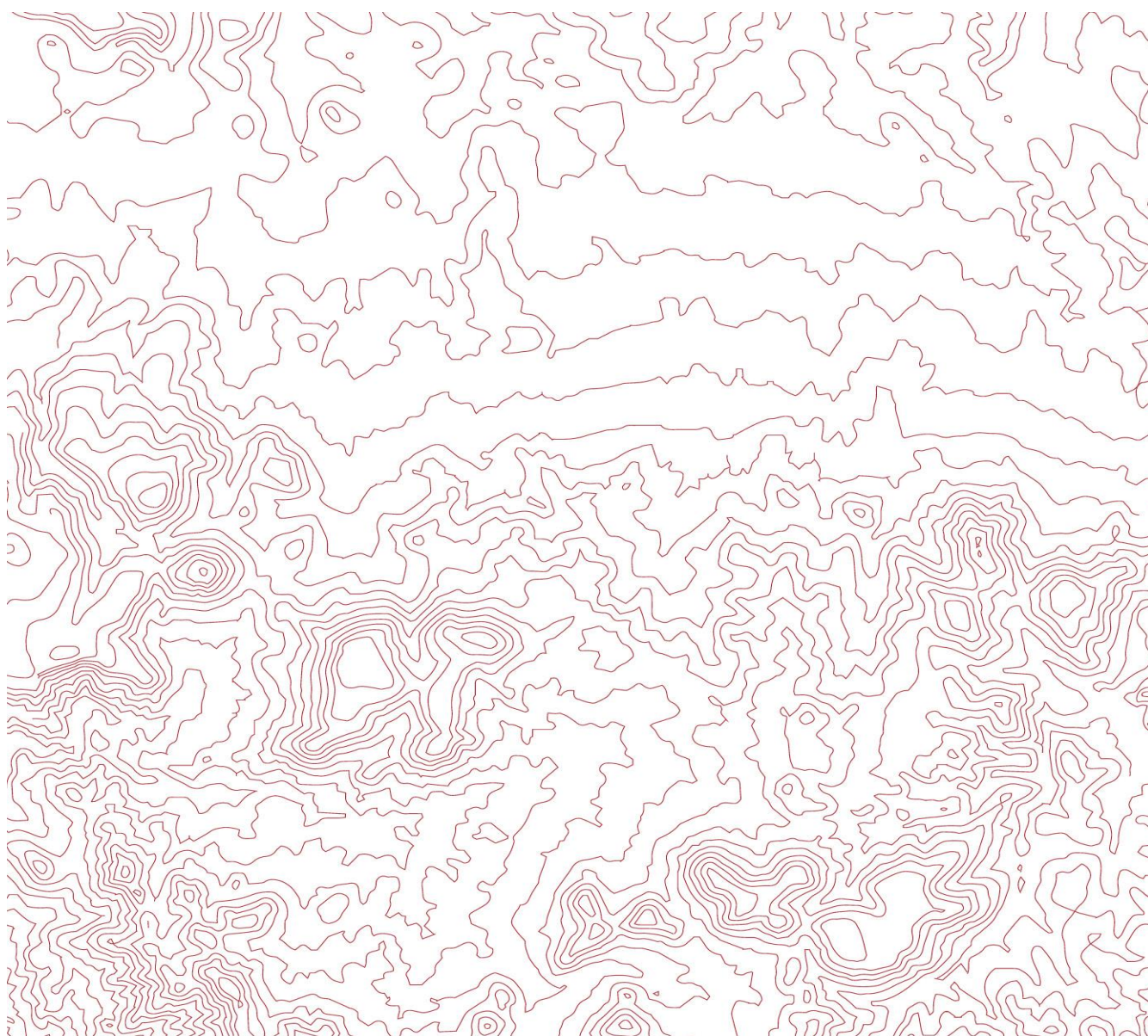


PMR Chile: Technical Inputs for the development of carbon pricing policy mix in Chile

NOTA TÉCNICA 3

Entrega 3 – Selección #1268004

04 de enero de 2020



Índice

Abreviaciones	3
1. Introducción	5
1.1 <i>Introducción general</i>	5
1.2 <i>Objetivos de la Nota Técnica 3</i>	5
1.3 <i>Estructura de la Nota Técnica 3</i>	6
1.4 <i>Metodología</i>	7
2. Marco normativo general instrumentos de precio al carbono en Chile	8
2.1 <i>La Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono en Chile</i>	8
2.2 <i>Panorama actual y proyección de los CPI en Chile</i>	8
2.3 <i>Análisis respecto a sinergias, interdependencias, simultaneidad y complementariedad</i>	12
3. Nivel de preparación de sectores y subsectores	17
3.1 <i>Experiencia de Sudáfrica</i>	17
3.2 <i>Subdivisión sectorial en el contexto chileno</i>	19
3.3 <i>Posibles criterios de eximición o gradualidad para Chile</i>	20
4. Interacción de entidades reguladas en la operación simultánea de impuesto y TPS26	
4.1 <i>Escenario 1: Afecto a impuesto con capacidad interna de mitigación</i>	26
4.2 <i>Escenario 2: Afecto a impuesto sin capacidad interna de mitigación</i>	27
4.3 <i>Escenario 3: Exento de impuesto con capacidad interna de mitigación</i>	28
4.4 <i>Escenario 4: Exento de impuesto sin capacidad interna de mitigación</i>	29
5. Interacción del mix de precios proyectado para Chile con mercados internacionales	30
5.1 <i>Mercado regulado</i>	30
5.2 <i>Mercado voluntario</i>	31
6. Recomendaciones	33
A1 Anexo 1: Tabla de eximiciones al impuesto de Sudáfrica	35

Abreviaciones

AFOLU	Agricultura, Silvicultura y Otros Usos del Suelo
CAR	Climate Action Reserve
CARB	Junta de Recursos del Aire de California
CER	Certificados de Reducción de Emisiones
CMS	Consejo de ministros para la sustentabilidad
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONAF	Corporación Nacional Forestal
CPI	Instrumentos de Precio al Carbono
CPR	Sector Comercial, Público y Residencial
DEFRA	Department for Environment, Food and Rural Affairs
DOE	Entidades Operativas Designadas
ETCA	Entidades Técnicas de Certificación Ambiental
ETFA	Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental
ETICC	Equipo Técnico Interministerial de Cambio Climático
ETS	Emissions Trading System
EU-ETS	European Union's Emissions Trading System
GEI	Gases Efecto Invernadero
GWP	Potenciales de Calentamiento Global
HC	Programa HuellaChile
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
INN	Instituto Nacional de Normalización
IPCC	The Intergovernmental Panel on Climate Change
IPPU	Sector Procesos Industriales y Uso de Productos
ITMO	Internationally Transferred Mitigation Outcome
IV	Impuesto Verde
JCM	Joint Crediting Mechanism
LECB-Chile	Low Emission Capacity Building
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio

MMA	Ministerio del Medio Ambiente
MMT	Millones de Toneladas
MP	Material Particulado
MRV	Monitoreo, Reporte y Verificación
NDC	Contribuciones Nacionalmente Determinadas
NOx	Óxidos de Nitrógeno
NT	Nota Técnica
PdL	Proyecto de Ley
PMR	Partnership for Market Readiness
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
PYMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
RCA	Resoluciones de Calificación Ambiental
RENAMI	Registro Nacional de Medidas de Mitigación
RETCE	Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes
SCE	Sistema de Comercio de Emisiones
SICTER	Información de Centrales Termoeléctricas
SMA	Superintendencia de Medio Ambiente
SO ₂	Dióxido de Azufre
TPS	Tradable Performance Standard
VCS	Verified Carbon Standard
VCU	Verified Credit Units
VU	Ventanilla Única
VVB	Cuerpos de Validación/Verificación

1. Introducción

1.1 Introducción general

El desarrollo de la presente consultoría, denominada "Technical inputs for the development of carbon pricing policy mix in Chile" y financiado por el Banco Mundial en el marco de su programa PMR, tiene por objetivo el analizar el contexto del mix de instrumentos de precio al carbono (CPIs, por sus siglas en inglés) que están siendo desarrollados en Chile para elaborar los insumos técnicos que debieran considerarse para su implementación, interacción y articulación.

La actual combinación de políticas que se está debatiendo se basaría en tres instrumentos principales: un impuesto al carbono, un sistema de compensación y una norma de emisión, similar a un estándar de desempeño transable (TPS). A estas alturas, hay varias cuestiones abiertas con respecto a su alcance, interacciones, superposición, sectores e instalaciones afectas, así como aspectos de gobernanza, infraestructura y los posibles escenarios relativos a la oferta y la demanda de compensaciones y excedentes de cumplimiento.

Los productos de la consultoría son tres notas técnicas, cuyos temas constituyen el marco central para la pauta de esta entrevista:

- **Nota Técnica 1 (NT1):** HuellaChile y su rol en la aplicación de los instrumentos de precio al carbono domésticos;
- **Nota Técnica 2 (NT2):** Plan de trabajo para el desarrollo e implementación del CPI a incluir en la futura ley Marco de Cambio Climático;
- **Nota Técnica 3 (NT3):** Análisis de la operación simultánea del Impuesto Verde y el CPI propuesto para la futura ley Marco de Cambio Climático.

El consorcio adjudicado para este trabajo, compuesto por EBP Group, EnergyLab y First Climate, ha levantado hasta el momento información respecto a la institucionalidad e infraestructura existente en Chile, estándares internacionales para la certificación de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) e instrumentos de precio al carbono en jurisdicciones de referencia, con el fin de generar un esquema general de la situación en Chile para la implementación de un sistema de precio al carbono.

Por último, se presenta la propuesta de estructura que debieran tener las notas técnicas descritas anteriormente.

1.2 Objetivos de la Nota Técnica 3

Esta Nota Técnica tiene por objetivo evaluar la complementariedad y proponer recomendaciones para la operación simultánea del impuesto verde y la norma de emisión (TPS) proyectada en el PdL de cambio climático como nuevo elemento del mix de CPIs para Chile.

Se analizarán experiencias de discriminación sectorial y se propondrán posibles criterios de eximición y/o gradualidad para Chile, mirando casos prácticos de diferentes tipos de establecimientos regulados. Además, se evaluará la interacción y sinergias de los instrumentos a nivel de infraestructura y plataformas.

Finalmente, se analizará la posible interacción de los instrumentos de precio proyectados para Chile en el contexto del artículo 6 del Acuerdo de París y los mercados voluntarios de carbono.

1.3 Estructura de la Nota Técnica 3

Esta nota tiene la intención de servir como una guía de orientación para los equipos técnicos que actualmente planifican y diseñan los instrumentos de precio al carbono en Chile. A continuación, se describe su estructura, la que es resumida en la Figura 1.

La sección 2 presenta el contexto normativo actual y en desarrollo en cuanto al mix de CPIs de Chile. En base a la información descrita y a entrevistas con actores relevantes, se resumen las sinergias y dependencias entre dichos instrumentos.

En la sección 3 se proponen posibles criterios de eximición o gradualidad de sectores y subsectores, tomando como referencia el caso de Sudáfrica.

La sección 4 presenta consideraciones en base a escenarios de operación simultánea para el impuesto y TPS

Finalmente, la sección 5 analiza cómo el mix de CPIs proyectado para Chile podría interactuar con los mercados internacionales regulados y voluntarios.

