cuanto a los efectos sobre el sector de generación eléctrica el estudio muestra que, en el horizonte 2030, el impuesto representa un impacto negativo para el sector<sup>203</sup>, en la medida de que éste no sea considerado dentro de los costos variables del sistema. En el caso alternativo podría generarse una remuneración adicional a la industria en el mediano plazo, con efectos positivos para ella.



**Figura 21 Emisiones anuales, escenarios “Impuestos no incluido en CV” en miles tCO2eq**

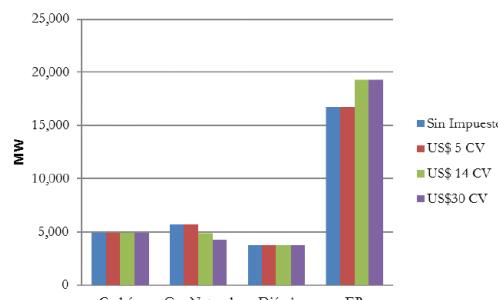
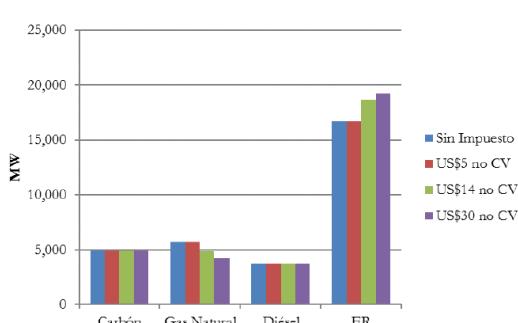
Fuente: Castalia y KAS



**Figura 22 Emisiones anuales, escenarios “Impuestos incluido en CV” en miles tCO2eq**

Fuente: Castalia y KAS

● Metas estimadas para 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.



**Figura 23 Comparación potencia instalada al 2030 – “Sin Impuesto” vs escenarios “Impuesto no en CV” y “Impuesto en CV” en MW respectivamente**

Fuente: Castalia y KAS

<sup>203</sup> Los autores plantean que al no incluirse el impuesto en el costo variable, las generadoras absorben el efecto en los contratos antiguos que no permiten ajuste de precios. Cuando el impuesto sí se incluye en el costo variable es posible compensar su efecto a través de mayores precios y la mayor remuneración a las centrales existentes



Figura 24 Variación en la factura eléctrica del cliente residencial promedio (2030), efecto sobre facturación residencial

Fuente: Castalia y KAS

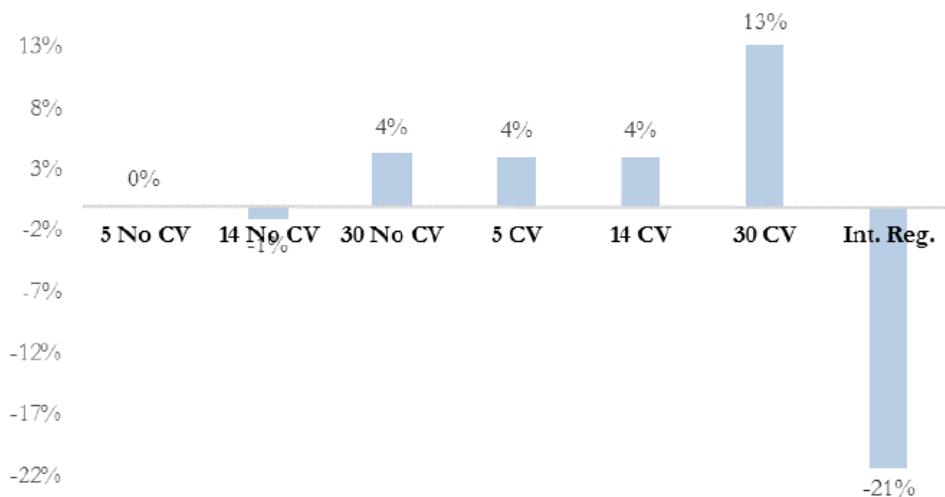
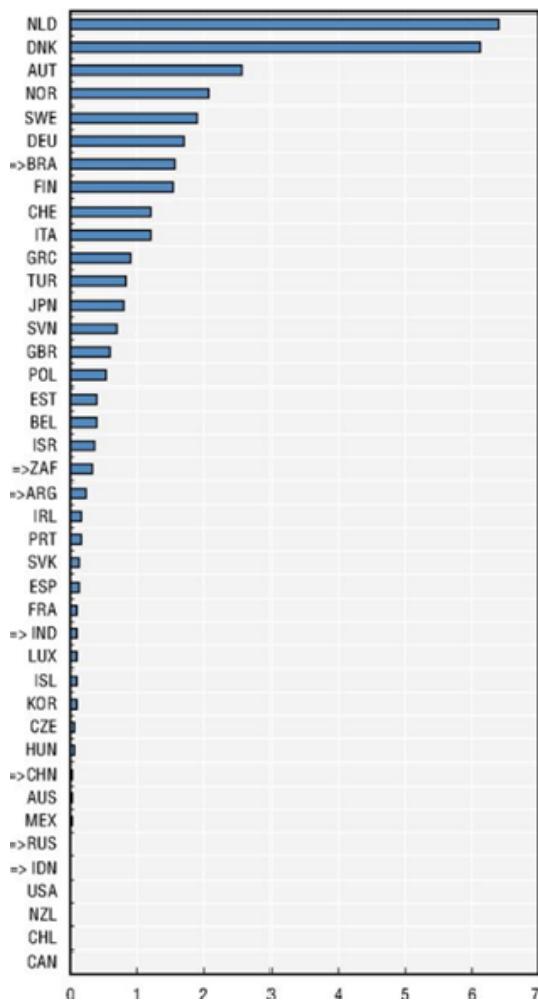


Figura 25 Variación en costo del insumo eléctrico del sector minería del cobre (2030), efecto sobre facturación minera

Fuente: Castalia y KAS

Dentro de las recomendaciones del estudio se señala la importancia de entregar señales claras respecto de la evolución del impuesto en el mediano plazo y evaluar la posibilidad de incorporarlo en el costo variable de generación ya que de lo contrario podría producirse un efecto adverso sobre las inversiones en energías renovables.



Finalmente, resulta relevante comparar las tasas efectivas a la generación de electricidad en Chile a las tasas que aplican en otros países de la OCDE, así como otras economías emergentes (Figura 26). Chile actualmente cuenta con una de las tasas más bajas entre este grupo de países, lo que podría implicar bastante espacio para aumentar la tasa sin impactar negativamente el crecimiento del sector.

**Figura 26 Comparación de tasas de impuestos efectivos sobre la generación de electricidad en los países de la OCDE y una selección de países emergentes**

Fuente: Taxing Energy Use 2015, OCDE<sup>204</sup>

### *Escenario de ampliación del alcance del impuesto*

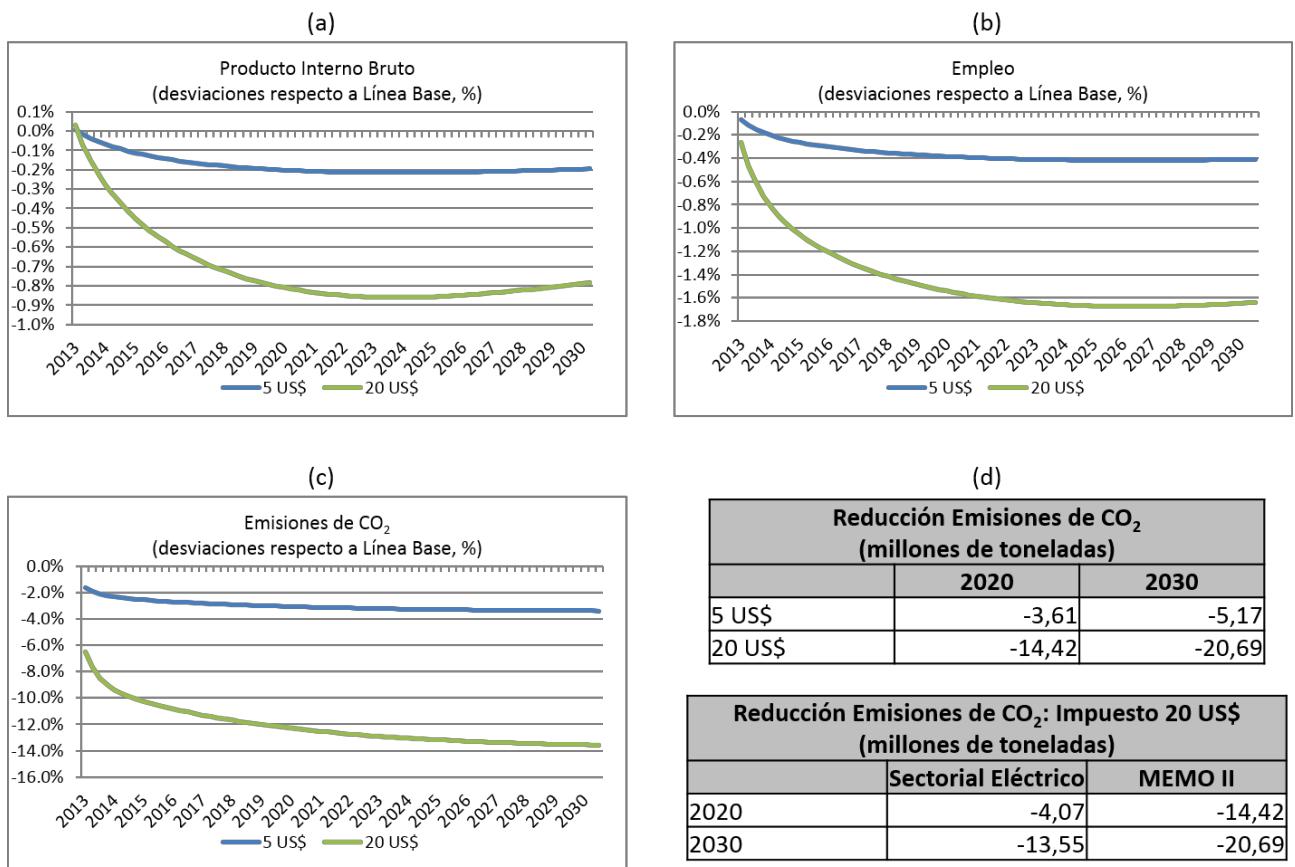
En MAPS Chile se analizó la implementación de un impuesto al carbono transversal a toda la economía, considerando valores de USD 5/tCO<sub>2</sub> y USD 20/tCO<sub>2</sub>. Esta modelación se asemeja a la alternativa de implementar un impuesto transversal, a diferencia del actual que sólo afecta eléctrica ciertas tecnologías. Además, en MAPS se consideró el reintegro del monto recaudado a través de una transferencia de suma alzada a los hogares.

En la figura siguiente se observan los efectos de las dos tasas de impuesto consideradas. Resulta obvio el mayor efecto asociado a la tasa más alta, sobre todo considerando que para efectos de modelación las diferencias corresponden a la multiplicación simple de los efectos por el aumento de la tasa.

En la Figura 27 se muestran las disminuciones de emisiones asociadas a la tasa de USD 20/tCO<sub>2</sub>e. Para el 2030 la reducción estimada permitiría alcanzar el compromiso NDC de Chile que, según se estima en un estudio de POCH<sup>205</sup>, ascendería a 18,25 MTCO<sub>2</sub>.

<sup>204</sup> OECD. Taxing Energy Use 2015: OECD and Selected Partner Economies, OECD Publishing, Paris, 2015.

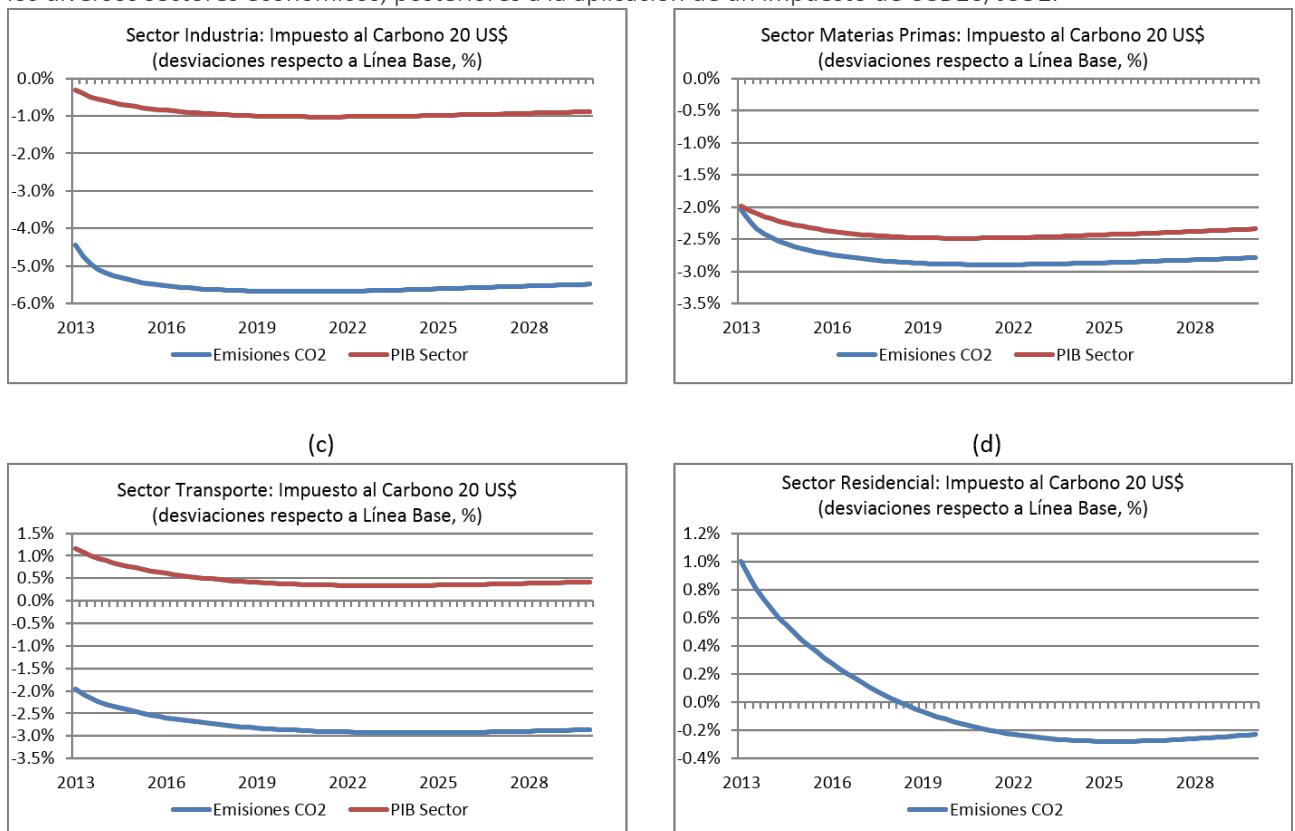
<sup>205</sup> POCH. Integrando el Cambio Climático en el Sistema Nacional de Inversión Pública de Chile, 2016.



