

INFORME TÉCNICO

“Integrando el Cambio Climático en el Sistema Nacional de Inversión Pública de Chile”

Poch Ambiental S.A.

30 de noviembre de 2016

Proyecto apoyado por:



British Embassy
Santiago

RECONOCIMIENTOS

Este proyecto fue apoyado por el Fondo de Prosperidad de la Embajada Británica y desarrollado por la empresa Poch Ambiental en conjunto con Ricardo Energy & Environment.

Agradecemos a los profesionales que aportaron su experiencia y realizaron valiosas contribuciones durante el desarrollo de este estudio, en especial a las contrapartes técnicas:

Viviana Espinoza, Ministerio de Desarrollo Social
Eduardo Koffmann, Ministerio de Desarrollo Social
Evelyne Medel, Ministerio de Obras Públicas
Pamela Santander, Ministerio de Obras Públicas
Mauricio Lavín, Ministerio de Obras Públicas
Felipe Osses, Ministerio del Medio Ambiente
Heather Goodale, Embajada Británica
Freddy Torrealba, Embajada Británica

Además, se agradece a cada uno de los profesionales entrevistados de las distintas áreas de interés por su disposición y ayuda prestada para el cumplimiento de los objetivos del proyecto, en especial:

Hugo Vásquez, Ministerio de Desarrollo Social
Alejandro Ríos, Ministerio de Desarrollo Social
Ariel Bobadilla, Universidad del Bío Bío
María Miranda, Dirección Obras Hidráulicas - MOP
Alfonsina Cortés, Dirección Obras Hidráulicas - MOP
Viviana Vergini, Subgerente de Planificación y Estudios- Grupo EFE
Alejandro Rivas, Analista MDS nivel central
Rubén Triviño, Área Metodológica y Datos – SECTRA
Valeria Tapia, Área Metodológica y Datos – SECTRA
Domingo Kauak, Jefe de Proyectos - Gerencia de Planificación y Estudios- Grupo EFE
Denisse Estay, Gerencia de Planificación y Estudios – Grupo EFE
Héctor Poblete, Departamento de Programas y Proyectos Interurbanos – Vialidad MOP

Ximena Krause, Departamento de Planes de Infraestructura Vial – Vialidad MOP
José Meléndez, Dirección de Vialidad – MOP
Daniela Latrach, Analista Departamento de Medio Ambiente y Territorio Dirección de Vialidad – MOP
Viviana Espinoza, Jefa Departamento de Metodologías – MDS
Eduardo Koffman, Departamento de Metodologías - MDS
Fernando Cartes, Jefe División Evaluación Social de Inversiones – MDS
Mauricio Jelves, Arquitecto Jefe Departamento Planificación y Control Estratégico Dirección de Aeropuertos – MOP
Paola Pérez, Jefa de Planificación de Inversiones en Dirección de Aeropuertos – MOP
Juan Carmona, Dirección de Aeropuertos – MOP
Pamela Santander, Jefa Unidad Gestión Ambiental SEMAT – MOP
Heather Goodale, Climate and Green Growth Officer- Embajada Británica
Freddy Torrealba, Projects Coordinator- Embajada Británica
Evelyne Medel, Coordinadora Ambiental SEMAT – MOP
Mauricio Lavín, Secretario Ejecutivo de Medio Ambiente y Territorio DGOP, MOP-SEMAT
Jenny Mager, Coordinadora de Mitigación - Departamento de Cambio Climático MMA
Maritza Jadrijevic, Encargada de Política Nacional de Cambio Climático – MMA
Felipe Osses, Negociador Internacional – MMA
Margarita Cordaro, Jefa Subdepto. Eficiencia Energética División Edificación Pública – MOP Arquitectura
Leonardo Lillo, División Edificación Pública- MOP Arquitectura
Marcelo Concha, Profesional División Edificación Pública - MOP Arquitectura
Oriana Solís, Coordinadora Cambio Climático Dirección de Arquitectura – MOP Arquitectura
James Harries, Consultant- Ricardo Energy & Environment
Gabriela Moya, Finance Strategy of Chile – E3G

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto “Integrando el cambio climático en el Sistema Nacional de Inversiones de Chile” desarrollado por las empresas Poch y Ricardo Energy & Environment, apoyado por la Embajada Británica de Santiago, y bajo el mandato de tres Ministerios participantes, a saber, el Ministerio de Desarrollo Social, el Ministerio de Obras Públicas y el Ministerio del Medio Ambiente, tiene por objetivo apoyar la inclusión de la externalidad negativa (o positiva) que generan las emisiones (o reducciones) de gases de efecto invernadero y su respectiva valoración económica, en la evaluación socioeconómica de la inversión pública en Chile.

El Sistema Nacional de Inversiones de Chile tiene por objetivo contribuir a mejorar la calidad de la inversión pública nacional, mediante la asignación de los recursos públicos a iniciativas que generan mayor bienestar a la sociedad, medido a través de una mayor rentabilidad social y económica de acuerdo a estándares técnicos, y en conformidad con los lineamientos de las políticas de Gobierno (Ministerio de Desarrollo Social, 2015). El Sistema Nacional de Inversiones rige el proceso de inversión pública y comprende metodologías, estándares y procedimientos que guían la formulación, implementación y evaluación de iniciativas de inversión pública.

En 2013 la División de Evaluación Social de Inversiones del Ministerio de Desarrollo Social realizó una estimación de un precio social de carbono con el objetivo de incorporar dentro de la evaluación el costo (o beneficio) social que tiene aumentar (o disminuir) las emisiones de gases de efecto invernadero de un determinado proyecto. La metodología seleccionada para estimar el precio social del carbono consistió en utilizar el precio de mercado como proxy arrojando valores de US\$4,05/tCO₂ para el año 2013, y US\$8,44/tCO₂ para el año 2015. Sin embargo, el precio del mercado del carbono actual fracasa en reflejar el real valor de la tonelada de dióxido de carbono transada debido a que dicho mercado no es competitivo y posee restricciones en su oferta y demanda. Por otro lado, la única metodología de evaluación social de proyectos que incorpora de manera explícita el beneficio por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es la de transporte ferroviario. Actualmente no existe una directriz transversal que incentive a los gestores y formuladores de proyecto a estimar el impacto positivo o negativo que generan los respectivos proyectos en las emisiones de gases de efecto invernadero, y por lo tanto no se observa una aplicación intensiva del precio social de carbono publicado por el Ministerio de Desarrollo Social. Esto se suma a que el actual precio es bajo en comparación con precios sociales utilizados por otros países, por lo que su impacto en la evaluación de proyectos podría ser marginal.

El contexto nacional, relacionado con los esfuerzos del Ministerio de Desarrollo Social de incorporar un precio social de carbono en la evaluación socio económica de proyectos, se suma a un contexto internacional histórico relacionado con cambio climático. En

diciembre de 2015 en París, 195 países se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de temperatura del planeta por debajo de 2°C, e incluso por debajo de los 1,5°C. El 05 de octubre de 2016 se lograron los requisitos mínimos de ratificación para la entrada en vigor del Acuerdo de París bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, por lo que el Acuerdo entró en vigor el 04 de noviembre de 2016. Esto demuestra el compromiso político de todos los países del mundo de actuar con urgencia para frenar el cambio climático.

Bajo el Acuerdo de París, los países son responsables de tomar acción y reportar el progreso de sus acciones. Los países presentaron sus mejores esfuerzos a través de "contribuciones determinadas a nivel nacional" y poseen la obligación de implementar dichas contribuciones y reportar el avance de las mismas. Los países revisarán sus compromisos al alza cada cinco años, con la idea de ir aumentando la ambición en el tiempo para asegurar que se alcanza el objetivo del Acuerdo. Esto debido a que las metas de mitigación agregadas de todos los países no son suficientes para mantener la trayectoria de temperatura por debajo de los 2°C.

Chile presentó su contribución nacional determinada en septiembre de 2015 (Gobierno de Chile, 2015) la que incluye compromisos sobre mitigación, adaptación, construcción y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia de tecnologías, y financiamiento, materias que son continuamente evaluadas e impulsadas por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA). En materia de mitigación Chile se compromete al 2030, a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. Condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales, el país se compromete al 2030 a aumentar su reducción de emisiones de CO₂ por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución entre 35% a 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

Bajo dicho contexto nacional e internacional el Ministerio de Desarrollo Social, responsable del Sistema Nacional de Inversiones, tiene la voluntad de contribuir con los esfuerzos de mitigación del país mediante la realización de cambios en la evaluación de las inversiones públicas. Por otro lado, el Ministerio de Obras Públicas está desarrollando un Plan de Acción para el Cambio Climático que incluirá la mitigación como una prioridad. El Ministerio de Obras Públicas se encuentra en proceso de analizar la factibilidad de incorporar medidas que reduzcan gases de efecto invernadero y para ello, se encuentra evaluando metodologías que permitan la incorporación de medidas de eficiencia, incluidas las ERNC, en el diseño tanto de la infraestructura y edificación pública, que ejecuta dicho Ministerio. Además de analizar mecanismos de contabilidad para sistematizar el aporte

que desde este Ministerio se realiza al compromiso internacional en materia de mitigación al cambio climático, comentado en los párrafos anteriores. Así, surge este proyecto que tiene por objetivos específicos proponer una nueva metodología de cuantificación de un precio social de carbono para Chile, calcular el precio social de carbono con la metodología propuesta y realizar un ejercicio de validación en cinco proyectos representativos bajo el Sistema Nacional de Inversiones.

Las principales actividades realizadas para lograr dichos objetivos consistieron en: recopilación de información, antecedentes y experiencias internacionales, análisis del Sistema Nacional de Inversiones, entrevistas con los actores relevantes, propuesta metodológica para la actualización del precio social de carbono, validación de la propuesta metodológica con los ministerios involucrados, cálculo del precio sombra a partir de la mejor información disponible, calibración mediante la aplicación del precio social de carbono en proyectos representativos del Ministerio de Obras Públicas, y difusión de los resultados finales.

Conforme a la revisión de conceptos y metodologías de cuantificación de costos sociales y precios sombra, se propone seguir el modelo de Reino Unido y estimar un precio de sombra de carbono a partir de la disposición de Chile de reducir, y por ende de pagar, emisiones de gases de efecto invernadero conforme a su meta de mitigación bajo el Acuerdo de París, denominada “contribución nacional determinada”. De este modo, se propone estimar el precio sombra a partir del análisis de los costos marginales de abatimiento de dióxido de carbono que permiten cumplir con las metas de mitigación de Chile incondicionales y condicionadas a financiamiento bajo el Acuerdo de París. El análisis de los costos marginales de abatimiento para Chile deriva de la mejor información disponible a la fecha, que consiste en los resultados del proyecto MAPS Chile. Los resultados del análisis arrojan un precio social de carbono que corresponde a 32,5 [USD/ton CO₂] con un rango de sensibilidad entre 20,2 [USD/ton CO₂] y 43,2 [USD/ton CO₂].

El precio social de carbono puede incorporarse a las evaluaciones de política y de inversión de la misma manera que cualquier otro costo o beneficio. Es relevante que sea incorporado de manera coherente en todos los análisis para apoyar la toma de decisiones. Esto se aplica claramente cuando se elige entre medidas alternativas de reducción de emisiones, pero también es posible aplicarlo en todas las evaluaciones de proyectos que tienen un impacto significativo en las emisiones de gases de efecto invernadero.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
ÍNDICE DE CONTENIDO	7
ACRÓNIMOS	10
1 INTRODUCCIÓN	11
2 PRECIO SOCIAL DE CARBONO	13
2.1 Conceptos	13
2.1.1 Costo social de carbono.....	13
2.1.2 Precio sombra de carbono	14
2.2 ¿Qué metodología usa Reino Unido?	15
2.2.1 Valores futuros de costo social del carbono y precio sombra de carbono	18
2.2.2 Análisis de sensibilidad	22
2.3 ¿Qué metodología usa Chile desde 2013?	23
2.3.1 Comentarios al caso de Chile.....	24
2.4 ¿Cuál es la propuesta metodológica para Chile?.....	26
2.4.1 Acuerdo de París.....	26
2.4.2 Contribución nacionalmente determinada de Chile	27
2.4.3 Intensidad de emisiones histórica	28
2.4.4 MAPS Chile.....	29
2.4.5 Análisis de los escenarios de MAPS Chile	31
2.4.6 Curva de costo abatimiento marginal	33
2.4.7 Cálculo del precio sombra	37
2.5 QUÉ – ¿Cuál es el precio sombra de carbono propuesto para Chile?.....	45
2.6 Frecuencia de actualización del precio social	46
3 SISTEMA NACIONAL DE INVERSIÓN PÚBLICA DE CHILE	47

3.1	CUÁNDO - ¿En qué etapa del ciclo de vida de un proyecto de inversión pública se propone aplicar el precio sombra?.....	47
3.2	CUÁLES - ¿En qué obras del MOP podría aplicarse un precio social de carbono? 49	
3.3	CÓMO - ¿Cómo se incluye el precio sombra de carbono en la evaluación socio económica? ¿Cuáles son las metodologías vigentes que deberían usarlo?	50
3.3.1	Agua potable rural (APR)	52
3.3.2	Edificación pública	55
3.3.3	Transporte - Vialidad	59
3.3.4	Transporte Ferroviario.....	62
3.3.5	Estandarización del cálculo de gases de efecto invernadero.....	63
3.4	QUIÉN - ¿Cuáles son los actores que deberán aplicar el precio sombra de carbono?.....	65
4	CALIBRACIÓN: APLICACIÓN DE PRECIO SOCIAL A PROYECTOS REPRESENTATIVOS	66
4.1	Agua potable rural: Instalación de un sistema APR en localidad de Quillahua.....	66
4.2	Vialidad: Mejoramiento ruta I-320-H	69
4.3	Edificio público: Construcción edificio institucional Parque Metropolitano de Santiago	72
4.4	Ferrovial pasajeros y carga	75
4.4.1	Ferrovial pasajeros: Construcción ferrocarril entre Batuco – Malloco.....	75
4.4.2	Ferrovial carga 1: Traslado de mineral de hierro entre Los Colorados y Planta de pellets Huasco	77
4.4.3	Ferrovial carga 2: Agrupación de proyectos red norte evaluado en informe elaborado para la Subsecretaría de Transportes	79
5	SEMINARIO DE DIFUSIÓN	82
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
7	BIBLIOGRAFÍA	88
8	ANEXOS.....	90
8.1	Medidas asociadas al escenario ERNC.....	90

8.2	Listado de actores entrevistados	93
8.3	Listado de actores invitados al seminario de difusión.....	94

ACRÓNIMOS

APR	Agua Potable Rural
BAU	Business as Usual
CAE	Costo anual equivalente
CCC	Committee on Climate Change
CER	Certified Emission Reduction
DECC	Department of Energy & Climate Change
ECSE	Eficiencia y Costes Sociales en Edificios
EEX	European Energy Exchange
EFE	Empresa de los Ferrocarriles del Estado
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
EU ETS	European Union Emission Trading System
EUA	European Union Allowance
GEI	Gases de efecto invernadero
IAM	Modelo de evaluación integrada
IRI	Indice de Regularidad Internacional
MACC	Mitigation Abatement Cost Curve
MAPS	Mitigation Action Plans and Scenarios
MDL	Mecanismo Desarrollo Limpio
MDS	Ministerio de Desarrollo Social
MMA	Ministerio del Medio Ambiente
MOP	Ministerio de Obras Públicas
NDC	Nationally Determined Contribution
PIB	Producto Interno Bruto
PMR	Partnership for Market Readiness
SECTRA	Secretaría de Planificación de Transporte
SEMAT	Secretaría Ejecutiva de Medio Ambiente y Territorio
SNI	Sistema Nacional de Inversiones
tCO ₂	toneladas de dióxido de carbono equivalentes
UTCUTS	Uso de la Tierra Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura
VAC	Valor actual de costos
VAN	Valor actual neto

1 INTRODUCCIÓN

Para integrar un precio social de carbono en la evaluación socio-económica de inversiones públicas es necesario comprender los conceptos relacionados con costo social de las emisiones de gases de efecto invernadero, que se refiere al daño que causan las emisiones, así como otros conceptos económicos como es el precio sombra de carbono. En este reporte el concepto precio social se usa indistintamente al concepto de precio sombra, principalmente debido a que es el lenguaje utilizado por el Ministerio de Desarrollo Social.

Así, este proyecto realiza una definición de conceptos y revisión de la experiencia de Reino Unido para luego determinar cómo dichos conceptos se pueden alinear a las metodologías y marco normativo del Sistema Nacional de Inversiones de Chile. Luego, se realiza una propuesta metodológica para actualizar el precio social de carbono, bajo la cual se identifican variables críticas y se define cuándo y cómo se debiera aplicar el precio social en la evaluación socio económica de proyectos.

Este estudio se enfoca en la evaluación ex-ante del Sistema Nacional de Inversiones, en la etapa de pre-inversión del proyecto para que los gestores y formuladores de proyectos consideren la cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero y que los evaluadores cuenten con directrices de cuantificación de los impactos de las emisiones de carbono de los proyectos. Así, el proyecto hace un análisis sobre cuáles son las tipologías de proyecto bajo las cuales sería posible aplicar un precio social de carbono y se realiza una calibración en proyectos representativos del Ministerio de Obras Públicas para analizar el impacto del precio social de carbono.

Adicionalmente el equipo consultor considera relevante la estandarización del cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero con y sin la situación de proyecto, para lo cual se desarrolla un documento que incluye todas las variables críticas para la cuantificación de las emisiones, con el objetivo que los gestores, formuladores y evaluadores del Sistema Nacional de Inversiones trabajen de forma consistente con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile.

El marco conceptual de trabajo del proyecto se presenta en la siguiente figura.

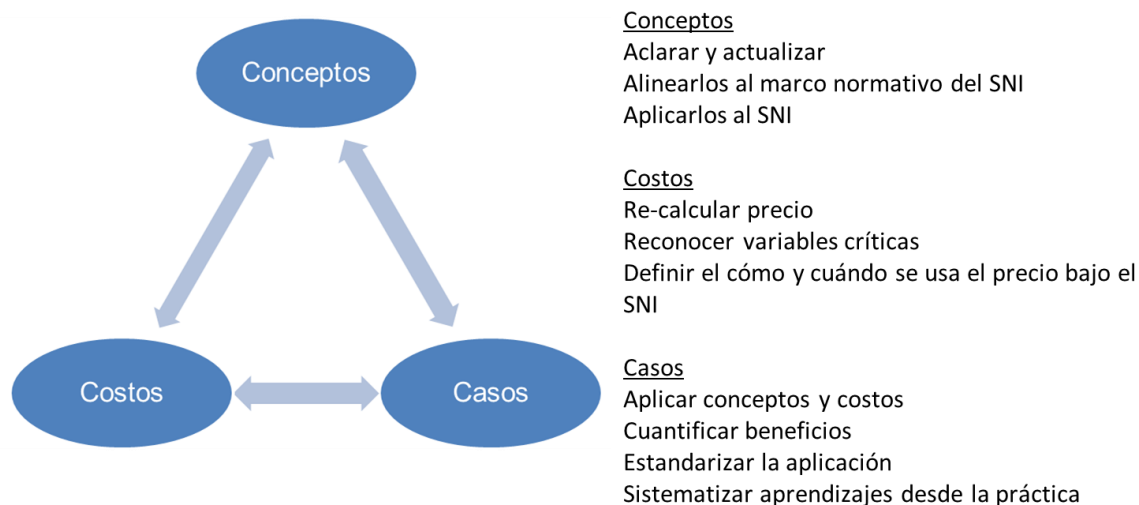


Figura 1: Marco conceptual de trabajo¹

Por último, cabe destacar que el desarrollo de este proyecto se efectuó en estrecha colaboración con el Departamento de Metodologías del Ministerio de Desarrollo Social y la Secretaría Ejecutiva de Medio Ambiente y Territorio del Ministerio de Obras Públicas. Se realizaron reuniones periódicas de coordinación además de reuniones de trabajo específicas con diversas direcciones del Ministerio de Obras Públicas las que se detallan en el Anexo 8.2.

¹ Adaptado del proyecto (BMUB/GIZ, 2015).

2 PRECIO SOCIAL DE CARBONO

2.1 Conceptos

2.1.1 Costo social de carbono

El costo social del carbono mide el costo global actual de una unidad incremental de carbono² emitida ahora, sumando los costos globales de los daños que impone en la totalidad de su tiempo en la atmósfera. Mide la magnitud de la externalidad que debe ser incorporada en las decisiones sobre política e inversión pública (Defra, 2007). En teoría, este costo señala cuánto estaría dispuesto a pagar la sociedad hoy para evitar un daño futuro causado por una tonelada de carbono adicional. Por ejemplo, un costo social de €7,61 por tonelada de CO₂ significa que, emitir una tonelada adicional de carbono hoy, tiene el mismo impacto en el bienestar esperado de la sociedad como la reducción del consumo de un consumidor en €7,61.

Debido a que el daño causado por cada unidad adicional de carbono en la atmósfera depende de la concentración de carbono en la atmósfera hoy y en el futuro, el costo social del carbono depende de las emisiones actuales y de la trayectoria de emisiones futuras.

El costo social del carbono es conceptualmente diferente de:

- El precio de mercado de carbono - que refleja el valor de los derechos de emisión que están en el mercado, dadas las restricciones en la oferta y la demanda, y
- El costo marginal de reducción o abatimiento - que refleja el costo de reducción de las emisiones (en lugar de los daños impuestos por la emisión).

Bajo ciertos supuestos, los tres valores serían iguales. Por ejemplo, si el mercado de carbono cubre todas las emisiones y es competitivo, el precio de mercado sería igual al costo marginal de reducción para una determinada meta de reducción (Defra, 2007). Sin embargo, este no es el caso actualmente.

Desde una perspectiva económica, el objetivo de estabilización óptimo estaría en el nivel de concentración de carbono en que el costo social es igual al costo marginal de abatimiento necesario para incentivar la reducción de emisiones para lograr el objetivo. Si el costo marginal de abatimiento para lograr un determinado objetivo es menor que el costo social para este objetivo, entonces sería rentable disminuir aún más, y un objetivo de estabilización más bajo (con mayores reducciones) debe ser elegido (Defra, 2007).

² En este documento, al referirnos a carbono, nos referimos a dióxido de carbono o a una cantidad equivalente de otros gases de efecto invernadero, usando la equivalencia del potencial de calentamiento global.

La evaluación del costo social de carbono requiere de un modelo de evaluación integrada (IAM) que combina un modelo económico global y un modelo del sistema físico del clima. Un componente central de este acoplamiento es la especificación de los daños que traduce los resultados del clima físico (en la práctica, principalmente cambios en la temperatura) en efectos sobre el bienestar humano. Idealmente, las especificaciones de daños deben ser lo más completas posibles y consistentes con los mejores resultados disponibles de evaluaciones detalladas de vulnerabilidades, impactos y adaptación (Kopp, 2012).

En principio, se podría utilizar el concepto de costo social de carbono para la evaluación de políticas nacionales e internacionales. Sin embargo, existen dos dificultades para adoptar este enfoque en la práctica: i) en primer lugar, la trayectoria de estabilización en la que se encuentra el mundo no puede ser controlada únicamente por un país, sino que es una función de las emisiones mundiales. Por lo tanto, esto implica hacer supuestos sobre las acciones de otros países; ii) en segundo lugar, existe una considerable incertidumbre en la modelación de los costos sociales asociados a un objetivo particular de estabilización y no hay garantía de que este valor sea suficiente para incentivar la reducción necesaria para alcanzar ese objetivo (Defra, 2007).

2.1.2 Precio sombra de carbono

Considerando las dificultades que posee la estimación de un costo social de carbono, debido a que la trayectoria mundial de emisiones no depende de un solo país por lo que proyectar la trayectoria mundial incluye muchos supuestos, sumado a las imperfecciones del mercado del carbono, surge el enfoque del precio sombra de carbono.

El término económico precio sombra se refiere al valor monetario de costos difíciles de calcular. El origen de estos costos suele deberse a una externalidad. El precio sombra puede entenderse como el costo de las decisiones tomadas en el margen sin tener en cuenta el costo total. En un enfoque empresarial, un precio sombra es el precio máximo que la empresa está dispuesta a pagar por una unidad adicional de un recurso limitado dado. En el caso de este proyecto, el cálculo del precio sombra puede proporcionar a los tomadores de decisiones valores sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Por ejemplo, si se restringe la cantidad de dióxido de carbono que se puede emitir a la atmósfera, el precio sombra dirá cuánto debería estar dispuesto a pagar por una tonelada adicional de dióxido de carbono emitida a la atmósfera.

En este caso, un precio sombra de carbono está basado en el rango de emisiones que Chile está dispuesto a reducir, lo que se ve reflejado en el compromiso técnico-político de Chile de reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) bajo el Acuerdo de París. De este modo, el precio sombra permite reflejar el ambiente político actual multilateral y nacional, junto con el contexto tecnológico actual, en lugar del costo social que determina

solamente nuestro entendimiento del daño causado por el cambio climático. La versatilidad del precio sombra permite compatibilizar las decisiones de inversión pública con las metas y compromisos de Chile frente a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

2.2 ¿Qué metodología usa Reino Unido?

En 2002 el Reino Unido introdujo un costo social de carbono para su uso en la evaluación de políticas en toda la Administración. Se basa en el consejo³ del Servicio Económico del Gobierno del Reino Unido, que recomienda los valores dentro del rango de £ 35-140 tC, que equivale a £ 9-38 tCO₂ (US\$ 11 - 47/tCO₂ aproximadamente).