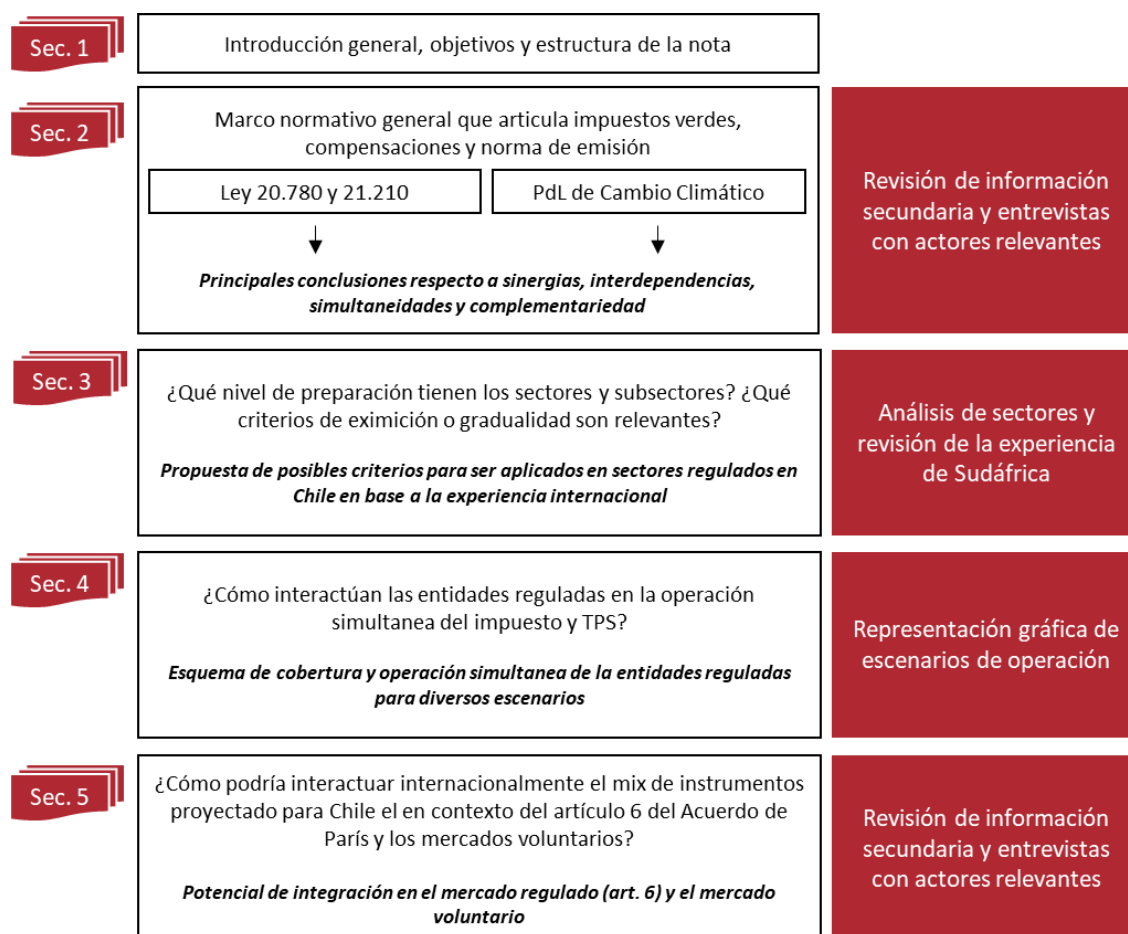


Figura 1: Estructura de la Nota Técnica 3

1.4 Metodología

A continuación, se detalla la metodología propuesta para el desarrollo del presente estudio, tomando en consideración los ajustes consensuados con las correspondientes contrapartes técnicas.

1.4.1 Levantamiento y descripción del arreglo institucional e infraestructura existente en Chile

Para empezar se realiza una revisión de la legislación, mecanismos y protocolos de los procesos relacionados al sistema del impuesto verde, sistema de compensaciones y la norma de emisiones (o TPS) de gases de efecto invernadero.

A continuación, se efectúa un levantamiento del contexto actual para el programa HuellaChile y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), con especial enfoque en materias de medición, reporte y verificación de GEI.

Para finalmente complementar lo anterior con sesiones bilaterales con actores clave en el mix de precio al carbono en Chile, con el objetivo de obtener sus apreciaciones respecto a puntos relevantes, así como eventuales aprensiones y/o complejidades a considerar al momento de diseñar y modelar un sistema de mix CPIs. Consolidándose lo anterior en un levantamiento de puntos críticos y comentarios con las distintas visiones de los actores entrevistados.

1.4.2 Descripción de estándares internacionales para certificación de reducción de emisiones de GEI

Levantamiento de información respecto a estándares internacionales para la certificación de reducción de emisiones de GEI, con énfasis en los puntos de gobernanza y contabilidad, elegibilidad y adicionalidad, procedimientos, plataformas y estructura de los sistemas de monitoreo, reporte y verificación (MRVs) respectivos de cada estándar.

Los estándares por revisar son:

- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL);
- Joint Crediting Mechanism (JCM);
- Climate Action Reserve (CAR);
- Verified Carbon Standard (VCS).

1.4.3 Descripción de instrumentos de precio al carbono en jurisdicciones de referencia

Levantamiento de información respecto a los CPIs existentes en jurisdicciones de referencia, poniendo énfasis en los arreglos institucionales, infraestructura, cobertura, procedimientos, compensaciones y vinculaciones internacionales:

Las jurisdicciones de referencia son:

- Suiza;
- California;
- México;
- Perú;
- Colombia.

2. Marco normativo general instrumentos de precio al carbono en Chile

2.1 La Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono en Chile

La iniciativa Partnership For Market Readiness (Alianza de Preparación para los Mercados de Carbono, PMR por sus siglas en inglés), es una instancia creada en el año 2010 por el Banco Mundial (www.thepmr.org), que proporciona financiamiento y asistencia técnica para explorar, desarrollar y pilotear instrumentos de precios al carbono en países beneficiarios. Uno de sus principales objetivos es apoyar y facilitar una reducción más costo-efectiva de las emisiones de GEI. Entre los instrumentos más apropiados de precios al carbono que se pueden explorar, se cuentan el impuesto al CO₂, los sistemas de transacción de emisiones y las acciones de mitigación, tales como proyectos y programas sectoriales que puedan optar a créditos de carbono.

El Gobierno de Chile, representado por el Ministerio de Energía, ha sido parte de la iniciativa PMR desde su creación, formalizando su incorporación en el año 2013, demostrando así su compromiso con el diseño e implementación de políticas públicas sustentables en el sector energético y la necesidad de tomar en cuenta experiencias internacionales de mitigación de emisiones de GEI, sustentadas en la aplicación de mecanismos de mercado.

Dentro de los principales resultados de la iniciativa, destacan:

- i) Fortalecer el esquema del actual impuesto al carbono, evaluando la viabilidad de ampliar su alcance a otros sectores y subsectores e incrementar su tasa, y la viabilidad de implementar un sistema de reporte obligatorio de GEI.
- ii) Implementación de una plataforma integrada de MRV para las acciones de mitigación del sector energético, que permita dar cuenta de dichas acciones, sus resultados y comprender su contribución sectorial al cumplimiento de la NDC de Chile bajo el Acuerdo de París.
- iii) Continuar la evaluación de esquemas de instrumentos de precios al carbono para el sector energético en Chile.

2.2 Panorama actual y proyección de los CPI en Chile

2.2.1 Impuesto Verde

A través de la Ley 20.780 “Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario”, y la Ley 21.210 “Moderniza la Legislación Tributaria”, que modifica la citada anteriormente, se establece en Chile un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimiento cuyas fuentes emisoras, individualmente o en su conjunto, emitan 100 o más toneladas anuales de material particulado (MP), o 25.000 o más toneladas de dióxido de carbono (CO₂).

Se define como fuente emisora aquellas fuentes fijas cuyas emisiones son generadas, en todo o parte, a partir de la combustión. Es decir, el proceso de oxidación de sustancias o materias sólidas, líquidas o gaseosas que desprenden calor y en el que se libera su energía interna para la producción de electricidad, vapor o calor útil, con la excepción de la materia prima que sea necesaria para el proceso productivo.

Excluyéndose de la aplicación del impuesto las emisiones asociadas a calderas de agua caliente utilizadas en servicios vinculados exclusivamente al personal y de grupo electrógenos de potencia menor a 500 kWt.

En el caso de las emisiones de CO₂, el impuesto es equivalente a 5 dólares de Estados Unidos de América por cada tonelada emitida. Impuesto que no aplica para fuentes emisiones que operen en base a medios de generación renovable no convencional cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa.

Las responsabilidades administrativas descansan principalmente en el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), quien publica anualmente el listado de establecimientos que deben reportar de manera obligatoria sus emisiones según lo establecido en el reglamento, mientras que la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) publica, durante el primer trimestre de cada año, el listado de los establecimientos afectos al impuesto. Adicionalmente, la SMA es responsable de determinar los requisitos de los sistemas de monitoreo de las emisiones, su certificación y correspondiente fiscalización.

Por otro lado, se establece un mecanismo para que los contribuyentes afectos al impuesto puedan compensar todo o parte de sus emisiones gravadas, para efectos de determinar el monto a pagar, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del mismo contaminante, sujeto a que dichas reducciones sean adicionales, medibles, verificables y permanentes. Reducciones que en todo caso deben ser adicionales a las obligaciones impuestas por planes de prevención o descontaminación, normas de emisión, resoluciones de calificación ambiental o cualquier otra obligación legal.

Sólo pueden ser reconocidos para MP, NO_x o SO₂ proyectos ejecutados en la zona declarada como saturada o latente en que se generen las emisiones a compensar. En el caso de no haberse realizado dicha declaración a la fecha de presentación del proyecto de reducción, éstos podrán realizarse en la misma comuna en que se generen dichas emisiones, o en las comunas adyacentes a ésta.

Para la procedencia de un proyecto de reducción se debe presentar una solicitud ante el MMA, el que debe pronunciarse, mediante resolución exenta, en un plazo de 60 días hábiles, contado desde la fecha en que se reciben todos los antecedentes necesarios para verificar el cumplimiento de los requisitos que resultan aplicables. Los que deben estar establecidos en un reglamento del MMA.

Para acreditar reducción de emisiones, los proyectos deben ser certificados por un auditor externo autorizado por la SMA, sujeto a las metodologías que la Superintendencia determine. Para lo que el MMA determinará mediante reglamento los procedimientos de certificación, los requisitos mínimos para que un auditor forme parte del registro que llevará al efecto y las atribuciones de los auditores registrados.

Una vez acreditada ante la SMA la ejecución del proyecto de reducción de emisiones, la Superintendencia realiza el cálculo de las emisiones de cada contribuyente afecto al impuesto, incluyendo aquellas reducciones de emisiones que se hayan utilizado como mecanismo de compensación, y remite dicha información al Servicio de Impuestos Internos, para efectos de realizar el cálculo y giro del impuesto a pagar.

Además, la SMA debe mantener un registro público de los auditores externos autorizados a ejercer las labores de verificación antes descritas, junto con llevar un registro público de los proyectos cuya reducción de emisiones haya sido verificada satisfactoriamente, en el que se consigne también las reducciones utilizadas para compensar las emisiones gravadas con el impuesto.

2.2.2 Norma de Emisión (TPS)

En el “Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático”, ingresado al Congreso en enero de 2020, se propone la creación de un instrumento versátil e importante para lograr los objetivos de la ley, denominado “Normas de emisión de gases de efecto invernadero y certificados de reducción de emisiones”.

Así, a través del Artículo 13, se propone que el MMA elabore normas que establezcan la cantidad máxima de un gas de efecto invernadero y/o un contaminante climático de vida corta que podrá emitir un establecimiento, fuente emisora o agrupación de éstas, en función de un estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad, con el objeto de cumplir los objetivos de la Estrategia Climática de Largo Plazo y la Contribución Determinada a Nivel Nacional.

Estas normas se deben establecer mediante decreto supremo del MMA, suscrito además por los Ministerios competentes según la materia de que se trate, los que deben contener a lo menos, lo siguiente:

1. La cantidad máxima de emisión de uno o más GEI, en toneladas de dióxido de carbono equivalente, y/o de uno o más contaminantes climáticos de vida corta, en la unidad de medida que determine el MMA, producida individualmente por cada fuente emisora o agrupaciones de éstas;
2. El estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad, que se definirá considerando las mejores técnicas disponibles, y aplicando criterios de costo-efectividad, equidad, responsabilidad, e impactos económicos, sociales y ambientales. El estándar de emisiones de referencia podrá fijarse de manera diferenciada, para grupos de fuentes en los sectores y/o actividades regulados, considerando los criterios señalados previamente;
3. El ámbito territorial y periodo en que aplicará la norma de emisión; y,
4. Sinergias con otros instrumentos de gestión del cambio climático.

Estos reglamentos deben ser suscritos además por el Ministro de Hacienda, detallando sobre el contenido mínimo de los decretos, así como el procedimiento de elaboración y revisión de éstos. Dicho procedimiento debe contar con, a lo menos, análisis técnico y económico, consulta a organismos y entidades, públicas y privadas, una etapa de participación ciudadana y análisis de observaciones, consulta al Consejo Nacional para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, informe previo del Comité Científico Asesor para el Cambio Climático y el pronunciamiento del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, definiendo además, los plazos y formalidades del procedimiento.

Mientras que la SMA debe fiscalizar el permanente cumplimiento de las normas de emisión y sanciona a sus infractores en conformidad con su ley orgánica. Estableciendo además los protocolos, procedimientos, requisitos y métodos de análisis para el monitoreo y verificación de las normas a que se refiere este artículo.

Por otra parte, a través del Artículo 14, se propone que para el cumplimiento de las normas de emisión podrán utilizarse certificados que acrediten la reducción, absorción o excedentes de emisiones de GEI, obtenidos mediante la implementación de proyectos para tales efectos. Sujeto a que dichas reducciones o absorciones sean adicionales, medibles, verificables, permanentes y cumplan con principios de desarrollo sustentable.

Debiendo la SMA verificar el cumplimiento de la norma de emisión respectiva, en base a las emisiones reducciones o absorciones de emisiones que hayan sido acreditadas mediante certificados. Los que una vez utilizados para acreditar el cumplimiento de una norma de emisión deben ser cancelados.

Para la procedencia de un proyecto de reducción o absorción de emisiones se debe presentar una solicitud ante el MMA, quien debe pronunciarse, mediante resolución exenta, en un plazo de sesenta días hábiles, contado desde la fecha en que se reciban todos los antecedentes necesarios para acreditar el cumplimiento de los requisitos que resultan aplicables.

El MMA además debe establecer mediante un reglamento los requisitos para la procedencia de dichos proyectos, el procedimiento para su tramitación, los antecedentes que se deben acompañar, las metodologías de verificación de dichas reducciones y la administración del registro de proyectos y certificados de reducciones. Pudiendo el MMA aceptar aquellas metodologías contempladas en estándares internacionales.