**Figura 27 Resultados agregados impuesto al carbono de USD 5 y USD 20**

Fuente: POCHE, 2016.

Respecto de los efectos sectoriales, en la figura siguiente se muestran los efectos sobre las emisiones y el PIB en los diversos sectores económicos, posteriores a la aplicación de un impuesto de USD20/tCO<sub>2</sub>.



**Figura 28 Resultados a nivel sectorial de impuesto al carbono de USD 20**

Fuente: POCH, 2016.

Para analizar estos resultados se debe tener en cuenta la diferencia entre el impuesto simulado y la versión que se encuentra vigente hoy en día, además del escenario base, que al ser de 2012 no toma en cuenta los avances que se han producido durante los últimos cinco años. Por otra parte, los supuestos utilizados en la elaboración de los escenarios de MAPS dista de la situación actual, por ejemplo, se consideraron tasas de crecimiento del PIB de entre 2,8% y 4,7% anuales, versus el supuesto del Plan de Mitigación que actualmente se encuentra en elaboración para el Ministerio de energía, donde se ha consensuado una tasa promedio de 3% al 2030.

En el estudio de POCH<sup>206</sup> se calcula el “precio sombra” compatible con el cumplimiento de las metas condicionadas de Chile al 2030, utilizando curvas de abatimiento marginal construidas en base a la información provista por MAPS<sup>207</sup>. Como resultado se obtiene que un precio de USD 32,5 lograría la mitigación necesaria para cumplir con el NDC condicional de 35% para Chile. Dentro de este estudio no se distingue entre el costo público y privado que representa la implementación de las medidas. Este precio sombra está siendo utilizado por el Ministerio de Desarrollo Social para representar el “precio social del carbono”, que permite valorar cambios en las emisiones de GEI en la toma de decisiones de inversión pública.<sup>208</sup>

En el estudio publicado por José Miguel García Benavente en el 2016, se estima que un impuesto de USD 26/tCO2e aplicado a la economía entera resultaría en una reducción en emisiones de 20% respecto a las emisiones nacionales del año 2010.<sup>209</sup>

Estudio	Año	Precio (USD/tCO2e)	Mitigación prevista	Comentarios
MAPS	2016	5	3,1% reducción al 2030 respecto a la línea base	Esta modelación supone la transferencia directa de los ingresos recaudados a hogares
		20	12,3% reducción al 2030 respecto a la línea base	
POCH	2016	20,2	30% reducción al 2030 por unidad de PIB	Esta estudio no modeló un impuesto en sí, sino que trató de identificar el ‘precio sombra’ del carbono. Sin embargo, los resultados son relevantes para la definición de la tasa impositiva para el precio al carbono.
		32,5	35% reducción al 2030 por unidad de PIB	
		43,2	45% reducción al 2030 por unidad de PIB	
García Benavente	2016	26	20% respecto a las emisiones nacionales del año 2010	Este modelo supone que los ingresos estén ‘reciclados’ a través de reducciones en otros impuestos o transferencias a la población. También utiliza un enfoque de ‘matriz producto-consumo’ para incorporar las interacciones entre los diferentes sectores de la economía

<sup>206</sup> POCH. Integrando el Cambio Climático en el Sistema Nacional de Inversión Pública de Chile, 2016.

<sup>207</sup> Como una forma de ajustar los resultados de MAPS, dentro de las medidas consideradas para el cálculo se excluyen la expansión hidroeléctrica en Aysén y la interconexión regional con otros países.

<sup>208</sup> Ministerio de Desarrollo Social. Precios Sociales 2017, Sistema Nacional de Inversiones, 2017. En línea: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precios-sociales-vigentes-2017/?wpdmdl=2392>.

<sup>209</sup> José Miguel García Benavente. Impact of a carbon tax on the Chilean economy: A computable general equilibrium analysis. Energy Economics 57 (2016) 106–127.

En el Borrador del Plan de Mitigación del Sector Energía se elabora la curva de abatimiento asociada a la implementación de las metas de Energía 2050, estimando valores para el costo de la inversión necesaria para alcanzar las metas de Chile en NDC<sup>210</sup>. A diferencia del mencionado estudio de POCH, el costo promedio de abatimiento calculado es de USD-206/tCO2e, lo que se explica por la importancia que adquieren los esfuerzos en eficiencia energética en los sectores Industria, Minería y Transporte, según se aprecia en la Tabla 15 a continuación.

**Tabla 15 Costo Medio de Abatimiento de cada Sector, Escenario “Metas de Energía 2050”, USD/tonCO2eq.**

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía

Sector	Costo de Abatimiento
Industria	-293
Minería	-394
Transporte	-339
CPR	145
Generación	164
Total, sector energía	-206

Cabe notar que el Borrador del Plan de Mitigación no incluye estimaciones de los costos para el Escenario Esfuerzo Adicional, y se podría esperar que las medidas necesarias para realizar el potencial de ese escenario tengan costos más altos, pues es lógico que el Plan de Mitigación aproveche de las medidas de menor costo. Adicionalmente, es importante mencionar que un impuesto al carbono puede servir como incentivo de mitigación incluso cuando los costos de mitigación ya sean negativos. Por ejemplo, el transporte público tiende ser más económico que el transporte privado, pero muchas personas escogen el uso del transporte privado por la comodidad u otros factores. En tal contexto, un impuesto puede proveer el incentivo adicional necesario para aumentar el uso del transporte público.

## 4.3 Análisis de opciones para definir la trayectoria de la tasa

### Puntos clave

- Aunque el impuesto tiene actualmente una tasa fijada por ley, si se decide modificar la ley actual hay varias opciones para definir una trayectoria para el precio futuro.
- Una opción es establecer una trayectoria del impuesto, con aumentos paulatinos, siguiendo el ejemplo del *royalty minero* y varios impuestos de carbono internacionales. Los aumentos no deben ser confiscatorios en su aplicación.
- También es posible establecer una fórmula que rija el nivel del precio. En este caso, sería excluido el ejercicio de discreción reglamentaria, así que habría que vincular el precio a factores externos, como los precios en otros países, o el cumplimiento de metas sobre cambio climático.
- Dado que no es posible reglamentar cambios discretionarios en la tasa impositiva, cualquier revisión no basada en una fórmula tiene que realizarse por ley. Sin embargo, se podría plantear una revisión política en leyes periódicas, como es la Ley de Presupuestos del Sector Público.

### 4.3.1 Experiencia internacional

Varias jurisdicciones, entre ellos Francia, Colombia y Columbia Británica, han definido una trayectoria para la tasa impositiva del impuesto en la legislación que introduce el esto. En la legislación que introdujo el impuesto al

<sup>210</sup> Notar que el escenario base considera las políticas actualmente vigentes, incluido el impuesto al CO2

carbono en Columbia Británica, se definió una tasa de CAN 10 para el 2008, que subió paulatinamente hasta llegar a CAN 30 en el 2012.

En Francia, la Ley de la Transición Energética 2015 definió tasas de EUR 30,50 para el 2017, EUR 39 para el 2018, EUR 47,50 para el 2019 y EUR 56 para el 2020. Al mismo tiempo, la ley definió una tasa de EUR 100 para el 2030. Sin embargo, no definió las tasas para entre 2021 y 2029, lo que se definirá a través de una ley futura. En ambas jurisdicciones futuros cambios al precio serán sujetos a cambios de ley.

En Suiza, la ley de CO2 determina *ex ante* los valores mínimos y máximos del impuesto de CO2. También prevé el mecanismo de aumento del impuesto cuando no se alcanza las metas intermedias de reducción de las emisiones GEI. Las metas intermedias así como el aumento relacionado al no-alcance con una meta están determinados *ex ante* por la ordenanza de la ley CO2. La definición de la tasa de impuesto sobre el CO2 así como de los aumentos respectivos se ha realizado en base de los objetivos de reducciones de emisiones determinados, del precio y de las elasticidades de precios cruzados respectivas. Estas informaciones se han elaborado a través de estudios de impacto mediante modelos de equilibrio general.

Según una evaluación del impacto del impuesto CO2 en el año 2015 se ha confirmado que el aumento gradual del impuesto tiene un efecto importante.<sup>211</sup> Así niveles más altos del impuesto aumentan el impacto de mitigación. Además, las informaciones de parte de los medios cada vez que se aumente el impuesto tiene un efecto de información y sensibilización a la población y el sector privado. A nivel político se ha confirmado en Suiza que es importante que las decisiones de aumento de la tasa no sean cada vez aprobadas por el parlamento. Eso implicaría un alto riesgo de no aumento del impuesto. Por lo tanto, se propone realizar un mecanismo predeterminado por ley y regulaciones y la determinación de las competencias respectivas para los órganos ejecutivos.

Colombia adoptó una combinación de los dos enfoque anteriores, estipulando que su impuesto se ajustará cada año con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una Unidad de Valor Tributario (UVT) por tonelada de CO2, el cual en el 2017 es alrededor de USD 11.

Finalmente, algunos países han optado por revisar la tasa del impuesto dentro de sus procesos políticos y legislativos. Por ejemplo, en Irlanda, el gobierno define los ajustes a las tasas impositivas de los impuestos del país como parte del presupuesto anual, lo cual es propuesto por el Ministro de Hacienda y aprobado por el parlamento. En el caso del impuesto al carbono, se introdujo el impuesto en la Ley del Presupuesto Anual de 2010 con una tasa de EUR 15. Luego, en el 2012, el gobierno propuso aumentar la tasa a EUR 20, y así se incluyó el alza en la Ley del Presupuesto Anual de ese año.

### 4.3.2 Aplicación en Chile

#### *Incremento gradual definido ex ante*

Como hemos indicado, la tasa imponible debe estar definida en una ley y su gradualidad, también. Esto porque la Constitución dispone que los tributos deban ser iguales, pero en lo que respecta a su diseño, las alternativas que se admiten son de tributos proporcionales a las rentas, *progresivos*, o en otra forma que *fije la ley* (Art. 19, N° 20, C.Pol.). Por lo mismo, vemos como poco factible que pueda encomendarse sin más a un ministerio, como pudiera ser el MDS, la fijación del monto del impuesto, salvo que se contemplara un procedimiento reglado en un reglamento. Esto por el riesgo de arbitrariedad en el obrar político de una secretaría de Estado, sin perjuicio del cálculo que se haya hecho del precio sombra del carbono por dicho Ministerio.

En Chile, un caso de impuesto gradual de este tipo es el *royalty* minero, establecido en el año 2005 y el cual contempla un mecanismo de aumento gradual, contemplado en la ley. En efecto, en el año 2004 se envió un proyecto de ley que creaba un *royalty* a la minería. Mediante la Ley 20.026 de 2005, se estableció un *impuesto específico a la actividad minera*, que buscaba por una parte que los oferentes de productos mineros internalizaran

---

<sup>211</sup> Ecoplan, EPFL, FHNW. Wirkungsabschätzung CO2-Abgabe. Synthese. Schlussbericht. 17. Dezember 2015. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt.

el costo correspondiente al valor del mineral extraído, y por la otra, que la recaudación obtenida permitiera incrementar el esfuerzo fiscal destinado al fortalecimiento de la capacidad innovadora del país<sup>212</sup>.

El año 2010, se modificó el impuesto específico a la actividad minera, buscando ahora un piso mínimo de aquel establecido en el año 2005, pero variable, al alza o a la baja, dependiendo de criterios exógenos.

Por otra parte, los impuestos deben ser proporcionales. Este es un elemento esencialmente valórico y subjetivo, y al tratar de determinarlo, la proporcionalidad de los tributos estará ponderada en relación a la *capacidad de pago de los contribuyentes*, ya que su objetivo es *impedir que los tributos representen una expropiación o confiscación*, o que impidan la relación de una actividad económica o que sean desproporcional e injustificadamente irracionales<sup>213</sup>.