Alrededor de 2005, el gobierno del Reino Unido llevó a cabo una revisión de la forma en que se aplicó el costo social de carbono, y desarrolló varios estudios al respecto. Uno de estos estudios fue el de AEA Technology⁴ que examina en detalle los enfoques metodológicos del uso de estimaciones de costo social de carbono en la evaluación de políticas. A partir de este estudio, los siguientes aspectos son útiles para nuestro trabajo:

- El estudio identifica los usos y valores de costo social de carbono en todos los departamentos gubernamentales a través de una serie de entrevistas. En total 12 ejemplos se destacan en 6 departamentos. El Departamento de Transportes hizo el mayor uso - cuatro en total. A través de todos los usos se consideran las siguientes categorías:
 - Inversión de energía y programas de gestión de activos (evaluación de proyecto),
 - Evaluación del impacto normativo y el análisis de costos y beneficios de las políticas,
 - Establecimiento de instrumentos económicos,
 - Los objetivos o metas de sostenibilidad a largo plazo.
- Se ha identificado un amplio rango de valores, entre 0 y £ 140 £ / tC (Equivale a £ 0-38 tCO₂ (US\$ 0 - 47/tCO₂ aproximadamente). Rangos o sensibilidades son aplicados.
- El estudio analizó el uso del costo social de carbono en otros países y se encuentran ejemplos en especial para la evaluación de proyectos de energía.

³ Fuente: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130129110402/http://www.hm-treasury.gov.uk/media/5/F/SCC.pdf>

⁴ Fuente: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243816/aeat-scc-report.pdf

- En general, el informe es muy completo y ofrece un panorama útil para el presente proyecto, especialmente respecto de la definición del costo social de carbono y su uso en la práctica.

En 2007, el gobierno se alejó del costo social de carbono y adoptó el precio sombra del carbono en la evaluación de políticas, basándose en las recomendaciones de la revisión de 2005. Como explica el informe⁵, la razón de esto era que el costo social de carbono es muy incierto y se basa únicamente en el daño, mientras que el precio sombra de carbono se define para tener en cuenta los costos para alcanzar el objetivo global de estabilización de gases de efecto invernadero y los factores que afectan a la disposición del Reino Unido para pagar por ello. Por lo tanto, incorpora la política y los aspectos tecnológicos en la metodología. En 2007 se adoptó un precio sombra de £ 25 /tCO₂e (US\$ 31 /tCO₂ aproximadamente) con un rango de sensibilidad de +20% / - 10%.

El enfoque se cambió aún más en 2009⁶. Continuando con el reconocimiento de la incertidumbre en el costo social de carbono y el deseo de valorar el carbono en la evaluación de políticas de acuerdo al costo de la reducción de emisiones necesario para cumplir con un objetivo de reducción de emisiones definido, se adoptó el enfoque basado en los costos de reducción. El Reino Unido era parte del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) y por lo tanto adoptó el precio de carbono transado consistente con dicho sistema, y un precio no-transado para los otros sectores fuera del sistema. La idea era que en el largo plazo estos precios convergerían. El concepto de costo social de carbono no se abandonó por completo. Permaneció un factor importante en los objetivos globales de estabilización y los objetivos de reducción de emisiones asociadas. Estos a su vez informan a los objetivos de la política (como el límite de emisiones del Sistema de Emisiones Transables de la Unión Europea) que informa el costo de abatimiento empleado en la evaluación de políticas.

Para evaluar las políticas que reducen o aumentan las emisiones en los sectores cubiertos por el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, se utiliza un "precio de carbono transado". Dicho precio se basa en estimaciones del precio futuro de los permisos de emisión de la Unión Europea (EUA) y, a más largo plazo, en las estimaciones de los futuros precios mundiales del mercado del carbono. Para evaluar las políticas que reducen

⁵ Fuente:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243825/background.pdf

⁶ Fuente:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/245334/1_20090715105804_e___carbonvaluationinukpolicyappraisal.pdf

o aumentan las emisiones en sectores no cubiertos por el EU ETS (el "sector no transado"), se utilizará un "precio de carbono no transado", basado en estimaciones del coste marginal de reducción (MAC) necesario para alcanzar un objetivo específico de reducción de emisiones. A más largo plazo (2030 en adelante) en consonancia con el desarrollo de un mercado mundial del carbono más completo, los precios transados y no transados del carbono convergerán en un único precio del carbono (Department of Energy and Climate Change UK, 2009).

De este modo, los nuevos valores⁷ son los siguientes (Department of Energy and Climate Change UK, 2009):

- Un precio de carbono transado corto plazo de \$US 40 tCO₂e en 2020, con un rango de \$US 23- \$US 50 tCO₂e.
- Un precio de carbono no transado a corto plazo de US\$ 97 tCO₂e en 2020, con un rango de +/- 50%.
- Un precio transado a largo plazo de carbono con un valor de:
 - \$US 97 tCO₂e en 2030, con un rango de +/- 50%.
 - \$US 323 tCO₂e en 2050, con un rango de +/- 50%.
- La interpolación lineal se utiliza para formar una serie de precios entre 2020 y 2030, y 2030 y 2050.

En una actualización posterior, en 2012⁸, el precio transado fue revisado para incluir el reconocimiento del precio de mercado, ya que el precio de mercado (por ejemplo, los contratos de futuros en el marco del EU ETS) es un factor en las expectativas sobre los objetivos futuros en lugar de sólo los fundamentos de los costos de abatimiento. Los cambios posteriores en los valores transados han sido menos significativos en términos metodológicos, e incluye actualizaciones de nuevos datos o mejoras en la forma en que los precios se utilizan en los modelos.

¿Cómo se usó el costo social y el precio de mercado como referencia para la definición del precio sombra en Reino Unido?

El costo social de carbono que informa el precio sombra de carbono debe basarse en un objetivo de estabilización de gases de efecto invernadero. En Reino Unido se planteó que el objetivo de estabilización debía ser de 550 ppm de CO₂e, lo que responde a la siguiente argumentación:

⁷ Valores actualizados al valor del USD 31/12/2009 : 1,6135 USD/lb

⁸ Fuente: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/245385/6667-update-short-term-traded-carbon-values-for-uk-publ.pdf

- 550 ppm CO₂e está dentro del intervalo del informe Stern,
- 550 ppm CO₂e es el extremo superior del rango, pero esto conduce a un mayor costo social de carbono (más daño). Por lo tanto, un objetivo mayor de estabilización corresponde a un costo social de carbono más conservador,
- Emisiones del Reino Unido son pequeñas por lo que no tiene sentido para el Reino Unido de adoptar un enfoque basado en una meta de estabilización diferente,
- El Informe Stern implicaba un costo social del carbono de US\$ 30 / t CO₂ en el año 2000 para la estabilización a 550 ppm, por lo que este fue el valor aplicado. Se hicieron ajustes para los tipos de cambio, el aumento de costos de los daños y la disposición a pagar en el futuro.

Por otro lado, el precio transado se basa en lo siguiente:

- En el corto plazo se deriva de las expectativas de precio en el Sistema de Emisiones Transables de la Unión Europea, que a su vez se deriva del límite de emisiones y los costos de abatimiento. Se consideraron los precios del mercado a plazo y el precio resultante de modelos, pero se decidió utilizar exclusivamente el precio de los modelos porque los precios del mercado pueden ser volátiles y no están disponibles durante muchos años.
- El precio de largo plazo también se basa en modelaciones para alcanzar los objetivos de estabilización. Si bien es diferente del costo social de carbono, se puede observar que hay similitudes en tanto que se derivan de las hipótesis sobre futuras trayectorias hacia la estabilización de CO₂.

2.2.1 Valores futuros de costo social del carbono y precio sombra de carbono

A continuación, se presentan los valores que Reino Unido utiliza para diferentes formulaciones de costo social de carbono y precio sombra de carbono y cómo se aplican para los años futuros. Se describen los principales supuestos utilizados en diferentes momentos en el Reino Unido.

El enfoque del 2002 para el cálculo del costo social de carbono en Reino Unido deriva de los siguientes supuestos:

- La literatura sobre costo social de carbono indicó una amplia gama de valores durante períodos de tiempo diferentes, lo que refleja la incertidumbre subyacente en la evaluación de los impactos. El enfoque adoptado refleja la metodología del estudio que pareció el más sofisticado y cuyos supuestos parecía disfrutar del mayor apoyo Eyre et al (1999).
- El descuento se aplica a los daños marginales futuros para reflejar dos factores: (i) que la sociedad actual pone un valor más bajo a los impactos futuros, y (ii) se espera que los futuros consumidores tengan ingresos más altos por lo que valorarán como menores los costos económicos asociados al cambio climático.

- Bajo estos supuestos se utilizó un valor base de £70 /tC para el año 2000.
- Este valor era ampliamente consistente con el nivel de esfuerzo para el Reino Unido para cumplir con sus compromisos internacionales.
- Se espera que el costo social de carbono aumente con el tiempo debido a los mayores costos de los daños como resultado del aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera y de mayores ingresos futuros. Como consecuencia, el valor se incrementó en aproximadamente £ 1 tC por año en términos reales.
- En reconocimiento de la incertidumbre, un rango de sensibilidad de £ 35 / tC a 140 £ / tC también fue identificado, con estos dos valores también incrementados en £ 1tC por año.

El enfoque de 2007 para el cálculo del precio sombra de carbono en Reino Unido deriva de los siguientes supuestos:

- El precio sombra de carbono es consistente con el logro de una meta de estabilización de 550 ppm CO₂e. Se basó en el análisis de Stern que deriva de un costo social de carbono de US\$ 30 / tCO₂e en 2000, por el daño asociado a ese objetivo de estabilización.
- Por lo tanto, muchas suposiciones importantes detrás del precio sombra de carbono son los que sustentan el valor de Stern.
- El valor US\$ 30 / tCO₂e fue convertido en la moneda del Reino Unido dividiendo por la tasa de cambio a largo plazo \$ / £ de 1,61, dando un precio de £19/tCO₂ o £68/tC para el año 2000.
- Luego se ajusta por el PIB anual hasta el año 2007.
- El rango de sensibilidad considerado es de + 20% / -10%.
- Los valores futuros se expresan en los precios reales (2007) y se obtienen a partir de un aumento del 2% por año para tener en cuenta el aumento de costos de los daños marginales.

Por último, el precio de mercado de carbono del 2009 se basa en los valores comercializados y no comercializados, que se derivan de los modelos. Se utilizan los resultados para el año 2020, 2030 y 2050 con la interpolación de fechas intermedias. Los precios se obtuvieron mediante el análisis de los resultados de un gran número de modelos. Un punto importante a destacar es que se usaron aquellas corridas de modelos que eran consistentes con los niveles de estabilización de 460-480ppm, que consistía en el objetivo de política de Reino Unido en ese entonces.

Tabla 1: Valores de carbono del Reino Unido – Costo Social de Carbono y Precio Sombra de Carbono

Carbon cost parameter	Social Cost of Carbon			Shadow Price of Carbon
	2002			2007
Year of policy study reference	£/tC in 2000 values			£/tCO2 in 2007 values
Basis for cost data	Approached based on £1/tC annual increments - no limit on future validity stated			Approach based on 2% annual increase to 2050
Other notes	Central value	Low sensitivity value	High sensitivity value	Central value
2000	70	35	140	18.6
2001	71	36	141	19.3
2002	72	37	142	20.1
2003	73	38	143	21.2
2004	74	39	144	22.2
2005	75	40	145	23.3
2006	76	41	146	24.3
2007	77	42	147	25.5
2008	78	43	148	26.0
2009	79	44	149	26.5
2010	80	45	150	27.0
2011	81	46	151	27.6
2012	82	47	152	28.1
2013	83	48	153	28.7
2014	84	49	154	29.2
2015	85	50	155	29.8
2016	86	51	156	30.4
2017	87	52	157	31.0
2018	88	53	158	31.6
2019	89	54	159	32.3
2020	90	55	160	32.9
2021	91	56	161	33.6
2022	92	57	162	34.3
2023	93	58	163	34.9
2024	94	59	164	35.6
2025	95	60	165	36.4
2026	96	61	166	37.1
2027	97	62	167	37.8
2028	98	63	168	38.6
2029	99	64	169	39.4
2030	100	65	170	40.1
2031	101	66	171	40.9
2032	102	67	172	41.8
2033	103	68	173	42.6
2034	104	69	174	43.4
2035	105	70	175	44.3
2036	106	71	176	45.2
2037	107	72	177	46.1
2038	108	73	178	47.0
2039	109	74	179	48.0
2040	110	75	180	48.9
2041	111	76	181	49.9
2042	112	77	182	50.9
2043	113	78	183	51.9
2044	114	79	184	53.0
2045	115	80	185	54.0
2046	116	81	186	55.1
2047	117	82	187	56.2
2048	118	83	188	57.3
2049	119	84	189	58.5
2050	120	85	190	59.6

Tabla 2: Valores de carbono del Reino Unido - Precio de mercado (£ / tCO2e)

2009 €	Traded			Non traded			Damage cost
	Low	Central	High	Low	Central	High	
2008	12	21	26	25	50	75	27
2009	12	21	27	25	51	76	28
2010	12	22	27	26	52	78	28
2011	12	22	27	26	52	79	29
2012	13	22	28	27	53	80	29
2013	13	23	28	27	54	81	30
2014	13	23	29	27	55	82	31
2015	13	23	29	28	56	84	31
2016	13	24	29	28	57	85	32
2017	14	24	30	29	57	86	32
2018	14	24	30	29	58	87	33
2019	14	25	31	30	59	89	34
2020	14	25	31	30	60	90	34
2021	16	30	39	31	61	92	35
2022	18	34	46	31	62	93	36
2023	20	39	53	32	63	95	36
2024	23	43	61	32	64	96	37
2025	25	48	68	33	65	98	38
2026	27	52	76	33	66	99	39
2027	29	57	83	34	67	101	40
2028	31	61	90	34	68	102	40
2029	33	66	98	35	69	104	41
2030	35	70	105	35	70	105	42
2031	38	77	115	38	77	115	43
2032	42	83	125	42	83	125	44
2033	45	90	134	45	90	134	44
2034	48	96	144	48	96	144	45
2035	51	103	154	51	103	154	46
2036	55	109	164	55	109	164	47
2037	58	116	173	58	116	173	48
2038	61	122	183	61	122	183	49
2039	64	129	193	64	129	193	50
2040	68	135	203	68	135	203	51
2041	71	142	212	71	142	212	52
2042	74	148	222	74	148	222	53
2043	77	155	232	77	155	232	54
2044	81	161	242	81	161	242	55
2045	84	168	251	84	168	251	56
2046	87	174	261	87	174	261	58
2047	90	181	271	90	181	271	59
2048	94	187	281	94	187	281	60
2049	97	194	290	97	194	290	61
2050	100	200	300	100	200	300	62

2.2.2 Análisis de sensibilidad

El Libro Verde⁹ de Reino Unido pone de relieve la importancia de incluir un análisis de sensibilidad como parte de la evaluación de políticas para hacer frente a la incertidumbre. Adicionalmente enfatiza la importancia de la presentación de sensibilidad y análisis de escenarios, estableciendo: "Los tomadores de decisiones tienen que entender que hay rangos de resultados potenciales, y por lo tanto juzgar la capacidad de las propuestas para soportar la incertidumbre futura" (HM Treasury, 2003).

Además, el kit de herramientas de Excel de Reino Unido¹⁰ incluye la funcionalidad para llevar a cabo análisis de sensibilidad, por ejemplo, mediante la variación del precio del carbono entre los valores bajos, centrales y altos.

El análisis de sensibilidad es una componente clave de la evaluación de las políticas de cambio climático: sólo a través de este análisis se adquiere conocimiento sobre la incertidumbre en torno a la estimación del impacto. Sobre la base de la experiencia de Reino Unido, el análisis de sensibilidad generalmente se incluye como parte de la evaluación de políticas, y tendría que existir una fuerte argumentación para no incluirlo.

En el caso de Reino Unido, los diferentes entes de gobierno han usado de manera diferente el rango de sensibilidad del precio social del carbono en sus proyectos. En base a la información pública asociada al estudio de AEA Technology¹¹, en la siguiente tabla se muestra como se ha utilizado en la práctica el rango de valores:

⁹ Fuente: <https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-government>

¹⁰ Fuente:
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/483280/Guidance_for_using_the_toolkit.pdf

¹¹ Fuente: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243816/aeat-scc-report.pdf

Tabla 3. Aplicaciones del precio social del carbono en UK.

Organisation	Application	Notes
Defra	F Gas Regulatory Impact Assessment	Use of £35 - £140/tC. Number makes large difference to RIA of specific options
	Cost-benefit analysis of UK ETS	
	Used in consideration of waste tax charges as part of the review and consultation	Use of £35 - £140/tC.
DfT	Preliminary use in New Approach to Appraisal for Road Transport infrastructure appraisal	Use of £35 - £140/tC. The SCC is very low in relation to other cost or benefit streams in the appraisal results
	Incorporation into National Transport Model/Social Pricing Model	Use of £35 - £140/tC, with central £70/tC.
	Used in Aviation White Paper, for possible aviation tax	Use of £70/tC, rising by £1/tC by year to give £100/tC for 2030
	Considered in analysis on road user charging and consultation paper	
DTI	Energy White Paper	Use of £70/tC as a benchmark for costs of options to 2020
	Use in current RIA for Renewables Obligation II	
ODPM	Social cost of carbon is factored into ODPM proposals for amendment to Part L (energy efficiency provisions) of the Building Regulations.	Use of 0, £70 and £140/tC
Ofgem	Energy investment, notably gas network extension, some consideration of electricity transmission infrastructure (e.g. distribution losses under the distribution price control)	Use of 0 - £35/tC
EA	Asset Management Programme 4 (AMP4)	

Defra = Department for Environment, Food and Rural Affairs.
DfT = Department for Transport
DTI = Department for Trade and Industry.
Ofgem = Office of Gas and Electricity Markets.
OPDM = Office of the Deputy Prime Minister.
EA = Environment Agency.

2.3 ¿Qué metodología usa Chile desde 2013?

En 2013 la División de Evaluación Social de Inversiones del Ministerio de Desarrollo Social realizó una estimación de un precio social de carbono. El objetivo era proponer una metodología para incorporar monetariamente en la evaluación de proyectos de inversión pública las variaciones de emisiones de gases de efecto invernadero que alcanzan ciertas iniciativas.

Tal como queda establecido en el documento “Estimación Precio Social del Carbono” del Ministerio de Desarrollo Social: “La elaboración de un precio social para el dióxido de carbono, en el contexto de la evaluación social permite incorporar dentro de la evaluación

el costo o beneficio social neto que tiene aumentar y/o disminuir las emisiones de GEI. Este precio se podría utilizar como cualquier otro precio social y es relevante cuando se está escogiendo entre alternativas cuyo propósito principal no es la reducción de GEI” (Ministerio de Desarrollo Social, 2013).

La metodología seleccionada para estimar el precio social del carbono consistió en utilizar el precio de mercado como proxy. El razonamiento para seleccionar esta metodología fue que a la fecha no existía una única metodología internacional consensuada para cuantificar el precio social de carbono, y el precio de mercado consiste en una metodología práctica, simple y clara.

El precio social del carbono se expresa de la siguiente forma:

$$PSC_t = PMC_{t-1}$$

Donde:

PSC_t : Precio Social del Carbono en el año t.

PMC_{t-1} : Precio de Mercado del Carbono en el año t-1.

El precio de mercado a considerar es aquel de los instrumentos que se transan bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Para establecer el precio de mercado se propuso calcular un precio ponderado por las cantidades transadas en el mercado considerando toda la información histórica del último año correspondiente. Para el año 2013 el precio social correspondía a € 3,09 por tonelada de CO₂. El promedio del año 2015 alcanza un valor de €7,61 por tonelada de CO₂. Esto equivale a US\$4,05/tCO₂ para el año 2013, y US\$8,44/tCO₂ para el año 2015 aproximadamente.

2.3.1 Comentarios al caso de Chile

La metodología de estimación del precio social del carbono propuesta por el Ministerio de Desarrollo Social indica el uso de los precios promedio anuales de los certificados de reducción de emisiones (CERs por sus siglas en inglés), sin embargo, el precio social que actualmente está usando es de los permisos de la Unión Europea (EUAs por sus siglas en inglés).

La diferencia entre ambos es:

- CERs: Una reducción certificada de emisiones generada a partir de una actividad de proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Estos corresponden a proyectos implementados en países en desarrollo No-Anexo I del Protocolo de Kioto.
- EUAs: Países con compromisos bajo el Protocolo de Kioto han aceptado objetivos para limitar o reducir las emisiones. Estos objetivos se expresan como niveles de emisiones permitidas, o "cantidades asignadas", durante el período de

compromiso 2008-2012. Las cantidades asignadas de la Unión Europea se llaman *EU allowances*. El comercio de emisiones, según lo establecido en el artículo 17 del Protocolo de Kioto, permite a los países que tienen unidades de emisión de sobra - vender este exceso de capacidad a los países que están por encima de sus objetivos.

Las transacciones de mercado se reflejan en el European Energy Exchange (EEX). El EEX provee información de:

- (1) el producto CER Gris- que comprende los certificados de todos los proyectos que implican la destrucción de HFC-23 y óxido nitroso (N₂O) procedentes de la producción de ácido adípico;
- (2) el producto CER verde - cubriendo todos los proyectos elegibles para el sistema de emisiones transables de la Unión Europea;
- (3) el producto EUA.

Los precios promedio de EUA en 2013 y 2015 eran de 4 €/tCO₂ y 7 €/tCO₂ aproximadamente. Los precios promedio de CER verde en 2013 y 2015, eran entre 0,35-0,73 €/tCO₂, y 0,02-0,54 €/tCO₂ aproximadamente. Es posible observar que la diferencia entre ambos es significativa.

Reconociendo la diferencia conceptual entre ambos precios, CER y EUA, ambos precios fracasan en reflejar el verdadero costo social del carbono. Se sugiere distanciarse de utilizar los precios transados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio bajo el Protocolo de Kioto dado que dicho mercado no es competitivo al no incluir a todos los países del mundo en la demanda de créditos dado que actualmente la demanda proviene principalmente de la Unión Europea. Además, actualmente el mercado posee restricciones en la oferta de créditos dado que la Unión Europea sólo reconoce créditos de carbono de países menos desarrollados en su segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto 2013-2020. Por lo tanto, dicho mercado actualmente posee imperfecciones que no permiten reflejar el real valor de la tonelada de dióxido de carbono transada. Sin embargo, el Artículo 6 del Acuerdo de París establece la creación de un nuevo mecanismo de mercado. Por lo que sugiere que el Ministerio de Desarrollo Social monitoree la generación de antecedentes para la creación del nuevo mecanismo de mercado y su entrada en operación como insumo para futuras actualizaciones del precio social de carbono.

De este modo, se reconoce que se requieren continuas actualizaciones del precio social para poder incorporar otros enfoques en la medida que se disponga de información adecuada. El presente estudio permitirá actualizar el precio social utilizando metodologías alternativas y nueva información generada en el país posterior al 2013.

2.4 ¿Cuál es la propuesta metodológica para Chile?

Conforme a la revisión de conceptos y metodologías de cuantificación de costos sociales y precios sombra, se propone seguir el modelo de Reino Unido y estimar un precio de sombra de carbono a partir de la disposición de Chile de reducir, y por ende de pagar, emisiones de gases de efecto invernadero conforme a su meta de mitigación bajo el Acuerdo de París, denominada “contribución nacional determinada”.

De este modo, se propone estimar el precio sombra a partir del análisis de los costos marginales de abatimiento de dióxido de carbono que permiten cumplir con las metas de mitigación de Chile bajo el Acuerdo de París. El análisis de los costos marginales de abatimiento para Chile deriva de la mejor información disponible a la fecha, que consiste en los resultados del proyecto MAPS Chile¹².

La metodología general a seguir se muestra esquemáticamente a continuación:

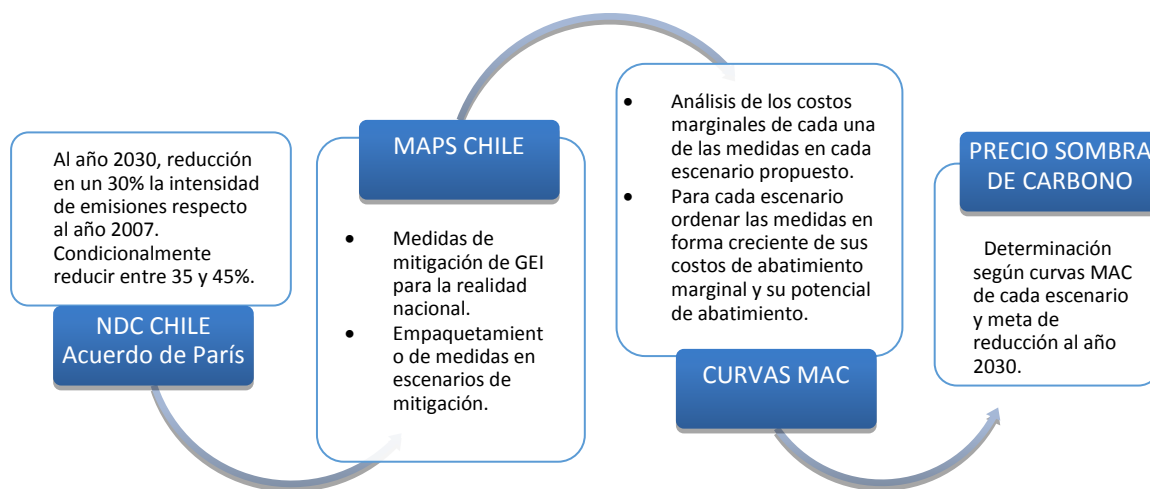


Figura 2. Metodología general para estimar el precio social del carbono para Chile

2.4.1 Acuerdo de París

En diciembre de 2015 en París, 195 países se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de temperatura del planeta por debajo de 2°C, e incluso por debajo de los 1,5°C. El 05 de octubre de 2016 se lograron los

¹² Fuente: www.mapschile.cl

requisitos mínimos de ratificación para la entrada en vigor del Acuerdo de París, por lo que el Acuerdo entró en vigor el 04 de noviembre de 2016. Esto demuestra el compromiso político de todos los países del mundo de actuar con urgencia para frenar el cambio climático.