El MMA puede autorizar además el uso de certificados de reducción o absorción de emisiones, correspondientes a proyectos implementados en otros países en el marco de la cooperación referida en el artículo 6 del Acuerdo de París, y la vinculación con éste u otros instrumentos similares en el ámbito internacional. Debiéndose señalar en el reglamento las condiciones y requisitos necesarios para tal efecto, considerando lo que establezca el Libro de Reglas del Acuerdo de París.

Los excedentes en el cumplimiento de las normas de emisión, que hayan sido obtenidos de manera directa por los establecimientos o fuentes emisoras regulados por una norma de emisión, y que hayan sido verificados, deben certificarse como reducción de emisiones por el MMA sin más requisitos que su inscripción en el registro correspondiente.

La reducción o absorción de emisiones de los proyectos aprobados debe ser verificada por un auditor externo autorizado por la SMA. Debiendo el MMA determinar mediante reglamento los procedimientos de verificación, los requisitos mínimos e inhabilidades para la inscripción y atribuciones de un auditor.

La SMA debe crear, administrar y mantener un registro público, donde cada establecimiento regulado por una norma de emisión debe inscribirse y reportar sus emisiones. En el cual también se deben inscribir los auditores externos autorizados.

Por su parte, el MMA debe crear, administrar y mantener un registro público que contenga los proyectos de reducción o absorción aprobados, así como los certificados que acrediten reducciones o absorciones de emisiones verificadas, los que deben contar con un identificador electrónico único para que puedan ser transferidos. El registro debe consignar todos los traspasos, compras y valores de estos certificados. Un reglamento del MMA debe establecer los requisitos, formalidades y demás características de dicho registro, el que deberá actuar de manera coordinada con otros registros en la materia.

Finalmente se establece que tanto los decretos supremos que establezcan normas de emisión de gases de efecto invernadero, como las resoluciones que se pronuncien sobre la procedencia de un proyecto de reducción o absorción de emisiones, son reclamables ante el Tribunal Ambiental competente.

De este modo, mediante esta propuesta, se busca cumplir con el objetivo de reducir la emisión de GEI y se otorga flexibilidad para reducir en la fuente y/o mediante proyectos de reducción o absorción de emisiones de dichos gases, respetando los criterios de costo efectividad e integridad ambiental.

2.3 Análisis respecto a sinergias, interdependencias, simultaneidad y complementariedad

De las tres alternativas para el mix de CPIs presentadas en la Nota Técnica 2, la opción 3 “TPS + Impuesto Verde (como “precio piso”)” corresponde a la que mejor se ajusta al contexto regulatorio e institucional de Chile, tomando en cuenta que los instrumentos actualmente existentes, es decir, impuesto al CO₂ con potencial uso de compensaciones, se encuentran ya definidos por ley y no se vislumbran eventuales modificaciones o ajustes en el corto plazo¹.

Mientras que, por su parte, el TPS podría actuar como un mecanismo complementario y herramienta decisiva para dar una adecuada señal de precio, mejorando el control y predictibilidad de los niveles de emisión de instalaciones nuevas como las ya reguladas, permitiendo así incrementar la acción climática y distribuir la carga de manera más justa entre los distintos sectores de la economía.

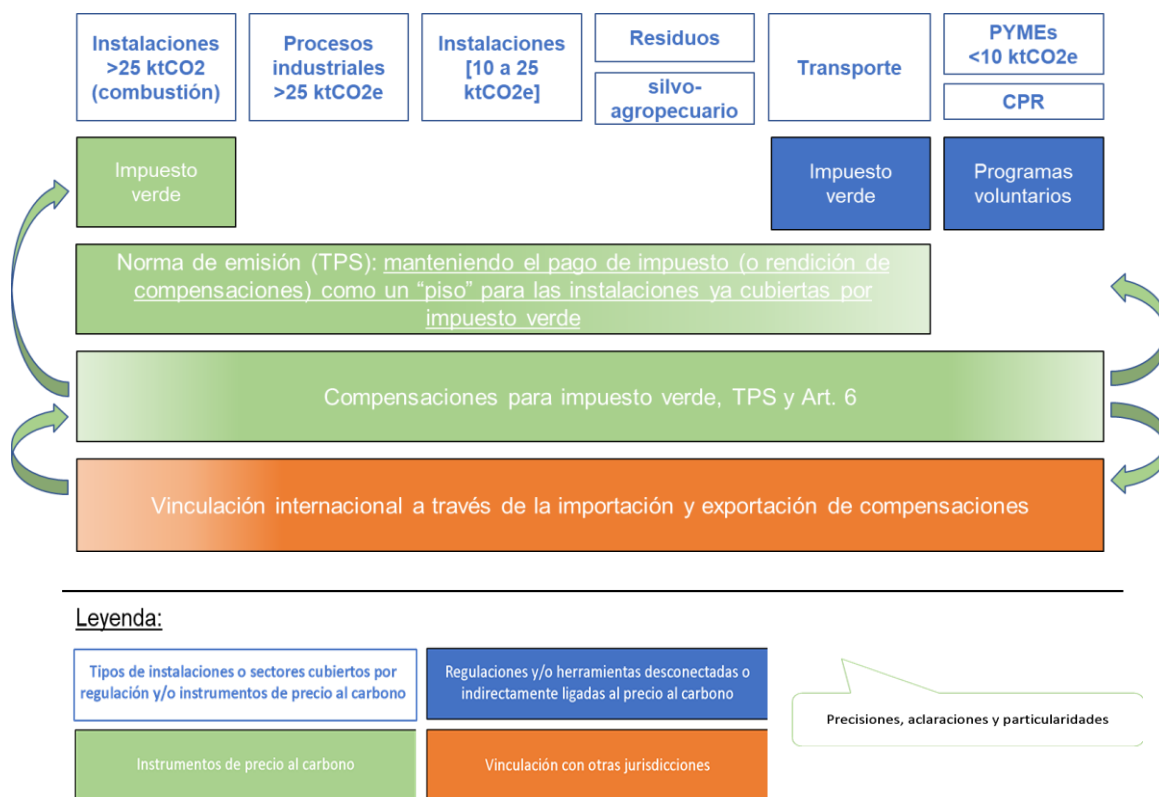


Figura 2: Esquema de la propuesta

Donde el tipo de instalaciones reguladas se dividen en seis grandes bloques, los que pretenden capturar las generalidades y desafíos propios que se asocian a ciertos sectores o subsectores de la economía, así como a la escala y granularidad de los actores que los componen:



¹ Más allá de este pragmatismo tomando en cuenta la factibilidad política actual, es opinión de los consultores que el nivel actual del impuesto no es adecuado y que un aumento gradual significativo sería lo más indicado, tomando en cuenta tanto la eficacia como la eficiencia de los instrumentos. Se evitaría, además la necesidad de generar el traslape de los instrumentos de impuesto y norma en la aplicación a los grandes emisores, el cual genera una carga adicional administrativa significativa.

1. Instalaciones > 25 ktCO₂/año: Instalaciones grandes reguladas por los impuestos verdes bajo el nuevo umbral de ingreso, establecido en la Ley 21.210, y que grava las emisiones asociadas a los procesos de combustión. Este grupo representa aproximadamente un 47% de las emisiones del país y contempla del orden de 120 instalaciones²;
2. Procesos industriales > 25ktCO₂e/año: Instalaciones grandes actualmente exentas del impuesto, ya que sus emisiones son resultados de procesos industriales y no del proceso de combustión (categoría “Procesos industriales y uso de productos” en el INGEI). Se consideran aquellas que cumplirían con el mismo umbral de ingreso que el establecido en la Ley 21.210. Esta categoría representa aproximadamente un 6% de las emisiones del país y contempla del orden de 15 instalaciones³.
3. Instalaciones de 10 a 25 ktCO₂e/año: Instalaciones medianas, actualmente exentas de todo tipo de gravamen asociado a emisiones de GEI, sean éstas provenientes de procesos de combustión y/o procesos industriales (indistintamente). Esta categoría representa aproximadamente un 1% de las emisiones del país y contempla del orden de 80 instalaciones⁴.
4. Sector residuos: Centrado principalmente en las emisiones de metano asociado a la disposición de residuos sólidos (en rellenos sanitarios, vertederos y basurales), representando aproximadamente un 4% de las emisiones del país y contemplando del orden de 125 establecimientos⁵.
5. Silvo-agropecuario: Centrado principalmente en emisiones de metano y óxido nitroso. Esta categoría representa aproximadamente un 11% de las emisiones del país y es un sector altamente atomizado, que contempla como sectores primarios la agricultura, ganadería, fruticultura y silvicultura, y como sectores secundarios los lácteos, vino y licores, procesamiento de carnes, conservas, manufactura de tabaco, forestal y pesca.
6. Sector transporte: Centrado principalmente en el transporte comercial, que presentan mayor nivel de agregación de actores, capacidad de inversión y transferencia de precio a lo largo de su cadena de valor⁶. Esta categoría representa aproximadamente un 15% de las emisiones del país⁷.
7. PYMES < 10 ktCO₂e/año: Instalaciones pequeñas, actualmente exentas de todo tipo de gravamen asociado a emisiones de GEI, sean éstas provenientes de procesos de combustión y/o procesos industriales (indistintamente). Esta categoría representa aproximadamente un 1% de las emisiones del país y contempla del orden 700 instalaciones⁸.

² Según estadísticas del RETC 2018: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/5e13065e-af06-4a58-8944-7fe3c7740285>

³ Según estadísticas del RETC 2018: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/5e13065e-af06-4a58-8944-7fe3c7740285>

⁴ Según estadísticas del RETC 2018: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/5e13065e-af06-4a58-8944-7fe3c7740285>

⁵ Según informe de la Superintendencia de Servicios Sanitarios 2019: https://www.siss.gob.cl/586/articles-17955_recurso_1.pdf

⁶ Considerando servicios camiones ligeros y pesados, autobuses, servicios de aviación nacional y navegación marítima y fluvial nacional.

⁷ Según estadísticas INGEI 2016: <http://snichile.mma.gob.cl/documentos/>

⁸ Según estadísticas del RETC 2018: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/5e13065e-af06-4a58-8944-7fe3c7740285>

8. CPR: Asociado a las emisiones asociadas a la operación de las edificaciones a nivel Comercial, Público y Residencial. No se cuenta con información desagregada sobre su contribución a las emisiones globales, ya que se incluye dentro de las emisiones del sector energía.

Este mix de CPIs propuesto presenta interesantes características en términos de complementariedades, interdependencias y sinergias:

- Complementariedades: se recoge de forma práctica la flexibilidad que aporta el TPS como mecanismo para incluir sectores no cubiertos por el impuesto al CO₂, (incluyendo incluso a los pequeños y medianos emisores) además de permitir regular los niveles de emisión de las instalaciones gravadas por el impuesto;
- Interdependencias: el uso de compensaciones es transversal, por lo que actúa como un mecanismo que conecta ambos instrumentos (con ciertas particularidades a ser comentadas más adelante) y permite aumentar la profundidad de este mercado;
- Sinergias: es posible aprovechar parte importante de la infraestructura tecnológica, procedimientos y protocolos de MRV existentes para el impuesto al CO₂, además de los cuerpos auditores, mecanismos de acreditación y la gobernanza general del sistema de compensaciones.

No obstante, es importante notar que el contar con más de un instrumento regulando simultáneamente un sector o grupo de instalaciones, como ocurriría en el caso de las instalaciones cubiertas por impuesto al CO₂ y el TPS, conlleva complejidades prácticas y sobre carga administrativa (tanto para el regulado como el regulador), además de dificultades para comunicar, individualizar los efectos que genera cada instrumento sobre los niveles de emisiones y riesgos de doble contabilidad.

Sin perjuicio de ello, y teniendo en cuenta el bajo valor de impuesto al CO₂ y que éste regulará a instalaciones de más de 25.000 tCO₂/año, lo que representa a aproximadamente 120 instalaciones y un 47% de las emisiones del país, su eventual exclusión del TPS restringiría de manera significativa la capacidad de generar reducción de emisiones en los niveles que la Contribución Nacionalmente Determinada de Chile y el compromiso de carbono neutralidad a 2050 demandan.

Adicionalmente, y dada esta superposición o simultaneidad de instrumentos, se tiene que el impuesto al CO₂ actuaría como un “precio piso” para el valor de las compensaciones. Esto dado que el TPS exigirá la reducción gradual de las emisiones de los sectores e instalaciones cubiertas, pudiendo muchas de ellas no ser alcanzadas con reducciones internas y debiendo ser forzosamente adquiridas en el mercado de excedentes de cumplimiento del TPS o de las compensaciones (a fin de evitar una sanción por no cumplimiento). Más aún, en la medida que el TPS siga incrementando la demanda por compensaciones, y mientras que la oferta de éstas se vaya ajustando con la demanda, el precio de estos instrumentos de flexibilidad irá al alza, pudiendo exceder sin problemas el valor del impuesto al CO₂⁹.