En materia de impuestos indirectos que gravan al consumo, la desproporcionalidad o injusticia de la tasa se determina a partir de múltiples factores, como la capacidad de pago, el carácter de suntuario o habitual del bien, si con su imposición se impida del todo o se limite el libre ejercicio de una actividad económica o impida la adquisición de dominio sobre los bienes afectados al impuesto. Al ser apreciaciones valóricas, deben acreditarse fehacientemente para que puedan fundar una decisión<sup>214</sup>.

Ciertamente, no toda alza de impuestos es desproporcionada o injusta<sup>215</sup>. Si las alzas de impuestos son de tal envergadura que el legítimo derecho de los afectados se convirtiera en algo utópico o ilusorio, ellas serían inconstitucionales por vulneración de las dispuestas en la el artículo 19 Nº 26 de la Carta Fundamental<sup>216</sup>.

A su vez, y la jurisprudencia reconoce que aunque no lo diga la Constitución, es claro que la protección contenida en el artículo 19, Nº 20, inciso segundo, está dirigida preferentemente a los *impuestos personales*, esto es, a los que afectan a la renta de las *personas*, en tal caso, se prohíben los impuestos desproporcionados o injustos. Lo que se confirma por el hecho de que el gravemente, objeto de control, es trasladado al público consumidor y que, en la medida que éste siga adquiriendo los productos en que incide, no se produce, en principio, *perjuicio a la empresa productora o distribuidora*. Esta posición no sólo es lógica, sino que también resulta de la ponderación de las opiniones que se vertieron durante la discusión, en la Comisión de Estudios para una Nueva Constitución. Sólo con respecto a estos impuestos personales, entonces, la desproporción o injusticia puede advertirse manifiestamente, pero, con respecto a los tributos indirectos, esta condición pasa a transformarse en una cuestión de hecho. Con todo, el Tribunal Constitucional, sin pronunciarse sobre si la garantía analizada se refiere o no sólo a los impuestos personales, estima que tratándose de impuestos indirectos, el concepto de desproporcionalidad es mucho más relativo<sup>217</sup>.

Dado el carácter inelástico de la demanda de los bienes afectos al impuesto y la inexistencia bienes sustitutos el alza de tributo contemplada en el proyecto de análisis no cercena fundamentalmente las rentas de los contribuyentes<sup>218</sup>.

Es así como la ley podría definir un aumento automático, y gradual, de alza del impuesto al carbono, siguiendo ejemplos como el francés, con precios para 2020 y 2030, o como en Columbia Británica, con precios incrementando cada año.

---

<sup>212</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que establece un impuesto específico a la actividad minera, diciembre de 2004, Boletín 3772-08. En este caso, el impuesto es específico a la renta obtenida por la venta de productos mineros que obtiene el denominado “explotador minero” y establece un impuesto progresivo respecto de los productores de cobre fino.

<sup>213</sup> STC 718, C. 42 y C. 43

<sup>214</sup> STC 219, C. 8 y 9) (En el mismo sentido, STC 280, C. 18).

<sup>215</sup> STC 280, C. 19

<sup>216</sup> STC 280, C. 30

<sup>217</sup> STC 280, C. 19

<sup>218</sup> STC 280, C. 19.

## *Incremento basado en una fórmula*

Otra posibilidad es contemplar que el incremento del impuesto sea fruto de una fórmula contemplada en la ley. Esta alternativa es factible, pero un elemento crucial a tener en cuenta es la discrecionalidad que puede tolerarse por el constituyente, o no.

Desde luego, el legislador goza de discreción y de un amplio margen en la regulación de las relaciones sociales, debiendo cuidar que las restricciones al goce de los derechos que puedan resultar de tales regulaciones encuentren justificación en el logro de fines constitucionalmente legítimos<sup>219</sup>.

Pero, de igual forma, en materia impositiva, el ejercicio de la facultad reglamentaria debe limitarse a la *aplicación de la ley*, limitándose las facultades discrecionales. En consecuencia, el ámbito de ejercicio de esta facultad se circumscribe a *desarrollar aspectos técnicos que la ley no puede determinar*, siempre dentro de *contornos claramente definidos por el legislador*. La ley debe, al menos, hacer *determinable el tributo*<sup>220</sup>.

Así es como se rechazan criterios de mucha discrecionalidad que puedan estar presentes al momento de establecer un impuesto a los GEI, como podría ser el cumplimiento de metas apreciables de manera discrecional por un panel, el cual podría definir una fórmula por la cual se incrementará la tasa del impuesto.

El Tribunal Constitucional chileno ha evaluado la facultad de la autoridad administrativa para ajustar las tasas. Al respecto, la jurisprudencia señala que la autoridad administrativa sólo puede ser facultada para *realizar operaciones aritméticas, previamente establecidas por ley*, conducentes a meramente *ajustar las tasas* y, así, su facultad se realizará de acuerdo a *parámetros cuantificables y objetivos establecidos por ley* en circunstancias de *acercamiento de hechos futuros previstos*<sup>221</sup>.

Así, para el caso del royalty minero se propuso una fórmula consistente en un “sistema que cuando debido a condiciones internacionales de cotización de los minerales y la interacción de otras variables, las ganancias del sector minero aumenten, también lo hará correlativamente la tasa del Impuesto específico y, por lo tanto, la contribución de estas empresas será mayor. De la misma forma, por aplicación del sistema que se propone, la tasa del impuesto disminuye, pero siempre a un nivel similar al actual régimen legal, cuando las señaladas condiciones sean menos favorables”<sup>222</sup>. El cambio estableció que la adhesión al nuevo sistema fuera voluntaria, tal como lo había en su oportunidad.

La Ley 20.469, dispuso que el impuesto se estableciera, entre otros, en consideración a las *toneladas métricas de cobre fino*, cuya tasa varía *progresivamente* por tramos fijados en la ley, dada una producción de cobre y valores de dicha tonelada, los cuales son aquellos fijados por un órgano extranjero: la bolsa de metales de Londres. Así, el artículo 64 bis de la Ley de Impuesto a la Renta, señaló tras la reforma que “el valor de una tonelada métrica de cobre fino se determinará de acuerdo al valor promedio del precio contado que el cobre Grado A, haya presentado durante el ejercicio respectivo en la Bolsa de Metales de Londres...”.

De este modo, una alternativa admisible legalmente podría ser establecer como referencia de la tasa impositiva chilena un valor tal como un precio promedio ponderado de los precios al carbono en países competidores de Chile en el mercado de cobre y/o otros productos; pero no dejar entregada a la discrecionalidad de un órgano administrativo o de expertos criterios como la tasa o el cumplimiento de metas sobre cambio climático.

## *Revisión periódica*

Una posibilidad respecto del impuesto es que se contemple una revisión periódica de algunos aspectos de impuesto, o metas de éste, a través de la delegación legislativa en la autoridad política. Ciertamente, atendidas las

---

<sup>219</sup> STC 1046, C. 22. En el mismo sentido, STC 1061, C. 17

<sup>220</sup> STC 718, CC. 24, 25, 32 y 33; STC 759, CC. 24, 25, 32 y 33; STC 773, CC. 24, 25, 32 y 33.

<sup>221</sup> STC 718, C. 70; STC 759, C. 70; STC 773, C. 70

<sup>222</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que inicia un proyecto de ley que introduce modificaciones a la tributación específica de la actividad minera, septiembre de 2010, Boletín 7170-05.

restricciones constitucionales en materia tributaria, debe evaluarse previamente la procedencia de esta delegación en la autoridad administrativa.

De igual forma a lo señalado respecto de la aplicación de una fórmula, el SII puede modificar los avalúos de bienes raíces, no viéndose infringido el principio si la ley indica taxativamente las causales en que corresponde al servicio modificar los avalúos<sup>223</sup>.

Algo similar ocurre respecto a la facultad para variar el monto de peajes de caminos no concesionados a particulares, hecha vía decreto, conforme a una facultad conferida al Presidente de la República en virtud de una norma legal, según la cual este está autorizado a “establecer peajes en los caminos, puentes y túneles que estime conveniente, fijando su monto” y “para determinar los vehículos que no pagarán esta contribución”<sup>224</sup>.

Tratándose del desarrollo del ejercicio de los derechos constitucionales, si bien la intervención de la potestad reglamentaria subordinada de ejecución está permitida y se permite reglamentar la materia, su procedencia exige la concurrencia de ciertas condiciones. Las leyes que regulen el ejercicio de estos derechos, deben reunir los requisitos de *determinación* y *especificidad*. Por último, los derechos no podrán ser afectados en su esencia, ni imponerles condiciones, tributos o requisitos que impidan su libre ejercicio. Cumplidas que sean dichas exigencias, es posible y lícito que el Poder Ejecutivo haga uso de su potestad reglamentaria de ejecución, pormenorizando y particularizando, en los aspectos instrumentales, la norma para hacer así posible el mandato legal<sup>225</sup>.

En materia de legalidad tributaria, se exige que la ley determine las cargas fiscales que se deben soportar, así como que el contribuyente pueda conocer con suficiente precisión el alcance de las obligaciones fiscales, de manera que no quede margen para la arbitrariedad; donde se ha precisado que los elementos de la obligación tributaria deben quedar suficientemente fijados y determinados en la ley, como son el hecho imponible, los sujetos obligados al pago, el procedimiento para determinar la base imponible, la tasa, las situaciones de exención y las infracciones<sup>226</sup>.

De este modo, la posibilidad de encomendar legalmente a una autoridad administrativa la revisión de aspectos sobre el impuesto es limitada, debiendo estar determinada y especificada la materia, casi realizando operaciones aritméticas, previamente establecidas por ley. Con lo anterior, se persigue evitar la discrecionalidad en el ejercicio de la potestad tributaria.

Una alternativa a lo anterior, que se puede utilizar, y que admite que se contemple una revisión política en leyes periódicas, como es la Ley de Presupuestos del Sector Público. Como se sabe, la legislación presupuestaria tiene un tratamiento especial en la Constitución, siendo una ley con plazos predeterminados de envío, aprobación, etc.

Esta técnica legislativa ha sido ocupada recientemente en la Ley de Presupuestos del año 2017, Ley 20.981, publicada el 15 de diciembre de 2016, la cual en su artículo 27 estableció una modificación a la entrada en vigencia de un impuesto establecido precisamente en la Ley 20.780, relativo a un cambio respecto de la vigencia de un impuesto respecto de la norma de la reducción del crédito de IVA para la construcción. Es decir, se extendió el plazo de una exención de un impuesto. La pesquisa realizada muestra que, hasta dicha ley, esta técnica legislativa no se había utilizado en nuestro país en las últimas décadas.

Por lo mismo, una opción posible para modificar la tasa del impuesto sería ésta: incorporar anualmente la cuestión con motivo de la Ley de Presupuestos del Sector Público. Esto podría traería por un lado relativa mayor flexibilidad de ajustar la tasa anualmente y podría dar alguna legitimidad a la tasa en el sentido de que se determina en un proceso democrático. De igual forma podría traer mayor certidumbre para el sector privado, en términos de qué tasa tomar para inversiones futuras y posiblemente afectaría la reacción de largo plazo, entre otros.

---

<sup>223</sup> STC 718, C. 73 y 75; STC 759, C. 73 y 75; STC 779, C. 73 y 75

<sup>224</sup> STC 183, C. 2

<sup>225</sup> STC 465, C. 25

<sup>226</sup> STC 1234, C. 21°.

Como puede apreciarse, admitida la posibilidad en la práctica legal chilena, la utilización de esta ley anual permite plantear como alternativa que la revisión podría plantearse en la ley de presupuestos, como ocurre en Irlanda. De este modo, el Congreso revisa anualmente aspectos del impuesto.

### *Enfoque combinado*

Un modelo de enfoque combinado del impuesto establecido en Chile, con fórmulas, tasa progresiva, e impuesto con tramos de tiempo, es el de la patente por no uso de derechos de aguas, establecida en la Ley 20.017, que modificó el Código de Aguas. En esta patente, la ley contempla un régimen de pago para los primeros cinco años y para los siguientes cinco, con montos progresivos y estableciendo la fórmula de pago<sup>227</sup>. De esta forma, la Ley 20.017 señala que Valor anual de la patente en Unidades Tributarias Mensuales (UTM) es =  $0.33 \times Q \times H$ , donde el factor Q corresponde al caudal medio no utilizado expresado en metros cúbicos por segundo, y el factor H, al desnivel entre los puntos de captación y de restitución expresado en metros<sup>228</sup>. Y es la autoridad sectorial, la Dirección General de Aguas (DGA) el órgano que, anualmente, determinar los derechos de aprovechamiento cuyas aguas no se encuentren total o parcialmente utilizadas<sup>229</sup>. La ley dispuso exenciones temporales respecto del pago de patentes para derechos de agua en ciertas regiones de Chile, en su articulado transitorio y permanente<sup>230</sup>. El Código de Aguas contempla un mecanismo de crédito respecto impuestos que pague el titular<sup>231</sup>.

---

<sup>227</sup> Art. 129 bis 4, Código de Aguas.

<sup>228</sup> Art. 129 bis 4, Código de Aguas.

<sup>229</sup> Art. 129 bis 8, Código de Aguas.

<sup>230</sup> Art. 129 bis 4, Código de Aguas.

<sup>231</sup> Art. 129 bis 20, Código de Aguas.

# 5.

# Opciones para la reforma del impuesto

## 5.1 Escenarios para la reforma del impuesto

### 5.1.1 Escenario 1 – Enfoque de tecnología

El primer escenario sigue el mismo enfoque del impuesto actual, es decir, el enfoque de aplicar el impuesto al carbono a la operación de tecnologías específicas. Dentro de este escenario hay dos opciones generales: bajar el umbral del actual impuesto a calderas y turbinas, y aplicar el impuesto a otras tecnologías.