Bajo el Acuerdo de París, los países son responsables de tomar acción y reportar el progreso de sus acciones. Los países presentaron sus mejores esfuerzos a través de "contribuciones determinadas a nivel nacional" y poseen la obligación de implementar dichas contribuciones y reportar el avance de las mismas. Las contribuciones son conocidas por la sigla NDC (*nationally determined contribution*) e incluyen compromisos sobre: mitigación, adaptación, construcción y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia de tecnologías, y financiamiento.

Los países revisarán sus compromisos al alza cada cinco años, con la idea de ir aumentando la ambición en el tiempo para asegurar que se alcanza el objetivo del Acuerdo. Esto debido a que las metas de mitigación agregadas de todos los países no son suficientes para mantener la trayectoria de temperatura por debajo de los 2°C. Además, los países se proponen que sus emisiones alcancen un máximo lo antes posible, reconociendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo. Por último, los países se comprometen a lograr "un equilibrio entre los gases emitidos y los que pueden ser absorbidos" en la segunda mitad de siglo, lo que implica cero emisiones netas.

2.4.2 Contribución nacionalmente determinada de Chile

Chile presentó su contribución nacional determinada en septiembre de 2015 (Gobierno de Chile, 2015) la que incluye compromisos sobre mitigación, adaptación, construcción y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia de tecnologías, y financiamiento. Para efectos del presente estudio, sólo se presenta y analiza el compromiso asociado a la mitigación (reducción o captura de gases de efecto invernadero).

Chile presentó su contribución de mitigación bajo el Acuerdo de París en dos componentes:

- Una meta de intensidad de carbono, expresada en toneladas de CO₂ equivalentes por unidad de PIB en millones de CLP\$2011, sin incluir al sector Uso de Tierra, Cambio Uso de Tierra y Silvicultura (UTCUTS).
- Una meta expresada en toneladas de CO₂ equivalente exclusivamente para el sector UTCUTS.

2.4.2.1 Meta de intensidad de carbono, sin sector UTCUTS

Chile se compromete al 2030, a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

Condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales, el país se compromete al 2030 a aumentar su reducción de emisiones de CO₂ por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución entre 35% a 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

2.4.2.2 Contribución específica para el sector UTCUTS

Chile se compromete al manejo sustentable y recuperación de 100 000 hectáreas de bosque, principalmente nativo, que representará capturas y reducción de GEI en alrededor de 600 000 toneladas de CO₂ equivalentes anuales, a partir del 2030. Este compromiso se encuentra condicionado a la aprobación de modificaciones de la Ley sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal.

Chile se compromete a forestar 100 000 hectáreas, en su mayoría con especies nativas, que representarán capturas de entre 900 000 y 1 200 000 toneladas de CO₂ equivalentes anuales, a partir del 2030. Este compromiso está condicionado a la prórroga del Decreto Ley 701 y a la aprobación de una nueva Ley de Fomento Forestal.

2.4.3 Intensidad de emisiones histórica

Conforme a la serie de tiempo histórica de emisiones de gases de efecto invernadero y la evolución del Producto Interno Bruto de Chile, la siguiente figura muestra la intensidad de emisiones real desde 1990 hasta el 2010, además de la situación deseada para el año 2030 según la contribución nacional determinada de Chile bajo el Acuerdo de París, la que debe alcanzar valores de 0,71; 0,66 y 0,56 [tCO₂/MM CLP\$] con el fin de cumplir las metas de reducción del 30%, 35% y 45% respectivamente considerando el año 2007 como base. La intensidad del año base corresponde a 0,92 [tCO₂/MM CLP\$].

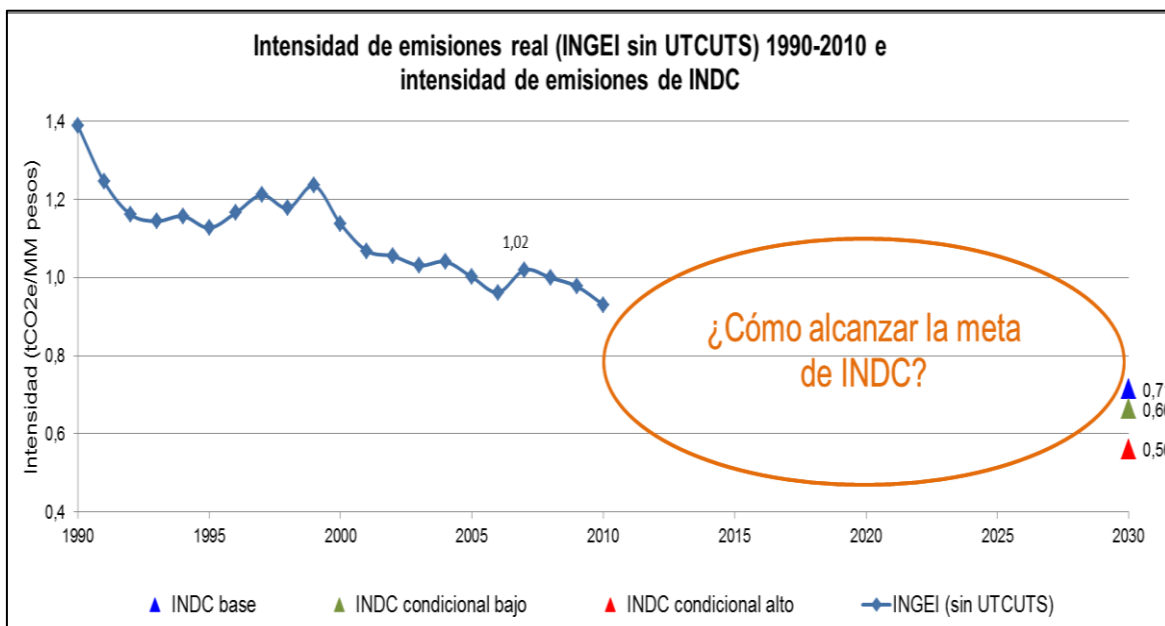


Figura 3. Intensidad de emisiones real 1990-2010 e intensidad emisiones del NDC al 2030.

2.4.4 MAPS Chile

El proyecto MAPS Chile es un acrónimo en inglés de *Mitigation Action Plans and Scenarios* y nace como un desafío de pensar, modelar, analizar y discutir posibles escenarios futuros para mitigar efectivamente las emisiones de gases de efecto invernadero de Chile. En este sentido, busca generar la mejor evidencia posible para informar la toma de decisiones sobre la mitigación del cambio climático y el desarrollo bajo en carbono del país (www.mapschile.cl).

Los resultados de la Fase 2 del proyecto incluyen la línea base de emisiones de GEI 2013-2030, las medidas y escenarios de mitigación considerando sectores energía, industria, residencial, entre otros, además de análisis de los efectos macroeconómicos asociados a los distintos escenarios.

Dentro de los principales resultados disponibles se muestra que en nuestro país el sector generación eléctrica es el que más contribuiría a las emisiones de gases de efecto invernadero con un 38%, seguido por un 21% para el sector transporte e industria y minería con un 18% para el año 2020. Junto con realizar un diagnóstico de la situación actual y un análisis prospectivo, el proyecto incluye la evaluación de aproximadamente 100 medidas de mitigación en los distintos sectores de la economía del país que son el principal insumo utilizado por el presente estudio.

Adicionalmente, en el proyecto MAPS Chile se construyeron escenarios de mitigación en base a medidas de mitigación específicas que cumplan ciertos criterios pre-establecidos.

Por ejemplo, un escenario de “eficiencia energética” resultaría al considerar el subconjunto de medidas de mitigación relacionadas con la eficiencia energética; un escenario de “energías renovables no convencionales” resultaría al considerar el subconjunto de medidas de mitigación relacionadas con las energías renovables no convencionales. De este modo, los escenarios de mitigación en MAPS Chile son esencialmente distintas maneras de “empaquetar” las diversas medidas de mitigación consideradas.

En la definición de los posibles empaquetamientos o escenarios, el Mandato Interministerial de MAPS Chile estableció que el proyecto debía identificar las opciones *eficientes y efectivas* para la mitigación del cambio climático en Chile. Con esto en mente, se definieron tres tipos de escenarios:

- **Escenarios definidos por el Comité Directivo de MAPS Chile:** Se incluye el escenario de mitigación relacionado con políticas de impuestos a las emisiones de CO₂; esta simulación se realiza de manera independiente de las demás medidas de mitigación (de modo de ver el efecto atribuido solo al impuesto al carbono en la economía).
- **Escenarios del Grupo de Construcción de Escenarios:** Se identificaron escenarios de mitigación de diferentes “niveles de esfuerzo” de mitigación para el país relacionado con: costos de abatimiento, factibilidad de materializar una medida de mitigación específica y potencial de mitigación. Esta información permite en principio definir niveles de esfuerzo que orienten la incorporación o no de una medida de mitigación en un escenario de mitigación específico. A modo de ejemplo, el escenario de mitigación correspondiente al nivel de esfuerzo “alto” debiera incluir medidas de mitigación que se caracterizan por un alto costo de abatimiento y una baja factibilidad. Con respecto a la factibilidad, ésta fue evaluada en primera instancia por los equipos consultores y puede separarse en las dimensiones técnica, institucional y financiera. En base a lo anterior, se evaluaron tres escenarios de mitigación correspondiente a esfuerzo bajo, esfuerzo medio y esfuerzo alto.
- **Escenarios específicos:** Adicionalmente, el Grupo de Construcción de Escenarios definió 5 escenarios específicos (los cuales fueron posteriormente confirmados por el Comité Directivo de MAPS Chile) y corresponden a:
 - o **80/20:** se refiere a un escenario que agrupa pocas medidas de mitigación pero que suman un potencial alto de mitigación.
 - o **Eficiencia energética:** empaquetamiento de las medidas de mitigación relacionadas con eficiencia energética.
 - o **Energías renovables no convencionales:** empaquetamiento de todas las medidas que incluyen la incorporación de energías renovables

no convencionales considerando entre ellas energía solar, geotermia, eólica, biomasa, pequeñas hidroeléctricas.

- o **Energías renovables:** empaquetamiento que incluye todas las medidas que incorporan energías renovables del escenario ERNC, más las grandes hidroeléctricas. Este escenario sí considera la implementación de hidroelectricidad en Aysén a partir del 2021.

- o **Energía nuclear:** empaquetamiento que incorpora la medida de incorporación de energía nuclear.

2.4.5 Análisis de los escenarios de MAPS Chile

Con el objetivo de alcanzar la meta de mitigación del país, los escenarios de MAPS muestran proyecciones hacia el año 2030 y en términos generales se evidencia que en su mayoría pueden cumplir la meta incondicional para el país (30%). Sin embargo, para cumplir las metas condicionadas a financiamiento internacional, de 35% y 45% de reducción con respecto al año 2007, sólo los escenarios más ambiciosos en términos de reducción de emisiones podrían cumplir dichas metas condicionadas. Lo anterior se presenta en la siguiente gráfica para un subconjunto de escenarios evaluados en MAPS Chile.

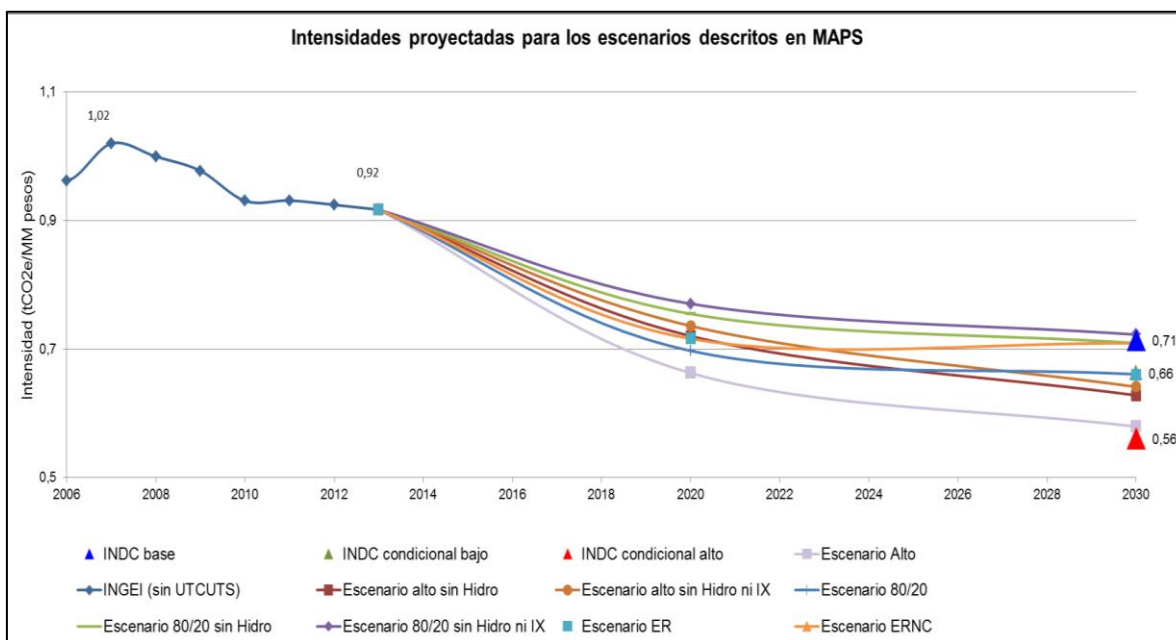


Figura 4. Intensidades proyectadas al año 2030 de un subconjunto de escenarios evaluados en MAPS.

Para efectos de calcular el precio sombra del carbono en base a la meta propuesta por Chile, se trabajará con un subconjunto de escenarios que permitan cumplir con el rango inferior y superior. Estos escenarios corresponden a:

- **Escenario 80/20:** Este escenario agrupa 16 medidas de mitigación que representan un alto potencial de abatimiento. Estas medidas están asociadas en su mayoría en el sector de generación eléctrica e involucra algunas medidas asociadas a la industria y minería. Dentro de las medidas con mayores potencial de mitigación se encuentran: Expansión hidroeléctrica en Aysén, Interconexión regional con otros países, Incentivos a una tecnología ERNC específica - Eólica (Nivel 2) y Modificación de la Ley ERNC: 30/30. Para los fines de calcular el precio sombra del carbono, se han excluido las medidas de expansión hidroeléctrica en Aysén e interconexión regional con otros países por considerarse inviables en el rango de tiempo considerados.
- **Escenario Alto:** Este escenario representa un alto esfuerzo en términos de implementación de medidas con altos costos y baja factibilidad. Corresponde al escenario con mayor cantidad de medidas de mitigación (alrededor de 80) correspondiente a sectores de generación eléctrica, industria y minería, transporte, comercial y residencial, entre otros y que en su conjunto permite acercarse de mejor manera al cumplimiento de la meta del 45% al 2030. En este escenario al igual que para el escenario 80/20, no se incluyen las medidas de hidroelectricidad en Aysén ni la interconexión regional con otros países.
- **Escenario ERNC:** Este escenario agrupa 18 medidas de mitigación asociadas con generación de energía con recursos renovables. Este escenario es similar al de energías renovables, con la diferencia que no incluye la medida de expansión hidroeléctrica en Aysén ya que esta involucra a centrales de generación superiores a una potencia instalada de 20[MW].

Para cada escenario, las medidas de mitigación de “Expansión Hidroeléctrica en Aysén” e “Interconexión Regional” aportan un gran potencial de abatimiento, aunque para la evaluación de las metas propuestas por el país, han sido excluidas por considerarse inviables dentro de los plazos estipulados. Considerando la exclusión de estas medidas, la situación proyectada para el año 2030 se muestra a continuación:

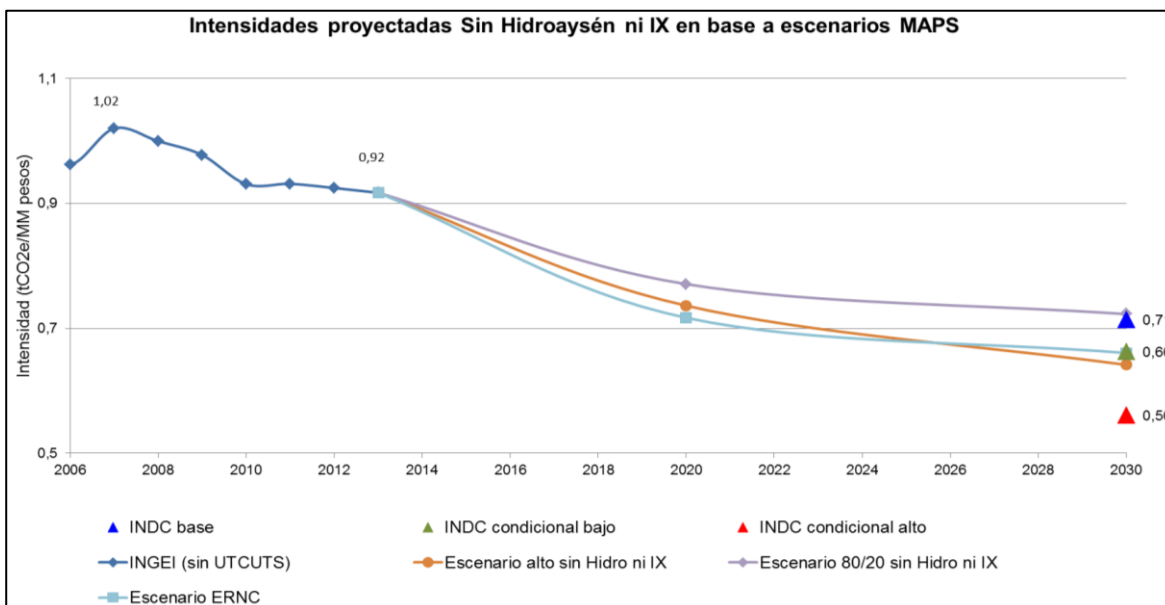


Figura 5. Intensidades proyectadas para el año 2030 en base a los escenarios de MAPS sin incluir las medidas de Expansión Hidroeléctrica en Aysén ni Interconexión Regional.

Como se observa en la Figura 5, ninguno de los escenarios de mitigación (sin la expansión hidroeléctrica en Aysén ni la interconexión regional con otros países) permiten, en teoría, cumplir la meta de reducción del 45%. Sin embargo, es necesario mencionar que los escenarios evaluados en MAPS deben ser considerados de forma referencial y no excluyentes con otros esfuerzos de mitigación.

2.4.6 Curva de costo abatimiento marginal

Una curva de costo de abatimiento marginal (MACC, por sus siglas en inglés) corresponde a una forma sencilla de exponer opciones de mitigación y los costos e impactos que estas alternativas pueden representar. En términos simples una MACC muestra el costo adicional o marginal de implementar una medida, junto con el potencial de abatimiento de la misma, con respecto a una línea base.

En términos simples, para leer una MACC, se debe considerar lo siguiente:

- Cada barra mostrada, representa una sola opción de mitigación de GEI.
- El ancho de la barra representa el potencial de abatimiento relativo a la línea base, que corresponde a la proyección de las emisiones sin realizar esfuerzos de mitigación adicionales, en inglés denominado *business as usual* (BAU).
- La altura de cada barra representa el costo de abatimiento de la medida, relativa a la línea base por cada tonelada de emisiones evitada. Por lo general estos costos se muestran en [US\$/tCO₂].

La suma del ancho de todas las barras nos permite conocer cuál es el potencial total de abatimiento y el costo total estará representado por el área total de las barras.

La siguiente figura muestra una típica MACC, en este caso una curva de costo de abatimiento de GEI para el caso de Brasil y centrado en el año 2030 (McKinsey & Company, 2009):

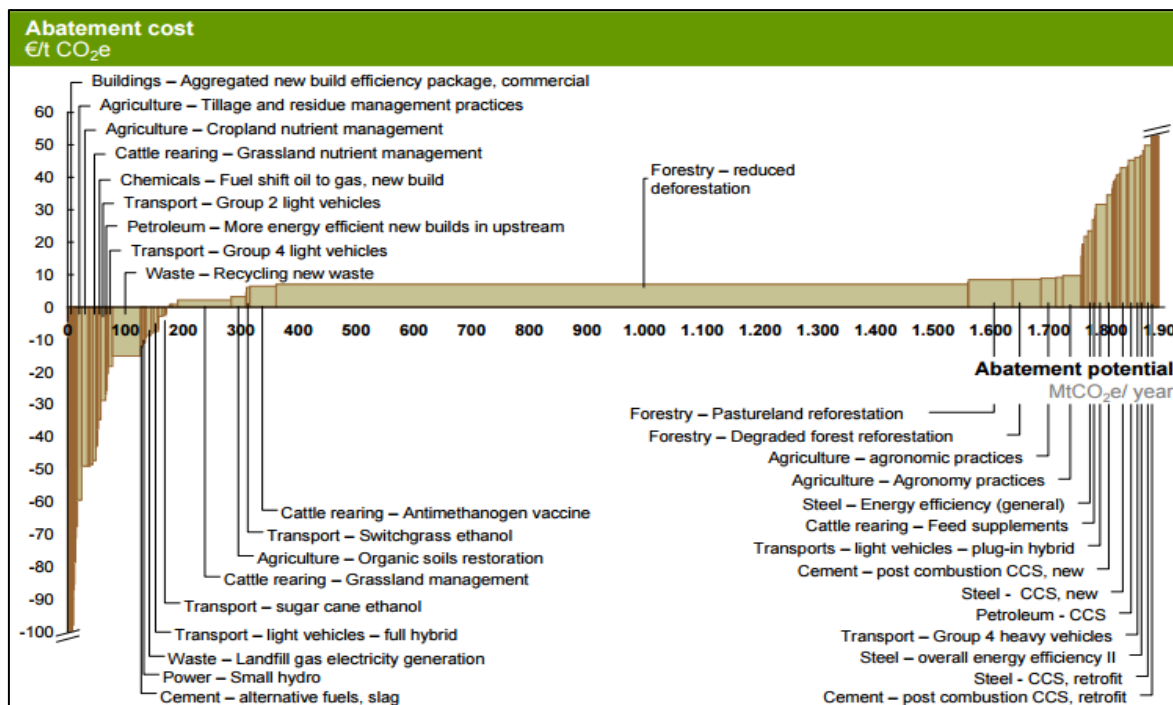


Figura 6. Curva de costo abatimiento marginal para Brasil en el año 2030.

Para el presente estudio se construyen las curvas de costo abatimiento marginal a partir de los escenarios de MAPS Chile mencionados en la sección anterior. Además, para la construcción de una MACC, es necesario centrarse en un corte temporal particular, que en este caso corresponde al 2030 según los compromisos suscritos bajo el Acuerdo de París. Para cada escenario, se ordenaron las medidas de forma ascendente según sus costos de abatimiento para distintas tasas de descuento (1%, 3%, 10%) y se utilizaron los potenciales de abatimiento de manera acumulativa. Por otro lado, a modo de consistencia con la tasa de descuento con la cual se actualizan los flujos de los proyectos que ingresan al SNI, se realiza una interpolación para conocer los costos de abatimiento a una tasa del 6% para aquellas medidas que permitan cumplir las diversas metas establecidas.

Es necesario mencionar que en las curvas MAC no se considera explícitamente el efecto de interacción entre las medidas de mitigación, por lo que, al evaluar las medidas de mitigación de forma individual con su potencial de abatimiento, se mostrará un potencial

de abatimiento superior al caso de evaluar cada escenario en su conjunto. Lo anterior puede reflejar discrepancias con los resultados de los escenarios agregados presentados en la Fase 2 de MAPS Chile.

Por lo tanto, la principal desventaja de las curvas MAC es que son estáticas, con lo cual los cortes temporales de las curvas MAC dificultan entender el impacto de escenarios de mitigación a través del tiempo. Adicionalmente, las curvas MAC no dimensionan el efecto macroeconómico de un escenario de mitigación, considerando las interacciones entre los distintos sectores de la economía nacional. En definitiva, los análisis de costos basados en las curvas MAC convencionales capturan solo parcialmente la complejidad del problema modelado y se considera relevante entender las desventajas de dicha aproximación para el presente estudio.