Lo anterior se presenta con un escenario interesante para promover un precio que incremente, de manera tal que permita la ejecución de proyectos de mitigación o captura de CO₂ con costos marginales de abatimiento más elevados. Y que, además, contarían con cierto nivel de resguardo ante eventuales escenarios de contracción económica, donde el valor por estos activos ambientales (excedentes de cumplimiento del TPS y las

⁹ Mayores detalles en la sección 4 de la presente Nota Técnica.

compensaciones) debieran verse sostenidos en torno al valor del impuesto al CO₂. Esto siempre y cuando la oferta no superase de manera excesiva a la demanda.

Una mención especial merecen las instalaciones o fuentes de emisión asociadas al sector transporte y silvo-agropecuaria, que por lo atomizado de estos rubros, resultaría conveniente e interesante de considerar en el PdL de Cambio Climático la posibilidad de regular a través del TPS a productores, importadores o distribuidores que están aguas arriba de las propias fuentes de emisión, tomando como referencia la experiencia exitosa de Suiza con los productores e importadores de combustibles para transporte (explicado en la Nota Técnica 2).

En cuanto al efecto de mitigación que se espera generar a través de este mix de CPIs, es fundamental que se den o reciban las señales adecuadas de precio al carbono, de manera que se motive la implementación de medidas que reducen las emisiones de CO₂. En este caso, el precio se dirige a través de los incrementos de ambición en las exigencias del TPS (equivalente a la generación de escasez de derechos de carbono o “*emissions allowances*” en los sistemas de SCE), cuya cantidad anual se debe orientar en base a los costos marginales de las emisiones de las plantas afectas.

Si bien es cierto que los costos de las emisiones dependen de muchos factores, tanto tecnológicos como sectoriales, entre otros, también están expuestos a las características individuales y particulares de cada proyecto. Esto quiere decir que, dentro de un determinado sector habrá un rango de costos marginales, donde las plantas con costos más bajos venderán sus excedentes de cumplimiento a las plantas con costos marginales más altos.

Así mismo, y con el objetivo de bajar la presión financiera de las instalaciones con costos más elevados, se permite el uso de compensaciones, cuyos costos tienden a ser más bajos que los costos de abatimiento del comprador.

En cuanto a las principales particularidades de las compensaciones elegibles ante ambos mecanismos, cabe mencionar las siguientes:

- Tanto la Ley 21.210 como el TPS del PdL de Cambio Climático establecen que éstas deben ser “adicionales, medibles, verificables y permanentes”. Debiendo ser en todos los casos “reducciones adicionales a las obligaciones impuestas por planes de prevención o descontaminación, normas de emisión, resoluciones de calificación ambiental o cualquier otra obligación legal”;
- Sin embargo, la Ley 21.210 exige que sean “proyectos de reducción de emisiones del mismo contaminante”, lo que podría traducirse en una restricción para todos los proyectos de compensaciones que, además de evitar emisiones de CO₂, también reducen CH₄, N₂O u otro GEI. Caso en el que habría que ajustar o descontar parte de las reducciones que se calculan en CO₂ equivalente a través de las metodologías internacionales, para poder dejarlas completamente compatibles con lo exigido;
- Adicionalmente, y también en el marco de la Ley 21.210, que permite el uso de proyectos de reducción de emisiones como compensaciones al impuesto al CO₂, se da una potencial interpretación jurídica relativa a que éstos proyecto deben estar localizados en territorio nacional. Situación que restringiría la vinculación de este mecanismo con potenciales resultados de mitigación generados en otros países y transferidos a Chile en el marco del Artículo 6 del Acuerdo de París.

- Restricción que no sería tal en el marco del TPS del PdL de Cambio Climático, el cual explícitamente indica que “el Ministerio del Medio Ambiente podrá autorizar el uso de certificados de reducción o absorción de emisiones, correspondientes a proyectos implementados en otros países en el marco de la cooperación referida en el artículo 6 del Acuerdo de París, y la vinculación con éste u otros instrumentos similares en el ámbito internacional”.
- En cuanto a las potenciales compensaciones generadas por segmento PYMEs, con emisiones anuales menores a 10.000 tCO₂eq/año, se debiese tener en cuenta la posibilidad de desarrollar programas voluntarios de nivelación y/o procedimiento abreviados, que permitan a estas empresas cumplir con los requisitos establecidos en la ley pero sin generar una carga administrativa excesiva para el tamaño de estas empresas y escala de sus resultados de mitigación.
- Y en lo que respecta a los eventuales sectores, subsectores o instalaciones potencialmente generadoras de compensaciones, éstos debieran ser identificadas según criterios de competitividad, exposición a fugas y disponibilidad tecnológica, según se propone en la siguiente sección de esta nota técnica.

Finalmente, cabe aclarar que el desarrollo de este mix de CPIs se basa en cuerpos normativos que entran en vigor el año 2023, y que se complementan mediante un eventual TPS. El desarrollo debiera darse de manera incremental, a fin de crear capacidades, e ir incluyendo nuevos sectores, subsectores o tipo de instalaciones de manera orgánica, acorde a las necesidades de reducción del país y la infraestructura, procedimientos y protocolos en servicio.

3. Nivel de preparación de sectores y subsectores

En la presente sección se evalúan posibles alternativas para priorizar y discriminar sectores y subsectores respecto de la operación del mix de CPIs propuestos para Chile, en función de sus respectivos niveles de exposición y preparación.

Para ello, se ha tomado como referencia la experiencia de Sudáfrica en la aplicación de su correspondiente impuesto verde.

3.1 Experiencia de Sudáfrica

3.1.1 Introducción

Sudáfrica cuenta con un “Plan Nacional de Desarrollo”¹⁰ (2012) donde especifica su compromiso con su NDC y las estrategias para abordarlo. Además, en este plan relevan la importancia de contar con un sistema amplio de herramientas de gestión al carbono para poder cumplir con los presupuestos de emisión que han establecido.

En cuanto a mecanismos de precio al carbono en operación, Sudáfrica tiene un impuesto al carbono que cubre todos los sectores emisores a nivel nacional. Éste graba tanto las fuentes de emisión directas como las de procesos, originadas en fuentes fijas como móviles (Alcance 1). El valor por tonelada de emisión de CO₂ equivalente es de US\$ 7,6, y se reajusta cada dos años de acuerdo con la inflación.

El sistema cuenta con la particularidad de considerar medidas de eximición de pago del impuesto por tonelada emitida en base a “descuentos”, los que se representan en forma de porcentaje del total emitido por cada establecimiento afecto. Este mecanismo toma en cuenta variables de protección de competitividad económica, potenciales fugas en el sistema y premios por reducción de emisiones; además de aceptar cierto porcentaje de pago del impuesto en forma de compensaciones.

Actualmente, el impuesto en Sudáfrica no cubre a los sectores AFOLU y Residuos, eximidos en un 100%, debido a las dificultades de medición y lo atomizado de estos sectores. Por otro lado, el sector transporte no es grabado directamente, ya que el gobierno ha definido un impuesto específico para ciertos combustibles¹¹.

A continuación, se presenta una tabla simplificada con los rangos de eximición de pago del impuesto verde en Sudáfrica. La tabla detallada (con todas las categorías de eximición para todos los subsectores cubiertos) se encuentra en el Anexo 1.

¹⁰ https://www.gov.za/sites/default/files/gcis_document/201409/devplan2.pdf

¹¹ CARBON TAX ACT 15 of 2019, South Africa. https://www.gov.za/sites/default/files/gcis_document/201905/4248323-5act15of2019carbontaxact.pdf

Tabla 1: Porcentajes de eximición propuestos por sectores en Sudáfrica

Sector	Basic tax-free threshold (%)	Maximum additional allowance for trade exposure (%)	Additional allowance for process emissions (%)	Additional allowance for fugitive emissions (%)	Total (%)	Maximum offset (%)
Electricity	60	-	-	-	60	10
Petroleum (coal/gas to liquid)	60	10	-	-	70	10
Petroleum – oil refinery	60	10	-	-	70	10
Iron and steel	60	10	10	-	80	5
Cement	60	10	10	-	80	5
Glass and ceramics	60	10	10	-	80	5
Chemicals	60	10	10	-	80	5
Pulp and paper	60	10	-	-	70	10
Sugar	60	10	-	-	70	10
Agriculture, forestry, land use	100	-	-	-	100	0
Waste	100	-	-	-	100	0
Fugitive emissions – coal mining	60	10	-	10	80	5
Other	60	10	-	-	70	10

Donde cada una de las columnas representa lo siguiente:

1. “Basic tax-free threshold”: porcentaje base que el sector/actividad se encuentra eximido de pagar impuesto verde respecto al total de sus emisiones;
2. “Maximum additional allowance for trade exposure”: porcentaje adicional de eximición de pago del impuesto verde que se determina de acuerdo con la intensidad de comercio exterior de su sector¹²;
3. “Additional allowance for process emissions”: porcentaje adicional de eximición para actividades de ciertos procesos industriales específicos;
4. “Additional allowance for fugitive emissions”: porcentaje adicional de eximición asociado a emisiones fugitivas de ciertos sectores;
5. “Total”: sumatoria de los porcentajes máximos de eximición al cual un establecimiento se puede regir para ese periodo impositivo;
6. “Maximum offsets”: eximición de pago de parte del impuesto verde debido a emisiones que son compensadas con proyectos mitigación. Se permite hasta un 10% de compensaciones.

¹² Ver descripción en “TRADE EXPOSURE AND GHG EMISSIONS INTENSITY BENCHMARK REGULATIONS”, DECEMBER 2019, National Treasury, Republic of South Africa

3.1.2 Descripción de criterios de eximición

De los criterios de eximición que se plantean en el sistema de impuesto en Sudáfrica, se destacan especialmente los dos criterios o ratios que se presentan a continuación:

7. “Trade exposure allowance”: determina la posibilidad de eximirse en hasta un 10 por ciento del pago del impuesto verde de acuerdo con la intensidad del comercio exterior de su sector. Y que se calcula de la siguiente forma:

$$\% = \frac{\text{exportaciones} + \text{importaciones}}{\text{Totalidad de producción del sector o subsector}}$$

Siendo prescrito o validado por el Ministro de Finanzas.

8. “Performance allowance %”: determina la posibilidad de eximirse como consecuencia de mejoras en el establecimiento por sobre el estándar de su sector, que se ven reflejadas en una reducción de emisiones respecto al periodo anterior, con un máximo de hasta 5%. Y que se calcula de la siguiente forma:

$$\% = \frac{\text{benchmark de intensidad de emisiones del sector}}{\text{intensidad de emisiones del establecimiento} - 1} * 100$$

Criterios que son utilizados como una propuesta de referencia para analizar el caso chileno, en cuanto a la priorización, discriminación y exigencia entre sectores, potenciales externalidades de las decisiones tomadas y/o opciones para el mix de instrumentos de precio al carbono a utilizar.

3.2 Subdivisión sectorial en el contexto chileno

Tal como fue presentado en la Nota Técnica 2, la propuesta de clasificación de sectores regulados para el mix de CPIs en Chile se divide en seis grandes bloques, en base a la cantidad de emisiones anuales por establecimiento, independientemente del sector (acorde a los que observa actualmente en el impuesto verde).

Tabla 2: Propuesta de clasificación de sectores para el mix de precios al carbono en Chile

Instalaciones >25 ktCO2 (combustión)	Procesos industriales >25 ktCO2e	Instalaciones [10 a 25 ktCO2e]	Residuos silvo- agropecuario	Transporte	PYMEs <10 ktCO2e CPR
--	--	--------------------------------------	--	------------	--------------------------------

Dentro de cada grupo se encuentran establecimientos de distintos sectores y subsectores, los que no necesariamente cuentan con los mismos niveles de preparación técnica ni exposición comercial al precio al carbono. Es necesario entonces proponer, tal como en el caso de Sudáfrica, medidas para reducir o graduar las exigencias en cada uno de estos sectores y subsectores, asegurando que todos puedan reducir sus emisiones en el mediano y largo plazo, buscando además acotar la transferencia directa del precio de estas reducciones a los grupos más vulnerables, evitando fugas y resguardando la competitividad de las industrias críticas cubiertas.