#### *Escenario 1A – Bajar el umbral*

El primer escenario involucraría bajar el umbral del actual impuesto sobre calderas y turbinas, que ahora está a 50MW. Este es el enfoque más alineado con el enfoque actual, pues aplicaría a las mismas tecnologías, solo con un alcance más amplio. Además, dado que con el DS 13/11 y el Decreto 138/05 del Ministerio de Salud ya existe la obligación de declarar las calderas y turbinas existentes en el RETC, esto no representaría un mayor esfuerzo para los establecimientos

En cuanto al MRV, si bien habría que modificar el alcance del impuesto de la Ley 20780, el sistema de MRV creado para el impuesto en su versión actual ya constituiría una base sólida para aplicar a las nuevas instalaciones.

De acuerdo a la información proporcionada por el Ministerio del Medio Ambiente, al reducir el umbral de 50 MWt a 30 MWt se incluirían 18 nuevos establecimientos afectos al impuesto. Se estiman emisiones cubiertas adicionales de 556 ktCO<sub>2</sub> que resultarían en una recaudación adicional de USD 2.63 Millones, que a su vez representan 1.3% del total estimado a recaudar. Es decir, la disminución del umbral (sectores) no representa cambios importantes en términos de emisiones.

#### *Escenario 1B – Incluir otras tecnologías*

La segunda opción es aplicar el impuesto a tecnologías fuera de calderas y turbinas cuyo uso emita GEI. Dado que el Inventario Nacional de GEI no recopila información sobre las emisiones que están asociados al uso de diferentes tecnologías, resulta complicado identificar las tecnologías más importantes y la proporción de las emisiones nacionales que se lograría incluir dentro del alcance del impuesto a través de incluir tecnologías adicionales. Hasta la fecha solo se ha podido encontrar la información para el caso de las fundiciones de cobre,<sup>232</sup> aunque también se puede identificar a grandes rasgos que otra tecnología importante en cuanto a las emisiones de GEI es el horno cementero. Esta información se presenta en el Tabla 16.

Cabe notar que el borrador del Plan de Mitigación para el Sector Energía propone la realización de un ‘Estudio del consumo energético final por tipo de equipamiento en la Industria y Minería y análisis de su eficiencia actual.’ Las tecnologías identificadas por el Plan de Mitigación son calderas, hornos y camiones mineros, aunque estas solo

<sup>232</sup> Comisión Chilena del Cobre, Informe de actualización de emisiones de gases de efecto invernadero directos en la minería del cobre al año 2015.

tienen carácter de ejemplos. Los resultados de tal estudio facilitarían la identificación de las tecnologías claves en este respecto, y el cálculo de las emisiones para las cuales son responsables.

**Tabla 16 Opciones para aplicar el impuesto al carbono a otras tecnologías**

Tecnología	% de las emisiones anuales del país	Potencial de mitigación <sup>233</sup>	Dificultad de MRV <sup>234</sup>	Consideraciones
<b>Fundiciones de cobre</b>	0,6%	Mediano	Mediano	Potenciales desafíos políticos ( <i>royalty</i> ; empresas estatales)
<b>Hornos cementerios</b>	Información no disponible	Información no disponible	Mediano	Competitividad / Fugas de carbono
<b>Otras tecnologías</b>	Información no disponible	-	-	-

Para prospectar la tecnologías en sector cemento se accedió a información pública de Declaraciones Ambientales de Producto Producto de Tipo III (revisada y verificada por un tercero independiente), alojadas en The International EPD®System, para producto cemento manufacturados en países pertenecientes a la Comunidad Europea (Italia, España y Noruega) y Reino Unido, cuyo datos muestran que sobre el 60% de las emisiones de GEI y más del 90% de la energía consumida en el ciclo de vida se efectúan durante la etapa de Manufactura del producto en Planta, asociado principalmente al consumo de combustibles. De esta forma, existe evidencia acerca de la importancia del proceso productivo del cemento (hornos) en las emisiones del sector, sin embargo éste impacto no ha sido cuantificado en el caso de Chile.

Por otro lado, cabe señalar que en considerar aplicar un impuesto a tecnologías específicas, habría que analizar los potenciales desafíos asociados con los regímenes de invariabilidad de impuestos asociados a los contratos de inversión extranjera (ver Sección 3.2.1).

### 5.1.2 Escenario 2 – Aplicar un impuesto sobre insumos y productos asociados con las emisiones GEI

#### *Escenario 2A – Impuesto sobre combustibles*

La mayoría de impuestos al carbono que ahora existen en el mundo se aplican a la producción, importación o venta de combustibles. Una razón importante por este hecho es la facilidad administrativa de este enfoque – la mayoría de países ya cuentan con impuestos sobre los combustibles, así que pueden aprovechar de estos sistemas existentes. Por otro lado, a través de aplicar un factor de emisión a la venta de combustibles, se puede evitar el MRV directo de emisiones, disminuyendo de forma significativa la administración asociada al impuesto.

Como puede verse en el Tabla 17, un impuesto a los combustibles podría cubrir una porción significativa de las emisiones de país – alrededor de la mitad de las emisiones no actualmente incluidas en el impuesto al carbono. La parte mayor de estas emisiones están en el sector de transporte, y este enfoque representa la única opción realista para integrar las emisiones de este sector en el impuesto. Al mismo tiempo, un impuesto a los combustibles incluiría casi todas las emisiones directas del uso de energía en el sector minería e industria, si bien no integraría las emisiones de procesos industriales.

<sup>233</sup> El potencial de mitigación se basa en la importancia que representa la tecnología analizada para las emisiones del sector considerado. En el caso de las fundiciones, se respalda en los datos publicados por SONAMI, y en el caso del cemento la información disponible es cualitativa sin que sea posible cuantificar este impacto en el caso chileno.

<sup>234</sup> La dificultad en MRV se basa en la experiencia actual para las tecnologías consideradas en el impuesto, y las características de las nuevas tecnologías en cuanto a información existente, factibilidad de incorporar mecanismos de monitoreo y capacidad de la autoridad para verificar.

**Tabla 17 Opciones para aplicar el impuesto al carbono a otras combustibles**

Fuente: Elaboración propia, con base de información de varias fuentes. Las cifras representan cálculos aproximados.

Combustible	Usos principales	% de las emisiones anuales del país	Potencial de mitigación	Actualmente sujeto a impuestos especiales <sup>235</sup>	Consideraciones
Combustibles vehiculares (gasolina, diésel, GNC, GLP)	Uso vehicular	22%	Mediano	Sí	Demanda inelástica, potencial supone políticas complementarias (p.ej. electrificación)
Carbón de uso industrial	Alimentos y tabaco, Hierro y acero, Papel y pulpa 'Otras industrias'	1%	Mediano	No	Potencial oposición de gremios
Diésel de uso industrial	Minería, Papel y pulpa, 'Otras industrias'	11%	Mediano	No	Potencial oposición de gremios
Gas de uso industrial	Minerales no metálicos; Papel y pulpa, Industria 'no-especificada'	2%	Mediano	No	Potencial oposición de gremios
Kerosene de uso en edificios y agricultura	Uso doméstico, agricultura, comercial	<1%	Alto	No	Coherencia con política sobre uso de biomasa
Gas de uso residencial-comercial	Uso doméstico, ...	4%	Mediano	No	Coherencia con política sobre uso de biomasa
<b>Total</b>		<b>± 39%</b>			

Tal como se ha descrito a lo largo de este Informe, Chile ya cuenta con un impuesto especial sobre los combustibles de vehículos. Si bien este impuesto solo aplica a los combustibles de uso en el transporte en vías públicas, en el caso de la gasolina y el diésel está incluido en el precio de venta, mientras las entidades que utilizan estos combustibles para otros fines reciben bonificaciones fiscales para compensar el monto del impuesto pagado. Así, aplicar un impuesto al carbono sobre estos combustibles sería bastante sencillo desde el punto de vista administrativo. En este contexto, es relevante mencionar que el Servicio de Impuestos Internos cuenta con un sistema de fiscalización robusta para la implementación del impuesto especial.

<sup>235</sup> Los impuestos especiales son tributos de naturaleza indirecta que recaen sobre consumos específicos, como por ejemplo los combustibles, el alcohol y el tabaco.

Por otro lado, gas licuado y gas comprimido de uso vehicular están diferenciados a través de su envase, y tiene una cadena de distribución parcialmente distinta a para los gases de otros usos. A su vez, el gas natural y el carbón no están sujetos a ningunos impuestos especiales. Sin embargo, para todos estos combustibles existen cadenas de valor bien establecidas y sumamente reguladas, que además involucran relativamente pocos actores en los eslabones aguas arriba. Por lo tanto, si bien aplicar un impuesto a estos combustibles implicaría el desarrollo de nuevos mecanismos de administración y fiscalización, se estima que esto no presentaría desafíos significativos.

Si bien un impuesto sobre los combustibles tiene la ventaja de ser el enfoque más administrativamente sencillo, este enfoque también trae sus desventajas. Por un lado, aplicar el impuesto aguas arriba puede tener el efecto que los contribuyentes paguen el impuesto sin darse cuenta de esto. La economía conductual sugiere que este puede disminuir el efecto de la señal del precio. Por tal motivo, resulta importante desarrollar medidas complementarias para proveer información sobre el impuesto y las opciones para reducir las emisiones. Por otro lado, la economía conductual también indica que la elasticidad de demanda es significativamente más alta para alzas en el precio que corresponden a impuestos que para alzas que corresponden a cambios en el precio internacional del combustible.<sup>236</sup>

En el sector minería e industria, siendo que no requiere el desarrollo de un sistema de MRV para las emisiones de las instalaciones mineras e industriales, este enfoque es menos adecuado para servir como un “puente” a un sistema de ETS. Cabe mencionar que en otros países la mera introducción de un sistema de MRV en estos sectores ha impulsado la identificación de ahorros de eficiencia a través de generar conocimientos detallados dentro de las diferentes empresas sobre sus emisiones. Este no sería el caso con un impuesto aplicado a los combustibles, aunque obviamente puede incentivar la identificación de oportunidades para reducir las emisiones.

Como regla general, al aplicar un impuesto sobre los combustibles es económicamente más eficiente aplicar el impuesto sobre todos los combustibles en vez de solo aplicarlo a ciertos combustibles. Esto también evita el incentivo a cambiar a otros combustibles que no estén sujetos al impuesto. Sin embargo, pueden existir motivos para querer excluir ciertos combustibles o ciertos usos de ellos del alcance del impuesto al carbono. En este caso, podría aprovecharse del sistema actual de bonificaciones fiscales que maneja el SII.

Finalmente, en considerar esa opción, es interesante notar que, como se puede ver en la Figura 29, en comparación con otras economías desarrolladas y/o emergentes, los impuestos sobre los combustibles en Chile son entre los más bajos. Aunque es cierto que varios otros factores influyen en la consideración de los impactos de un impuesto al carbono aplicado a los combustibles sobre la competitividad, el nivel muy bajo de los impuestos chilenos en comparación con muchos de sus competidores en mercados importantes puede indicar un espacio para aplicar un impuesto al carbono a los combustibles de uso industrial sin perjudicar de forma significativa su competitividad.

Empero, cuando se compara los precios finales de los combustibles las diferencias son menos pronunciadas. El precio final del diésel de uso vehicular en Chile en Abril 2017 es USD 0,77/litro, en comparación con un precio global promedio de USD 0,91/litro. Por otro lado, el precio de la gasolina – USD 1.18 – es por encima del promedio mundial de USD 1.03/litro.<sup>237</sup> El precio de gas natural para uso doméstico también es más alto en Chile (USD 88/MWh en el Q4 de 2016) que el promedio del OCDE en el mismo periodo (USD 45.6/MWh).<sup>238</sup>

---

<sup>236</sup> Ver, por ejemplo, Shanjun Li, Joshua Linn y Erich Muehlegger. Gasoline Taxes and Consumer, 2012.

Behavior Faculty Research Working Paper Series. En línea: <https://research.hks.harvard.edu/publications/getFile.aspx?Id=764>.

<sup>237</sup> Información de [http://www.globalpetrolprices.com/diesel\\_prices/](http://www.globalpetrolprices.com/diesel_prices/).

<sup>238</sup> Agencia Internacional de Energía. 2017. Energy Prices and Taxes. No hemos encontrado cifras para el precio final de combustibles de uso industrial, las cuales no están incluidos en la base de datos de la Agencia Internacional de Energía.