Los resultados de las curvas para los tres escenarios seleccionados se muestran a continuación:

- **Escenario ERNC**

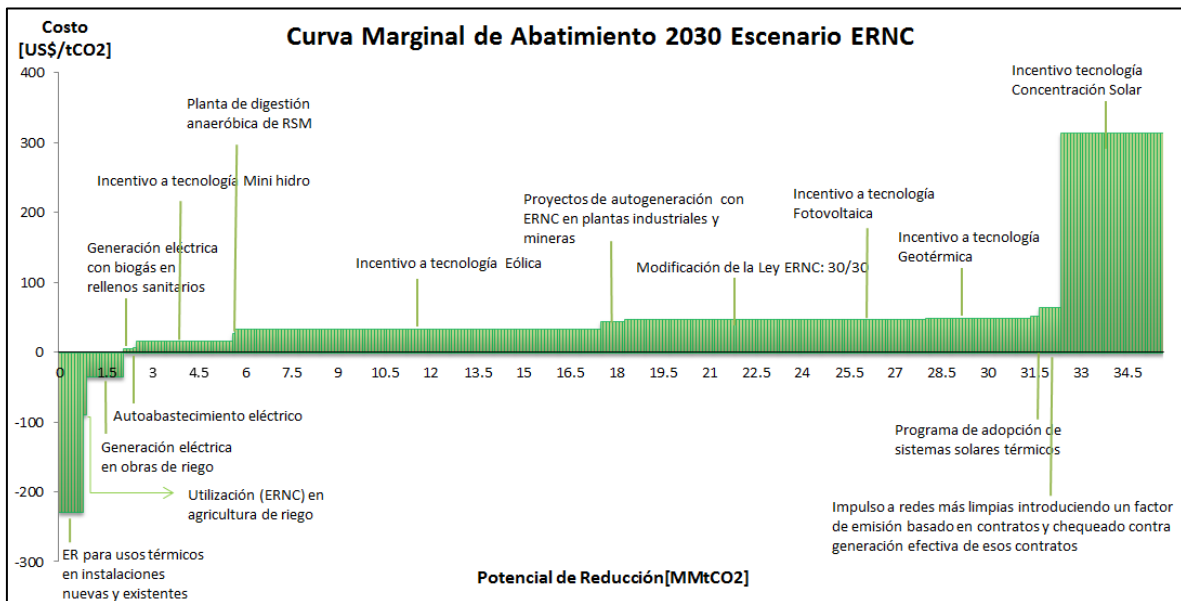


Figura 7: Curva marginal de abatimiento 2030 Escenario ERNC

• **Escenario Alto**

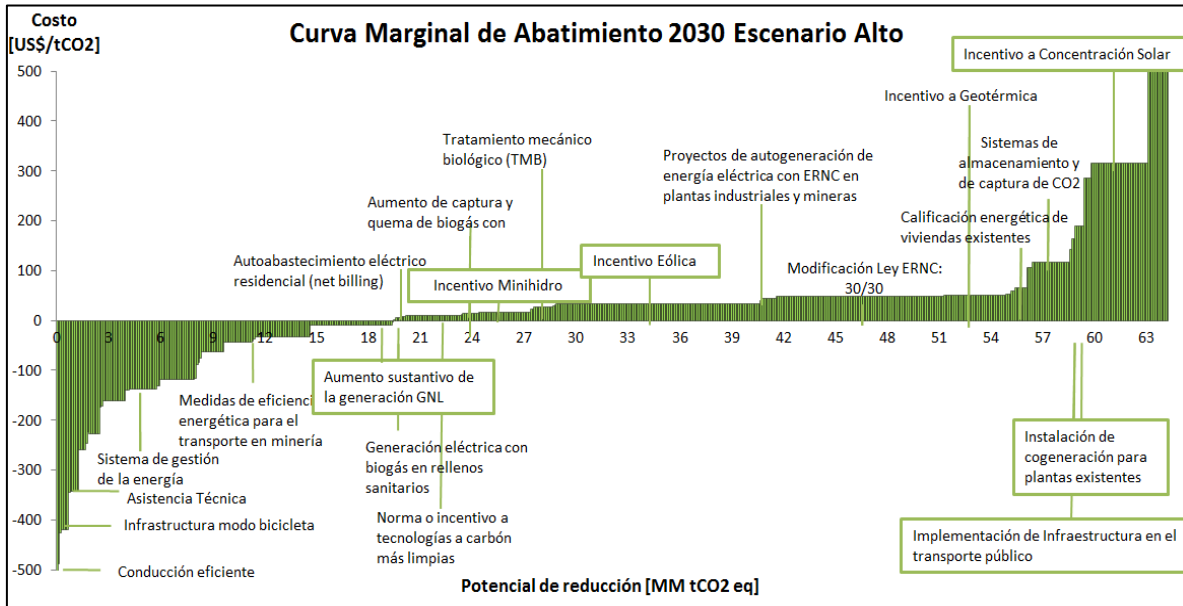


Figura 8: Curva marginal de abatimiento 2030 escenario alto

• **Escenario 80/20**

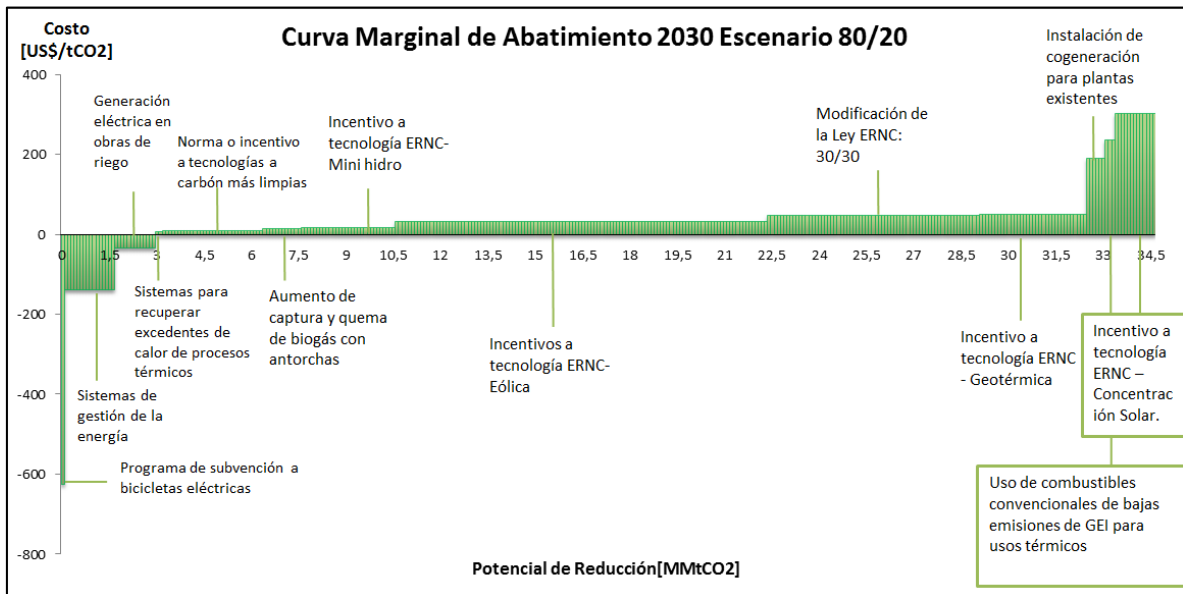
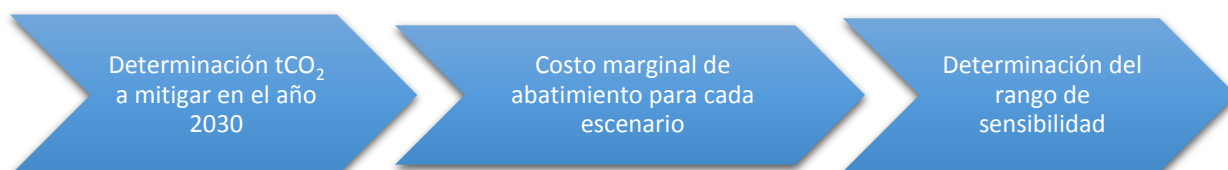


Figura 9: Curva marginal de abatimiento 2030 escenario 80/20

2.4.7 Cálculo del precio sombra

Los pasos para la determinación del precio sombra a partir de las curvas de costo abatimiento marginal se describen a continuación.



2.4.7.1 Determinación tCO₂ a mitigar en el año 2030

El primer paso consiste en la determinación de la cantidad de toneladas de CO₂ equivalentes a mitigar en el año 2030 para cada meta de Chile, según la línea base para ese año. Con estas consideraciones, las cantidades a mitigar en el año 2030 se muestran a continuación:

- Meta incondicional (30%): mitigar 18,25 millones de tCO₂.
- Meta condicional baja (35%): mitigar 29,57 millones de tCO₂.
- Meta condicional alta (45%): mitigar 52,19 millones de tCO₂.

2.4.7.2 Costo marginal de abatimiento para cada escenario

El segundo paso consiste en, una vez construida la curva de costo marginal de abatimiento, identificar el costo marginal de aquella medida que permite alcanzar la reducción de emisiones acumulada para la determinada meta. A modo de ejemplo, para cumplir la meta incondicional (30%) es necesario mitigar 18,25 millones de tCO₂. Una vez ordenadas las medidas, se debe identificar aquella que sobrepase este valor de reducción acumulada. Para la medida identificada, se considera su costo de abatimiento marginal como aquel precio asociado a lograr la reducción de emisiones de la meta determinada, a partir de la secuencia de medidas ordenadas de forma ascendente según su costo marginal, del escenario de mitigación respectivo.

A modo esquemático, se presenta la curva de costo abatimiento marginal para el escenario de ERNC y la determinación del costo marginal [US\$/tCO₂].

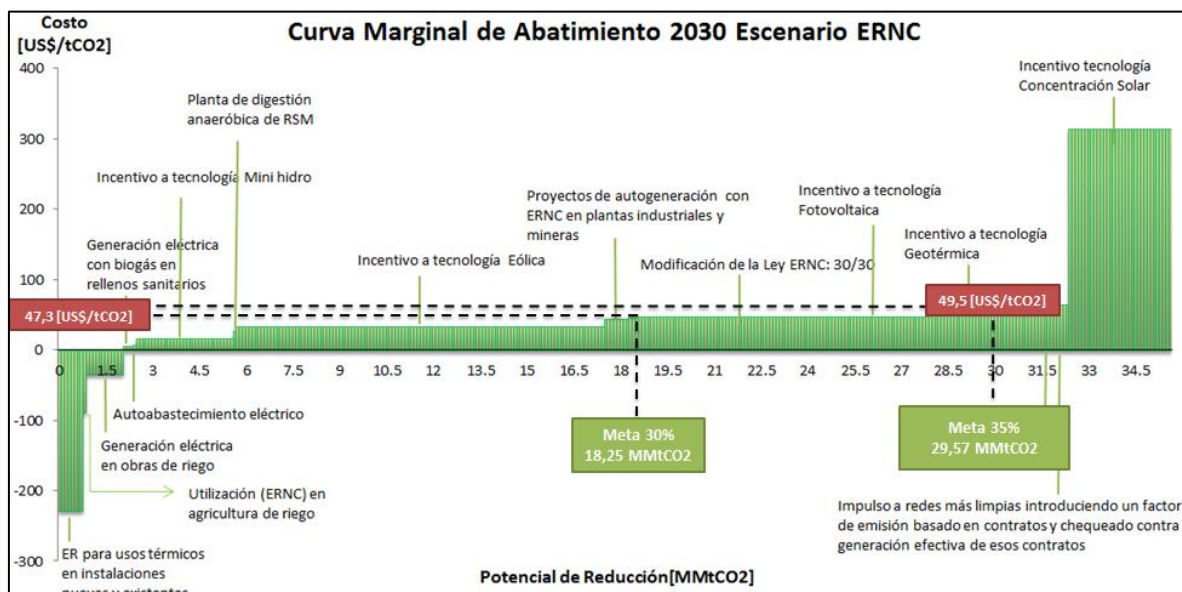


Figura 10: Curva marginal de abatimiento 2030 escenario ERNC

Para este caso en particular, para la meta del 30% se determina un costo de abatimiento marginal de 47,3 [US\$/tCO₂] y se encuentra asociado a la medida “Modificación de la Ley ERNC: 30/30”, ya que la reducción acumulada al incluir esta medida supera el valor de 18,25 MMtCO₂. Por otro lado, para el cumplimiento de la meta del 35%, la medida a implementar que determina el costo marginal corresponde a “Incentivo a tecnología Geotérmica” y presenta un valor de 49,5 [US\$/tCO₂]. En Anexo 8.1 se presentan las medidas asociadas a este escenario con los costos marginales y una breve descripción de las mismas.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el cumplimiento de cada meta asociado a cada uno de los escenarios establecidos y a tasas de descuento del 1%, 3% y 10%:

Tabla 4. Resultados de costos de abatimiento marginales para cada meta y escenarios escogidos.

ESCENARIO	Costo abatimiento marginal [US\$/tCO ₂ eq] según tasa de descuento			Meta según NDC
	1%	3%	10%	
80/20 Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	39,5	33,9	21,6	30%
	63,6	49,6	24,5	35%
	NO SE ALCANZA META 45%			45%
Energías renovables no convencionales	53,9	47,3	21,6	30%
	63,6	49,6	24,5	35%
	NO SE ALCANZA META 45%			45%
Alto Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	0 ¹³	0 ¹⁴	5,8	30%
	39,5	33,9	18,5	35%
	63,6	49,6	21,5	45%

En la determinación de los costos marginales asociados a los escenarios se desprecian los valores negativos y se consideran cero. Los valores negativos resultan de escenarios con medidas rentables que no requieren soporte adicional, aunque en la realidad una serie de barreras pueden limitar la implementación de estas medidas. Un claro ejemplo de estas medidas correspondería a la decisión de invertir en aislación de edificios con fines habitacionales aportando a la eficiencia energética del mismo. Si bien esta decisión presentaría costos marginales negativos, no existe un incentivo claro ni para las

¹³ El costo de abatimiento correspondería a -10,7 [USD/tCO₂] que para efectos de cálculo del precio sombra se establece como costo cero.

¹⁴ El costo de abatimiento correspondería a -9,2 [USD/tCO₂] que para efectos de cálculo del precio sombra se establece como costo cero.

constructoras ni para los habitantes de costear la inversión adicional. Por tales motivos, resulta razonable usar precios sombra de carbono de cero para reflejar dicha situación.

2.4.7.3 Determinación del rango de sensibilidad

El tercer paso corresponde a la determinación del rango de sensibilidad del precio sombra.

El proyecto MAPS Chile evalúa cada uno de las medidas de mitigación utilizando tasas de descuento del 1%, 3% y el 10%, mientras que el Ministerio de Desarrollo Social evalúa todos los proyectos que ingresan al Sistema Nacional de Inversiones a una tasa de descuento del 6%, por lo que en primer lugar se realiza una interpolación no lineal entre los valores obtenidos en la tabla anterior con tasas de descuento entre el 3% y 10% para cada uno de los escenarios y metas propuestas.

La necesidad de una actualización a una tasa de descuento que coincida con la utilizada por el Ministerio de Desarrollo Social radica en la consistencia de la determinación del precio social del carbono con el modelo de inversión en el cual se aplicaría este mismo. Además, atiende a la necesidad de considerar sólo una tasa de descuento para la determinación del precio sombra pese a las utilizadas por el proyecto MAPS y actualizar los costos de las medidas sobre la misma base independiente que las medidas de mitigación sean impulsadas por el estado o un ente privado.

Con este fin, se realiza una interpolación considerando los resultados de la Tabla 4 y para cada valor se considera un promedio entre el valor obtenido con una tasa del 6% al realizar una interpolación de tipo exponencial, logaritmo, potencia y lineal. La razón para utilizar el valor promedio representaría un mejor ajuste al considerar que los valores a obtener corresponden a una serie de tiempo donde la tasa de interés se encuentra en el denominador y está asociado a medidas que tienen distintos años de implementación por lo cual existe una clara no linealidad de los valores.

Cabe destacar que la necesidad de realizar una interpolación responde a que no se cuenta con la información necesaria para calcular los valores actualizados a una tasa del 6% para cada una de las medidas de los escenarios del proyecto MAPS debido a que se ha utilizado la información pública disponible del proyecto. En caso de contar con la información para cada una de las medidas, el tratamiento correcto correspondería a considerar los diferenciales de inversión, operación y mantención para la serie de tiempo considerada hasta el año 2030 y posteriormente actualizar el valor con una tasa del 6%. Luego se debe ordenar las medidas de forma ascendente y calcular un nuevo valor para cada escenario.

A continuación, se muestra en forma resumida la actualización del valor asociado al escenario 80/20 con meta de 30% utilizando para ello los valores de tasa de descuento del 3% y 10%. Para ello se considera “y” como el costo de abatimiento y “x” como la tasa de descuento:

- Interpolación logarítmica: $y = -10,22\ln(x) - 1,9236$
- Interpolación exponencial: $y = 41,124e^{-6,439x}$
- Interpolación potencia: $y = 9,122x^{-0,374}$
- Interpolación lineal: $y = -175,71x + 39,171$

Tabla 5. Resultados de interpolación para encontrar valor al 6%.

Tipo de interpolación	3%	6%	10%
Lineal	33,9	28,6	21,6
Exponencial	33,9	27,9	21,6
Logarítmica	33,9	26,8	21,6
Potencia	33,9	26,1	21,6
x		27,4	
SD		1,1	

Una vez establecido lo anterior, el valor promedio se utiliza como costo de abatimiento marginal para el escenario y meta determinada, en el cual en este caso corresponde a 27,4 [US\$/ tCO₂ eq].

Los resultados considerando tasas de descuento del 6% para todos los escenarios se muestran a continuación:

Tabla 6: Costos de abatimiento marginales actualizados al 6%

ESCENARIO	Costo abatimiento marginal [US\$/ tCO ₂ eq]	Meta según NDC
	6%	
80/20 Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	27,4	30%
	35,9	35%
	NO SE ALCANZA META	45%
Energías renovables no	33,2	30%

convencionales	35,9	35%
	NO SE ALCANZA META	45%
Alto Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	0	30%
	25,6	35%
	34,1	45%

Analizando los resultados de la tabla anterior es interesante mencionar que puede existir cierto sesgo de los resultados obtenidos al considerar que para la meta propuesta de reducción más ambiciosa correspondiente al 45% de reducción y asociada al escenario Alto se obtengan menores costos de abatimiento que la meta del 35% y asociada a cualquiera de los otros dos escenarios. Lo anterior se debe a que el escenario Alto presenta considerablemente mayor cantidad de medidas de mitigación con respecto al resto de los escenarios y gran cantidad de ellas son costo-efectivas presentando costos negativos de mitigación. Cabe mencionar que aquellas medidas con costos negativos de abatimiento no siempre se ajustan a la realidad debido a que pueden existir barreras de implementación y costos asociados a las condiciones habilitantes para implementar dichas medidas.

Junto con lo anterior, para evitar la ambigüedad de contar con sólo un valor de cumplimiento para la meta del 45% y por tanto no considerar un valor promedio entre escenarios, se actualiza tal valor para reflejar uno mayor y que se encuentre en concordancia con el resto de las metas propuestas. Lo anterior se realiza considerando la razón real de incremento entre la meta del 35% y 45% para el escenario alto correspondiente a 1,33 (razón entre 34,1 y 25,6) y aplicar este factor sobre el valor promedio de la meta del 35%. Lo anterior corresponde a un valor de 43,2 y se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 7. Costos de abatimiento marginales actualizados al 6% considerando modificación de valor promedio 45%

Meta NDC/Escenario	80/20 Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	Energías Renovables No Convencionales	Alto Sin Hidroelectricidad en Aysén ni Intercambio Regional	Promedio
30%	27,4	33,2	0	20,2
35%	35,9	35,9	25,6	32,5

45%	NO SE ALCANZA META	NO SE ALCANZA META	34,1	43,2 ¹⁵
-----	--------------------	--------------------	------	--------------------

Posterior a la determinación de los costos de abatimiento a una tasa de descuento del 6%, el equipo consultor ha considerado tres posibles alternativas para la determinación del precio sombra, las cuales se explican a continuación:

- **Alternativa 1: Precio sombra del carbono usando meta de cumplimiento del 35% como valor central.**

La primera alternativa considera como enfoque que el país debe ajustar el precio del carbono asegurando consistencia con la meta incondicional propuesta hacia el año 2030. El hecho que Chile esté actualmente recibiendo financiamiento internacional debiese verse reflejado en el cumplimiento de una meta más ambiciosa frente a los compromisos adquiridos.

Por tales motivos, se establece como precio sombra del carbono el promedio de los valores de los tres escenarios asociados al cumplimiento de la meta del 35% y se considera el promedio de las metas del 30% y 45% como el valor inferior y superior respectivamente para establecer el rango del mismo.

Los valores obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 8. Precio sombra del carbono asociado a la alternativa 1

Precio sombra del carbono Alternativa 1 [USD/tCO ₂]		
Valor inferior	Valor central	Valor superior
20,2	32,5	43,2

Ventajas y desventajas de este enfoque: La ventaja de este enfoque es que se estaría asegurando consistencia con la meta incondicional del país. Por otro lado, se establece que cada una de las metas propuestas requiere distintos niveles de esfuerzo en términos monetarios para llevarse a cabo y es coherente con la disposición que establece el país de enfrentar el cambio climático.

Dentro de las desventajas de la aplicación de este enfoque es que al usar valores promedio de costo marginal entre los tres escenarios existe dificultad en la observación y análisis considerando la alta variabilidad en los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios, lo que puede sesgar el análisis de los resultados.

¹⁵ Valor actualizado multiplicando 32,5 por la razón 1,33.

- **Alternativa 2: Precio sombra del carbono usando análisis estadístico para cada una de las metas establecidas.**

Esta alternativa considera que los tres escenarios de mitigación analizados poseen la misma probabilidad de ser seleccionados para el cumplimiento de cada una de las metas propuestas. A diferencia de la alternativa 1, este enfoque intenta reflejar que existe una alta variabilidad entre los valores de los mismos. Por tal motivo, se utiliza un enfoque estadístico para cada una de las metas utilizando el promedio y la desviación estándar de los tres escenarios. En este caso se tendrán dos rangos de valores asociados a las metas del 30% y 35% y un solo valor para la meta del 45% (considerando que sólo el escenario Alto permitiría cumplir la meta).

Los valores obtenidos de esta alternativa se muestran a continuación:

Tabla 9. Precio sombra del carbono asociado a la alternativa 2.

Precio sombra del carbono Alternativa 2 [USD/tCO ₂]					
Meta	Promedio	Desviación estándar	inferior	central	superior
30%	20,2	17,7	2,5	20,2	37,9
35%	32,5	6,0	26,5	32,5	38,4
45%	43,2	-	-	-	-

Ventajas y desventajas de este enfoque: La ventaja de este enfoque es que se da relevancia al hecho que existe una alta variabilidad en los valores de cada uno de los escenarios para el cumplimiento de la misma meta del país. Por tal motivo muestra una evidencia clara que, al seleccionar una meta de cumplimiento, los valores del precio sombra se encontrarán dentro de un rango dependiendo del camino que elija el país para el cumplimiento de la meta. Vale decir, si realiza un alto esfuerzo para impulsar medidas de mitigación como eficiencia energética, energías renovables, entre otras, los valores del precio sombra serían menores ya que existen mayor cantidad de medidas que permiten abatir carbono a bajo costo (ver valores asociados a escenario Alto).

Dentro de las desventajas de la aplicación de este enfoque es que para su uso es necesario considerar una meta de reducción en particular por lo que no entrega un panorama general del rango que toma en cuenta la disposición que tiene el país para el cumplimiento de cada una de sus metas.

- **Alternativa 3: Precio sombra del carbono utilizando análisis estadístico al considerar el promedio de todos los escenarios y metas de cumplimiento.**

Esta alternativa utiliza como enfoque que no existe ni una meta de mitigación preferente ni un escenario de mitigación preferente, por lo cual considera cada uno de los valores obtenidos de la Tabla 6 y utiliza un análisis estadístico considerando como precio sombra

del carbono el promedio de todos ellos y para establecer el rango utiliza la desviación estándar asociada. Por lo tanto, en esta alternativa se utiliza el promedio y desviación estándar asociado a 7 valores (ya que la meta del 45% sólo se cumple en escenario Alto). En términos generales podría dar cuenta de la disposición global del país para cumplir los lineamientos internacionales.

Los valores obtenidos de esta alternativa se muestran a continuación:

Tabla 10. Precio sombra del carbono asociado a la alternativa 3.

Precio sombra del carbono Alternativa 3 [USD/tCO ₂]	
Valor promedio al 6%	27,4
Desviación	12,8
Precio sombra mín	14,6
Precio sombra max.	40,2

Ventajas y desventajas de este enfoque: Este enfoque entrega ventajas y desventajas asociado al uso de todos los valores para cada meta y escenarios establecidos, lo cual por una parte simplifica el uso de la información, aunque por otro lado no permite obtener conclusiones específicas de sus valores. Podría por tanto considerarse como ventaja que sólo existirá un rango de valores que será independiente de las metas asociadas y reflejaría el costo promedio que está dispuesto el país a atribuir para hacer frente a sus compromisos internacionales. Además, al agrupar mayor cantidad de datos los resultados serían más representativos para el contexto nacional. Dentro de las desventajas de la aplicación de este enfoque es que no es posible sacar conclusiones individuales asociado a cada una de las metas de mitigación entregando un rango global que puede sesgar el análisis y alejarse de la realidad sobre lo que Chile está realmente dispuesto a asumir para afrontar el cambio climático.

2.5 QUÉ – ¿Cuál es el precio sombra de carbono propuesto para Chile?

Considerando las tres alternativas analizadas en la sección anterior, el grupo consultor determina que aquella que refleja en mayor medida la realidad y el contexto nacional de aquí al año 2030 corresponde a la alternativa 1. Esta permitirá asegurar consistencia con la meta incondicional propuesta y entregar una buena referencia asociada a que si el país decide alinearse con una meta más o menos ambiciosa debería estar dispuesto a un precio sombra mayor o menor según sea el caso.