Dentro de las categorías propuestas en la clasificación de establecimientos bajo el mix del precio al carbono en Chile, encontramos los siguientes tipos de establecimientos:

Tabla 3: Tipos de establecimientos por categorías determinadas

Instalaciones >25 ktCO₂ (combustión):	<ul style="list-style-type: none"> - Termoeléctricas - Fundiciones - Industrias manufactureras y de alimentos - Industria del vidrio - Plantas de celulosa - Aserraderos - Industria del cemento - Salmoneras - Procesos vinícolas - Refinerías
Procesos industriales >25 ktCO₂e:	<ul style="list-style-type: none"> - Industria metalúrgica - Industria del cemento - Industria del vidrio
Instalaciones [10 a 25 ktCO₂e	<ul style="list-style-type: none"> - Industria de bebidas - Industrias vinícolas - Industria de los alimentos - Centros educacionales y servicios públicos - Fundiciones
Residuos	<ul style="list-style-type: none"> - Servicios de agua potable y alcantarillado - Rellenos sanitarios, vertederos y basurales.
Silvoagropecuario	<ul style="list-style-type: none"> - Agricultura - Industria ganadera (carnes y lácteos) - Fruticultura y silvicultura (sectores primarios) más lácteos, vinos y licores (pisco) - Conservas - Manufactura de tabaco - Sector forestal - Sector pesquero
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> - Camiones para servicio y autobuses - Transporte comercial (taxis, transfer, logística, etc.) - Aviación nacional - Transporte marítimo y fluvial nacional
PYMEs <10 ktCO₂e	<ul style="list-style-type: none"> - Pequeñas y Medianas Empresas de diferentes sectores
CPR	<ul style="list-style-type: none"> - Edificios comerciales - Edificios públicos - Residencial

3.3 Posibles criterios de eximición o gradualidad para Chile

Tomando como referencia la experiencia de Sudáfrica, se proponen dos criterios a ser desarrollados en profundidad por la contraparte durante el diseño definitivo de la norma de emisión.

3.3.1 Exposición comercial

Este primer criterio se relaciona con el nivel de participación del rubro en el mercado ya sea como exportador o importador, en el que un aumento en sus costos, por exigencia de la norma de emisión, podría afectar su competitividad y/o causar fugas.

Para evaluar esta condición el indicador más relevante es el porcentaje de exportaciones e importaciones, que muestra la exposición del sector a pérdidas de competitividad frente a jurisdicciones no afectas a instrumentos de precio al carbono.

Por lo tanto, se propone que, si los establecimientos afectados están asociados a empresas cuyas exportaciones representan un porcentaje relevante de sus ventas (por ejemplo, sobre el 30%) o bien empresas en sectores donde las importaciones tienen una alta participación de mercado (por ejemplo, sobre el 50%), se proponga un porcentaje de eximición o bien una trayectoria más atenuada de exigencia de reducción.

La Figura 3 muestra por un lado que los sectores silvoagropecuario y manufactura son los que más exportan, condición que se encuentra mucho más presente en las grandes empresas que en las PYMEs.

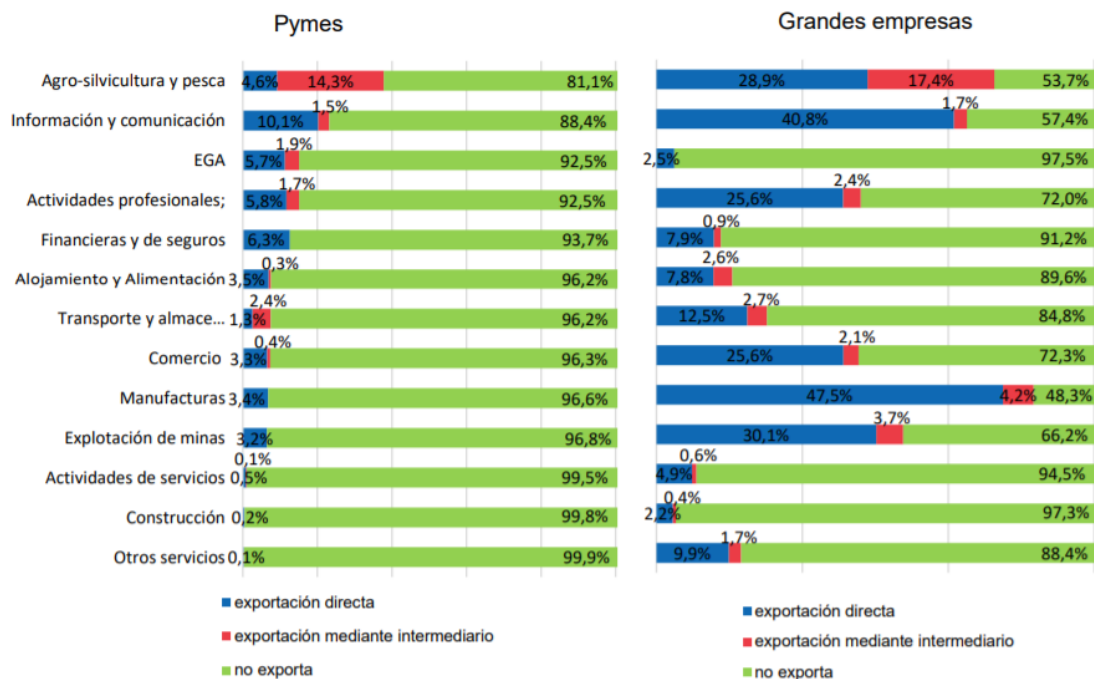


Figura 3: Empresas que exportan por sector económico y tamaño de empresa (año de referencia 2015), Fuente: Cuarta Encuesta Longitudinal de Empresas, Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.

Adicionalmente, existen ciertos rubros específicos donde Chile es el mayor exportador a nivel mundial, tal como se puede observar en la Figura 4. En este caso, se propone que los establecimientos regulados en estos sectores o subsectores cuenten con un mayor nivel de flexibilidad en la aplicación de los CPIs.

Producto	Valor exportado en 2018 (US\$ Millones)	Participación en las exportaciones mundiales (%)	Posición como exportador mundial (#)
Minerales de cobre y sus concentrados	18.681	29,2	1
Cobre refinado en forma de cátodos	15.507	26,2	1
Uvas frescas	1.233	14,0	1
Filetes de salmones frescos/refrigerados	1.231	34,1	1
Minerales de molibdeno, tostados	1.114	37,5	1
Cerezas frescas	1.079	35,3	1
Carbonatos de litio	948	65,7	1
Trozos de salmones del Pacífico congelados	761	49,5	1
Filetes congelados de salmones del Pacífico	743	24,4	1
Trozos de salmones del Atlántico, congelados	710	73,3	1
Arándanos frescos	647	20,8	1
Yodo	431	52,6	1
Pasta de madera de coníferas, cruda	410	27,6	1
Nitratos de potasio	368	53,1	1
Madera perfilada de coníferas	253	12,9	1
Óxidos e hidróxidos de molibdeno	227	45,6	1
Filetes congelados de truchas	215	67,3	1
Mejillones en conserva	212	63,9	1
Ciruelas frescas	174	20,7	1
Ciruelas deshidratadas	163	31,9	1
Trozos de truchas congeladas	142	40,1	1
Algas de uso industrial	98	34,7	1
Erizos de mar ahumados/congelados	62	84,4	1
Abonos minerales nitrogenados	54	50,1	1
Filetes frescos o refrigerados de truchas	53	26,5	1
Manzanas deshidratadas	32	23,4	1
Filetes de bacalao de profundidad congelados	29	73,0	1
Grasas y aceites de origen animal o vegetal	28	17,7	1
Trozos congelados de bacalao de profundidad	8	35,4	1

Figura 4: Productos donde Chile es el mayor exportador a nivel mundial, Fuente: ProChile, año 2018

Así, efectuando el cruce de la información presentada anteriormente con el tipo de establecimientos en la clasificación de sectores propuestos, se concluye que los rubros con mayor exposición comercial o riesgos de fuga producto de la implementación de mix de CPIs son los siguientes:

- **Instalaciones >25 ktCO₂ (combustión):** Fundiciones e industria metalúrgica, plantas de celulosa y/o aserraderos, salmoneras, procesos vinícolas.
- **Procesos industriales >25 ktCO_{2e}:** Industria metalúrgica.
- **Instalaciones [10 a 25 ktCO_{2e}]:** Industrias vinícolas, industria de los alimentos, fundiciones e industria metalúrgica.
- **Silvoagropecuario:** agricultura, ganadería, fruticultura y silvicultura (sectores primarios) más lácteos, vino, licores (pisco), elaboración de carnes, conservas, manufactura de tabaco, forestal, pesca.

3.3.2 Disponibilidad tecnológica

Un segundo elemento interesante de análisis corresponde a la disponibilidad y costo-efectividad de las tecnologías para implementar proyectos de mitigación en ciertos sectores o rubros específicos. Sectores con mayor disponibilidad debiesen contar con criterios más exigentes de cumplimiento normativo. Mientras que, en caso de sectores con menor disponibilidad tecnológica, o menor nivel de costo-efectividad de las medidas, podría exigírseles curvas de reducción atenuadas, o bien permitírseles mayores porcentajes de uso de los instrumentos de flexibilidad, como son las compensaciones.

Los sectores o subsectores no regulados, con altos niveles de eficiencia o desafíos importantes en materia de tecnología, barreras o granularidad de sus fuentes de emisión, debiesen actuar como los principales proveedores de compensaciones.

Para evaluar las condiciones anteriores, el indicador más relevante es el costo marginal de mitigación (o costo de abatimiento). Actualmente en Chile el uso de la energía genera el 78% de las emisiones de GEI del país¹³, en esta línea, se presenta desde el Ministerio de Energía el “Plan de Carbono Neutralidad 2050”. En este Plan se exhibe una visión a futuro de las intervenciones para la mitigación de GEI por sectores productivos del país y tipo de intervenciones tecnológicas.

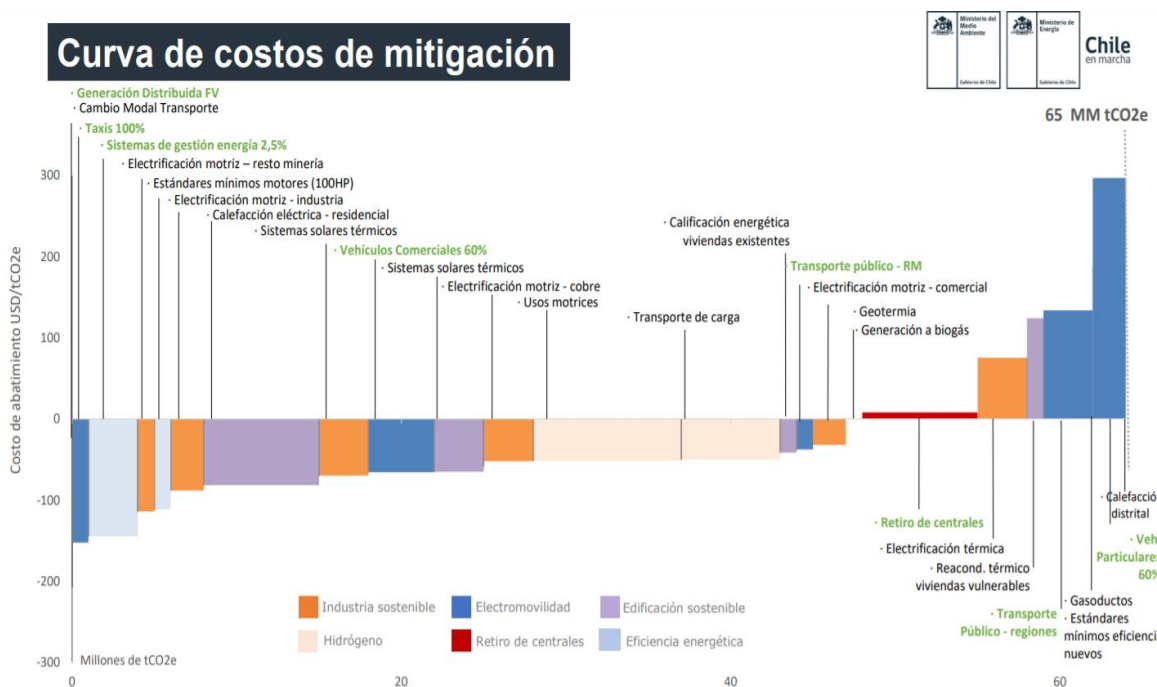


Figura 5: Curva de costos de abatimiento Plan de Carbono Neutralidad 2050, Fuente: Ministerio de Energía

Analizando la curva de costos de abatimiento de GEI, se observa que hay sectores y medidas que son más costo efectivas que otras. Y, en analogía a la categorización propuesta por exposición comercial, éstos se pueden ordenar y clasificar por la costo-efectividad de mitigación de la siguiente forma:

¹³ Presentación ministro Jobet “NDC y Plan Carbono Neutralidad 2050”, abril 2020.

Tabla 4: Tabla de medidas de mitigación por costo efectividad por sectores

Categoría	Sector	Medida	Costo Efectividad ¹⁴
Instalaciones >25 ktCO ₂ e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Energía	Generación FV	Muy alto
Instalaciones >25 ktCO ₂ e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Minería	Electrificación motriz	Muy alto
Instalaciones >25 ktCO ₂	Energía	Retiro de centrales	Bajo
Procesos industriales >25 ktCO ₂ e e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Industrial	Electrificación motriz – Minería (no cobre)	Medio
Procesos industriales >25 ktCO ₂ e e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Industrial	Sistemas solares térmicos	Alto
Procesos industriales >25 ktCO ₂ e e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Industrial	Electrificación motriz – Cobre (minería)	Medio
Procesos industriales >25 ktCO ₂ e e Instalaciones [10 a 25 ktCO ₂ e]	Industrial	Electrificación térmica	Muy bajo
Transporte	Transporte - Taxis	Electromovilidad	Muy alto
Transporte	Transporte	Estándares mínimos motores (100HP)	Muy alto
Transporte	Transporte de carga	Hidrógeno verde	Medio
Transporte	Vehículos Comerciales	Electromovilidad	Alto
Transporte	Transporte Público RM	Electromovilidad	Medio
Transporte	Transporte público – otras regiones	Electromovilidad	Muy bajo
PYMEs <10 ktCO ₂ e y CPR	Residencial	Calefacción Eléctrica	Alto
PYMEs <10 ktCO ₂ e y CPR	Residencial	Sistemas solares térmicos	Alto
PYMEs <10 ktCO ₂ e y CPR	Residencial	Calificación energética	Medio
PYMEs <10 ktCO ₂ e y CPR	Residencial vulnerable	Reacondicionamiento térmico	Muy bajo
PYMEs <10 ktCO ₂ e y CPR	Transporte particular	Electromovilidad	Muy bajo

Cabe mencionar que la curva de costos de abatimiento depende fuertemente de los supuestos para el cálculo de los costos y beneficios. Así, en caso de incluirse beneficios sociales tales como la reducción de contaminación local, la curva de costos de abatimiento tendría un resultado significativamente diferente¹⁵.