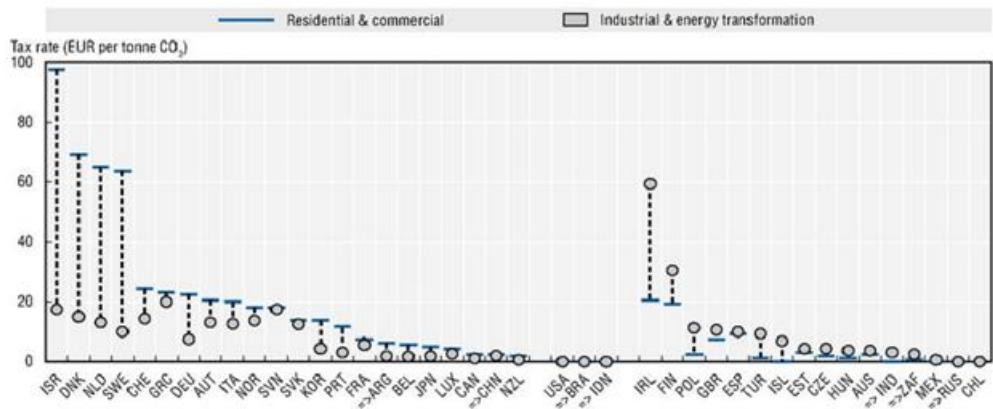


Figura 29 Comparación de tasas efectivas sobre los combustibles de uso industrial y residencial-comercial en países OCDE y una selección de economías emergentes

Fuente: Taxing Energy Use 2015, OCDE<sup>239</sup>

### Escenario 2B - Impuesto sobre otros insumos o productos

Aunque aplicar el impuesto al carbono a los combustibles cubriría una gran porción de las emisiones no actualmente incluidas, se enfoca principalmente en los sectores de transporte, minería/industria y residencial-comercial. Para el sector agricultura – el primer sector emisor del país fuera del sector energía – un impuesto sobre los combustibles tendría muy poco efecto. Por lo tanto, si se considera optar por un enfoque de aplicar el impuesto al carbono a insumos o productos, es relevante considerar otras opciones para aplicar tal enfoque a las emisiones del sector agricultura.

#### Impuesto sobre la carne

El producto que está más asociado con las emisiones de GEI en Chile es la carne. Las emisiones de la ganadería representan 5,3% de las emisiones del país, principalmente de la fermentación entérica y el manejo de estiércol. Un impuesto al carbono podría estar aplicada al procesamiento o a la venta de la carne. Considerando las dificultades y altos costos en medir las emisiones de la ganadería con precisión, se podría aplicar el impuesto basado en las emisiones promedias asociadas a la producción de cada tipo de carne en Chile (ej. carne de vacuno, porcino etc.). De igual modo, se podría dar a los productores la oportunidad de reducir sus obligaciones fiscales a través de certificar que su producción es más baja en emisiones que el promedio.

Tal y como los impuestos sobre los combustibles, un impuesto sobre la carne tiene importantes ventajas administrativas en comparación con un impuesto sobre las emisiones directas en el sector agricultura, ya que no requiere la medición de emisiones directas. Si bien aún no existe un impuesto especial sobre la carne en Chile, la carne sí cuenta con una cadena de valor que facilitaría la aplicación de un impuesto. La desventaja de no medir las emisiones directas es la ausencia de un incentivo directo para adoptar métodos de producción más bajos en emisiones – sin embargo, este incentivo sí existiría en el caso de proveer la opción de reducir las obligaciones fiscales a través de certificar la producción. Asimismo, considerando que las opciones técnicas para reducir las emisiones de la ganadería en Chile son relativamente limitadas (ver Sección 3.2.4), el potencial mayor para reducir las emisiones de este sub-sector es en sustituir las carnes más altas en emisiones con carnes con emisiones más bajas o alternativas vegetales.

#### Impuesto sobre fertilizantes sintéticos

Otra fuente importante de emisiones en el sector agricultura es el uso de fertilizantes sintéticos en la producción agrícola, que contribuye 1,5% de las emisiones del país. Estas emisiones generalmente vienen del sobre uso de estos fertilizantes – siendo muy difícil estimar la cantidad exacta de fertilizantes que la producción necesita, los productores agrícolas suelen sobre-estimar la cantidad necesaria, y la cantidad que no se absorba termina estando

<sup>239</sup> OECD. Taxing Energy Use 2015: OECD and Selected Partner Economies, OECD Publishing, Paris, 2015.

emitido a la atmósfera. Así las cosas, un impuesto sobre el fertilizante podría incentivar que los productores calculen las cantidades con más precisión.

Dado que un impuesto sobre los fertilizantes se aplicaría sobre un insumo a un proceso donde la cantidad de emisiones depende de varios factores, tal impuesto no sería un impuesto al carbono en el sentido propio. Sin embargo, como en el caso de un impuesto sobre la carne, podría permitir que los productores reduzcan sus obligaciones fiscales a través de certificar que tengan emisiones bajas o que utilicen fertilizantes con inhibidores (una de las posibles medidas de mitigación identificadas en el proyecto MAPS – ver Sección 3.2.4). También similar al impuesto aplicado a la carne, si bien hoy en día no existen impuestos especiales sobre los fertilizantes, la administración de tal impuesto no presentaría grandes desafíos en cuanto a su administración.

### 5.1.3 Escenario 3 – Aplicar un impuesto al carbono a uno o más sectores económicos

En este escenario, se aplica el impuesto a todas las actividades de una empresa o establecimiento en el sector específico. Suponiendo que se mantiene el impuesto actual sobre las calderas y turbinas, este enfoque podría ser adecuado para los sectores mencionados en el Tabla 18.

Tabla 18 Opciones para aplicar el impuesto al carbono a sectores económicos

Sector	% de las emisiones anuales del país <sup>240</sup>	Potencial de mitigación	Dificultad de MRV <sup>241</sup>	Consideraciones
Sector minero <sup>242</sup>	7,6%	Alto	Mediano	Desafíos políticos: ( <i>royalty</i> ; empresas estatales)  Desafíos legales: contratos de inversión extranjera
Otras industrias <sup>243</sup>	11.4%	Alto	Mediano	Competitividad / fugas de carbono
Sector agricultura <sup>244</sup>	12,5%	Bajo-Mediano	Alto	Desafíos en MRV; Desafíos políticos

La principal ventaja del enfoque sectorial es que permite incluir todas las emisiones en un sector. Este es una ventaja importante en sectores donde – como en el caso del sector minería e industria y el sector agricultura – existen múltiples fuentes de emisiones, una porción significativa de las cuales no son del uso de combustibles.

Un impuesto sectorial aplicaría aguas abajo a las emisiones directas de las empresas con operaciones en los sectores incluidos. Esto implica realizar MRV sobre las emisiones en cada instalación, y por lo tanto habría que

<sup>240</sup> Esta cifra indica el porcentaje de las emisiones nacionales que se atribuye a cada sector. Es importante notar que un eventual impuesto sectorial no necesariamente incluiría todas estas emisiones. La cantidad de emisiones incluidas dependería de varios factores, entre ellos la definición exacta del alcance y el umbral aplicado.

<sup>241</sup> La dificultad en MRV se basa en la experiencia actual para las tecnologías consideradas en el impuesto, y las características de las nuevas tecnologías en cuanto a información existente, factibilidad de incorporar mecanismos de monitoreo y capacidad de la autoridad para verificar. En el caso de la Agricultura se agrega el hecho de que las fuentes son móviles lo que dificulta aún más el proceso.

<sup>242</sup> Corresponde a las emisiones de 1.A.2.i. Minería (con excepción de combustibles) y cantería + 2.A. Industria de los minerales en INGEI 2016

<sup>243</sup> Corresponde a las emisiones de (1.A.2 Industrias manufactureras y de la construcción.-1.A.2.i Minería (con excepción de combustibles) y cantería) + (2. Procesos industriales y usos de productos (IPPU) -2.A. Industria de los minerales) en INGEI 2016

<sup>244</sup> Corresponde a AFOLU – FOLU, según Tabla 2-9 del INGEI 2016

desarrollar protocolos y sistemas para este fin. Del mismo modo, sería necesario desarrollar capacidades adicionales en el sector público para supervisar este sistema de MRV.

En el caso del sector minería e industria, ya existe mucha experiencia a nivel internacional con MRV que se puede aprovechar en el desarrollar del sistema chileno. Además, la política Energía 2050 prevé que para el 2035 el 100% de las empresas de mayor tamaño reportan y gestionan sus emisiones de GEI, de manera compatible con los compromisos adquiridos por el país. Por lo tanto, se puede esperar que, para el mediano plazo, la aplicación de un impuesto al carbono al sector minería e industria no implicaría esfuerzos significativos en cuanto al MRV adicionales a los ya previstos en la política pública del país.

En cambio, en sector agricultura existe menos experiencia internacional, y es probable que un sistema de MRV en este caso implicaría costos significativamente más altos. Aunque el desarrollo de un sistema dedicado de MRV en este sector requeriría considerable tiempo e inversión adicional, también traería beneficios: contribuiría al desarrollo de capacidades tanto en el sector público como en el sector privado, y podría ser integrado en el Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero.

Por otro lado, la necesidad de medir las emisiones directas implica que este enfoque no es adecuado para sectores con muchas fuentes dispersas de emisiones, como es el caso en el sector de transporte y el sector CPR.

## 5.2 Análisis de los escenarios

Aunque la falta de cierta información acerca de las diferentes fuentes de emisiones y su potencial de mitigación limita de cierta manera la comparación de los diferentes escenarios, ya se pueden destacar algunas conclusiones preliminares con base en los escenarios anteriormente descritos. La incluye una comparación de las diferentes opciones, la que se describe más en el texto que sigue.

Tabla 19 Comparación entre los diferentes escenarios para ampliar el alcance del impuesto

Escenario	Opción	% de emisiones adicionales incluidos	Ventajas	Desventajas
<b>Escenario 1 – Impuesto a tecnologías</b>	Bajar el umbral	0%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opción más coherente con enfoque actual</li> <li>- Ya existe sistema de MRV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cobertura adicional muy limitada</li> </ul>
	Incluir otras tecnologías	Info. no disponible	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coherente con enfoque actual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cobertura muy limitada para el sub-sector minero</li> </ul>
<b>Escenario 2 – Impuesto a productos e insumos</b>	Impuesto sobre combustibles	39%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cobertura alta</li> <li>- Alta potencial de mitigación del sector energía</li> <li>- No necesita MRV</li> <li>- Administrativamente fácil y aprovecha de sistemas existentes</li> <li>- Única opción factible para sectores transporte y CPR</li> <li>- Impuestos actuales muy bajos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No incluye emisiones de procesos industriales</li> <li>- No sirve como 'puente' a un sistema ETS</li> <li>- Menos 'visibilidad' del impuesto</li> <li>- Dificultad de aplicar impuesto a la leña seca</li> </ul>
	Impuesto sobre otros insumos o productos	6,8%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Evita desafíos en MRV de emisiones del sector agricultura</li> <li>- Puede incentivar prácticas agrícolas y dietas más eficientes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incluye menos emisiones que un impuesto sectorial</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se puede combinar con certificación de producción o uso sustentable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impuesto a la carne no provee incentivo directo para mejorar eficiencia<sup>245</sup></li> </ul>
<b>Escenario 3 – Impuesto sectorial</b>	Sectores minería e industria	11,9%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opción más inclusiva para estos sectores</li> <li>- Política Energía 2050 prevé sistemas de MRV para grandes fuentes de emisiones</li> <li>- Puede servir como 'puente' para un sistema ETS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesidad de MRV: menos factible implementar en el corto plazo</li> <li>- Potenciales desafíos con contratos de inversión extranjera (invariabilidad de impuestos)</li> </ul>
	Sectores minería e industria y agricultura	24,4%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opción más inclusiva para esos sectores</li> <li>- Aprovecha de potencial de mitigación del sector agricultura y asociados co-beneficios</li> <li>- Puede servir como 'puente' para un sistema ETS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dificultad y altos costos de MRV en el sector agricultura</li> </ul>

## 5.2.1 Límites del enfoque actual

En primer lugar, si bien falta la información necesaria para evaluar con precisión la cantidad de emisiones del sector minería e industria que se incluiría a través de los Escenarios 1A y 1B, la información disponible muestra que por lo menos para el sub-sector con la cantidad más alta de emisiones – la minería de cobre – estos enfoques solo incluirían una porción pequeña de las emisiones. Como se explica en la Sección 3.2.1, la gran mayoría de las emisiones en este sector vienen de las minas a rajo abierto, y la mayoría de ellas del uso de diésel y otros combustibles para camiones de transporte de mineral y transporte de lastre en el proceso de extracción mina.<sup>246</sup> Por otro lado, las fundiciones de cobre son responsables de una porción menor, la cual además está siguiendo una tendencia descendente. Este enfoque también se puede aplicar al sector de transporte.

Estas limitaciones son muy relevantes considerando el alto potencial de mitigación asociados con los sectores de transporte y minería e industria y el potencial de un impuesto al carbono a incentivar tal mitigación de forma complementaria con otros políticos.

Es posible que para otros sub-sectores del sector minería e industria el Escenario 1B incorporaría una parte más grande las emisiones. Sin embargo, dado que este enfoque no es adecuado para el sector de transporte, el sector comercial y residencial o el sector agricultura, se puede concluir que si se pretende incluir una parte significativa de las emisiones del país que actualmente quedan fuera del alcance del impuesto al carbono, habrá que adoptar un enfoque que no esté únicamente enfocado en las emisiones de tecnologías específicas.

## 5.2.2 Un impuesto sobre los combustibles permite incluir más emisiones

En el segundo lugar, se puede concluir que el escenario que permite la inclusión de la parte más grande de las emisiones del país no actualmente sujetas al impuesto verde es el Escenario 2A. Este escenario permite la inclusión de hasta alrededor de 39% de las emisiones del país – más que la mitad de las emisiones actualmente no incluidos en el impuesto. Aparte del sector transporte – el segundo sector emisor del país – este enfoque permite incorporar muchas más emisiones en el sector minero que aplicar el impuesto a tecnologías como las fundiciones de cobre y

<sup>245</sup> Sin embargo, esto sí se puede proveer a través de darles a los ganaderos la opción de pagar menos impuestos cuando certifiquen su carne como baja en emisiones.