Por tal motivo el precio sombra propuesto corresponde a **32,5 [USD/ton CO₂]** con un rango de valores entre **20,2 [USD/ton CO₂]** y **43,2 [USD/ton CO₂]**.

2.6 Frecuencia de actualización del precio social

Bajo el Acuerdo de París los países revisarán sus compromisos de mitigación al alza cada cinco años, con la idea de ir aumentando la ambición con el tiempo para asegurar que se alcanza el objetivo del Acuerdo. Esto debido a que las metas de mitigación agregadas de todos los países no son suficientes para mantener la trayectoria de temperatura por debajo de los 2°C. Además, los países se proponen que sus emisiones alcancen un máximo lo antes posible, reconociendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo. Por último, los países se comprometen a lograr “un equilibrio entre los gases emitidos y los que pueden ser absorbidos” en la segunda mitad de siglo, lo que implica cero emisiones netas.

Considerando que Chile posee un objetivo de reducción de emisiones al 2030 y que este deberá ser revisado progresivamente al alza, el precio sombra de carbono puede variar en el tiempo.

Por otro lado, hay otras razones por las cuales puede variar el precio sombra, tal como el cambio en la tasa de descuento debido a que el daño se aproxima y por tanto se descuenta menos. Esto se relaciona con que la concentración de carbono en la atmósfera se incrementa hacia su nivel de estabilización de largo plazo, y los daños esperados por el cambio climático se incrementan a mayores concentraciones.

Por último, nueva información sobre los costos de mitigación puede justificar el aumento o reducción del precio sombra de carbono.

Por las razones expuestas se propone que el valor del precio sombra del carbono sea actualizado cada cinco años, conforme al ciclo de incremento de la meta de mitigación de Chile bajo el Acuerdo de París. Para dicha actualización se deberá utilizar la mejor información disponible en lo que a costos de reducción se refiere, proyección de emisiones y cumplimiento de las metas establecidas por el país. Dicho trabajo está considerado bajo el Plan de Acción 2017-2022 que en su línea de acción N° 18 establece: Desarrollar herramientas técnicas de análisis de los compromisos de mitigación pre y post 2020. Bajo dicha línea de trabajo se incluye la medida de mitigación N°25: Desarrollo de proyecciones y análisis de escenarios de emisiones pre y post 2020, como parte del sistema de seguimiento al progreso de la Contribución Nacional.

3 SISTEMA NACIONAL DE INVERSIÓN PÚBLICA DE CHILE

El Sistema Nacional de Inversiones de Chile (SNI) tiene por objetivo contribuir a mejorar la calidad de la inversión pública nacional, mediante la asignación de los recursos públicos a iniciativas que generan mayor bienestar a la sociedad, medido a través de una mayor rentabilidad social y económica de acuerdo a estándares técnicos, y en conformidad con los lineamientos de las políticas de Gobierno.

La eficiencia y eficacia en el uso de los recursos públicos de inversión se logra generando oportunamente una cartera de iniciativas de inversión, acorde con la disponibilidad presupuestaria, con estándares de calidad en su formulación, análisis y evaluación, controlados según un cuerpo normativo transparente y común; orientados por un conjunto de metodologías y requisitos técnicos; y con la debida participación de la institucionalidad pública y de la comunidad organizada (Ministerio de Desarrollo Social, 2015).

3.1 CUÁNDO - ¿En qué etapa del ciclo de vida de un proyecto de inversión pública se propone aplicar el precio sombra?

El Sistema Nacional de Inversiones norma y rige el proceso de inversión pública de Chile. Reúne las metodologías, normas y procedimientos que orientan la formulación, ejecución y evaluación de las Iniciativas de Inversión que postulan a fondos públicos. El SNI se compone por cuatro subsistemas, siendo los mismos que definen las etapas del proceso de inversión¹⁶.

Tabla 11: Subsistemas del Sistema Nacional de Inversiones

Subsistemas	Responsable de la Administración
I.- Análisis Técnico Económico (Evaluación Ex Ante)	División de Inversiones Ministerio Desarrollo Social
II.- Formulación Presupuestaria	Dirección de Presupuesto Ministerio de Hacienda
III.- Ejecución Presupuestaria	Dirección de Presupuesto Ministerio de Hacienda
IV.- Evaluación Ex Post	División de Inversiones Ministerio Desarrollo Social

¹⁶ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/quienes-somos/descripcion/>

Se propone aplicar un precio sombra de carbono en la Evaluación Ex Ante, que corresponde al *“conjunto de normas, instrucciones y procedimientos que posibilita a las instituciones públicas disponer de una cartera de iniciativas de inversión socialmente rentables y en condiciones de asignarles recursos para su ejecución. La administración de este proceso recae a nivel central en la División Evaluación Social, a nivel regional en las Secretarías Regionales de Desarrollo Social”*¹⁷.

El objetivo de la Evaluación Ex Ante es orientar el proceso de asignación de recursos hacia aquellas oportunidades de inversión más convenientes para la sociedad. Dentro de las tipologías de iniciativas de inversión de este subsistema, este estudio se concentra en “Proyecto” que corresponde a los gastos por concepto de estudios pre inversionales, destinados a generar información que sirva para decidir y llevar a cabo la ejecución futura de proyectos.

Los principales elementos del Subsistema Análisis Técnico Económico (Evaluación Ex Ante) son:

- Elaboración y revisión de normas, instrucciones y procedimientos para la inversión pública.
- Revisión y análisis de iniciativas de inversión.
- Desarrollo y actualización de Metodologías de Formulación y Evaluación de Proyectos.
- Precios sociales.
- Capacitación.
- Banco Integrado de proyectos.
-

Este proyecto persigue contribuir con la revisión de la metodología de estimación del precio social de carbono en Chile del 2013, y a la consecuente actualización del precio social del carbono para que refleje el valor de dicha externalidad para la sociedad. Además, este proyecto busca crear capacidades dentro del Ministerio de Desarrollo Social, el Ministerio de Obras Públicas y el Ministerio del Medio Ambiente a través de un seminario en el que se presentarán los conceptos asociados a los costos sociales y precio sombra de carbono, y cómo dichos conceptos se pueden alinear al marco normativo del SIN. Por lo tanto, este proyecto contribuye con tres de los principales elementos de la evaluación ex ante.

¹⁷ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/quienes-somos/descripcion/>

3.2 CUÁLES - ¿En qué obras del MOP podría aplicarse un precio social de carbono?

Para la identificación de las obras en las que sería posible incorporar un precio sombra de carbono se realizó un análisis del marco normativo del Ministerio de Obras Públicas (MOP). La revisión del Decreto con Fuerza de Ley N°850 de 1998 permite identificar el tipo de obras que ejecuta el MOP y cuáles podrían incrementar o disminuir gases de efecto invernadero. Cabe destacar que en la tabla a continuación no se incluyó el detalle de las funciones de cada dirección del MOP, sino sólo aquellas que tienen que ver con construcción de obras.

Tabla 12: Obras que ejecutan las distintas direcciones del MOP

Dirección	Tipos de Obras que ejecutan
Dirección de Obras Hidráulicas (Art. 14 letra l y m)	Obras de defensa de terrenos y poblaciones contra crecidas de y corrientes de agua y regularización de las riberas y cauces de los ríos, lagunas y esteros. / Obras de la red primaria de sistemas de evacuación y drenaje de aguas lluvias, hasta su evacuación en cauces naturales.
Dirección de Arquitectura (Art. 16)	Edificios públicos que se construyen con fondos fiscales, sin perjuicio de los que deban ser ejecutados exclusivamente por otros Servicios de acuerdo a sus leyes orgánicas. / Edificios de instituciones fiscales, semifiscales y de administración autónoma que se le encomiende especialmente.
Dirección de Obras Hidráulicas (Art. 17 letra a, b y c)	Obras de riego que se realicen con fondos fiscales. / Obras de saneamiento y recuperación de terrenos que se ejecuten con fondos fiscales. / Canales de regadío que corren por los sectores urbanos de las poblaciones.
Dirección de Vialidad (Art. 18)	Caminos, puentes rurales y sus obras complementarias que se ejecuten con fondos fiscales o con aporte del Estado y que no correspondan a otros Servicios de la Dirección General de Obras Públicas. / No obstante lo establecido en este artículo esta Dirección tendrá a su cargo la construcción de puentes urbanos , cuando se lo encomienden las respectivas Municipalidades, conviniendo con éstas el financiamiento correspondiente. / Construcción de camino dentro de los radios urbanos cuando se trate de calles o avenidas que unan caminos públicos declarados como tales por decreto supremo.
Dirección de Obras Portuarias (Art. 19)	Obras fundamentales y complementarias de los puertos, muelles y malecones, obras fluviales y lacustres , construidas o que se construyan por el Estado o con su aporte.

Dirección de Aeropuertos (Art. 20)	Construcción, reparación y mejoramiento de los aeropuertos, comprendiéndose pistas, caminos de acceso, edificios, instalaciones eléctricas y sanitarias y, en general, todas sus obras complementarias. Se entiende por pistas las canchas de aterrizaje y despegue, las calles de carreteo y las losas de estacionamiento.
------------------------------------	--

A partir del listado anterior es posible identificar obras que tienen un efecto sobre la emisión de gases de efecto invernadero durante su operación, y obras que son principalmente vulnerables a los impactos del cambio climático. Esto no quita que todas las obras podrían ser vulnerables al cambio climático.

Tabla 13: Obras del MOP y su relación con el cambio climático

Obras relacionadas con la MITIGACIÓN de gases de efecto invernadero	Obras relacionadas con la ADAPTACIÓN a los impactos del cambio climático
Edificios públicos	Obras de defensa de terrenos y poblaciones contra crecidas de agua
Caminos	Obras de evacuación y drenaje de aguas lluvias
Aeropuertos – principalmente por los edificios	Obras de riego/Canales de regadío
Agua Potable Rural (por la incorporación de energías renovables)	Puentes
	Puertos

Existe otro tipo de infraestructura, que no es competencia del Ministerio de Obras Públicas, que es la infraestructura ferroviaria. Dicho tipo de obra ha sido sugerido por el Ministerio de Desarrollo Social, debido a que en comparación con la infraestructura de caminos es más eficiente en el consumo de combustible por km recorrido.

Por tanto, los tipos de obra en los que se propone analizar la aplicación de un precio social de carbono en la evaluación socio-económica son:

- Edificios públicos (incluyendo los edificios de aeropuertos)
- Caminos
- Agua Potable Rural
- Infraestructura ferroviaria de pasajeros
- Infraestructura ferroviaria de carga

3.3 CÓMO - ¿Cómo se incluye el precio sombra de carbono en la evaluación socio económica? ¿Cuáles son las metodologías vigentes que deberían usarlo?

Un precio social de carbono se podría utilizar en la evaluación socioeconómica de los proyectos en la medida en que así lo establezcan las normas y procedimientos de inversión pública, las metodologías o bien si se acuerda formalmente con las contrapartes técnicas correspondientes del Sistema Nacional de Inversiones. Este proyecto es una

oportunidad de instalar el debate de incorporar nuevas externalidades relacionadas con el cambio climático en la formulación y evaluación social de proyectos.

La metodología general de preparación y evaluación de proyectos (Ministerio de Desarrollo Social, 2013b) indica que la evaluación tiene por objetivo establecer la conveniencia técnico-económica de ejecutar el proyecto. Para la evaluación de un proyecto se puede adoptar un enfoque costo-beneficio o un enfoque costo eficiencia, dependiendo si es posible cuantificar y/o valorar los beneficios del proyecto.

Bajo un enfoque costo beneficio, el objetivo de la evaluación es determinar si los beneficios que se obtienen son mayores que los costos involucrados. Para ello, es necesario identificar, medir y valorar los costos y beneficios del proyecto.

Los beneficios que genera un proyecto dependerán de la naturaleza de éste. La cuantificación de los beneficios consiste en asignar unidades de medida apropiadas a los beneficios identificados. Por ejemplo, entre los beneficios que se pueden cuantificar se menciona el combustible fósil ahorrado en un mes. El ahorro de combustible fósil o electricidad a partir de la red eléctrica provocará una menor emisión de gases de efecto invernadero, y por ende será un beneficio de la situación con proyecto. En el caso que el combustible fósil o el consumo de electricidad aumente en la situación con proyecto, entonces se transformará en un costo del proyecto debido a que aumenta la emisión de gases de efecto invernadero.

Asimismo, la valoración de los beneficios implica asignar un valor monetario a los beneficios identificados y cuantificados en las etapas anteriores. Este proyecto tiene por objetivo valorar monetariamente la tonelada de dióxido de carbono (tCO₂) y su respectiva equivalencia con respecto a los otros gases de efecto invernadero (tCO₂ equivalente). Así, el formulador del proyecto no deberá realizar una estimación específica del precio social del carbono, sino que será calculado y provisto por el Ministerio de Desarrollo Social. Adicionalmente, este proyecto entrega los lineamientos, forma de cálculo, y parámetros necesarios para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero a partir del consumo de combustible fósil y electricidad de un proyecto específico. Así, todos los proyectos tendrán una estimación estandarizada de cuantificación de la externalidad asociada a las toneladas de dióxido de carbono equivalente que emite a la atmósfera.

En el enfoque costo-eficiencia, el objetivo de la evaluación es identificar aquella alternativa de solución que presente el mínimo costo, para los mismos beneficios. Por ello, para poder aplicar este enfoque es fundamental poder configurar alternativas que entreguen beneficios comparables, de tal forma de poder evaluar cuál de ellas es más conveniente desde el punto de vista técnico-económico. Por lo tanto, para la evaluación bajo un enfoque costo-eficiencia no se valoran los beneficios, sino sólo sus costos involucrados (Ministerio de Desarrollo Social, 2013b). En este caso, la aplicación de un precio social de carbono consiste en valorizar las emisiones de gases de efecto

invernadero como una externalidad negativa. Al analizar las diferentes alternativas de inversión que provean el mismo beneficio, aquella que posea menores emisiones de gases de efecto invernadero será la de menor costo operacional. Si la inversión requerida para lograr dicha alternativa de menores emisiones es recuperada por la disminución de costos entonces podría ser la alternativa de menor costo en comparación con las otras soluciones.

Tabla 14: Metodologías Vigentes

ENFOQUE COSTO - BENEFICIO	ENFOQUE COSTO - EFICIENCIA
Transporte Interurbano	Infraestructura de Educación
Vialidad Urbana Estructurante	Atención Primaria en Salud
Vialidad Intermedia	Hospitales
Infraestructura Aeroportuaria	Vigilancia Policial
Defensas Fluviales	Infraestructura y Equipamiento Carabineros
Edificación Pública	Centros de Rehabilitación para Menores
Colectores Aguas Lluvia	Recintos Carcelarios
Caletas Pesqueras	Infraestructura Deportiva
Obras de Riego	Pequeños Aeródromos
Ciclorutas	Residuos Sólidos Domiciliarios
Reemplazo de Equipos	Agua Potable (Urbano y Rural)
Plan Marco de Desarrollo Territorial	Saneamiento (Urbano y rural)
	Electrificación Rural

Considerando que los beneficios y costos, y la costo-eficiencia dependen de la naturaleza de los proyectos, se realizó una revisión de las metodologías para los tipos de obra seleccionados.

3.3.1 Agua potable rural (APR)

Un sistema de agua potable rural consiste en obras de captación, tratamiento, conducción, regulación, distribución y suministro intradomiciliario de agua potable, y tal como lo establece la metodología de formulación y evaluación de proyectos de agua potable del Ministerio de Desarrollo Social¹⁸, corresponde a la solución adoptada para las localidades rurales concentradas.

Los proyectos a los que aplica esta metodología son:

- Construcción de un sistema de agua potable (APR) en la zona rural,

¹⁸ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/metodologia-agua-potable-rural/?wpdmdl=859>

- Ampliación de un sistema de APR existente,
- Mejoramiento con ampliación del sistema APR existente,
- Reposición de un sistema de APR existente.

El análisis de aplicación de un precio social de carbono exige el análisis de la situación de línea base o sin proyecto, en comparación con el análisis de la situación con proyecto.

Tabla 15: Tipologías de proyectos de sistemas colectivos de agua potable

Tipos de proyecto	Línea Base	Situación con proyecto
Construcción de un sistema de agua potable (APR) en la zona rural	Acarreo desde fuente cercana (vertiente, río, localidad vecina, camión aljibe, pilón colectivo); noria o pozo (manual o con bomba; con o sin conexión intradomiciliaria); o estanque (individual o colectivo) abastecido mediante camión aljibe.	Instalación de sistema APR colectivo.
Ampliación de un sistema de APR existente	Sistema APR colectivo.	Incrementar oferta máxima del sistema de APR existente.
Mejoramiento con ampliación del sistema APR existente	Sistema APR colectivo.	
Reposición de un sistema de APR existente	Sistema APR colectivo con cumplimiento de su vida útil.	Renovar total o parcialmente uno o más componentes de un sistema de abastecimiento de agua potable existente

Las variables de entrada necesarias para la inclusión del precio social del carbono en proyectos APR requiere la cuantificación del consumo de combustibles en la situación considerada línea base como en la situación con proyecto. Con el fin de generar un beneficio neto en la situación con proyecto asociado al carbono, resulta fundamental que la alternativa a implementar cuente con la inclusión de energías renovables, ya que de este modo se puede cuantificar la cantidad de toneladas evitadas con la ejecución del proyecto y aplicar el precio social del carbono.

Con respecto a la línea base es necesario diferenciar si el proyecto a implementar se aplica como una instalación nueva, ampliación de oferta, mejoramiento o reposición, aunque siempre es necesario conocer el consumo de combustible o energía eléctrica (motor diésel o conexión a la red) asociado principalmente al bombeo de agua potable. De igual forma es necesario conocer el consumo de combustibles de la situación con proyecto, el cual

puede incluso ser nulo (considerando implementación de energías renovables no convencionales para abastecimiento energético).

De los proyectos mencionados anteriormente, son especialmente importantes en términos de beneficios por disminución de contaminantes locales y globales los de instalación de un nuevo sistema de APR y los proyectos de mejoramiento que permitan incluir el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) para el bombeo de agua.

En base a la evaluación de algunos proyectos que ingresan al SNI, el equipo consultor ha identificado que pueden establecerse principalmente dos enfoques para la inclusión del precio sombra en proyectos APR que incluyan ERNC:

Enfoque 1: Considerar la situación base como abastecimiento de agua mediante camiones aljibe para cuantificar el consumo de combustibles asociado al traslado de agua potable hacia la zona de interés.

Para la aplicación de este enfoque, las toneladas emitidas de CO₂ corresponderían a:

- Consumo de combustibles por viaje: m³ anuales y considerando ida y vuelta desde ciudad origen.

$$m^3 \text{ combustibles} = \frac{\text{distancia promedio de viaje [km]} \cdot n^{\circ} \text{viajes año} \cdot 2}{\text{consumo promedio camión aljibe} \left[\frac{L}{km} \right] \cdot 1000}$$

- Toneladas de CO₂ emitidas al año:

$$\text{Consumo combustible} \cdot \rho_{\text{combustible}} \cdot PCI \cdot \% \text{conversión} \cdot \text{factor emisión}$$

Donde:

$$\rho_{\text{combustible}}: \text{densidad del combustible utilizado por camión aljibe} \left[\frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]$$

$$PCI: \text{Poder calorífico inferior del combustible} \left[\frac{\text{TJoule}}{\text{ton}} \right]$$

$$\% \text{conversión}: \text{conversión del combustible (diesel 95\%)}$$

$$\text{factor de emisión}: \text{ton CO}_2/\text{Tjoule}$$

Por lo general si el proyecto considera la inclusión de energías renovables para el suministro de las necesidades de bombeo como puede ser una estación fotovoltaica, se considera que las emisiones en la situación con proyecto son cero o cercanas a cero por lo que las toneladas calculadas anteriormente corresponden a las toneladas evitadas y se aplica el precio sombra del carbono sobre ellas.

- Beneficio de reducción de emisiones de GEI generado por el proyecto:

$$\text{Beneficio climático} \left[\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right] = \text{ton CO}_2 \text{ anuales} \cdot \text{Precio social del carbono} \left[\frac{\text{USD}}{\text{tCO}_2} \right]$$

Enfoque 2: Considerar la situación base que la tecnología de producción de agua potable ya existe (osmosis inversa, coagulación-floculación, intercambio iónico, etc.) y esta funciona con abastecimiento eléctrico de la red o mediante bombas con motores diésel. En este caso la evaluación busca conocer si es factible económicamente invertir en energías renovables para las necesidades de bombeo y si la inversión en la misma se paga considerando la disminución de los costos operacionales y del ahorro por beneficios asociado a las toneladas de CO₂ evitadas, por lo que es interesante mostrar el retorno financiero (denominado pay back en inglés) del proyecto.

Para este caso particular para la situación base se debe conocer el consumo eléctrico y multiplicar por el factor de emisión de la red para la ubicación en particular o conocer el consumo de combustibles y aplicar el factor de emisión dependiendo del tipo de combustible a utilizar para considerar las toneladas de CO₂ emitidas al año, tal como se describió en el enfoque 1. El beneficio de reducción de emisiones de GEI se utiliza de igual forma que en el paso anterior y posterior a ello se debe considerar para el horizonte de evaluación el retorno financiero del proyecto considerando la inversión en el sistema de energías renovables y los beneficios derivados de los menores costos de operación y el beneficio de reducción de emisiones de GEI. Si el retorno financiero del proyecto es menor que el horizonte de evaluación es posible considerar la instalación del proyecto con energías renovables independiente del sistema de producción de agua potable, por lo que traería beneficios netos al proyecto completo de APR.

El equipo consultor cree que el enfoque 2 es el correcto para incentivar la entrada de energía renovables en sistemas APR al considerar que la alternativa de producción con menor VAC pueda utilizar suministro eléctrico con energías renovables adicionando el beneficio de reducción de emisiones de GEI.

3.3.2 Edificación pública

La metodología de evaluación de los proyectos de edificación pública consiste en determinar los beneficios por concepto de ahorro y/o liberación de recursos que el proyecto proporciona versus los costos que implica su ejecución para la institución o la comunidad¹⁹.

En la identificación de los beneficios se incluye el ahorro en costos de operación de los edificios que corresponde a ahorros en gastos por concepto de servicios básicos entre los cuales se incluye agua, energía eléctrica, gas, combustible, entre otros.

¹⁹ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/metodologia-de-edificacion-publica/?wpdmdl=879>

En la identificación de costos se incluyen los costos de operación que corresponden a aquellos gastos en que se incurre para que la institución opere y entregue el servicio para el cual fue creado. Dentro de los costos de operación se mencionan los costos de los servicios básicos entre los cuales se incluye el agua potable, electricidad, entre otros.

En los proyectos de ampliación, construcción o adquisición de edificios públicos, el método de evaluación que se emplea tiene por finalidad determinar la rentabilidad económica de un aumento de capacidad y/o la centralización de organismos públicos. El indicador de rentabilidad utilizado en este tipo de proyectos es el Valor Actual Neto (VAN). Para determinar el VAN es necesario identificar y cuantificar los costos y beneficios involucrados en cada una de las alternativas de proyecto²⁰.

Por otro lado, mirando los esfuerzos del Ministerio de Obras Públicas, el Sub Departamento Eficiencia Energética de la Dirección de Arquitectura del MOP ha realizado un sostenido esfuerzo desde el 1999 para incorporar criterios de Eficiencia Energética y Diseño Pasivo en los edificios públicos. El MOP ha desarrollado herramientas que permiten estimar el uso de combustible asociado a diferentes alternativas de proyecto, cuantificando la emisión de CO2 asociada a los ahorros de combustible. Sin embargo, ésta no se incluye en la evaluación socio-económica bajo el Sistema Nacional de Inversiones.

En el estudio “Servicio de evaluación de la rentabilidad social de la incorporación de eficiencia energética en edificios públicos licitación pública id730566-15-le14” de 2015 encargado por el Ministerio de Desarrollo Social, se desarrolló una herramienta denominada “Eficiencia y Costes Sociales en Edificios Públicos (ECSE)” que permite realizar un análisis ex-ante del impacto de eficiencia energética y ahorro de agua, y se estima la reducción de tCO2 asociada. Dicha herramienta asocia a la reducción de gases de efecto invernadero como un indicador ambiental y no a un beneficio económico. La incorporación de un precio social de carbono en los indicadores de rentabilidad de las alternativas de proyecto en la herramienta mencionada podría contribuir a visibilizar económicamente y vincular los esfuerzos de eficiencia energética con la reducción de los gases de efecto invernadero.

Adicionalmente, existen varias iniciativas que contribuyen a la construcción sustentable y a los esfuerzos de reducción de emisiones tales como:

- Certificación de Edificaciones Sustentables, Instituto Construcción-MOP
- Programa Nacional de Consumo y Producción Sustentable, Ministerio del Medio Ambiente

²⁰ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/metodologia-de-edificacion-publica/?wpdmdl=879>

- Estrategia Nacional de Construcción Sustentable, Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022, Ministerio del Medio Ambiente

El levantamiento realizado indica que la edificación pública está incorporando criterios de eficiencia energética y ahorro de agua, y cuantificando reducciones de CO₂. El siguiente paso sería incorporarlo formalmente dentro del ciclo de evaluación socio económica del Sistema Nacional de Inversiones.