¹⁴ Interpretación del equipo consultor en base a Figura 5.

¹⁵ Esto fue demostrado en un estudio reciente. "Trayectoria del sector energía hacia la carbono neutralidad en el contexto del ODS 7". Asociación de Generadoras. 2020. Demuestra que por ejemplo el reacondicionamiento de viviendas vulnerables puede ser altamente costo-efectivo si se tomasen en cuenta los co-beneficios sociales.

3.3.3 Otros aspectos a tener en consideración

Desde la perspectiva económica, un aspecto importante a analizar corresponde a cómo las nuevas exigencias de la norma de emisión podrían aumentar los costos de producción de las empresas de ciertos sectores regulados, y cómo estos son traspasados a los consumidores finales.

Para la gran mayoría de los sectores, este aumento de precio presenta una oportunidad para promover la innovación y el desarrollo de productos alternativos con menor impacto ambiental (menor huella de carbono), aportando directamente a la mitigación de ésta. Sin embargo, se debe tener en consideración que para ciertos bienes de carácter “esencial”, y que no tenga sustitutos, la transferencia de precio podría afectar negativamente a grupos más vulnerables de la población, por lo que se deben establecer medidas de mitigación para estos efectos.

Finalmente, otro tema relevante a considerar corresponde al cómo premiar el buen rendimiento de un establecimiento respecto al estándar de su sector. Haciendo una analogía al “Performance allowance”, que contempla el modelo sudafricano, se podría por ejemplo, contemplar una eximición adicional (en el caso de Sudáfrica es hasta un máximo de 5%) a todos aquellos que demuestren una reducción por sobre el promedio de su industria. Que en el caso del TPS propuesto en el PdL de Cambio Climático se recoge una alternativa que lo aborda de forma orgánica, al contar esos establecimiento con excedentes de cumplimiento que podrán ser comercializados con otras instalaciones.

Es evidente que criterios de este tipo deben ser contrastados con medidas de producción (por ejemplo, unidades, toneladas o metros cúbicos producidos), de manera de premiar solo a aquellos establecimientos que logran reducir sus emisiones para niveles de producción equivalentes. Además, un criterio de este tipo podría ser evaluado y actualizado periódicamente en el tiempo, ajustándose a las metas de reducción específicas del sector o del país acorde a la NDC y la Estrategia Climática de Largo Plazo.

4. Interacción de entidades reguladas en la operación simultánea de impuesto y TPS

En este punto se describen aspectos operacionales, desde la perspectiva de los agentes regulados, a tener en consideración para la eventual operación simultánea del impuesto verde y la norma de emisión (TPS). Se plantean inicialmente 4 escenarios.

4.1 Escenario 1: Afecto a impuesto con capacidad interna de mitigación

Este primer caso hace referencia a un establecimiento afecto a pago de impuesto (fuente emisora por combustión mayor a 25.000 tCO₂/año), y que cuenta con suficiente disponibilidad tecnológica para la mitigación interna de estas emisiones:

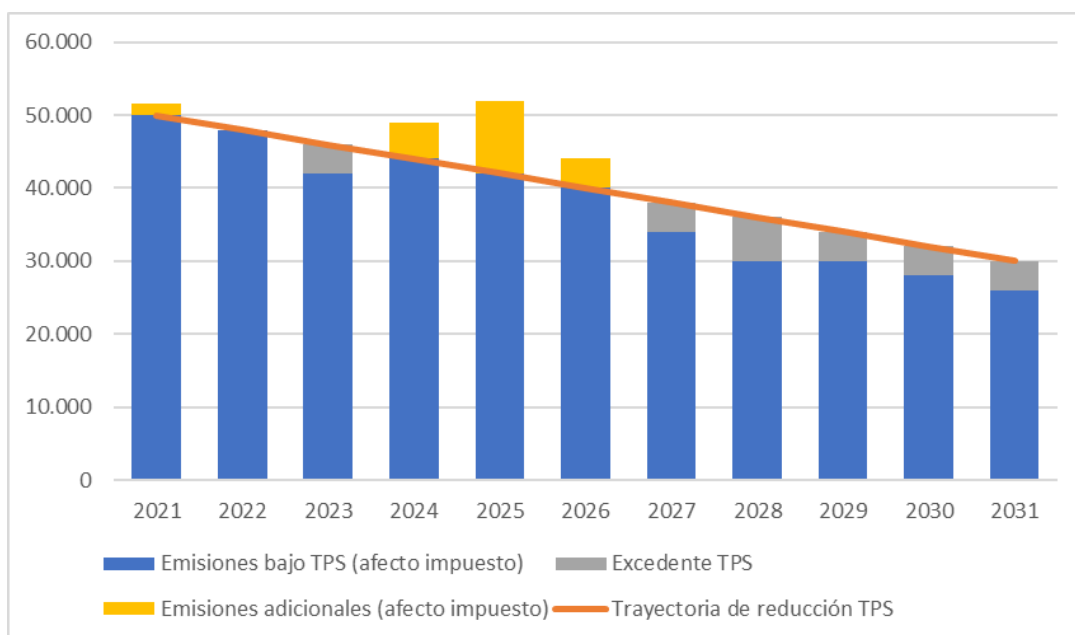


Figura 6: Ejemplo interacción establecimiento afecto a impuesto con capacidad de mitigación

Bajo este escenario, se observa que el establecimiento genera una trayectoria de emisiones “a la baja”, siendo sus emisiones anuales en la mayoría de los casos menores al límite de la norma de emisión.

Surge en este escenario el concepto de “Excedente TPS”, el que se define como la diferencia entre el límite de emisión de la norma y las emisiones totales del establecimiento. Este excedente, resultado de las acciones de mitigación implementadas por el establecimiento, puede ser comercializado con otras instalaciones cubiertas por el TPS o podría, incluso, ser “arrastrado” para efectos de la norma como un “crédito a favor” del establecimiento, disponible para ser utilizado en periodos donde el establecimiento emita por sobre el límite de la norma.

En la medida que las emisiones totales superen el límite del impuesto, el establecimiento debe cancelar el gravamen por el total de sus emisiones y/o rendir las compensaciones totales a parciales a la cantidad emitida ese año.

Respecto a la relación entre este “Excedente TPS” y el sistema de compensaciones, en la medida que los proyectos de reducción del establecimiento cuentan con el debido sustento técnico, se podría establecer una relación 1 a 1 entre excedente y compensaciones, tanto para el uso interno como para su eventual comercialización.

Sin embargo, es muy importante definir con claridad las reglas de operación simultanea del impuesto y TPS, en particular para las condiciones de borde del sistema, como por ejemplo, qué ocurre con el “Excedente TPS” si el establecimiento logra reducir sus emisiones bajo el límite del impuesto, o si el “Excedente TPS” tendrá un periodo de vigencia acotado.

4.2 Escenario 2: Afecto a impuesto sin capacidad interna de mitigación

En este caso, se hace referencia a un establecimiento afecto a pago de impuesto (fuente emisora por combustión mayor a 25.000 tCO₂/año), pero donde su sector o rubro no cuenta con disponibilidad tecnológica suficiente para mitigar bajo el límite de la norma de emisión:

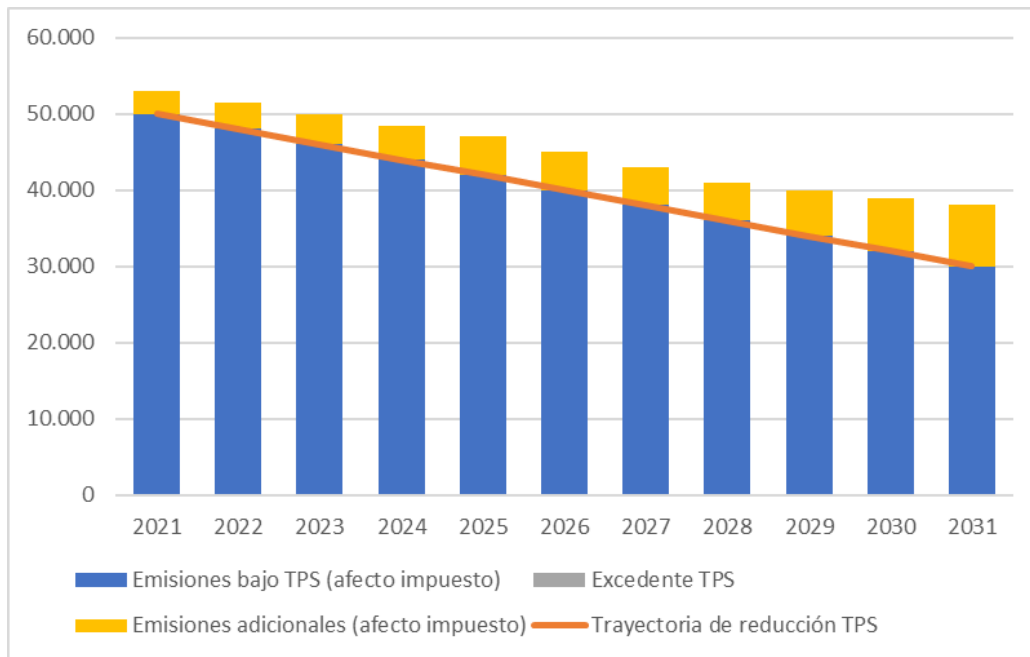


Figura 7: Ejemplo interacción establecimiento afecto a impuesto sin capacidad de mitigación

Bajo este escenario, se observa que si bien el establecimiento genera reducciones marginales de manera permanente, no logra cumplir con la exigencia del TPS. Las emisiones por sobre el nivel de la norma, que están afectas a pago de impuesto, estarían además incumpliendo la exigencia de la norma de emisión, por lo que el establecimiento debiera adquirir “Excedentes TPS” y/o compensaciones para esa fracción de sus emisiones. De esta forma se asegura demanda y promueve el mercado, dando cabida a proyectos de mitigación y compensación que podrían ser incluso más costosos que el valor actual del impuesto al CO₂.

Si es importante bajo este escenario establecer cual será la medida o sanción que aplicará sobre estas emisiones adicionales en caso de no cumplimiento, pudiendo aplicarse una multa que en teoría debiese ser bastante mayor al valor del impuesto.

Cabe mencionar que en este caso se produciría una especie de “doble gravamen”, es decir, el establecimiento pagaría el impuesto por el total de emisiones y además una multa por no cumplimiento que aplicaría sobre las emisiones adicionales (por sobre el límite de la norma).

Además se produce en este caso el desafío de dividir las compensaciones aplicadas al TPS y aquellas usadas para el impuesto, si el establecimiento adquiere compensaciones que sobrepasan aquellas necesarias para el TPS.