<sup>246</sup> Comisión Chilena del Cobre, Informe de actualización de emisiones de gases de efecto invernadero directos en la minería del cobre al año 2015.

las refinerías. Es importante tomar en cuenta aquí que una gran parte de las emisiones en las fundiciones y las refinerías también están asociados al uso de combustibles.

El Escenario 2A también permite incluir el sector residencial y comercial. Sin embargo, es importante considerar la coherencia de un impuesto al carbono a los combustibles usados en este sector con la política para incentivar el cambio de uso de leña por combustibles menos contaminantes para las ciudades (ver Sección 5.4.2), especialmente dado la dificultad de aplicar un impuesto sobre la leña.

Finalmente, si se decidiera adoptar un impuesto sobre la carne y los fertilizantes sintéticos, se incluiría un 6,8% adicional de las emisiones del país. Así las cosas, el Escenario 2 en su conjunto permita la inclusión de hasta 40% de las emisiones del país, adicionales a las que ya están sujetas al impuesto.

### 5.2.3 Un enfoque sectorial es el más completo para los sectores minería/industria y agricultura

La información disponible para el sub-sector de minería de cobre indica que un impuesto con un enfoque sectorial que incluya (solo o junto con otros sectores) el sub-sector de minería de cobre alcanzaría incluir tanto las emisiones del uso de combustibles que las emisiones de procesos industriales. Así, este enfoque sería el más completo para este sector. Aunque falta información para otros sub-sectores de la minería e industria, se puede concluir que también para estos sub-sectores el enfoque sectorial sería el más inclusivo.

De igual modo, este enfoque también es el más incluyente respecto a las emisiones del sector agricultura, ya que en teoría permite incluir todas las emisiones del sector. Además, para este sector es el único enfoque que implica la aplicación de un impuesto directamente vinculado con las emisiones de GEI.

### 5.2.4 Un impuesto amplio implica combinar múltiples escenarios

Como se ha señalado en el punto 1, los (aparentes) límites del enfoque actual implican que para tener un alcance amplio es necesario adoptar un enfoque adicional al enfoque actual. Del mismo modo, el análisis indica que diferentes enfoques son más idóneos para diferentes sectores o fuentes de emisiones. De hecho, para algunos sectores – como el sector de transporte y el sector comercial y residencial – un impuesto sobre los combustibles es el único enfoque práctico, mientras por otro lado el enfoque sectorial es mucho más completo para los sectores de minería/industria y agricultura. Así, es relevante considerar las opciones para un enfoque combinado.

Si se decide adoptar un enfoque combinado, hay que considerar las diferentes interacciones entre ellos y evitar conflictos legales y, sobre todo, la doble aplicación del impuesto a una sola tonelada de CO<sub>2</sub>e. Por ejemplo, si se decide combinar un impuesto sobre los combustibles con el actual impuesto sobre las calderas y turbinas, habrá que introducir un sistema para asegurar que las generadoras eléctricas no tengan que pagar el impuesto dos veces. Lo mismo aplica para una combinación de un impuesto sobre los combustibles con un impuesto sectorial.

En todos estos casos se prevé que sería posible evitar la doble aplicación del impuesto a través de un sistema de bonificaciones fiscales. Considerando que el SII ya maneja tal sistema para la gasolina y el diésel (incluyendo el diésel de uso en la generación de electricidad), se considera que no presentaría grandes desafíos extender este sistema a otros combustibles o adoptar un sistema paralelo.

Si bien en principio es factible combinar diferentes enfoques, también vale la pena buscar integrar los sistemas adoptados cuando sea posible. En el caso de adoptar un enfoque sectorial para el sector de minería e industria, valdría la pena considerar la posibilidad de integrar el impuesto actual a las calderas y turbinas en este enfoque. Aunque esto implicaría varios cambios legales y administrativos, en el largo plazo podría ser más sencillo.

### 5.2.5 Los Escenarios 1 y 3 son más coherentes con una transición hasta un ETS

Aunque algunos sistemas de ETS aplican aguas arriba para ciertos sectores, todos los sistemas de ETS requieren la medición de emisiones aguas abajo para la mayoría de las emisiones. Por lo tanto, los escenarios que involucran el desarrollo de sistemas de MRV de alto nivel son más coherentes con una eventual transición hasta un sistema de ETS.

Es importante aclarar que lo anterior no implica que la intención de adoptar un sistema de ETS en el futuro descarte la relevancia del Escenario 2. Por lo contrario, dado que la aplicación del impuesto a los combustibles es la forma más práctica de aplicar un precio al carbono en el sector de transporte y en el sector comercial y residencial, este enfoque sigue siendo relevante tanto en el caso de considerar un ETS amplio – que incluya tanto emisiones aguas arriba como emisiones aguas abajo (ej. California) – que en el caso de un ETS combinado con un impuesto al carbono (ej. países europeos).

### 5.2.6 Se puede concebir un enfoque por etapas

Algunos enfoques – especialmente el enfoque sectorial (Escenario 3) pero también los Escenarios 1A y 1B – requerirían del desarrollo significativo de capacidades y sistemas nuevos. Es probable que se necesitarían varios años para desarrollar estas capacidades y sistemas, especialmente en el caso de aplicar MRV a actividades que actualmente no están sujetas a medición de emisiones. Por otro lado, se podría adoptar un impuesto al carbono sobre los combustibles (Escenario 2A) relativamente rápido y con relativamente pocas capacidades adicionales.

En este contexto, se puede concebir un enfoque progresivo a la ampliación del alcance del impuesto al carbono. Por ejemplo, se podría aplicar el impuesto a los combustibles de uso en el transporte y en la minería e industria en el corto plazo, y al mismo tiempo empezar a desarrollar un sistema obligatorio de MRV para todas las emisiones del sector de minería e industria, y posiblemente para otros sectores como el sector agricultura y el sector de desechos. Con base en esto, en el mediano plazo se podría considerar aplicar el impuesto al carbono a uno o más de estos sectores, o de incluirlos en un sistema de ETS.

## 5.3 Opciones para aumentar la tasa impositiva

La tasa impositiva del impuesto puede influir en varios resultados, entre ellos el nivel de mitigación incentivada por el impuesto, la cantidad de ingresos públicos que genera y sus impactos económicos, en general y para sectores o grupos específicos. Al mismo tiempo, varios factores fuera de la tasa impositiva afectan estos mismos resultados, incluyendo el alcance sectorial (o, la ‘base gravable’), el uso de los ingresos, las políticas complementarias y varios factores externos al impuesto, como el crecimiento económico. Por esta razón, es importante considerar el nivel de la tasa junto con las decisiones sobre estos diferentes aspectos del diseño del impuesto.

No obstante, es posible identificar unas conclusiones preliminares en cuanto a la definición de la tasa impositiva.

### 5.3.1 Para incentivar la mitigación, se requiere una tasa más alta

El análisis del impuesto actual indica que, tal y como está diseñado ahora, tendrá impactos nulos o limitados en las emisiones de GEI del país. Incluso si se incluye el costo en el cálculo del costo marginal de la electricidad – un paso importante en el corto plazo – los efectos de esto en las emisiones serán relativamente limitados. Por otro lado, el poco análisis de los impactos de un impuesto de USD 5 en otros sectores indica que los efectos sobre las emisiones del país también serían limitados. Para que se convierta en un instrumento más eficaz para mitigar las emisiones de GEI, resulta clara la necesidad de aumentar la tasa impositiva.

Como se señala, el nivel de mitigación depende de varios factores, y actualmente no existe suficiente información para estimar con precisión los impactos de diferentes tasas en la mitigación, salvo en el sector de generación de electricidad. Para este sector, los estudios reflejan que a partir de un nivel de USD 14 se empieza a dar resultados significativos en la mitigación de emisiones, y podría esperarse que niveles más altos logran mayor mitigación, con resultados prometedores con un impuesto de USD 30.

Para un impuesto aplicado a otros sectores, la información que sí existe indica que un impuesto entre USD 20-35 podría resultar en mitigación significativa, en línea con los objetivos nacionales de Chile. Sin embargo, se requiere de modelación adicional para tener estimaciones más robustas sobre los impactos de diferentes tasas impositivas en la mitigación en diferentes sectores de la economía.

### 5.3.2 Una tasa que aumenta paulatinamente probablemente sería más aceptada, y evitaría shocks económicos

La experiencia internacional destaca la importancia de aumentar la tasa gradualmente, tanto para generar aceptabilidad como para dar tiempo a los contribuyentes para identificar y adoptar medidas de mitigación, así evitando efectos desproporcionados en la economía y los diferentes industrias y grupos vulnerables. En este contexto, es relevante notar que la modelación de diferentes precios para el sector de electricidad en el estudio de Castilia/KAS también suponía un aumento gradual a los precios modelados.

La importancia de aumentar la tasa gradualmente destaca, a su vez, la necesidad de considerar los diferentes mecanismos para definir la trayectoria de la tasa. Dado la alta dificultad política de conseguir la aprobación del Congreso para cada alza en el precio, resulta atractivo definir la trayectoria – al menos a grandes rasgos – con antemano o, como alternativa, definir una formula según la cual se cambia la tasa del impuesto. Un potencial punto medio podría ser la revisión de la tasa a través de la ley presupuestaria, como se efectuó recientemente en el año 2016, aunque no queda totalmente claro si esta opción es constitucionalmente permisible para el Tribunal Constitucional.

### 5.3.3 Es importante definir y priorizar entre los objetivos del impuesto

Si bien en definir la tasa se tratará de balancear los diferentes objetivos y políticas públicas relevantes, es útil ya tener una conversación entre diferentes entidades dentro y fuera del gobierno acerca de los objetivos principales y su relativa importancia, pues esto puede influir bastante sobre diferentes decisiones en la definición del precio. Por ejemplo, si la prioridad principal es mitigar emisiones, es relevante tomar como punto de partida el cálculo del nivel de mitigación que se logaría con diferentes tasas, basado en modelación o curvas de costos marginales. Del mismo modo, si se considera vincular la tasa con una formula, una formula basada en el cumplimiento con metas de mitigación puede tener efectos bastante distintos a una formula vinculada a los precios al carbono en otros países.

### 5.3.4 El uso de ingresos recaudados puede generar aceptación de tasas más altas

La experiencia internacional subraya la importancia de la decisión sobre el uso de fondos recaudados del impuesto para la aceptación de tasas más altas del impuesto. Si bien en Chile no está permitido asignar fondos recaudados para usos específicos, es posible considerar medidas complementarias que atenúan posibles impactos negativos sobre industrias o partes de la población vulnerables. Se considerará posibles medidas complementarias en más detalle en el Producto 3.

### 5.3.5 Los impactos del impuesto no dependen solo del precio

Hay varios factores más allá del precio que influyen en la efectividad ambiental del impuesto, así como en sus impactos económicos y sociales. Adicional al uso de ingresos, mencionado en el punto anterior, se puede destacar el rol de las políticas complementarias (ver sección 5.4.2). Por ejemplo, el impuesto será más efectivo en mitigar emisiones cuando esté acompañado por políticas que aumentan la factibilidad de opciones de mitigación, como son la construcción de infraestructura para vehículos eléctricos, o el ordenamiento territorial que apoye el proceso de instalación de las distintas fuentes renovables.

## 5.4 Consideraciones políticas y alineación con políticas públicas

### 5.4.1 Consideraciones políticas

Naturalmente, la revisión de impuestos no deja indiferente a nadie. Aún más, la discusión sobre impuestos al carbono cuenta con algunos sectores empresariales que entienden su contribución en la problemática, como la minería y la energía. Pero esto no es una comprensión global.

El debate sobre la ampliación o modificación del impuesto establecido en el artículo 8º de la Ley 20.780, o bien de otros tributos que lo reemplacen o complementen en materia de precio de carbono gatillará un debate que no se apreció en la tramitación de la reforma tributaria de 2014.

Ciertamente, esta gran reforma tributaria implicó un grado de negociación política, tras lo cual se logró su aprobación en el año 2014. Ahora bien, errores de diseño motivaron una “reforma a la reforma tributaria” que da cuenta de una complejidad, omisiones y problemas de diseño institucional, que se intentaron resolver con la Ley 20.899. Así es como el mismo artículo 8º incorporó a través de esta nueva ley funciones nuevas para el MMA, que no habían sido previstas originalmente.

Al dictarse la Ley 20.780 la discusión respecto del impuesto del artículo 8º fue escasa, observándose pocas opiniones vertidas, salvo la de la asociación gremial de empresas generadoras.

Ante una reforma que persiga una ampliación o reforma del impuesto al carbono es esperable una oposición de industrias como la minería y cementera, debiendo considerarse un diálogo con otros sectores del sector transporte motorizado (camiones) si la reforma fuera en la línea de un impuesto a los combustibles.

Por otra parte, el sector agrícola, con mucha representación de diputados y senadores puede tener un rol más activo, ya que parte de la agroindustria se vio afectada por el impuesto de la ley 20.780, por lo que podría ser reactiva. Incluso se han visto críticas regionales al impuesto, al afectarse industrias como la celulosa y pesca<sup>247</sup> o bien de sectores como la agro-industria<sup>248</sup>.

Dependiendo de la opción, puede haber una resistencia de sectores gremiales más organizados, como la minería, agricultura y multi-gremiales. De igual forma podría haber un rol activo, incluso favorable a la ampliación o modificación del impuesto por el gremio de la energía o minería, si se avanzara hacia soluciones de mercado.