Los variables de entrada necesarias para la inclusión del precio social del carbono en proyectos edificación pública requieren la cuantificación del consumo de combustibles en la situación considerada línea base como en la situación con proyecto. Con el fin de generar un beneficio neto en la situación con proyecto asociado al carbono, resulta fundamental que la alternativa a implementar cuente con medidas de eficiencia energética, energías renovables, entre otras que puedan disminuir las toneladas de CO₂ emitidas y por tanto se pueda aplicar el precio social del carbono para generar un beneficio de reducción de emisiones de GEI.

Uso herramienta ECSE: con el fin de aplicar el precio social del carbono en edificios públicos, la herramienta de Eficiencia y Costes Sociales en Edificios (ECSE) permite cuantificar directamente los beneficios ambientales de la implementación de medidas pasivas y activas para propósitos de eficiencia energética en términos de toneladas de CO₂/m². Esta herramienta consiste en una metodología general para el análisis ex ante de la rentabilidad social de inversiones de eficiencia energética incorporada en diseños de proyectos de edificios públicos y se espera que durante el año 2017 todos los proyectos de edificación pública presenten en su evaluación los resultados de la aplicación de la herramienta ECSE.

Para cada proyecto, la herramienta considera las siguientes situaciones:

- Edificio base, el cual está asociado a una edificación que cumple sólo con los estándares que especifica la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción, de la cual se conoce su desempeño energético y ambiental, y sirve de línea de base para apreciar costos y desempeños energéticos de inversiones para propósitos de eficiencia energética incorporadas en proyectos de nuevos edificios.
- Edificio mejorado, el cual corresponde a una edificación que tiene la misma situación de emplazamiento, orientación y tamaño que la edificación base, pero que incorpora sólo algunas medidas de mejoras de eficiencia energética, no todas, que se caracterizan además por cumplir los estándares plasmados en los Términos de Referencia (TDRé) de la Dirección de Arquitectura del Ministerio de Obras

Públicas, según zona geográfica del país y tipología del edificio. Los beneficios se deducen de la comparación de costos de ciclo de operación con el Edificio Base.

- Edificio optimizado, correspondiente a una edificación que tiene la misma situación de emplazamiento, orientación y tamaño que la edificación base, pero que incorpora los estándares energéticos de eficiencia energética de diseño pasivo y activo de los Términos de Referencia (TDRé) de la Dirección de Arquitectura del Ministerio de Obras Públicas, según zona geográfica del país y tipología del edificio. En función de sus características energéticas, se cuantifican los costos y los desempeños energéticos de sus medidas de mejora respecto al Edificio Base.

En la evaluación del perfil de los proyectos a los cuales se les aplique la herramienta ECSE se puede considerar un valor extra asociado a la cuantificación de las emisiones de CO₂ y utilizar el precio sombra del carbono calculado en este estudio. Lo anterior permitirá la modificación del retorno financiero del edificio que incorpore estándares de eficiencia energética y servirá como criterio para establecer la factibilidad económica de la inclusión de esas medidas en el proyecto.

A continuación, se muestra esquemáticamente cómo podría incluirse el cálculo del precio sombra del carbono a un proyecto en particular y considerando que la información de salida que entrega la herramienta ECSE posibilita la implementación:

Tabla 16: Salidas herramienta ECSE para un proyecto edificio público típico localizado en región del biobío. Fuente: informe final "Evaluación de la rentabilidad social de la incorporación de eficiencia energética e edificios públicos"

	Demanda Calefacción Estimada (kWh/año)	Demanda Refrigeración Estimada (kWh/año)	Demanda Total Estimada (kWh/año)	Consumo Calefacción Estimado (kWh/año)	Consumo Refrigeración Estimado (kWh/año)	Consumo Total Estimado (kWh/año)	Costos Totales Estimados Energía (UF/año)	Costos Estimados Iniciales (UF)	Costos Estimados Mantenimiento EE (UF)	Costos ciclo de vida (LCC) (UF)	Emisiones de CO ₂	Pay-Back (años)
Base	65335,87	1839,86	67175,74	81669,84	919,93	194074,57	446,15	8541,64	3950,55	21148,73	63088,25	-
Mejorado	46181,40	1677,81	47859,21	57726,74	479,37	65173,92	136,47	11233,42	6928,70	20928,59	18671,29	9,00
Optimizado	13976,51	3491,80	17468,31	3993,29	997,66	11958,75	29,71	10841,92	4172,00	15570,68	4305,15	6,00
Dif. ahorro o reducciones Mejorado (%)	29,32	8,81	28,76	29,32	47,89	66,42	69,41	-31,51	-75,39	-0,01	70,40	-
Dif. ahorro o reducciones Optimizado (%)	78,61	-89,79	74,00	95,11	-8,45	93,84	93,34	-26,93	-5,61	-0,26	93,18	-3,00

Considerando el delta emisiones entre la situación base y la situación mejorada las cuales se encuentran en toneladas de CO₂ para el horizonte de evaluación, se podría recalculer el retorno financiero del proyecto considerando la estimación de las emisiones de CO₂ de la siguiente forma:

- Beneficio de reducción de emisiones de GEI

$$\frac{(Emisiones CO_2 \text{ base} - Emisiones CO_2 \text{ mejorado}) \left[\frac{ton CO_2}{m^2} \right] \cdot \text{precio social carbono} \left[\frac{USD}{tonCO_2} \right] \cdot \text{valor dólar}}{20 [\text{años}] \cdot \text{valor UF}}$$

- Beneficio costos totales energía anuales

$$(\text{Costos totales energía edificio base} - \text{Costos totales energía edificio mejorado})$$

- Delta Costos inversión

(Costos iniciales edificio mejorado – Costos iniciales edificio base)

En base al cálculo del retorno financiero de la herramienta ECSE, se podría recalcularse este mismo al considerar los efectos del beneficio de reducción de emisiones de GEI. Para ello, se establece el nuevo retorno financiero como aquel año en el cual los beneficios asociados a disminución de costos de energía y cambio climático permiten generar un balance neto positivo con respecto a los costos de inversión. En base a lo anterior, se estaría impulsando de forma indirecta la inclusión de proyectos con estándares de eficiencia energética en edificios públicos al disminuir el periodo de recuperación del capital.

3.3.3 Transporte - Vialidad

Las metodologías para transporte urbano del Ministerio de Desarrollo Social incluyen Proyectos de Vialidad Urbana Estructurante y Vialidad Urbana Intermedia.

Los tipos de proyecto que podrían tener un impacto significativo en la reducción de CO₂ son aquellos asociados a Transporte Interurbano, ya que incluye nuevas obras viales. El resto de las obras de vialidad, tales como la Urbana Estructurante, Urbana Intermedia y Pavimentos Participativos podrían tener un impacto menor en la reducción de CO₂ ya que consisten en proyectos sobre obras viales existentes.

Lo relevante del sector transporte vial es que todas las metodologías estiman consumo de combustible. Sin embargo, las metodologías no incluyen como beneficio la reducción de emisiones de CO₂ asociado al ahorro de combustible.

La Metodología de preparación y evaluación de proyectos de vialidad urbana²¹ establece que los beneficios y costos sociales provienen de la comparación de la situación sin proyecto con la situación con proyecto. Los beneficios económicos provienen principalmente del tránsito, producto del ahorro de recursos asociados al desplazamiento de vehículos. Los recursos a considerar son: tiempo de usuarios, combustible y otros recursos de operación de vehículos.

Por su parte, la Metodología de formulación y evaluación de proyectos de vialidad intermedia²² indica que se cuantifican y valoran beneficios por disminución de tiempos de viaje por menores distancias y mayor velocidad de operación, tanto por mejoras en la carpeta vial como por la reducción de la congestión. Así, se obtienen beneficios por menores costos operacionales y consumos de combustible, si corresponde.

²¹ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/metodologia-de-preparacion-y-evaluacion-de-proyectos-de-vialidad-urbana-2013/?wpdmdl=937>

²² Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/vialidad-intermedia-2015/?wpdmdl=944>

Por lo tanto, las variables de entrada necesarias para la inclusión del precio social del carbono en proyectos de vialidad requieren la cuantificación del consumo de combustibles en la situación base como en la situación con proyecto. En la actualidad en los proyectos de mejoramiento de caminos permiten generar beneficio de reducciones de emisiones de GEI debido al aumento en la velocidad operacional de los vehículos que por allí transitan aumentando la eficiencia en el uso de combustibles de los mismos. Los beneficios del proyecto se obtienen principalmente de comparar los costos generalizados de viaje, asociados a las situaciones sin y con proyecto.

Uso herramienta HDM (Highway Design and Maintenance Standards Model): Este modelo tiene como función principal la de simular el efecto de las características físicas y las condiciones de un camino sobre las velocidades de operación de los distintos vehículos y los consumos de combustibles, lubricantes, repuestos, mantenimiento, entre otros.

El uso de esta herramienta asocia a aquellos caminos que presentan flujo libre, es decir, para aquellos en que la interacción entre vehículos no es una variable económicamente importante. En general, este modelo se aplica para proyectos que no tienen como finalidad aumentar la capacidad de la vía y para su uso es necesario ingresar parámetros relacionados a características del camino y parámetros económicos como son: características geométricas, rugosidades, tránsito, longitud de subida y bajada, curvatura, precios sociales, combustibles, entre otras.

Si bien el uso de esta herramienta permite la determinación de los costos de operación y tiempo de viaje tanto para la situación con proyecto como sin proyecto, presenta la dificultad que estos aparecen de forma agregada e incluyen: Consumo de Combustible (CCO) Consumo de Lubricantes (CL) Consumo de Neumáticos (CN) Consumo de Repuestos (CRE) Consumo de Horas de Mantención (CHM) Depreciación del Vehículo (DEP) por lo que es necesario desagregar las salidas del modelo.

Costos de combustibles según HDM3: el submodelo de predicción de los costos de combustible de la herramienta presentada por el Banco Mundial hace uso de una serie de supuestos y formulaciones para la determinación del costo asociado por tipo de vehículo y según las condiciones del camino. En la formulación del modelo de Brasil, el promedio de consumo de combustibles en L/1000 vehículo-km puede ser determinado por:

$$F_L = 500 \alpha_1 \alpha_2 \left[\frac{UFC_u}{v_u} + \frac{UFC_d}{v_d} \right]$$

Donde:

UFC_u corresponde al consumo de combustible unitario en el trayecto de subida,

UFC_d corresponde al consumo de combustible unitario en el trayecto de bajada,

α_1, α_2 corresponden a factores de eficiencia de usos de combustibles.

A su vez la determinación de UFC_u y UFC_d se utiliza una serie de ecuaciones y muchos otros parámetros que intervienen, las formulas asociadas se muestran esquemáticamente a continuación:

$$\begin{aligned}
 UFC_u &= [UFC_o + a_u HP_u + a_4 HP_u CRPM + a_5 HP_u^2] \times 10^{-5} \\
 UFC_d &= \begin{cases} [UFC_o + a_d HP_d + a_4 HP_d CRPM + a_5 HP_d^2] \times 10^{-5} & \text{if } HP_d \geq 0 \\ [UFC_o + a_6 HP_d + a_7 HP_d^2] \times 10^{-5} & \text{if } NH_o \leq HP_d < 0 \\ [UFC_o + a_8 NH_o + a_9 NH_o^2] \times 10^{-5} & \text{if } HP_d < NH_o \end{cases}
 \end{aligned}$$

Figura 11: Determinación de consumos unitarios de combustible en subida y bajada de caminos. Fuente: http://siteresources.worldbank.org/EXTROADSHIGHWAYS/Resources/hdm-iii_vol-1.pdf

La determinación de los costos desagregados de combustibles a través de la resolución de sus ecuaciones no representa una forma práctica de realizar ni para formuladores ni evaluadores interesados en incluir el precio social del carbono en sus proyectos. Ante la dificultad presentada, se espera que la actualización del HDM3 permita calcular directamente los costos de combustibles de forma desagregada para las condiciones geométricas y características de los caminos.

Una vez considerado los costos de combustible, el beneficio quedará determinado al considerar la diferencia entre las emisiones de la línea base y de la situación con proyecto y la posterior aplicación del precio social del carbono. Para ello es necesario utilizar el precio social del combustible y el factor de emisión del mismo.

En el caso que no sea posible cuantificar directamente los costos se espera que sea posible estimar desde un punto de vista técnico un porcentaje de los costos operacionales asociados al consumo de combustibles. Con esto en mente, los beneficios asociados a la reducción de emisiones podrían ser calculados de la siguiente forma:

- Consumo de combustibles:

$$\frac{\text{Costos operacionales camino salida HDM3} \cdot \% \text{ asociado a combustibles}}{\text{Precio social combustible ingresado HDM3}}$$

- Costos por conceptos de emisiones de carbono:

$$\text{Consumo combustible} \cdot \rho_{\text{combustible}} \cdot \text{PCI} \cdot \% \text{conversión} \cdot \text{factor emisión} \\ \cdot \text{Precio social carbono}$$

Donde:

$$\rho_{\text{combustible}}: \text{densidad del combustible utilizado} \left[\frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\text{PCI}: \text{Poder calorífico inferior del combustible} \left[\frac{\text{Tjoule}}{\text{ton}} \right]$$

$$\% \text{conversión}: \text{conversión del combustible (diesel 95\%).}$$

$$\text{factor de emisión}: \text{ton CO}_2/\text{Tjoule}$$

La diferencia entre los costos por emisiones de carbono entre la línea base y la situación con proyecto generará el beneficio de reducción de emisiones de GEI esperado y se podrá utilizar para calcular el impacto en el VAN del proyecto.

3.3.4 Transporte Ferroviario

En esa tipología de proyectos la “Metodología para la evaluación socioeconómica de proyectos de transporte ferroviario”²³ incorpora la reducción de emisiones de GEI como una externalidad asociada a cambio climático. Se hace referencia al documento “Estimación Precio Social Carbono 2013”.

En dicha metodología, en la propuesta de costos externos se establece realizar la estimación de unidades físicas emitidas de los principales contaminantes globales, de acuerdo a las mejores metodologías internacionales disponibles. Se indica que el cambio en la emisión de gases de efecto invernadero debido a la ejecución de un proyecto ferroviario puede estimarse en base al consumo de combustible de las situaciones sin y con proyecto, utilizando coeficientes de emisión de gases invernadero como, por ejemplo, los citados en el documento “Greenhouse Gas Inventory Report 2009” de la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos.

Este proyecto provee una metodología y directrices de cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero para el cálculo estandarizado de las emisiones de GEI.

Las variables de entrada necesarias para la inclusión del precio social del carbono en proyectos ferroviarios requieren la cuantificación del consumo de combustibles en la situación base como en la situación con proyecto. En el transporte ferroviario de carga, es posible cuantificar el consumo de combustibles asociado a la situación con proyecto como en la situación actual o alternativa por transporte caminero, permitiendo cuantificar las toneladas de CO₂ emitidas en cada situación y posteriormente aplicar el precio social del carbono como un beneficio a la alternativa ferroviaria en caso que se mitiguen

²³ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/ferrocarril/?wpdmdl=925>

contaminantes. Con respecto a proyectos ferroviarios de pasajeros y en base a información de reuniones entre el grupo consultor y grupo EFE, se establece que es factible cuantificar el consumo de combustible tanto para la situación base como para la situación con proyecto y que no reviste un alto esfuerzo extra, por lo que eventualmente es posible evaluar el impacto del beneficio de reducción de emisiones de GEI.

3.3.5 Estandarización del cálculo de gases de efecto invernadero


La aplicación del precio sombra de carbono en la evaluación socio-económica de proyectos debe regirse por los siguientes principios:

- Debe considerar instrucciones sencillas,
- Operaciones matemáticas simples (operaciones básicas),
- Que permita a los formuladores realizar el cálculo de CO₂ de manera rápida minimizando los errores,
- Que estandarice el cálculo de CO₂ a partir de los diferentes combustibles valorizados por los proyectos.

Por tanto, el equipo consultor propone una estandarización de los factores de emisión de CO₂, poderes caloríficos y densidades según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile, que permita calcular fácilmente las emisiones o reducciones de CO₂ a partir del consumo de combustibles fósiles y electricidad en la situación base y en la situación con proyecto de las diferentes categorías de proyecto analizados.

Considerando que las situaciones de línea base y situaciones de proyecto poseen múltiples variantes, el equipo consultor desarrolló un documento Excel que incluye instrucciones de cálculo de las emisiones de GEI, los factores y variables críticas para realizar el cálculo.

A continuación, se presentan imágenes del documento Excel desarrollado.



Ministerio de Desarrollo Social
Gobierno de Chile

Estandarización del Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Proyectos en Sistema Nacional de Inversiones Públicas de Chile


Fecha	Última modificación
sept-16	sept-16

Para realizar el cálculo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de proyectos que realizan una evaluación socio-económica bajo el Sistema Nacional de Inversiones Públicas de Chile se requiere de:

- El consumo anual de combustible y/o electricidad de la Situación Base Optimizada y la Situación con Proyecto.
- Los poderes caloríficos, factores de emisión, potenciales de calentamiento global y densidades (cuando corresponda) de los combustibles y/o electricidad utilizada por el Proyecto. Ver ["Factores"](#).

El procedimiento de cálculo donde se detallan los pasos a seguir se encuentra en ["Instrucciones"](#).

Figura 12: Estandarización del cálculo de GEI



Ministerio de Desarrollo Social
Gobierno de Chile

Estandarización del Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Proyectos en Sistema Nacional de Inversiones Públicas de Chile

Cálculo de las emisiones de CO₂ de la Situación con Proyecto con respecto a Situación Base Optimizada:

Consumo Anual de Combustible i de Situación con Proyecto - Consumo Anual de Combustible i de Situación Base Optimizada
[unidad combustible]

×

Poder Calorífico Inferior Combustible i
[unidad energía/unidad combustible]

×

Factor de Emisión Combustible i
[emisiones/unidad energía]

=

Diferencia de Emisiones CO₂ de Combustible i de Situación con Proyecto respecto de Situación Base Optimizada
[tonCO₂]

Consumo Anual de Electricidad en Red i en Situación con Proyecto - Consumo Anual de Electricidad en Red i en Situación Base Optimizada
[MWh]

×

Factor de Emisión de CO₂ de Red i
[tonCO₂/MWh]

=

Diferencia de Emisiones CO₂ de electricidad i en Situación con Proyecto respecto de Situación Base Optimizada
[tonCO₂]

Nota: Este esquema representa el cálculo sólo para emisiones de CO₂ por ser las más relevante, sin embargo es replicable para los otros GEI ["Factores"](#) considerados CH₄ y N₂O, utilizando su correspondiente factor de emisión. Ver ["Factores"](#).

Figura 13: Estandarización del cálculo de GEI (2)

3.4 QUIÉN - ¿Cuáles son los actores que deberán aplicar el precio sombra de carbono?

El SNI implementa procedimientos que permiten la participación coordinada de las distintas instituciones públicas que participan en el proceso de inversión, ya sea en su calidad de:

- Gestor (Comunidad organizada)
- Formador
- Unidad Evaluadora
- Unidad Financiera
- Unidad Técnica
- Unidad Operadora

Los actores que debieran tener el conocimiento para aplicar el precio sombra de carbono a partir de la cuantificación de combustibles fósiles y electricidad en la situación base y en la situación con proyecto son los gestores y formadores de iniciativas de inversión, y los analistas del nivel central y regional del Ministerio de Desarrollo Social.

4 CALIBRACIÓN: APLICACIÓN DE PRECIO SOCIAL A PROYECTOS REPRESENTATIVOS

Esta última etapa consiste en las pruebas de validación para aplicar el precio sombra de carbono al análisis ex ante de rentabilidad social de inversiones en cinco proyectos bajo el Sistema Nacional de Inversiones. Representativos son los proyectos que se realizan de forma frecuente. Es recomendable que los proyectos sean de un tamaño mediano a grande.

Se propone:

- 1 proyecto de agua potable rural,
- 1 proyecto de vialidad,
- 1 proyecto de edificio público,
- 1 proyecto de EFE pasajeros,
- 1 proyecto de EFE carga.

4.1 Agua potable rural: Instalación de un sistema APR en localidad de Quillahua

Este proyecto describe una obra de instalación de un sistema APR en una localidad con alta condición de aislamiento.

Tabla 17. Descripción del proyecto de agua potable rural.

Breve descripción	El proyecto consiste en la instalación de un sistema de agua potable rural por tecnología de osmosis inversa en la localidad de Quillahua que permitirá tener un sistema de producción propia mejorando la calidad de vida de sus habitantes.
Ubicación	Segunda Región: Antofagasta
Situación base	Abastecimiento de agua potable mediante camiones aljibe tres veces por semana provenientes desde la comuna de María Elena a una distancia aproximada de 95 km.
Forma de abatimiento CO₂	El sistema de abastecimiento comprende el uso de energías renovables no convencionales a través de la instalación de una estación fotovoltaica, lo cual permite disminuir los consumos de combustible o electricidad asociado al bombeo.

Para la aplicación del precio social del carbono se pueden utilizar los dos enfoques mencionados en sección 3.3.1 que en general se podrían usar para evaluar un proyecto de instalación de APR. Los enfoques a utilizar para este proyecto a en particular se describen a continuación:

1. La situación actual corresponde a la línea base y se considera el consumo de combustibles del transporte mediante camiones aljibe desde María Elena hasta la comuna de Quillahua para calcular las emisiones de CO₂. Por otro lado, la situación con proyecto no presenta emisiones al no utilizar ni electricidad ni combustibles para el bombeo de agua.
2. Este enfoque permitiría analizar si el suministro eléctrico utilizado en el bombeo de agua puede ser suministrado por energías alternativas. En este caso, el proyecto ya presenta la instalación de una estación fotovoltaica, por lo cual si en etapas tempranas se hubiese buscado alternativas de suministro, sería interesante conocer si el proyecto se instala con energías alternativas, con motores diésel o con suministro de la red. Para lo anterior, además de considerar los diferenciales de inversión y costos operacionales, se incluiría el beneficio de reducción de emisiones de GEI asociado a la alternativa que presente menores emisiones. Por este motivo, la línea base corresponde al proyecto de producción de agua potable sin la estación fotovoltaica, vale decir, considerando que no existe el uso de ERNC para el bombeo y por tanto se consideran emisiones por el consumo de combustibles o por el uso de la red eléctrica para cuantificar las toneladas de CO₂ emitidas. Por otro lado, la situación con proyecto considera que existe la estación fotovoltaica y por tanto no existen emisiones en la situación con proyecto. Lo anterior establecería la factibilidad de la inversión extra por sobre la inversión en osmosis inversa al considerar si la estación fotovoltaica puede pagarse dentro del horizonte de evaluación al considerar no sólo disminución de los costos operacionales, sino que la disminución asociado al ahorro de toneladas de CO₂ emitidas.

Para efectos de la siguiente evaluación se utilizará sólo el enfoque 1 debido a la falta de datos para considerar el enfoque 2.

Enfoque 1: es necesario conocer el consumo de combustibles para la situación base y la situación con proyecto, por lo que se utilizan los siguientes datos y supuestos para su evaluación.

- Suministro por camiones aljibe 3 veces por semana desde María Elena.
- Distancia aproximada Quillahua-María Elena: 95 km
- Se considera la reducción de CO₂ SÓLO considerando la contaminación por transporte de CO₂ en la situación base.
- La estación fotovoltaica es el suministro de energía eléctrica, por lo que las emisiones asociadas a la situación con proyecto se consideran nulas.
- Camión Aljibe 30 m³ cuyo rendimiento medio es 4[km/L] de diésel.

Cálculo emisiones línea base

- Litros de combustible por viaje: $(95 \text{ km}) / (4 \text{ km/L}) \approx 24 \text{ L}$

Considerando 6 viajes semanales incluyendo ida y vuelta, en 52 semanas al año, los litros consumidos anualmente corresponden a:

$$= 24 \cdot 6 \cdot 52 = 7488 \text{ L/año}$$

- **Toneladas de CO₂ anuales:**

$$\begin{aligned} & \text{Consumo diésel} \cdot \rho_{\text{diésel}} \cdot PCI \cdot \% \text{conversión} \cdot \text{factor emisión} \\ &= 7,488 [\text{m}^3/\text{año}] \cdot 0,840 \left[\frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right] \cdot 0,0434 [\text{TJ/ton}] \cdot 0,95 \cdot 74,1 \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{Tj}} \right] \\ &= 19,22 \text{ tCO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

- **Toneladas de CH₄ anuales:**

$$\begin{aligned} & \text{Consumo diésel} \cdot \rho_{\text{diésel}} \cdot PCI \cdot \% \text{conversión} \cdot \text{factor emisión} \\ &= 7,488 [\text{m}^3/\text{año}] \cdot 0,840 \left[\frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right] \cdot 0,0434 [\text{TJ/ton}] \cdot 0,95 \cdot 0,0030 \left[\frac{\text{tCH}_4}{\text{Tj}} \right] \\ &= 0,000778 \frac{\text{tCH}_4}{\text{año}} \quad /* 21 \\ &= 0,0163 \text{ tCO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

- **Toneladas de NO₂ anuales:**

$$\begin{aligned} & \text{Consumo diésel} \cdot \rho_{\text{diésel}} \cdot PCI \cdot \% \text{conversión} \cdot \text{factor emisión} \\ &= 7,488 [\text{m}^3/\text{año}] \cdot 0,840 \left[\frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right] \cdot 0,0434 [\text{TJ/ton}] \cdot 0,95 \cdot 0,0006 \left[\frac{\text{tNO}_2}{\text{Tj}} \right] \\ &= 0,00016 \frac{\text{tNO}_2}{\text{año}} \quad /* 310 \\ &= 0,048 \text{ tCO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

- **Emisiones totales equivalentes CO₂:**

$$\begin{aligned} &= 19,22 + 0,016 + 0,048 \\ &= 19,28 \text{ tCO}_2 \text{ evitadas anuales} \end{aligned}$$

Resultados de aplicación precio social del carbono

- Considerando precio sombra del carbono en USD/tCO₂ para el rango presentado de 20,2; 32,5 y 43,2.