4.3 Escenario 3: Exento de impuesto con capacidad interna de mitigación

En este caso, se hace referencia a un establecimiento exento a pago de impuesto (fuente emisora por combustión menor a 25.000 tCO₂/año u otro tipo de establecimiento no cubierto), y cuyo sector o rubro cuenta con disponibilidad tecnológica para mitigación:

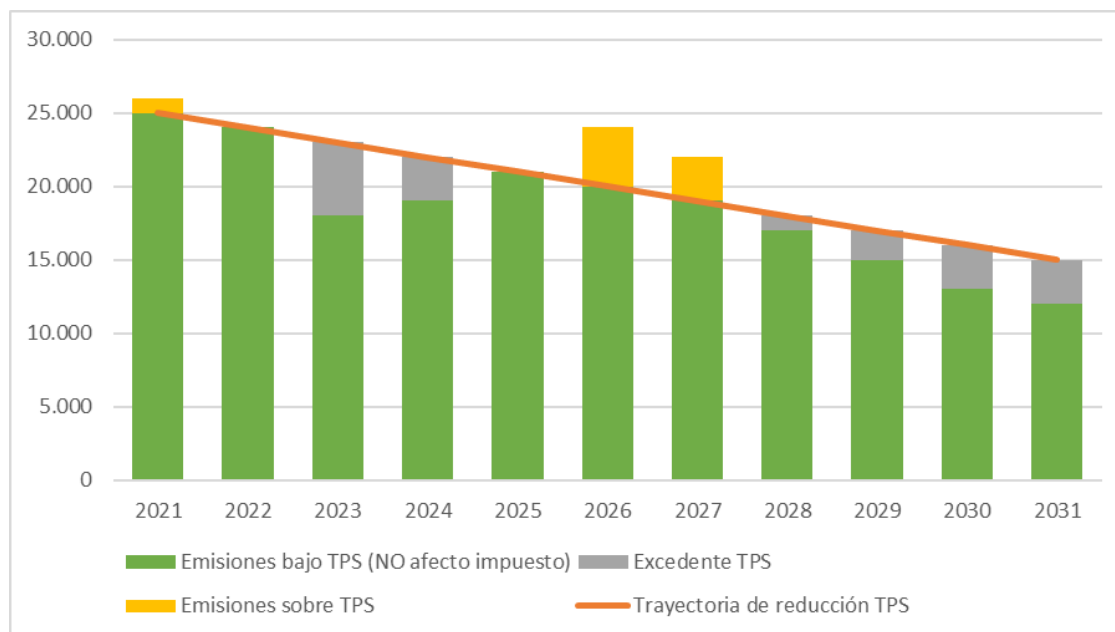


Figura 8: Ejemplo interacción establecimiento exento de impuesto con capacidad de mitigación

En este escenario se observa una situación similar al primero, con la diferencia que las emisiones totales están bajo el límite del impuesto o es un establecimiento cuyas principales emisiones son de proceso, y por ende no está gravado por el impuesto. Siendo la norma de emisión un instrumento clave para regular y promover una trayectoria de emisiones a la baja.

Se observa así que en este caso el establecimiento consigue reducir sus emisiones bajo el límite de la norma en la mayoría de los años, generando un “Excedente TPS”. Al igual que en el escenario 1, este podría comercializarse con otros establecimientos y/o ser usado como “crédito a favor” para compensar posibles periodos donde las emisiones excedan el límite de la norma.

También es importante tomar consideraciones para las condiciones de borde, como por ejemplo (tomando esta gráfica como referencia), si en el año 2026 las emisiones del establecimiento hubieran sido superiores a 25.000 tCO₂/año. Situación en la que el establecimiento hubiera quedado cubierto por el impuesto y además por la norma de emisión (caso equivalente al escenario 1).

4.4 Escenario 4: Exento de impuesto sin capacidad interna de mitigación

En este caso, se hace referencia a un establecimiento exento a pago de impuesto (fuente emisora por combustión menor a 25.000 tCO₂/año u otro tipo de establecimiento no cubierto), pero donde su sector o rubro no cuenta con disponibilidad tecnológica suficiente para mitigar bajo los límites de la norma de emisión:

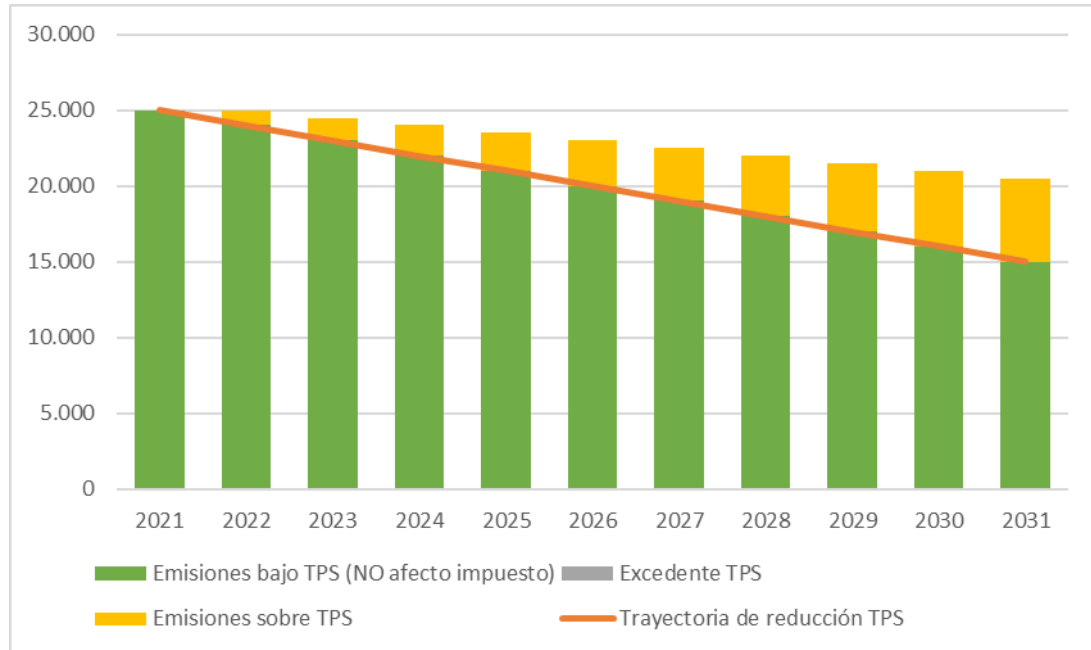


Figura 9: Ejemplo interacción establecimiento exento de impuesto sin capacidad de mitigación

Al igual que en el segundo escenario, se observa que si bien el establecimiento genera reducciones marginales de manera permanente, no logra cumplir con la exigencia del TPS. En este caso ni las emisiones por debajo ni por sobre el TPS están afectas a impuesto. Sin embargo, las emisiones por sobre el TPS sí deberían adquirir “Excedentes TPS” y/o compensaciones para esa fracción de sus emisiones.

Este escenario también ayuda a fomentar la demanda por proyectos de mitigación, promoviendo el mercado, dando cabida a proyectos que podrían ser incluso más costosos que el valor actual del impuesto al CO₂. Nuevamente aquí es importante que exista una penalización adecuada que genere los incentivos suficientes para acudir al mercado.

5. Interacción del mix de precios proyectado para Chile con mercados internacionales

Las consideraciones de costos son fundamentales para definir el contexto y alcance de los mercados internacionales en el mix de CPIs. Así, cuando los precios de compradores internacionales están más altos que los precios de los compradores domésticos, por ejemplo, para cumplimiento del TPS, es probable que las compensaciones se vendan a nivel internacional, sin lograr el efecto de bajar la exposición financiera de actores regulados por la norma de emisión.

Lo anterior puede implicar que los precios internacionales ejerzan una presión al alza en el mercado doméstico, pudiendo generar un efecto de “*drive-out*” (expulsión) de los proyectos de reducción de emisiones para el mercado doméstico. Situación que potencialmente se podría administrar mediante la definición de una lista de elegibilidad tecnológica a ser usada domésticamente, estableciendo así un estándar propio de carbono o procedimientos abreviado que no seas fungibles con los estándares internacionales, y así generar un sistema aplicable domésticamente con precios propios. Modelo que ha sido satisfactoriamente aplicado en Suiza (explicado en Nota Técnica 1 y 2).

Por el contrario, podría haber proyectos de compensaciones de menor costo fuera del país, implicando que no se generen o se reduzcan los incentivos al desarrollo de proyectos de compensación a nivel nacional. Situación que se puede administrar al exigir beneficios ambientales locales a través de los proyectos de compensación, promoviendo así que se generen exclusivamente proyectos a nivel doméstico. Tal como ha optado California recientemente (y se ha descrito en la Nota Técnica 1 y 2), y que se acerca bastante a la realidad que implicarías las restricciones al uso de offsets internacionales en el marco de la Ley 21.210, tal como se ha descrito anteriormente.

5.1 Mercado regulado

En los casos antes señalados, que se permiten compensaciones domésticas e internacionales, surgen algunas complejidades con la contabilidad, particularmente si el efecto del CPIs está siendo contabilizado en la meta de NDC. Situación que requeriría de resguardos para evitar la doble contabilidad y la aplicación de ajustes correspondientes.

En ese sentido es esencial contar con mecanismos que aseguren que las reducciones que se contabilizan en un registro ligado a un instrumento se eliminen de los otros registros en los que estaban inscritas, por lo que nuevamente se releva la importancia de contar con interoperabilidad de registros o, al menos, protocolos y resguardos que aseguren que las reducciones no sean utilizadas en más de una jurisdicción.

En cuanto a la generación de resultados de mitigación (MOs, por sus siglas en inglés), así como su eventual transferencia internacional en el marco del Artículo 6.2 del Acuerdo de Paris (ITMOs, por sus siglas en inglés), es muy importante considerar éstos no comprometan el alcance de las metas de NDC, por lo que se requiere de funcionamiento sólido del mix de CPI para realizar el respectivo seguimiento y proyecciones relativas a este compromiso en el tiempo. Contexto en el que se han desarrollado y analizado varias recomendaciones para evitar una sobreventa de ITMOs, entre las que se puede mencionar¹⁶:

¹⁶ Más detalle de las medidas en: Practical strategies to avoid over-selling. May 2020, Swedish Energy Agency. Se debe notar que estas alternativas son todas propuestas, no ejemplos de prácticas existentes, dado la falta de desarrollo del instrumento de ITMOs.

- Permitir que solo una parte de los resultados de la mitigación de las actividades desarrolladas en el país se pueda transferir a nivel internacional;
- Aplicar periodos de crédito (o reconocimiento de compensaciones) cortos, típicamente no más allá de 5, 10 o 15 años -dependiendo del tipo de tecnología y/o costo marginal de abatimiento-, sin perjuicio que las medidas generan reducciones por plazos más extensos;
- Alternativamente, se podría limitar la generación de ITMOs solo para acciones de mitigación de un cierto costo marginal de abatimiento hacia arriba, de manera tal que los offsets de menor costo puedan ser utilizados solo con fines domésticos en el mix de CPIs;
- Generación de líneas base estandarizadas conservadoras, que subestimen la generación de compensaciones y así aseguren que una fracción de los resultados de mitigación vayan a la contabilidad de la NDC.

Sin perjuicio de todo lo anterior, cabe destacar que existe importantes niveles de incertidumbre respecto de los niveles de precios que podrían enfrentar de ITMOs, además de estar sujetos a una serie de factores o drivers que determinarán su precio¹⁷. Entre ellos se puede señalar aspectos ligados a la demanda, incluyendo el uso de offsets fuera (o como parte) de los sistemas de las distintas jurisdicciones, los requerimientos de CORSIA, los ajustes correspondientes y las tendencias de demanda que se vayan presentando en los mercados voluntarios.

Además, se debe tener muy en cuenta la “integridad ambiental” de los ITMOs, lo que implica el evitar la generación de “aire caliente” (p.ej. cuando las metas de NDC no requieren la implementación de medidas adicionales, quiere decir que se alcanzan las metas al seguir la práctica común) o el doble conteo de reducciones de emisiones. Bajo un límite absoluto, un país podría emitir, transferir o adquirir sólo un cierto número determinado y absoluto (o fijo) de ITMOs, por ejemplo, un porcentaje fijo de las emisiones registradas en un año determinado. Así, estos límites absolutos restringirían las transferencias internacionales de todos los países¹⁸ y fomentarían el desarrollo de reducciones a nivel doméstico, sin dejar de aprovechar gradualmente la flexibilidad y los óptimos globales que se pueden alcanzar a través de la cooperación internacional.

5.2 Mercado voluntario

En general es importante que las medidas que generan MOs transferidos como ITMOs sean adicionales a la práctica común y a la NDC, de modo que los proyectos generadores de ITMOs contribuyen al mismo tiempo a alcanzar las metas de la Contribución Nacionalmente Determinada.

No obstante lo anterior, podrían darse los siguientes escenarios en torno a los mercados voluntarios:

- Proyectos de reducción de emisiones originados en sectores no cubiertos por la NDC, y que por lo tanto podrían generar ITMOs sin requerir de ajustes correspondientes. Situación que en Chile no debiera ser común ya que la NDC es

¹⁷ Pricing of Verified Emission Reduction Units under Art. 6 - Gaining a Better Understanding of Possible Scenarios; November 2019; First Climate and Perspectives on behalf of Swedish Energy Agency: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/klimat--miljo/internationella-klimatinsatser/sea-pricing-study_final.pdf

¹⁸ Más detalles en “When less is more: limits to international transfers under Article 6 of the Paris Agreement”: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14693062.2018.1540341>

transversal a toda la economía, pero que eventualmente podría darse en el sector uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS);

- Proyectos de reducción de emisión que generan créditos de carbono verificados (sean VERs, VCUs u otros) y que pudieran ser transferidos a una empresa extranjera. En este caso no se requeriría de un ajuste correspondiente, en la medida que esta compañía solo use los offsets para acreditar su reducción de emisiones y que ésta no se refleje en el inventario del país donde opera.

6. Recomendaciones

Debido a que el impuesto regulará cerca del 50% del total de emisiones del país y, tal como se mencionó en la Nota Técnica 2, la señal de precio no tiene un efecto significativo en la reducción de emisiones, se considera esencial la simultaneidad en la operación de la norma de emisión (TPS) para regular los niveles de emisión de las instalaciones gravadas y además incluir nuevos sectores no cubiertos. Bajo este escenario, se vuelve crucial el mecanismo de coordinación entre el impuesto y el TPS, para evitar una sobrecarga administrativa tanto para el regulado como para el regulador.