Adicionalmente, es menester indicar que si una de las opciones fuera un impuesto a los combustibles, debe precisarse cómo se coordinará con el impuesto establecido en el artículo 3º de la Ley 20.780, otro de los “impuestos verdes”, pero a las fuentes móviles, establecidos en dicha ley. En este sentido, el impuesto podría tener la resistencia atomizada de los propietarios de los automóviles afectos a dicho impuesto (i.e., nuevos comprados después del 29 de diciembre de 2014), salvo aquellos exentos expresamente por la ley. Dado el número de vehículos nuevos que ingresan al parque automotriz chileno –unos 305 mil vehículos livianos en 2016, según datos del gremio<sup>249</sup>–, no debiera desdeñarse una posible presión por redes sociales. Desde luego, debiera considerarse que el artículo 3º es un impuesto establecido al NOX emitido por fuentes móviles, y que el artículo 8º contempla un gravamen por el NOx.

De igual forma, es dable esperar que haya un debate sobre el uso de los fondos obtenidos por el Fisco. Tal y como ocurrió con la reforma tributaria del año 2014, en que se indicó que gran parte de ella iría para financiar la reforma educacional. Si bien los tributos en Chile no tienen destinación específica (no afectación), es de suponer que se deba plantear un mecanismo como aquel utilizado con el *royalty minero*, en que se dispuso un fondo para innovación. En este caos, podría contemplarse un fondo equivalente para mitigación ambiental o de subsidios para hogares o industrias más afectadas.

Dada la ausencia de debate y la rapidez en la aprobación de la reforma establecida por la Ley 20.780, una ampliación del impuesto muy probablemente motivará mayor deliberación sobre los impuestos verdes en general, lo que conlleva también comprender el cambio climático en general. Afortunadamente, la aprobación del convenio de París en el Congreso Nacional durante 2016 y fenómenos tales como la mega-sequía pueden facilitar la discusión sobre este tópico entre la ciudadanía, expertos, Ejecutivo y Congreso.

Ahora bien, si el impuesto al carbono fuera presentado como un sustituto de un impuesto como el específico a los combustibles, de una recaudación del orden de USD 2.500 millones, es factible que su tramitación y debate sean menores a los de una mera ampliación del impuesto actual. Incluso en dicho caso, dado que sería un impuesto general y transversal es posible que sectores como el minero y multi-gremiales apoyen una reforma de este tenor. Sin embargo, cabe notar que este enfoque involucra atenuar la señal de precio del impuesto al carbono, pues limita el alza en el precio de los bienes altos en carbono (p.ej. gasolina, diésel).

---

<sup>247</sup> El Mercurio, *Gremios empresariales del Biobío critican impuesto verde a fuentes fijas y piden al Gobierno corregirlo* (12 de enero de 2017)

<sup>248</sup> ChileAlimentos.

<sup>249</sup> Datos de ANAC AG: [http://www.anac.cl/uploads/web/Conferencia%20de%20Prensa%20-%20Enero%202017\(1\).pdf](http://www.anac.cl/uploads/web/Conferencia%20de%20Prensa%20-%20Enero%202017(1).pdf)

Por otro lado, existen varias opciones para crear impuestos sin impactos en los ingresos (*revenue-neutral*) que no atenúen la señal del precio asociada con el impuesto al carbono. Por ejemplo, varios países han reducido el impuesto a la renta, el impuesto a las sociedades o las cotizaciones sociales con la recaudación que proviene del impuesto al carbono. Esta estrategia tiene la potencial de traer beneficios económicos netos, y así ganar el apoyo político del público y la industria. Por otro lado, las opciones *revenue-neutral* implican que no hay recursos adicionales que se pueda aprovechar para la mitigación u otros usos.

#### 5.4.2 Interacciones con otras políticas públicas

La alternativa que se adopte para implementar modificaciones al actual impuesto al carbono ciertamente deberá insertarse en un contexto donde existen una serie de otras políticas que pueden influir con su desempeño. En esta sección se analizará las potenciales interacciones existentes, en particular considerando los sectores que han sido abordados en este informe.

La principal política a considerar es la Política Energética de Largo Plazo, Energía 2050, dada la importancia del sector energía para alcanzar las metas de reducción de GEI en el mediano y largo plazo. Dentro de Energía 2050 se definen una serie de metas para el sector que suponen avances paulatinos en diversos sectores económicos (industria, minería, transporte, sector comercial, público y residencial, generación, transmisión y distribución de energía).

La política distingue cuatro pilares – i. Seguridad y Calidad de Suministro, ii. Energía como Motor de Desarrollo, iii. Compatibilidad con el Medio Ambiente y iv. Eficiencia y Educación Energética – y fue dada a conocer en diciembre de 2015.

El Ministerio de Energía ha contratado la elaboración del Plan de Mitigación para el Sector Energía, que actualmente se encuentra en proceso de consulta pública. El plan aborda los subsectores: transporte, industrias, generación eléctrica y sector público, comercial y residencial, de acuerdo a los subsectores que comprenden el sector energía en el Balance Nacional de Energía, de forma consistente con los objetivos, metas y plazos definidos a través de la política energética de largo plazo.

En el Borrador del Plan se cuantifican las reducciones de emisiones asociadas a dos escenarios, respectos de una línea base:

- a. Línea base: “Políticas Actuales.” Considera una proyección de las emisiones, energía y desarrollo tecnológico, basado en las políticas actuales, incluyendo la ley de energías renovables no convencionales Ley N°20.257, el impuesto al carbono Ley N°20.780, los resultados de licitaciones de suministro eléctrico, entre otras. La 20 muestra la proyección de emisiones de CO2e para este escenario entre 2014 y 2030.
- b. Metas de Energía 2050. Considera las metas y políticas, asociadas a la discusión de Energía 2050 y, adicionalmente, la implementación de una regulación de eficiencia para centrales termoeléctricas que incentive el retiro de aquéllas más contaminantes.
- c. Esfuerzo ambicioso. Considera el logro de una meta más exigente de reducción que el escenario anterior, a través de una interpretación más ambiciosa de la política Energía 2050 que se traduce finalmente en la electrificación masiva del consumo final y una expansión más acelerada de la capacidad renovable en el sistema eléctrico.

Los resultados en cuanto a mitigación de emisiones y contribuciones sectoriales para ello se han analizado a lo largo de este documento y se resumen en la Figura 30 a continuación<sup>250</sup>. Resulta evidente que los sectores más relevantes son el de transporte y el de generación de electricidad, los que a su vez son los que poseen la mayor proporción de las emisiones del sector.

---

<sup>250</sup> Los principales supuestos son (para 2030) un crecimiento Económico Promedio de 3%, una población de 19,8 millones, precio del carbón de 86,8 USD/ton, precio del Petróleo de 116 USD/bbl y precio del Gas de 12,4 USD/MMBtu.

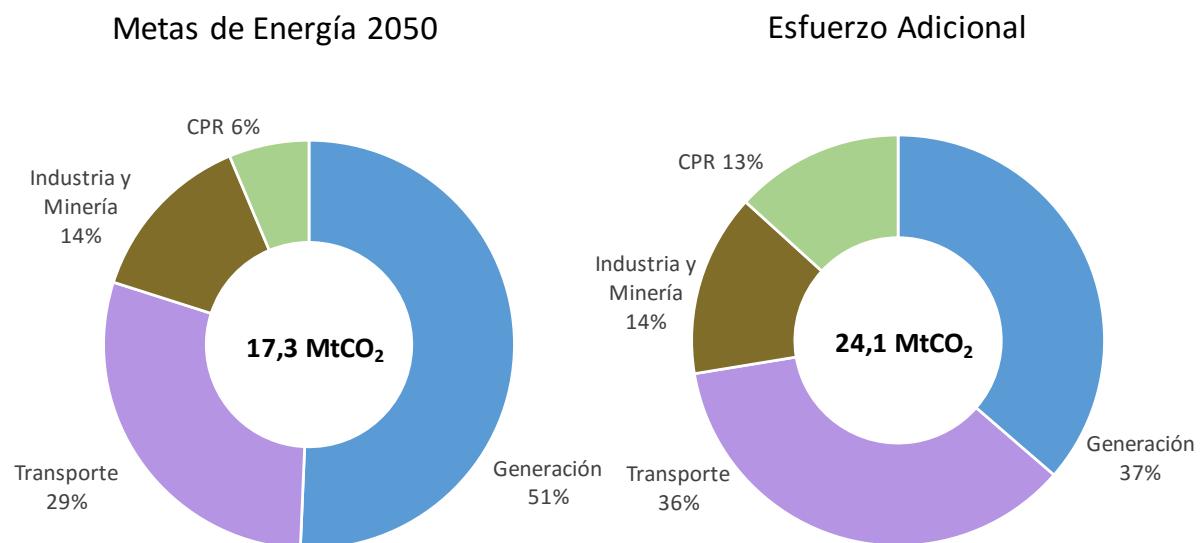
Tabla 20 Emisiones GEI 2014-2030 Escenario “Políticas Actuales” en MtCO<sub>2</sub>e

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017.

Sector	2014	2015	2020	2025	2030
Generación de Electricidad	43,5	42,4	38,7	44,1	45,4
Transporte	23,0	23,4	25,1	28,7	33,4
Industria y Minería	17,7	17,3	18,5	20,4	21,4
Comercial, Público y Residencial	5,3	5,9	6,8	8,2	9,5
<b>Total sector energía</b>	<b>89,5</b>	<b>89,0</b>	<b>89,2</b>	<b>101,3</b>	<b>109,7</b>

Figura 30 Reducción de emisiones de GEI respecto del escenario “Políticas Actuales” en el año 2030.

El Plan de implementación considerado se traduce en paquetes de medidas sectoriales, que reflejan tanto las identificadas en Energía 2050 como aquéllas necesarias para alcanzar metas más ambiciosas de reducción de emisiones en el largo plazo. La Figura 31 a continuación resume los paquetes de medidas identificados.



GENERACIÓN ELECTRICIDAD			COMERCIAL, PÚBLICO, RESIDENCIAL		
Renovables	Tecnología bajas emisiones	Eficiencia	Generación Distribuida	Tecnología bajas emisiones	Eficiencia Energética
Eólico	Centrales a Gas	Estándares	Auto Generación Renovables	Geotermia Bombas de Calor Hidrógeno	EE en edificación
Solar	Carbón más limpio	Retiro de unidades	Co-generación	ACS solar	Equipos eléctricos más eficientes e inteligentes
Hidro	CCSU	Mejoras en el sistema de transmisión	Sistemas de calor distrital biomasa		Gestión Demanda
Geotermia	Hidrógeno				
Bioenergía					

TRANSPORTE			INDUSTRÍA Y MINERÍA		
Tecnología bajas emisiones	Eficiencia	Cambio Modal	Eficiencia Energética	Renovables y cambio de combustible	Tecnología bajas emisiones
Vehículos Híbridos	Estándares	Carga Ferroviaria	Equipos	Calor biomasa	Ecoproductos
Electro-movilidad	Capacitaciones	Transporte Público	Procesos	Auto Generación renovable	Electro-movilidad
Combustibles bajas emisiones	Manejo de la demanda y mejoras en la logística	Planificación urbana, zonas verdes, infraestructura	Cogeneración y recuperación de calor	Carbón a gas	CCSU
Hidrógeno				Residuos a energía	Hidrógeno

Figura 31 Resumen de oportunidades de mitigación en el sector energético

Fuente: Borrador Propuesta de Plan de mitigación para el sector energía, 2017.

Los resultados preliminares arrojan que el Escenario Metas de Energía 2050 sólo permite el cumplimiento de la meta no condicionada de Chile en su NDC, mientras que a través del Escenario Esfuerzo Adicional resulta posible alcanzar la meta condicional.

Dentro de las medidas específicas consideradas se encuentra por ejemplo el envío al Congreso Nacional de un proyecto de Ley sobre Eficiencia Energética, que sería un importante catalizador de acciones en el sector industrial, una meta de participación de energías renovables dentro de la matriz energética de 70% hacia 2050 y la misma meta del NDC, de reducir en al menos 30% la intensidad energética del país considerando como línea de base el 2007.

Una vez analizadas las oportunidades y paquetes de medidas que se consideran en el Plan, es hay potenciales sinergias entre un impuesto al carbono y medidas incluidas en el Borrador del Plan de Mitigación para todos los sectores, especialmente las cuales involucren el desarrollo de la infraestructura necesaria para que los actores privados tengan opciones de mitigación factibles, pues la señal del precio al carbono solo funciona cuando los actores tengan tales opciones. Sin embargo, hay que mencionar que, para muchas de las medidas identificadas en el Borrador, los costos son negativos, lo que puede implicar que incentivos económicos adicionales no son necesarios para impulsar su adopción. De todas maneras vale la pena mencionar que los costos de abatimiento promedio calculados en el Plan parecen de magnitudes altas comparados con los que por ejemplo aparecen en el estudio de POCH<sup>251</sup>, y que ameritarían una revisión más detallada en cuanto a valores y supuestos utilizados.

Por otra parte, el establecimiento o ampliación de un impuesto al carbono representaría esfuerzos importantes de coordinación, por ejemplo, en el sector de minería e industria, donde deberá considerar una coordinación con el

<sup>251</sup> POCH. Integrando el Cambio Climático en el Sistema Nacional de Inversión Pública de Chile, 2016.

impuesto específico a los combustibles y el impuesto a la actividad minera (*royalty*), donde el primero es de general aplicación – pero no afecta faenas – y el segundo tiene un componente de protección de inversiones.