- Disminución de costos anuales en USD/año para el rango de precio sombra: 389,5; 578,4 y 832,9 para los valores de precio sombra de 20,2; 32,5 y 43,2 respectivamente.
- Considerando valor USD diciembre 2012 (año de referencia de la evaluación económica a utilizar) de \$470,3.

Tabla 18. Resultados evaluación social del proyecto APR

Situación	Valor actual de costos (VAC)	Disminución porcentual VAC respecto a situación sin carbono
Sin considerar precio social del carbono	\$878.486.994	-
Considerando precio social del carbono 20,2 USD/tCO ₂	\$876.355.980	0,2%
Considerando precio social del carbono 32,5 USD/tCO ₂	\$875.322.479	0,4%
Considerando precio social del carbono 43,2 USD/tCO ₂	\$873.930.071	0,5%

De los resultados obtenidos para este proyecto utilizando el enfoque 1, el valor actual de costos (VAC) refleja una disminución marginal correspondiente entre 0,2% y 0,5% lo cual es un porcentaje bajo para un proyecto que utiliza energía renovable no convencional. Lo anterior puede deberse a la alta inversión con respecto a los costos operacionales del proyecto, ya que se considera la producción de agua potable mediante tecnología de intercambio iónico lo cual presenta altos costos para su implementación. Sin embargo, resultaría interesante utilizar el enfoque 2 para esta alternativa ya que puede entregar resultados más alentadores considerando que el objetivo correspondería a cambiar el uso de energías convencionales para el bombeo del agua con respecto a la entrada de una estación fotovoltaica y por lo tanto no se estaría evaluando la alta inversión del sistema de producción de agua potable, sino que si la estación fotovoltaica se paga o no dentro del horizonte de evaluación al considerar la disminución de los costos operacionales y de la disminución asociado al carbono.

4.2 Vialidad: Mejoramiento ruta I-320-H

Este proyecto describe una obra representativa de los proyectos que ingresan al SNI por parte de vialidad que consiste en un mejoramiento de caminos al modificar la carpeta de rodado.

Tabla 19. Descripción general del proyecto de vialidad

Breve descripción	El proyecto consiste en un mejoramiento del camino que une las comunas de Palmilla y Pichidegua lo que permitirá una mejor conectividad entre sectores productivos y rurales de la zona.
Ubicación	Sexta región.
Situación base	Ruta separada por sectores con distintas carpetas de rodado, en general presentan pavimento básico con valores de Índice de Regularidad Internacional (IRI) superior a 9. Existe evaluación económica completa asociada a la situación base.
Forma de abatimiento CO2	Principalmente asociado a una disminución del consumo de combustibles ante el incremento en la velocidad de operación de los vehículos que circulan por la ruta.

Para la aplicación del precio social del carbono es necesario conocer el consumo de combustibles tanto para la situación base como la situación con proyecto. La metodología utilizada para el cálculo de los costos de operación de vehículos (VOC por sus siglas en inglés) consiste en utilizar el modelo HDM3 desarrollado por el Banco Mundial y adaptado según cada país. Este modelo tiene por finalidad simular el efecto de las características físicas y las condiciones de un camino sobre las velocidades de operación de los distintos vehículos y los consumos de combustibles, lubricantes, repuestos, neumáticos, mantenimiento, depreciación, entre otros.

Las salidas del modelo asociado al proyecto consideran los costos de operación de forma agregada. La dificultad que presenta lo anterior es que no permite conocer información con respecto a consumo de combustible de forma individual, por lo cual no es posible conocer exactamente de las salidas del modelo este ítem. Por otro lado, tal como se mencionó en la sección 3.3, la determinación de los costos desagregados de combustibles a través de la resolución de sus ecuaciones no representa una forma práctica de realizar ni para formuladores ni evaluadores interesados en incluir el precio social del carbono en sus proyectos. Ante la dificultad presentada, se utiliza un informe desarrollado por La Dirección Nacional de Transporte (DINATRAN) del gobierno de Paraguay²⁴ en la cual realizan simulaciones para la determinación de la estructura de costos operativos de vehículos automotores considerando distintos tipos de condiciones de caminos.

²⁴ Fuente: http://www.dinatran.gov.py/docum/COSTOS_OPERATIVO09.pdf

A continuación se muestra el porcentaje de los costos de combustibles²⁵ sobre los costos de operación totales de forma aproximada para cada tipo de vehículo en distintos tipos de carpeta.

Tabla 20. Porcentaje de los costos de combustibles respecto de los costos de operación totales asociado a los distintos vehículos en distintos tipos de camino.

Tipo de vehículo	Tipo de carpeta			
	Tierra (IRI10)	Empedrado (IRI 8)	Enripiado (IRI 7,37)	Pavimento (IRI 2,54)
Automóvil	25,1%	25,9%	26,3%	29,7%
Camioneta	28,0%	30,2%	31,1%	34,4%
Camión simple	19,7%	20,7%	21,0%	25,3%
Camión mediano	22,2%	23,1%	23,9%	28,6%
Camión semipesado	24,2%	24,9%	25,9%	29,7%
Camión pesado	20,0%	20,5%	21,0%	23,9%
Bus urbano	26,5%	27,4%	27,8%	29,4%
Bus interurbano	21,4%	22,0%	22,5%	24,2%

Utilizando información del proyecto asociados a estado del camino y tipos de vehículos que transitan por el camino, se determina que un porcentaje cercano al 85% corresponde a vehículos livianos (automóviles y camionetas en aproximadamente igual proporción) y la situación base presenta un Índice de Regularidad Internacional (IRI) 9, mientras que la situación con proyecto el IRI tiene un valor de 3.

Según la Tabla 19 y las condiciones del proyecto, se determina que para la línea base (IRI 9) el porcentaje de costos de combustible sobre los costos totales de operación corresponde al promedio entre los cuatro valores asociados a la carpeta de tierra (IRI 10) y el camino empedrado (IRI 8) para los vehículos livianos automóviles y camioneta, lo cual corresponde a 27,3%. Por otro lado, para la situación con proyecto, se utiliza el promedio entre el porcentaje asociado a pavimento (IRI 2,5) para los vehículos automóviles y camionetas resultando un valor de 32,1%.

Cabe destacar que los valores empleados en la Tabla 19 son referenciales y no responden con exactitud a las condiciones de la ruta I-320-H, aunque estos representan una buena aproximación considerando que las condiciones geométricas de la ruta (pendiente, curvatura, longitud de subida y bajada, entre otras) se mantienen constante tanto para la situación base como la situación con proyecto, por lo que la principal variable que determina la velocidad de operación corresponde al tipo de carpeta asociado a la

²⁵ Se considera los porcentajes de combustible como $\frac{\text{costos asociados a combustible}}{\text{costos de operación totales}} \cdot 100$.

rugosidad del camino. Por tales motivos los siguientes resultados deben emplearse con discreción y entendiendo que es un ejercicio de calibración de la herramienta.

Incluyendo el precio social del carbono como un beneficio de reducción de emisiones de GEI del proyecto permite un incremento del VAN como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 21. Resultados de la implementación del precio sombra del carbono en proyecto vial.

Situación	VAN	% Incremento VAN
Proyecto original sin incluir CO2	\$1.292.653	-
Proyecto considerando precio social del carbono 20,2 USD/tCO2	\$1.325.536	2,5%
Proyecto considerando precio social del carbono 32,5 USD/tCO2	\$1.345.559	4,1%
Proyecto considerando precio social del carbono 43,2 USD/tCO2	\$1.362.978	5,4%

* VAN expresado en miles de pesos

Para los cálculos anteriores se han considerado los siguientes parámetros:

Tabla 22. Datos utilizados en la evaluación

Tasa de descuento	6%
Valor Precio sombra del carbono [USD/tCO2]	20,2- 32,5- 43,2
Precio social combustible \$/L (valor usado en HDM3 para el proyecto)	342
Tipo cambio usado según ficha IDI del proyecto \$/USD	524

De los resultados obtenidos para este proyecto, el VAN refleja aumentos entre un 2,5% a 5,4%, lo cual es un porcentaje importante considerando que el tránsito vehicular para este proyecto en particular no es tan elevado y eventualmente puede representar porcentajes mayores en otro tipo de caminos. Además, el aumento en el VAN del proyecto representa un impulso para la entrada de otros proyectos que ayuden a mejorar la eficiencia en el uso de los combustibles de los vehículos que por allí circulen y por tanto ayuda además del ahorro de tiempo generado a disminuir las toneladas de CO₂ que se emitan.

4.3 Edificio público: Construcción edificio institucional Parque Metropolitano de Santiago

Este proyecto describe una obra representativa de los proyectos de edificación pública que ingresan al SNI que consiste en la construcción de una nueva instalación en este caso para uso como oficinas del Parque Metropolitano de Santiago.

Tabla 23. Descripción general del proyecto de edificación pública.

Breve descripción	El proyecto consiste en la construcción de un solo edificio institucional que permitirá entre otras cosas mejorar la calidad del espacio de trabajo de los funcionarios y elevar el nivel de servicio y atención que se entrega a la comunidad.
Ubicación	Región Metropolitana
Situación base	Oficinas del Parque distribuidas en distintas casas. Se evalúa como situación base una edificación que cumple sólo con los estándares especificados por la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción (OGUC) para un edificio con los mismos metros cuadrados a construir.
Forma de abatimiento CO₂	Existe disminución de contaminantes de CO ₂ al considerar criterios de eficiencia energética en un edificio mejorado que se construye con medidas incluidas en los estándares que define los TDR que define la dirección de arquitectura del MOP.

Para la aplicación del precio social del carbono es necesario conocer el consumo de combustibles y energía tanto para la situación base como la situación con proyecto. Para conocer lo anterior, se utiliza la herramienta ECSE (Eficiencia y Costes Sociales en Edificios) con respecto a la inclusión de medidas de eficiencia energética en proyectos de edificación.

La ventaja del uso de esta herramienta radica en que entrega las toneladas de CO₂ por metro cuadrado asociadas a la construcción del edificio base, edificio mejorado y del edificio optimizado, por lo cual sólo es necesario aplicar el precio social del carbono a la diferencia entre el edificio mejorado u optimizado y el edificio base para conocer el valor asociado como beneficio del proyecto.

Según la información obtenida para este proyecto y la aplicación de la herramienta ECSE en el mismo, a continuación, se muestran los resultados sin considerar el beneficio de reducción de emisiones del mismo:

Tabla 24: Resultados de aplicación de ECSE sin beneficios de reducción de emisiones

	Demanda Calefacción Estimada (kWh/año)/m ²	Demanda Refrigeración Estimada (kWh/año)/m ²	Demanda Total Estimada (kWh/año)/m ²	Consumo Calefacción Estimado (kWh/año)/m ²	Consumo Refrigeración Estimado (kWh/año)/m ²	Consumo Total Estimado (kWh/año)/m ²
Base	30,87	3,84	34,71	41,16	1,53	42,89
Mejorado	8,12	6,99	15,11	10,82	2,80	13,63
Optimizado	8,14	6,86	15,00	2,33	1,96	4,30
Dif., ahorro o reducciones Mejorado (%)	73,70	-82,14	56,48	73,70	-82,14	68,22

Costos Totales Estimados Energía (UF/año)/m ²	Costos Estimados Iniciales (UF)/m ²	Costos Estimados Mantenimiento o EE (UF)/m ²	Costos ciclo de vida (LCC) (UF)/m ²	Emisiones de CO ₂ (T CO ₂ e)/m ²	Pay-Back (años)
0,09	5,08	3,15	10,00	12,02	-
0,03	5,68	5,17	11,41	4,01	10,00
0,01	4,65	3,65	8,47	1,55	1,00
67,74	-11,67	-64,28	0,14	66,66	-

Tal como se describe en la sección 3.3, para el recalcu del retorno financiero, se utilizan las condiciones del edificio mejorado con los valores de costos estimados en la tabla anterior. Lo anterior se realiza considerando el rango de precio social del carbono propuesto entre 20,2-32,5 y 43,2 USD/tCO₂ con el fin de analizar el impacto de los diferentes valores presentados.

- Delta Costos inversión
(Costos iniciales edificio mejorado – Costos iniciales edificibase) = 6,04 – 5,41
= 0,63 UF/m

- Beneficio costos totales energía anuales

$$\text{Costos totales energía edificio base} - \text{Costos totales energía edificio mejorado} = (0,09 - 0,03) = 0,06 \text{ UF/m}^2$$

- Beneficio de reducción de emisiones de GEI considerando **precio social del carbono 20,2 USD/tCO₂**

$$\frac{(12,02 - 4,01) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{m}^2} \right] \cdot 20,2 \left[\frac{\text{USD}}{\text{tonCO}_2} \right] \cdot 678}{20 [\text{años}] \cdot 26.308} = 0,21 \text{ UF/m}^2$$

- Beneficio de reducción de emisiones de **GEI considerando precio social del carbono 32,5 USD/tCO₂**

$$\frac{(12,02 - 4,01) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{m}^2} \right] \cdot 32,5 \left[\frac{\text{USD}}{\text{tonCO}_2} \right] \cdot 678}{20 [\text{años}] \cdot 26.308} = 0,33 \text{ UF/m}^2$$

- Beneficio de reducción de emisiones de **GEI considerando precio social del carbono 43,2 USD/tCO₂**

$$\frac{(12,02 - 4,01) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{m}^2} \right] \cdot 43,2 \left[\frac{\text{USD}}{\text{tonCO}_2} \right] \cdot 678}{20 [\text{años}] \cdot 26.308} = 0,44 \text{ UF/m}^2$$

- Total beneficios anuales con **precio social del carbono 20,2 USD/tCO₂** → 0,27 UF/m²
- Total beneficios anuales con **precio social del carbono 32,5 USD/tCO₂** → 0,39 UF/m²
- Total beneficios anuales con **precio social del carbono 43,2 USD/tCO₂** → 0,50 UF/m²

En base a los resultados anteriores se estima que el retorno financiero al considerar las medidas de eficiencia energética que correspondan al edificio mejorado presentan los siguientes periodos de recuperación del capital:

Tabla 25. Periodos de recuperación del capital al considerar el rango de precios sociales del carbono propuesto.

Precio social del carbono [USD/tCO ₂]	Periodo de recuperación del capital
20,2	3 años
32,5	2 años
43,2	2 años

Los valores anteriores presentan una mejora considerable con respecto a los 10 años calculados inicialmente. Lo anterior muestra el impacto que puedan tener algunos proyectos que inicialmente presenten un retorno financiero muy alto que no haga factible la inclusión de medidas de eficiencia energética, por lo cual la inclusión del beneficio de reducción de emisiones de GEI permitirá influenciar indirectamente la inclusión de edificios con estándares de sustentabilidad más altos.

4.4 Ferroviario pasajeros y carga

Con respecto a los proyectos de EFE preliminarmente se espera que estos tengan un alto impacto al considerar la inclusión del beneficio de reducción de emisiones de GEI en la evaluación social al reflejar una disminución en el consumo de combustibles con respecto a la situación base. Por tal motivo, se intenta calibrar el precio sombra del carbono obtenido para ver su impacto en dos proyectos representativos en materia ferroviaria.

4.4.1 Ferroviario pasajeros: Construcción ferrocarril entre Batuco – Malloco

Este proyecto describe una obra representativa de los proyectos ferroviarios de pasajeros que ingresan al SNI que consiste en la construcción de un nuevo servicio que permita unir las comunas de Malloco y Batuco.

Tabla 26. Descripción general del proyecto ferroviario de pasajeros.

Breve descripción	El proyecto consiste en la construcción de un servicio ferroviario que permita mejorar la conectividad entre Batuco y Malloco. El proyecto se divide en dos subproyectos evaluando el servicio entre Malloco-Alameda y Batuco-Quinta Normal.
Ubicación	Región Metropolitana
Situación base	La situación base consiste en la no existencia del proyecto. En esta situación no existe una cuantificación del consumo de combustibles asociado a los servicios alternativos que actualmente permiten la conectividad del servicio. Existe una dificultad técnica para la evaluación de lo anterior. Por otro lado, existe una evaluación de la línea base al considerar la construcción de desniveles en los cruces ferroviarios, lo cual puede ser utilizada para cuantificar cómo se vería aumentados los beneficios al considerar el proyecto con inclusión del precio social del carbono.
Forma de abatimiento CO₂	Principalmente a la diferencia entre el consumo de combustibles de la situación base y el consumo de energía eléctrica al considerar la operación del servicio con proyecto.

Para la aplicación del precio social del carbono en este proyecto en particular es necesario conocer los consumos de combustibles para la situación sin proyecto ferroviario y aquella con proyecto. De acuerdo a la información obtenida, existe dentro de la evaluación económica del proyecto el detalle del consumo de energía eléctrica, la dificultad radica en que no existe información explícita con respecto a la situación sin proyecto. Por otro lado, es posible asociar un beneficio de reducción de emisiones de GEI a la situación asociada a los beneficios por desniveles. En este caso, en el proyecto se cuantifican los combustibles en la situación con y sin proyecto para los desniveles generados en la situación con el servicio. La disminución de contaminantes en este caso radica en el aumento de la velocidad operacional de los vehículos. Si bien es posible analizar el impacto del beneficio de reducción de emisiones de GEI por desniveles, la finalidad de incluir el precio social del carbono en este proyecto busca calcular el impacto global de la disminución de contaminantes en el VAN del proyecto, por lo cual no se muestra en este informe.

En base a información de reuniones entre el grupo consultor y grupo EFE, se establece que es factible cuantificar para cualquier proyecto ferroviario de pasajeros el consumo de combustible tanto para la situación base como para la situación con proyecto y que no reviste un alto esfuerzo extra, por lo que eventualmente es posible evaluar el impacto del beneficio de reducción de emisiones de GEI en este tipo de proyectos, aunque con la información a la fecha no es posible mostrar en este informe.

4.4.2 Ferroviario carga 1: Traslado de mineral de hierro entre Los Colorados y Planta de pellets Huasco

Este proyecto corresponde al evaluado en el informe “Estimación del precio social del carbono” elaborado en el año 2013 para la División de Evaluación Social de Inversiones y en esta etapa se muestra cómo impacta el considerar una actualización del precio sombra calculado en ese estudio.

Tabla 27. Descripción general del proyecto ferroviario de carga

Breve descripción	El proyecto consiste en la construcción de un servicio ferroviario alternativo para el transporte de mineral de hierro entre Los Colorados y la planta de pellets de Huasco.
Ubicación	Región de Atacama
Situación base	La situación base consiste en el transporte de mineral de hierro mediante camiones, lo cual hace uso de combustible.
Forma de abatimiento CO₂	Principalmente a la diferencia entre el consumo de combustibles de la situación base y el de la operación del servicio de carga con proyecto ferrocarril.

Para la aplicación del precio social del carbono se evalúa la alternativa de transporte vial para el transporte de un volumen de 6 millones de toneladas métricas anuales la cual se considera como la línea base.

Las alternativas a considerar se muestran a continuación:

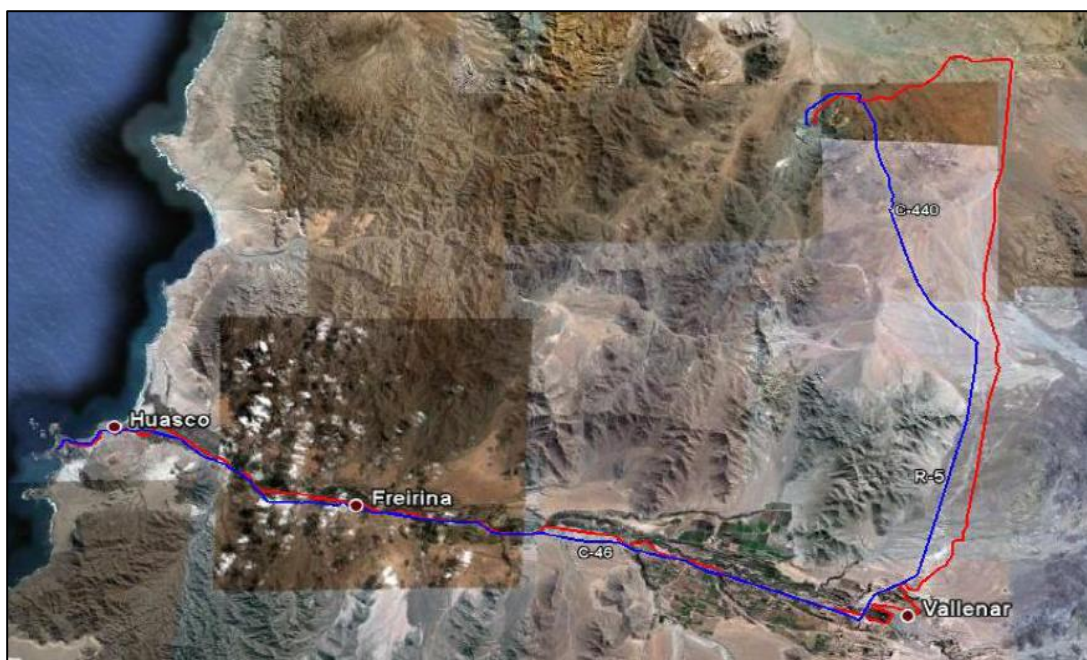


Figura 14: Alternativas traslado mineral hierro. Fuente: MIDEPLAN – SECTRA (2010): “Manual de recomendaciones para el análisis técnico y evaluación social de proyectos de transporte ferroviario”.

El recorrido mostrado en color rojo corresponde al ferrocarril, con una distancia total de 109 km. En azul se muestra el recorrido por camión con una distancia total de 92 km (22 km. Ruta C-440 no pavimentados; 20 km. Ruta 5; 50 km. Ruta C-46).

Las emisiones asociadas a la situación base se desprenden a continuación:

Tabla 28. Emisiones de carbono asociado a cada una de las alternativas.

Ítem	Modo Ferrocarril	Modo Camión
Consumo diésel [t/año]	8.160	19.262
Consumo diésel [m ³ /año]	9.714	22.931
Factor emisión [tCO ₂ e/m ³]	2,6413	2,6413
Emisiones de carbono [tCO ₂ e/año]	25.658	60.568

Las diferencias de emisiones entre ambas alternativas corresponden a 34.910 toneladas CO₂ anuales, por lo que considerando el rango de precios sociales del carbono, el beneficio neto por cambio climático que se le asignaría a la alternativa modo ferrocarril corresponde a:

Tabla 29. Beneficios netos anuales asociados a la disminución de contaminantes para cada precio del carbono propuesto.

Precio social del carbono [USD/tCO ₂]	Beneficio neto anual asociado a disminución de emisiones [USD/año]	Porcentaje del beneficio anual por cambio climático sobre los costos operativos totales ²⁶
20,2	705.182	4,1%
32,5	1.134.575	6,6%
43,2	1.508.112	8,8%

No se conocen los valores asociados a la inversión del modo ferrocarril para analizar cómo el beneficio por cambio climático impactaría al VAN del proyecto, aunque como primera aproximación es posible considerar que este valor es comparativamente alto

²⁶ El objetivo de calcular este porcentaje radica en que al no conocer la inversión total del proyecto y por tanto no poder calcular el VAN del mismo, intenta reflejar el impacto que pudiese tener en el proyecto considerando su comparación con los costos operativos totales.

considerando que estos valores representan un el 4,1%; 6,6% y el 8,8% de los costos operativos totales²⁷ para los distintos precios sociales del carbono presentados.

Con respecto al caso evaluado en el informe “Estimación del precio social del carbono” del año 2013, la actualización del precio social del carbono representa un incremento desde 4,09 USD/tonCO₂ a un valor de 20,2 USD/tonCO₂; 32,5 USD/tonCO₂ y 43,2 USD/tonCO₂ provocando un aumento en el beneficio de reducción de emisiones de GEI calculado en ese informe del 393%, 703% y 956% por lo cual puede impactar fuertemente la evaluación de los proyectos que ingresan al Sistema Nacional de Inversiones referentes a proyectos EFE.

4.4.3 Ferroviario carga 2: Agrupación de proyectos red norte evaluado en informe elaborado para la Subsecretaría de Transportes

El proyecto a evaluar en esta sección corresponde al mostrado en el informe “Análisis, priorización y evaluación social a nivel de perfil de proyectos ferroviarios de carga en red EFE” elaborado por ECS Consult el año 2013. La idea de utilizar este proyecto es que se puede analizar cómo se vería impactado el VAN del mismo al considerar una actualización del precio sombra del carbono calculado en este informe.