Algunas de las recomendaciones generales son las siguientes:

- Integrar en la medida de lo posible todas las instalaciones y sectores en el mix de CPIs, para llegar al objetivo de carbono neutralidad hasta el año 2050. Todos tienen que participar en la reducción de emisiones de GEI, ya sea a través del impuesto, del TPS o de las compensaciones.
- El funcionamiento y la aplicación del TPS para los sectores más atomizados tiene que ser realizado de manera óptima para cada rubro, según sus características de operación, sea esto aplicado aguas arriba o aguas abajo.
- Las compensaciones permiten a instalaciones con altos costos de mitigación realizar las reducciones en otros sectores e instalaciones con costos de reducción más bajos. Además, las compensaciones permiten a otros actores participar en la reducción de las emisiones en el país (por ejemplo, el sector residencial o comercial). El doble conteo con respecto a proyectos de compensación en instalaciones aplicables al TPS/impuesto tiene que ser evitado y controlado dentro del mismo sistema de compensaciones.
- La competitividad de las instalaciones es crucial y no debe ser marginalizada demasiado a través del mix de CPIs, por esto es importante tener la posibilidad de reducir la carga de las instalaciones ya sea a través de la opción de uso de compensaciones o de criterios de eximición. Sin embargo, se tiene que tomar en cuenta que los CPIs también aumentan la innovación y la resiliencia de las instalaciones a largo plazo, al ser perturbados por una reducción temporal de la competitividad a corto plazo. Así el mix de CPIs puede apoyar al país a fortalecer su capacidad de innovación y su fuerza económica.
- La señal de precio del mix de CPIs debe ser tanto para las instalaciones como para los consumidores, de manera que motive una reducción de las emisiones y el llegar a soluciones bajas en carbono (tomando en cuenta los riesgos de pérdida de competitividad y de afectación a grupos vulnerables).
- Si se interactúa con el mercado internacional, por ejemplo a través de las compensaciones, es importante que estas se realicen dentro de los acuerdos y reglas internacionales, tomando en cuenta las temáticas de doble contabilidad, ajustes correspondientes y recomendaciones respectivas de los ITMOs.
- Con respecto a las compensaciones se debería poder integrar un porcentaje máximo con compensaciones de otros países, con el fin de integrar el mercado internacional en el mix de CPIs. Sin embargo, es importante que no todas las compensaciones sean realizadas en el extranjero, esto para que una gran parte de las reducciones se realicen en Chile y aumente así la innovación y la resiliencia

del país. Las condiciones y reglas de elegibilidad de las compensaciones extranjeras tienen que ser definidas de manera detallada y corresponder a las exigencias a nivel nacional.

A1 Anexo 1: Tabla de eximiciones al impuesto de Sudáfrica¹⁹

IPCC Code	Activity/Sector	Threshold	Basic tax-free allowance for fossil fuel combustion emissions %	Basic tax-free allowance for process emissions %	Fugitive emissions allowance %	Trade exposure allowance %	Performance allowance %	Carbon budget allowance %	Offsets allowance %	Maximum total allowances %
1	Energy									
1A	Fuel Combustion Activities									
1A1	Energy Industries (including heat and electricity recovery from Waste)									
1A1a	Main Activity Electricity and Heat Production (including Combined Heat and Power Plants)	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A1b	Petroleum Refining	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A1c	Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2	Manufacturing Industries and Construction (including heat and electricity recovery from Waste)		60	0	0	10	5	5	10	90
1A2a	Iron and Steel	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2b	Non-Ferrous Metals	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2c	Chemicals	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2d	Pulp, Paper and Print	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2e	Food Processing, Beverages and Tobacco	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2f	Non-Metallic Minerals	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2g	Transport Equipment	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2h	Machinery	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2i	Mining and Quarrying	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2j	Wood and Wood Products	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2k	Construction	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2l	Textile and Leather	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A2m	Brick manufacturing:	4 million bricks a month	60	0	0	10	5	5	10	90
1A3	Transport									
1A3a	Domestic Aviation	100 000 litres/year	75	0	0	0	5	5	10	95
1A3b	Road Transportation	N/A	75	0	0	0	0	5	10	90
1A3c	Railways	100 000 litres/year	75	0	0	0	0	5	10	90
1A3d	Water-borne Navigation	100 000 litres/year	75	0	0	0	0	5	10	90
1A3e	Other Transportation	N/A	75	0	0	0	0	5	10	90
1A4	Other Sectors (including heat and electricity recovery)									

¹⁹ Act No. 15 of 2019: Carbon Tax Act, 2019. Sudáfrica.

1A4a	Commercial/Institutional	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A4b	Residential	10 MW(th)	100	0	0	0	0	0	0	100
1A4c	Agriculture/Forestry/Fishing/Fish Farms	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A5	Non-Specified (including heat and electricity recovery from Waste)									
1A5a	Stationary	10 MW(th)	60	0	0	10	5	5	10	90
1A5b	Mobile	N/A	60	0	0	10	5	5	10	90
1A5c	Multilateral Operations	N/A	60	0	0	10	5	5	10	90
1B	Fugitive Emissions from Fuels									
1B1	Solid Fuels									
1B1a	Coal Mining and Handling	None	60	0	10	10	5	5	5	95
1B1ai	Underground mines including flaring of drained methane (excluding abandoned mines)	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B1aii	Surface mines	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B1b	Uncontrolled Combustion, and Burning Coal Dumps	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
1B1c	Solid Fuel Transformation									
1B1c1	Coke production processes	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B1c2	Charcoal production processes	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B1c3	Any other solid fuel transformation involving fossil and organic carbon based fuels (e.g. biofuel productions)	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2	Oil and Natural Gas									
1B2a	Oil	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2ai	Venting	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2aii	Flaring	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2aiii	All other	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2b	Natural Gas	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2bi	Venting	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2bii	Flaring	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B2biii	All other	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B3	Other Emissions from Energy Production									
1B3a	Coal-to-liquids processes	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1B3b	Gas-to-liquids processes	none	60	0	10	10	5	5	5	95

1B3c	Gas-to-chemicals processes	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1C	Carbon Dioxide Transport and Storage									
1C1	Transport of CO₂	none	60	0	10	10	5	5	5	95
1C1a	Pipelines	10 000 tons CO ₂ /year	60	0	10	10	5	5	5	95
1C1b	Ships	10 000 tons CO ₂ /year	60	0	10	10	5	5	5	95
1C1c	Other (please specify)	10 000 tons CO ₂ /year	60	0	10	10	5	5	5	95
1C2	Injection and Storage									
1C2a	Injection	10 000 tons CO ₂ /year	60	0	10	10	5	5	5	95
1C2b	Storage	10 000 tons CO ₂ /year	60	0	10	10	5	5	5	95
1C3	Other	N/A	60	0	10	10	5	5	5	95
2	INDUSTRIAL PROCESSES AND PRODUCT USE									
2A	Mineral Industry									
2A1	Cement Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2A2	Lime Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2A3	Glass Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2A4	Other Process Uses of Carbonates		0	70	0	10	5	5	5	95
2A4a	Ceramics	N/A	0	70	0	10	5	5	5	95
2A4b	Other Uses of Soda Ash	N/A	0	70	0	10	5	5	5	95
2A4c	Non Metallurgical Magnesia Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2A4d	Other (please specify)	N/A	0	70	0	10	5	5	5	95
2A5	Other (please specify)	N/A	60	0	0	10	5	5	10	90
2B	Chemical Industry									
2B1	Ammonia Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B2	Nitric Acid Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B3	Adipic Acid Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B4	Caprolactam, Glyoxal and Glyoxylic Acid Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B5	Carbide Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B6	Titanium Dioxide Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B7	Soda Ash Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B8	Petrochemical and Carbon Black Production									
2B8a	Methanol	none	0	70	0	10	5	5	5	95

2B8c	Ethylene Dichloride and Vinyl Chloride Monomer	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B8d	Ethylene Oxide	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B8e	Acrylonitrile	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B8f	Carbon Black	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B8g	Hydrogen Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B9	Fluorochemical Production									
2B9a	By-product Emissions	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B9b	Fugitive Emissions	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2B10	Other (Please specify)	N/A	0	70	0	10	5	5	5	95
2C	Metal Industry									
2C1	Iron and Steel Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C2	Ferrous Alloys Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C3	Aluminium Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C4	Magnesium Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C5	Lead Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C6	Zinc Production	none	0	70	0	10	5	5	5	95
2C7	Other (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2D	Non-Energy Products from Fuels and Solvent Use									
2D1	Lubricant Use	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2D2	Paraffin Wax Use	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2D3	Solvent Use	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2D4	Other (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2E	Electronics Industry									
2E.1	Integrated Circuit or Semiconductor	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2E.2	TFT Flat Panel Display	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2E.3	Photovoltaics	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2E.4	Heat Transfer Fluid	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2E.5	Other (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F	Product Uses as Substitutes for Ozone Depleting Substances									
2F1	Refrigeration and Air Conditioning									
2F1a	Refrigeration and Stationary Air Conditioning	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F1b	Mobile Air Conditioning	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F2	Foam Blowing Agents	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90

2F3	Fire Protection	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F4	Aerosols	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F5	Solvents	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2F6	Other Applications (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G	Other Product Manufacture and Use									
2G1	Electrical Equipment									
2G1a	Manufacture of Electrical Equipment	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G1b	Use of Electrical Equipment	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G1c	Disposal of Electrical Equipment		0	60	0	10	5	5	10	90
2G2	SF ₆ and PFCs from Other Product Uses	N/A								
2G2a	Military Applications	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G2b	Accelerators	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G2c	Other (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G3	N ₂ O from Product Uses	N/A								
2G3a	Medical Applications	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G3b	Propellant for Pressure and Aerosol Products	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G3c	Other (Please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2G4	Other (Please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2H	Other									
2H1	Pulp and Paper Industry	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2H2	Food and Beverages Industry	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
2H3	Other (please specify)	N/A	0	60	0	10	5	5	10	90
3	AGRICULTURE, FORESTRY, AND OTHER LAND USE									
3A	Livestock									
3A1	Enteric Fermentation									
3A1a	Cattle	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1b	Buffalo	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1c	Sheep	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1d	Goats	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1e	Camels	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1f	Horses	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1g	Mules and Asses	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1h	Swine	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A1j	Other (please specify)	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2	Manure Management									
3A2a	Cattle	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100

3A2b	Buffalo	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2c	Sheep	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2d	Goats	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2e	Camels	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2f	Horses	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2g	Mules and Asses	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2h	Swine	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2i	Poultry	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3A2j	Other (please specify)	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B	Land									
3B1	Forest Land									
3B1a	Forest land Remaining Forest Land	100 Hectares of Plantations or Natural forests	100	0	0	0	0	0	0	100
3B1b	Land Converted to Forest Land	100 Hectares of Plantations or Natural forests	100	0	0	0	0	0	0	100
3B2	Cropland									
3B2a	Cropland Remaining Cropland	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B2b	Land Converted to Cropland	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B3	Grassland									
3B3a	Grassland Remaining Grassland	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B3b	Land Converted to Grassland	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B4	Wetlands									
3B4a	Wetlands Remaining Wetlands	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B4b	Land Converted to Wetlands	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B5	Settlements									
3B5a	Settlements Remaining Settlements	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B5b	Land Converted to Settlements	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B6	Other Land									
3B6a	Other Land Remaining Other Land	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3B6b	Land Converted to Other Land	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C	Aggregate Sources and Non-CO₂ Emissions Sources on Land									
3C1	Emissions from Biomass Burning									
3C1a	Biomass Burning in Forest Lands	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100

3C1c	Biomass Burning in Grasslands	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C1d	Biomass Burning in All Other Land	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C2	Liming	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C3	Urea Application	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C4	Direct N ₂ O Emissions from Managed Soils	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C5	Indirect N ₂ O Emissions from Managed Soils	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C6	Indirect N ₂ O Emissions from Manure Management	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C7	Rice Cultivations	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3C8	Other (please specify)	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3D	Other									
3D1	Harvested Wood Products	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
3D2	Other (please specify)	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
4	WASTE									
4A	Solid Waste Disposal									
4A1	Managed Waste Disposal Sites	Receiving 5 tonnes per day or a total capacity of 25000 tonnes	100	0	0	0	0	0	0	100
4A2	Unmanaged Waste Disposal Sites	Receiving 5 tonnes per day or a total capacity of 25000 tonnes	100	0	0	0	0	0	0	100
4A3	Uncategorised Waste Disposal Sites	Receiving 5 tonnes per day or a total capacity of 25000 tonnes	100	0	0	0	0	0	0	100
4B	Biological Treatment of Solid Waste	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
4C	Incineration and Open Burning of Waste									
4C0	Waste — Pyrolysis	100 kg/hour	100	0	0	0	0	0	0	100
4C1	Waste Incineration	1 tonne per hour	60	0	0	10	5	5	10	90
4C2	Open Burning of Waste	N/A	100	0	0	0	0	0	0	100
4D	Wastewater Treatment and Discharge									
4D1	Domestic Wastewater Treatment and Discharge	2 Million litres/day	100	0	0	0	0	0	0	100