Con respecto a la institucionalidad, como se menciona arriba, la política Energía 2050 prevé que para el 2035 el 100% de las empresas de mayor tamaño reportan y gestionan sus emisiones de GEI. En este contexto, dado la necesidad de desarrollar sistemas de MRV para aplicar un impuesto a adicionales grandes fuentes de emisiones, habría sinergias en este caso con la política energética.

En lo que respecta al sector transportes, desde hace diez años se ha venido fortaleciendo la regulación y fomento del transporte terrestre de pasajeros, al crearse el sistema Transantiago en 2007, para la región metropolitana. Complementariamente a este mecanismo, que integra Metro con buses, se creó un Fondo espejo de los recursos públicos que recibe el Transantiago y que ha fomentado el transporte público en regiones. Como corresponde una nueva licitación de operadores del Transantiago, se ha señalado que se considerarían los GEI en las emisiones de los buses de las próximas licitaciones.

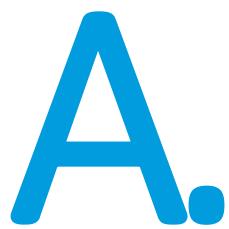
Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la Ley 20.780 estableció un impuesto a los vehículos –orientado a la externalidad local –, el cual debiera sopesarse para efectos de nuevos impuestos por externalidades globales.

En este sector, debe considerarse que el impuesto específico a los combustibles ha operado por más de 30 años, pero favorece ciertos hidrocarburos en desmedro de otros, lo que distorsiona la decisión de compra de vehículos. Complementariamente, debe tenerse en consideración que los planes de descontaminación – especialmente el metropolitano – han paulatinamente ido subiendo los estándares de los combustibles y de los vehículos que pueden operar en la ciudad de Santiago.

En materia de calefacción, como hemos señalado parte significativa de la calefacción es biomasa – leña. En 2016 el Ministerio de Energía publicó la Política de Uso de la Leña y sus Derivados para Calefacción. Entre los objetivos de la política, se encuentran la mayor eficiencia de los edificios, la sustitución de leña húmeda con la leña seca y el desarrollo de alternativas eficientes para la calefacción, como la calefacción distrital y el uso de tecnologías geotermias y solares. Por otro lado, la promoción de combustibles menos contaminantes para las ciudades, especialmente tras la declaración de saturación y posterior dictación de planes de descontaminación atmosférica, ha ido avanzando en la prohibición de leña húmeda en ciertas zonas.

En considerar aplicar un impuesto al carbono en el sector comercial, público y residencial (CPR), es importante considerar las interacciones con la política en materias de la leña. Siendo muy difícil aplicar un impuesto a la leña húmeda, dado la informalidad del mercado, un impuesto a otros combustibles utilizado en el sector como el gas licuado y la leña seca podría tener el incentivo perverso de incentivar el mayor uso de la leña húmeda.

El sector agricultura es un sector con alto nivel de emisiones, pero en el cual la coordinación con políticas de fomento del Ministerio de Agricultura y organismos dependientes es probablemente de las menos coherentes de acuerdo con los objetivos de mitigación del país, por lo que incluir a organismos públicos y privados. Es notoria la existencia de diversos subsidios a la agricultura que no necesariamente guardan coherencia con las políticas ambientales del país.



# Entrevistas

## Anexo A

Actores Nacionales	Temas claves
Ministerio del Medio Ambiente  Rodrigo Pizarro	Interacción del impuesto al carbono con otras políticas de cambio climático y del medio ambiente  Retos políticos de ampliar el alcance o aumentar la tasa del impuesto al carbono  Factibilidad de MRV para emisiones en diferentes sectores
Superintendencia del Medio Ambiente  Juan Eduardo Johnson	Estado de desarrollo del sistema de MRV para el impuesto al carbono y detalles del mismo  Factibilidad de MRV para emisiones en diferentes sectores
Ministerio de Hacienda  Claudio Soto	Objetivos recaudatorios del Gobierno para el impuesto al carbono  Interacciones con otros impuestos, bonificaciones fiscales etc.  Posibilidad de utilizar los ingresos del impuesto para financiar mecanismos complementarios
Ministerio de Energía (reuniones, no entrevistas semi-estructuradas)  Nicola Borregaard  Juan Pablo Searle  Nicolás Westenenk	Objetivos principales que se pretende lograr a través de un sistema de precios al carbono (mitigación, recaudación etc.) y relación entre estos objetivos.  Consideraciones políticas relevantes a la inclusión de otros sectores en el impuesto.  Razones porque se decidió que el impuesto no aplicara en la determinación del costo marginal de la energía a nivel del precio de la oferta.

Consejo Minero  José Tomás Morel	<p>Oportunidades de mitigación en el sector minero y barreras para aprovechar de estas oportunidades.</p> <p>Idoneidad de un impuesto al carbono vs. otros instrumentos para lograr mitigación en el sector.</p> <p>Potenciales consecuencias negativas (socio-económicos u otros) de aplicar un impuesto al carbono en el sector.</p> <p>Consideraciones prácticas de aplicar un impuesto al carbono en el sector – MRV etc.</p>
Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA)  Jorge Cáceres	<p>Posición del sector industrial en cuanto al impuesto de carbono.</p> <p>Idoneidad de diferentes sub-sectores del sector industrial para la aplicación de un impuesto al carbono.</p>
Comisión Nacional de Energía  Marco Mancilla (hidrocarburos)  Iván Saavedra (electricidad)	<p>Cadena de distribución e impuestos sobre combustibles.</p> <p>Interacción entre el precio de carbono y la regulación del mercado eléctrico.</p>
POCH Ambiental  Ignacio Rebolledo	<p>Precio social del carbono (bajo el marco del estudio conducido por POCH para el Ministerio de Desarrollo Social).</p>

Actores Internacionales	Temas claves
Australia, Department of Environment  Gareth Prosser  Rob Waterworth (ex funcionario)	Interaction of carbon tax and electricity prices; institutional set up; applying carbon tax in industrial/mining sectors.  Application of carbon tax to agriculture.
Canadá, British Columbia, Ministry of Finance  Anne Foy	Approach to setting tax rate.
Francia, Treasury  Juan Giroud	Approach to setting tax rate.
South Africa, Treasury  Memory Matchingambi	Interaction of carbon tax and electricity prices; institutional set up; applying carbon tax in industrial/mining sectors; approach to setting tax rate.
Sweden, Ministry of Finance	Approach to setting tax rate.

Susanne Akerfeldt	
Switzerland, Federal Office for Environment	Sectoral scope; approaches for dynamic tax rate; political process; administration.
United Kingdom, HMRC Joanna Wain	Interaction of carbon tax and electricity prices; Use of social cost of carbon in determining tax rate.

# B.

# Programa en Terreno

## Anexo B

De forma posterior a la adjudicación de la presente consultoría y anterior a la total tramitación del acto administrativo que aprobó el contrato, el día 2 de diciembre de 2016 se llevó a cabo una reunión entre el equipo consultor y las contrapartes del Ministerio de Energía. En dicha reunión, junto con presentarse el plan de trabajo y metodología, la Coordinadora de la División de Desarrollo Sustentable, en vista de la trayectoria de cada uno de los miembros del equipo, destacó la importancia del trabajo en terreno de los expertos internacionales que integran el mismo.

En función de lo anterior, OfReC, como líder del equipo consultor, comenzó a desarrollar un plan de visitas y trabajo en terreno para que, inicialmente, los expertos Charlotte Streck y Darragh Conway de Climate Focus y Joachim Sell y Denise Fussen de EBP Suiza realizaran entrevistas y talleres en Santiago de Chile. En vista de que la oferta original consideraba un trabajo principalmente a distancia con la posibilidad de una visita, se hace necesaria la colaboración del Ministerio de Energía (MdE) y de la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID) para el financiamiento de los gastos asociados y de días de trabajo adicionales en terreno de los mencionados expertos en territorio nacional. En acuerdo con la contraparte del Ministerio de Energía, el Consorcio optó por adelantarse a la tramitación administrativa de un eventual aumento presupuestario para que, por razones de buen servicio, las primeras visitas internacionales ocurriesen antes de la entrega de la primera versión del presente Informe y, justamente, persiguiendo el objetivo de levantar en terreno información primaria de cara al mencionado Informe y a los siguientes.

De acuerdo a lo anterior, antes de la entrega de la primera versión del presente Informe el día 31 de enero de 2017, se ejecutó un Programa en Terreno consistente en las visitas de Joachim Sell por parte de EBP Suiza y Darragh Conway por parte de Climante Focus. La siguiente tabla contiene la descripción de las actividades realizadas:

Fecha	Actividad	Descripción
19-01-2017	Reunión Consorcio	Se llevó a cabo una reunión de coordinación y trabajo entre diferentes miembros del equipo consultor. Participantes: Darragh Conway, Joachim Sell, Francisco Agüero, Cristóbal Caorsi, Pamela Mellado y Mauricio Villaseñor (Consorcio).
19-01-2017	Reunión con MdE y MMA	Se realizó una reunión de coordinación y trabajo entre el equipo consultor, el Ministerio de Energía (MdE) y el Ministerio del Medio Ambiente (MMA). Participantes Darragh Conway, Joachim Sell, Francisco Agüero, Pamela Mellado y Mauricio Villaseñor (Consorcio), y Nicolás Westenenk, Nicola Borregaard, Juan Pedro Searle y Francisco Pinto (MMA). La reunión tuvo por objetivos, principalmente, los siguientes: <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Discutir sobre instrumentos existentes de medidas complementarias y sistemas de asistencia en otros países con offsets o ETS en funcionamiento.</li><li>✓ Definir directrices (<i>core concepts</i>) respecto a los intereses de Chile en este tema.</li><li>✓ Revisar/complementar las entrevistas que serán preparadas para los distintos actores relevantes y grupos de interés.</li></ul>

20-01-2017	Entrevista CNE	<p>Se realizó una entrevista en dependencias de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tuvo como entrevistado al Jefe del Área Eléctrica, Iván Saavedra, y como entrevistador a Darragh Conway y Francisco Agüero. La entrevista tuvo por objetivos, principalmente, comprender en profundidad la interacción entre el precio de carbono y la regulación del mercado eléctrico.</p>
23-01-2017	Entrevista SOFOFA	<p>Se llevó a cabo una entrevista en dependencias de la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA), que tuvo como entrevistado al Director del Centro de Medio Ambiente de SOFOFA , Jorge Cáceres, y como entrevistador a Darragh Conway, Pamela Mellado y Sebastián Garin.</p> <p>La entrevista tuvo por objetivos, principalmente, identificar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La posición del sector industrial en cuanto al impuesto de carbono.</li> <li>✓ La Idoneidad de diferentes sub-sectores del sector industrial para la aplicación de un impuesto al carbono.</li> </ul>
23-01-2017	Entrevista Consejo Minero	<p>Se realizó una entrevista en dependencias del Consejo Minero, que tuvo como entrevistado al Gerente de Estudios del Consejo Minero, Jorge Cáceres, y como entrevistador a Darragh Conway, Pamela Mellado y Sebastián Garin.</p> <p>La entrevista tuvo por objetivos, principalmente, identificar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Oportunidades de mitigación en el sector minero y barreras para aprovechar de estas oportunidades.</li> <li>✓ Idoneidad de un impuesto al carbono vs. otros instrumentos para lograr mitigación en el sector.</li> <li>✓ Potenciales consecuencias negativas (socio-económicos u otros) de aplicar un impuesto al carbono en el sector.</li> <li>✓ Consideraciones prácticas de aplicar un impuesto al carbono en el sector – MRV, etc.</li> </ul>
24-01-2017	Entrevista (CNE)	<p>Se realizó una entrevista en dependencias de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tuvo como entrevistado al Jefe Departamento Hidrocarburos, Marco Mancilla, y como entrevistador a Darragh Conway y Francisco Agüero.</p> <p>La entrevista tuvo por objetivos, principalmente, conocer en detalle la cadena de distribución y los impuestos sobre combustibles.</p>
26-01-2017	Taller Comité Directivo	<p>Se llevó a cabo una sesión del Comité Directivo en la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile para efectos de informar a sus integrantes respecto al presente estudio. En el taller participaron en total 21 personas, de las cuales 11 pertenecían como titulares al Comité Directivo del PMR o estaban representando instituciones participantes, tales como MMA, Ministerio de Economía, CONAF – Ministerio de Agricultura, Ministerio de Transporte, DIRECON – Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Energía. 10 eran consultores que trabajan para el PMR<sup>252</sup>. Entre éstos, 5 profesionales pertenecen al equipo de trabajo del Consorcio OfReC-Climate Focus-EBP, incluyendo a Joachim Sell y Darragh Conway. En particular este último presentó de forma extensa la primera etapa del estudio introduciendo las principales opciones sobre el impuesto al carbono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Bajar el umbral del impuesto actual</li> <li>✓ Incluir tecnologías adicionales al impuesto verde</li> <li>✓ Introducir impuesto verde sobre combustibles</li> <li>✓ Introducir impuesto verde sobre otros insumos o productos</li> <li>✓ Aplicar el impuesto verde a otros sectores</li> <li>✓ Incrementar la tasa impositiva</li> </ul>

<sup>252</sup> Información registrada por Kaleido Consultores

30-01-2017	Reunión de Coordinación Consultorías Proyecto PMR Chile	Se llevó a cabo una reunión de coordinación entre consultores y el equipo PMR Chile con el propósito de sentar las bases para una mayor sinergia entre los consultores actuales del Proyecto y entre los consultores y el equipo de gestión del Proyecto. Por parte del consorcio participó Joachim Sell, Pamela Mellado y Sebastián Garín.
------------	---	---