A continuación, se muestra el proyecto a evaluar correspondiente al marcado en rojo y que agrupa los proyectos en la red norte y se enfocaría principalmente a transporte minero:

²⁷ Considerando que los costos operativos totales sin incluir el beneficio de reducción de emisiones de GEI corresponden a \$17.099.427 USD/año

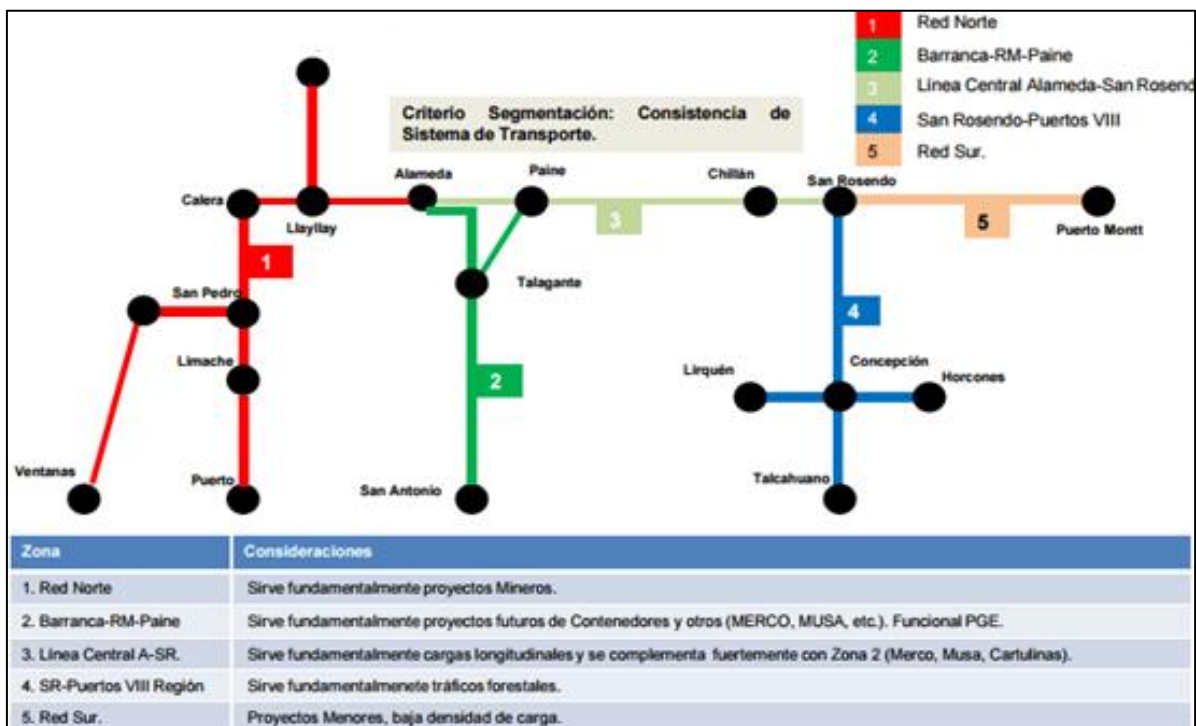


Figura 15. Proyecto de red norte evaluado en estudio anterior. Fuente: ECS Consult, 2013

La evaluación económica anterior y actualizada se muestra a continuación y esquemática utilizando el valor central del precio social del carbono y correspondiente a 32,5 USD/tCO₂:

Año	Inversión	Transferencia de carga camión a tren, \$ millones	Externalidad congestión \$millones	Externalidad accidentes \$millones	Externalidad cambio climático \$millones	Externalidad cambio climático nuevo \$millones	Beneficio social neto \$millones	Beneficio social neto nuevo \$millones
2013	28090						-28090	-28090
2014		5524	1503	361	1168	2163	8556	9551
2015		7916	2154	518	1673	3098	12261	13686
2016		7425	2021	486	1570	2907	11502	12839
2017		8222	2237	538	1738	3219	12735	14216
2018		7679	2090	502	1623	3006	11894	13277
2019		9491	2583	621	2006	3715	14701	16410
2020		11317	3080	740	2392	4430	17529	19567
2021		11431	3111	748	2416	4474	17706	19764
2022		11545	3142	755	2440	4519	17882	19961
2023		11660	3173	763	2465	4565	18061	20161
2024		11777	3205	771	2489	4609	18242	20362
2025		11895	3237	778	2514	4656	18424	20566
2026		12014	3269	786	2539	4702	18608	20771
2027		12134	3302	794	2565	4750	18795	20980
2028		12255	3335	802	2591	4798	18983	21190
2029		12378	3368	810	2616	4844	19172	21400
2030		12501	3402	818	2643	4894	19364	21615
2031		12626	3436	826	2669	4943	19557	21831
2032		12753	3470	834	2696	4993	19753	22050
2033	-16854	12880	3505	843	2723	5043	36805	39125
						VAN	156645	177509
						% variación VAN	-	13%

Figura 16. Evaluación económica considerando nuevo precio social del carbono de 32,5 USD/ton

Cabe destacar que considerando tan solo la modificación del valor original de 13 euros/tonCO₂ a un valor de 32,5 USD/ tonCO₂ el VAN del proyecto de carga aumenta en un 13%.

Lo anterior considerando los tres valores de precio del carbono propuesto se muestra a continuación:

Tabla 30. Cambio en la evaluación económica al considerar distintos precios sociales del carbono sobre el valor considerado en la situación inicial.

Situación	VAN [millones]	% Incremento VAN
Proyecto original considerando precio de 13 euros/ tCO ₂	\$156.645	-
Proyecto considerando precio social del carbono 20,2 USD/tCO ₂	\$160.343	2%
Proyecto considerando precio social del carbono 32,5 USD/tCO ₂	\$177.509	13%
Proyecto considerando precio social del carbono 43,2 USD/tCO ₂	\$192.442	23%

5 SEMINARIO DE DIFUSIÓN

Hacia el final del proyecto se realizó un seminario de difusión. El taller ocurrió el 30 de noviembre de 2016 en el auditorio del Ministerio del Medio Ambiente en Santiago de Chile.

El programa del taller se adjunta a continuación:

09:00 - 09:15	Bienvenida Sr. Marcelo Mena, Subsecretario de Medio Ambiente, Sra. Heidi Berner, Subsecretaria de Evaluación Social del Ministerio de Desarrollo Social, Sr. Juan Manuel Sánchez, Director General de Obras Públicas del Ministerio de Obras Públicas, Sra. Catherine Taylor, Directora de Asuntos Económicos y Desarrollo Sustentable de la Embajada Británica.
09:15 - 09:30	Cambio Climático en el Ministerio de Desarrollo Social Sra. Viviana Espinoza, Jefa Departamento de Metodologías del Ministerio de Desarrollo Social.
09:30 - 09:45	Cambio Climático en el Ministerio de Obras Públicas Sra. Evelyne Medel, Coordinadora Ambiental de la Secretaría Ejecutiva de Medio Ambiente y Territorio del Ministerio de Obras Públicas.
09:45 - 10:00	Metas de Chile bajo el Acuerdo de París y el PANCC 2017-2022 Sr. Fernando Farías, Jefe Departamento de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente.
10:00 - 10:45	Precio sombra de carbono en el Sistema Nacional de Inversiones Sra. Andrea Rudnick y Sr. Ignacio Rebolledo, Poch.
10:45 - 11:15	Ronda de preguntas y respuestas
11:15 - 12:00	Café/té

El público objetivo del taller consistió en formuladores de términos de referencia de las diferentes direcciones del Ministerio de Obras Públicas, evaluadores del Ministerio de Desarrollo Social, además de actores del sector privado y consultoría. El listado de invitados al taller se adjunta en el Anexo 8.3.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El precio sombra de carbono es la mejor aproximación para la determinación del precio social del carbono en el marco del Sistema Nacional de Inversiones Públicas de Chile. Para futuras actualizaciones es necesario continuar observando el concepto de costo social de carbono.
- La experiencia del Reino Unido en materia de fijación de costos sociales y precios sombra de carbono es fundamental y la replicación potencial de esta metodología en otros países en desarrollo puede ser estratégica para lograr la mitigación a largo plazo.
- El establecimiento de un futuro mercado del carbono nacional e internacional al alero del Acuerdo de París de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, debería ser considerado en una futura actualización del precio social de carbono.
- La propuesta de estimar un precio de sombra de carbono a partir de la disposición de Chile de reducir, y por ende de pagar, emisiones de gases de efecto invernadero conforme a su meta de mitigación bajo el Acuerdo de París, denominada “contribución nacional determinada” se considera la más apropiada para el contexto actual.
- El enfoque utilizando curvas de costo abatimiento marginal de emisiones de gases de efecto invernadero para estimar el costo de Chile de alcanzar las metas de mitigación bajo el Acuerdo de París es adecuado, sin embargo, tiene como limitación que dichas curvas son estáticas y no consideran la interacción entre las medidas de mitigación.
- Los resultados del proyecto MAPS Chile consisten en la mejor información disponible respecto de las opciones de mitigación que Chile posee para cumplir sus metas de mitigación y los costos asociados a la implementación de dichas medidas. Esto se suma al hecho que MAPS Chile consistió en el proceso que generó la información de base para diseñar la contribución nacional determinada de Chile bajo el Acuerdo de París. El uso de los escenarios de MAPS Chile no indica que sean los únicos escenarios de mitigación considerados para alcanzar las metas de mitigación, sino que existen múltiples caminos o combinaciones de medidas que pueden ser consideradas para alcanzar las metas.
- La actualización de los escenarios de mitigación y las curvas de costo abatimiento marginal, junto con el seguimiento del cumplimiento de las metas de mitigación serán insumos fundamentales para las futuras actualizaciones del precio social de carbono.

- Los resultados del análisis arrojan un precio social de carbono que corresponde a 32,5 [USD/ton CO₂] con un rango de sensibilidad entre 20,2 [USD/ton CO₂] y 43,2 [USD/ton CO₂].
- La aplicación del rango de sensibilidad del precio social de carbono en la evaluación social de proyectos es relevante debido a que da cuenta de la incertidumbre asociada al mismo.
- La aplicación del precio social de carbono puede ser transversal a cualquier tipología de proyecto que pueda reducir emisiones de gases de efecto invernadero respecto a una situación base o frente a una alternativa de proyecto menos intensiva en uso de energía de origen fósil.
- La utilización del precio social de carbono debe ocurrir en la etapa de evaluación ex ante (pre-inversión) del Sistema Nacional de Inversiones donde se analizan diferentes alternativas de proyecto.
- Proyectos que pueden tener un impacto sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema de inversiones públicas incluyen: agua potable rural, edificación pública, transporte vial, transporte ferroviario de carga y pasajeros.
- La calibración del precio social en los distintos proyectos arroja que la incorporación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en los proyectos de agua potable rural y vialidad no impacta significativamente su evaluación social. De forma contraria, los proyectos de edificación pública y transporte ferroviario se ven impactados significativamente por la incorporación del precio de carbono en su evaluación social.
- Se recomienda continuar con la aplicación del precio social de carbono en diferentes proyectos con el objeto de estimar potenciales de reducción de emisiones por tipo de obras.
- El resultado de la calibración enseña que la adopción de un precio social de carbono podría tener un impacto significativo en la evaluación de costos y beneficios asociados al carbono, principalmente en proyectos de edificación pública y transporte ferroviario.
- Por último, la valoración económica del carbono, a través de un precio social, permite: asegurar que el impacto climático de la inversión pública sea contabilizado; asegurar la coherencia en la toma de decisiones en todas las políticas del Estado; y mejorar la transparencia y el escrutinio de la toma de decisiones de inversión pública. Todo esto debería conducir a una mejor asignación de los recursos públicos mejorando la calidad de la inversión pública nacional.

A continuación, se presentan recomendaciones sobre la aplicación del precio social del carbono en los proyectos dependiendo si estos ingresan por enfoque costo-beneficio o costo-eficiencia al Sistema Nacional de Inversiones.

Enfoque costo-beneficio: en este tipo de proyectos, el beneficio climático por concepto de reducción de contaminantes permite ser aplicado directamente en la evaluación socio-económica y por tanto es posible calcular el VAN del proyecto considerando la aplicación del precio social del carbono.

Las recomendaciones específicas a cada tipo de obra son:

- **Transporte ferroviario:** en proyectos de carga se espera que la inclusión del precio social del carbono se realice a través de la comparación con respecto a la situación actual o sobre la alternativa caminera, cuantificando en cada situación el consumo de combustibles y mediante el uso de los factores de emisión para el tipo de combustible en particular calcular las toneladas de CO₂. Posteriormente se aplica el precio social del carbono para finalmente calcular el VAN para la alternativa ferrocarril considerando el beneficio climático en caso de reducir contaminantes. En proyectos de transporte de pasajeros se recomienda que estos, al igual que en caso de la cuantificación de ahorros de tiempo con respecto a la situación base, presenten una cuantificación de las toneladas de CO₂ emitidas y posteriormente aplicar el precio social del carbono como un beneficio (en caso que la alternativa permita reducir emisiones).
- **Transporte vial:** se recomienda incluir en la actualización del software HDM3 la segregación de la información referente a costos de combustibles dentro de los costos operativos totales, lo cual según informaciones de profesionales de MDS, se está trabajando en su inclusión en la actualización al HDM4. Lo anterior permitirá conocer el consumo de combustibles y posteriormente evaluar la diferencia de toneladas de carbono entre la situación base y situación con proyecto. Mientras no exista tal segregación de costos, sería necesario cuantificar un porcentaje de los costos de combustibles sobre los costos operativos totales para cada proyecto en particular a través del trabajo conjunto entre las unidades de Vialidad, SECTRA y el Ministerio de Desarrollo Social, lo cual permitirá incluir un beneficio climático en el VAN del proyecto.

Enfoque costo-eficiencia: la presentación de este tipo de proyectos utilizando una evaluación de los costos asociados a través del VAC no incluye una valoración del beneficio, lo cual implica que no se podría ingresar el precio social del carbono de forma directa. Por tal motivo, **la inclusión del precio social del carbono debe ser presentado en las etapas tempranas del proyecto** al considerar las alternativas del mismo y evaluar si las medidas de eficiencia energética o inclusión de energías renovables cuentan con periodos de retorno menores al horizonte de evaluación. **La inclusión del precio social del carbono permitirá una disminución del periodo de retorno** al considerar que además de la reducción de los costos operacionales, la disminución de CO₂ permitiría pagar (o no) la inversión dentro del horizonte de evaluación. **Aplicar el precio social de esta forma**

estaría incidiendo indirectamente en impulsar aquellas iniciativas que generen impacto positivo en lo que a reducción de emisiones se refiere. De esta manera es como se utiliza actualmente la herramienta ECSE para edificación pública en el Sistema Nacional de Inversiones y se espera replicar su enfoque al resto de proyectos que se evalúan mediante costo-eficiencia.

Las recomendaciones específicas a cada tipo de obra son:

- **Agua Potable Rural:** en este tipo de proyectos se recomienda considerar la situación base con respecto al suministro eléctrico de la planta de producción de agua potable, evaluando la situación en la cual existiría un grupo electrógeno o conexión a la red eléctrica para satisfacer las necesidades energéticas del mismo. Por lo tanto, es necesario que los gestores y formuladores separen la componente del proyecto asociada a la producción de agua potable de la componente de inversión referente al sistema de abastecimiento eléctrico (energías renovables) y aplicar el precio sombra del carbono para conocer si la inversión en energías renovables presenta un periodo de retorno menor al horizonte de evaluación considerando el beneficio climático al incluir energías alternativas. Para la cuantificación del ahorro de emisiones se debe conocer la situación base de la generación eléctrica (grupo electrógeno o conexión a la red) utilizando los factores de emisiones para cada uno. Por tales motivos los pasos necesarios para la aplicación del precio social del carbono en proyectos APR consiste en:
 - a) Estimación energía a utilizar proyecto de producción y distribución agua potable (situación base).
 - b) Evaluación energía alternativa para suministrar la demanda requerida (situación con proyecto. Se debe cuantificar la inversión y costos operativos con respecto a situación base.
 - c) Cálculo de diferencial de emisiones entre situación base y situación con proyecto (usando factores de emisión situación base).
 - d) Aplicación precio sombra sobre el diferencial de emisiones calculado en etapa anterior.
 - e) Cálculo del periodo de retorno de la alternativa con proyecto considerando diferencial de inversión (con respecto a grupo electrógeno por ejemplo), diferencial de operación y beneficio por cambio climático.

Según la información recopilada en estos proyectos no se ha encontrado información explícita de selección de alternativas para suministro eléctrico por lo que se dificulta la incorporación de energías renovables en los proyectos presentados al SNI al considerar los altos costos de inversión asociados.

- **Edificación Pública:** el enfoque de inclusión de las medidas de eficiencia energética al edificio base y el cálculo del periodo de retorno de las mismas utilizando la herramienta ECSE, permite la inclusión del precio social del carbono. Por lo tanto, la recomendación es utilizar las toneladas de CO₂ ahorradas entre la situación base y la situación con proyecto (edificio mejorado u optimizado según sea el caso) y aplicar sobre estas el precio del carbono para calcular el nuevo periodo de retorno de la inversión, lo cual conllevaría menores periodos de retorno al considerar el beneficio por cambio climático. Se recomienda incluir directamente el valor del precio social del carbono calculado en este estudio en la herramienta ECSE para su posterior aplicación por los formuladores y/o evaluadores.

Con respecto a los próximos pasos en base al aporte de este estudio, los ministerios mencionados en este estudio son fundamentales para la utilización del precio social del carbono y aportar a los desafíos expuestos por el país con respecto a mitigación de gases contaminantes. Por tales motivos, dentro de los roles de cada uno de ellos se destacan los siguientes:

- **Ministerio de Desarrollo Social:** se espera que monitoree la generación de antecedentes para la posible creación del nuevo mecanismo de mercado y su entrada en operación como insumo para futuras actualizaciones del precio social de carbono. Este mecanismo de mercado se encuentra en el marco del plan para apoyar la acción por el cambio climático Partnership for Market Readiness (PMR).
- **Ministerio de Obras Públicas:** se espera que cada proyecto que se presente al SNI incorpore la cuantificación de gases contaminantes y así conocer el impacto de reducción de emisiones.
- **Ministerio de Medio Ambiente:** se espera que pueda impulsar, a través de una comunicación formal al Ministerio de Desarrollo Social, que el impacto climático de la inversión pública sea contabilizado en el Sistema Nacional de Inversiones de modo de asegurar la coherencia en la toma de decisiones en todas las políticas del Estado.

Como comentario final se debe mencionar que las contrapartes técnicas del Ministerio de Obras Públicas y el Ministerio de Desarrollo Social indican que ambos Ministerios están abiertos a incorporar el precio social de carbono resultante de este estudio de manera transversal en los diferentes tipos de obras sujetos al Sistema de Inversiones Públicas. Sin embargo, el mandato político para la actualización del precio social de carbono y su aplicación transversal en las evaluaciones socio-económicas le corresponde al Ministerio del Medio Ambiente como responsable de la política nacional sobre cambio climático. Por tal motivo, se les ha solicitado al MMA que pueda enviar una comunicación formal a MDS para incorporar el precio social del carbono en el SNI, lo cual ha tenido buena acogida y se espera pueda ser realizado prontamente.

7 BIBLIOGRAFÍA

Ackerman, 2012. Climate Risks and Carbon Prices: Revising the Social Cost of Carbon. Stockholm Environment Institute – U.S. Center, Somerville.

AEA Technology, 2005. The Social Costs of Carbon (SCC) Review – Methodological Approaches for Using SCC Estimates in Policy Assessment. Final Report.

BMUB/GIZ, 2015. Proyecto Inversión Pública y Adaptación al Cambio Climático. Memoria del proyecto. Lima, Perú.

Cooke, 2011. A Shapley Value Approach to Pricing Climate Risks. Resources for the Future and Delft University of Technology.

Defra, 2007. The Social Cost of Carbon and the Shadow Price of Carbon: What they are, and how to use them in economic appraisal in the UK. Publicado en: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243825/background.pdf

Defra, 2007. The Social Cost of Carbon and The Shadow Price Of Carbon: What They Are, And How To Use Them In Economic Appraisal In The UK.

Department of Energy and Climate Change UK, 2009. Carbon Valuation in UK Policy Appraisal: A Revised Approach.

Dietz, 2012. The Treatment of Risk and Uncertainty in the US Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis. Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, and Department of Geography and Environment, London School of Economics and Political Science (LSE).

E3G, 2015. Consideraciones para una estrategia de cambio climático en Chile.

Eyre N et al, 1999. Global warming damages, Final report of the Extern global warming sub-task, DGXII, EC, Brussels.

Gobierno de Chile, 2015. Contribución Nacional Tentativa de Chile para el Acuerdo Climático de París 2015. Publicado en: <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Chile/1/Chile%20INDC%20FINAL.pdf>

HM Treasury, 2003. The Green Book, Appraisal and Evaluation in Central Government. Publicado en: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/220541/green_book_complete.pdf

Hope, 2011. The Social Cost of CO2 from the PAGE09 Model. University of Cambridge.

Kögel, 2011. The Social Cost of Carbon on an Optimal Balanced Growth Path. Ernst-Moritz-Arndt-University of Greifswald.

Kopp et al, 2012. The Influence of the Specification of Climate Change Damages on the Social Cost of Carbon.

Kopp, 2012. The U.S. Government's Social Cost of Carbon Estimates after Their First Two Years: Pathways for Improvement. Rutgers University.

Kousky et al, 2011. Risk Premia and the Social Cost of Carbon: A Review.

Mandell, 2010. Carbon Emission Values in Cost Benefit Analyses. Swedish National Road and Transport Research Institute.

MAPS Chile, 2014. Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2. Ministerio del Medio Ambiente; Santiago, Chile.

Marten, 2011. Transient Temperature Response Modeling in IAMs: The Effects of Over Simplification on the SCC. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C.

McKinsey & Company, 2009. Pathways to a Low Carbon Economy – Global GHG Abatement Cost Curve.

McKinsey & Company, 2009. Pathways to a Low Carbon Economy for Brazil. Publicado en: <http://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/pathways-to-a-low-carbon-economy-for-brazil>

Ministerio de Desarrollo Social, 2013. Estimación Precio Social del Carbono. Publicado en: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/evaluacion/ex-ante/metodologias/>

Ministerio de Desarrollo Social, 2013b. Metodología general de preparación y evaluación de proyectos. Publicado en: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/metodologia-general/?wpdmdl=855>

Ministerio de Desarrollo Social, 2015. Normas, Instrucciones y Procedimientos para el Proceso de Inversión Pública (NIP). <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/evaluacion-iniciativas-de-inversion/evaluacion-ex-ante/normas-instrucciones-y-procedimientos-inversion-publica-nip/>

Pycroft et al, 2011. A Tale of Tails: Uncertainty and the Social Cost of Carbon Dioxide European Commission, IPTS, Seville.

Stern, 2006. The Economics of Climate Change: The Stern Review.

8 ANEXOS

8.1 Medidas asociadas al escenario ERNC

Medida	Descripción	Costo abatimiento marginal [US\$/tCO2 eq] 3%	Año inicio	Año fin	Reducción en año 2030 [MM tCO2 eq]	
					Total año 2030	Acumulada
Energías renovables para usos térmicos en instalaciones nuevas y existentes	Inversión en energías renovables para usos térmicos en la industria y minería, nueva y existente.	-227,3	2013	2050	0,65	0,65
Utilización de energías renovables no convencionales (ERNC) en agricultura de riego	Reemplazo del consumo eléctrico de los sistemas de bombeo para riego por energías renovables, particularmente solar.	-88,6	2015	2050	0,1	0,75
Generación eléctrica en obras de riego (Nivel 2)	Se instalan 180 MW de energía hidroeléctrica al año 2020 y 480 MW al año 2030.	-33,6	2014	2050	1,22	1,972
Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios	Se instalan 11 MW adicionales en centrales eléctricas hacia el 2020	5,8	2017	2050	0,28	2,252
Autoabastecimiento eléctrico residencial (net billing)	Promoción del autoabastecimiento eléctrico residencial, mediante la generación de energía mediante fuentes de renovables no convencionales y bajo un esquema de net billing.	7,7	2014	2050	0,17	2,422
Incentivo a una tecnología específica ERNC – Mini hidro (Nivel 2)	Se instalan 759 MW adicionales de energía mini-hidro al año 2020 y 2.649 MW al año 2030.	16,48	2015	2050	3,04	5,458
Planta de digestión anaeróbica en base a residuos sólidos municipales (nivel 3)	El 12% de la fracción orgánica de los RSM es enviada a plantas de digestión anaeróbica.	28,2	2016	2050	0,16	5,618

Incentivos a una tecnología ERNC específica - Eólica (Nivel 2)	Se instalan 1.599 MW adicionales de energía eólica al año 2020 y 9.520 MW al año 2030.	33,9	2014	2050	11,8	17,439
Proyectos de autogeneración de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras	Implementación de proyectos de energía eléctrica con ERNC en plantas industriales y mineras.	45,1	2015	2050	0,73	18,172
Modificación de la Ley ERNC: 30/30	Se cumple la actual ley hasta el año 2025, luego aumenta la exigencia de forma lineal, hasta llegar al 30% de ERNC al año 2030.	47,3	2025	2050	6,68	24,9
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Solar fotovoltaica (nivel 1)	Se instalan 249 MW de energía solar al año 2020 y 2.452 MW al año 2030.	47,5	2014	2050	3,0	27,9
Incentivo a una tecnología ERNC específica - Geotérmica (Nivel 2)	Se instalan 306 MW de energía geotérmica al año 2020 y 2.501 MW al año 2030.	49,6	2017	2050	3,44	31,3
Programa de adopción de sistemas solares térmicos	Programa que busca dar continuidad al beneficio tributario para la adopción de sistemas solares térmicos existente en la actualidad y que vence el 31 de diciembre de 2013.	52,3	2013	2050	0,29	31,607
Impulso a redes más limpias introduciendo un factor de emisión basado en contratos y chequeado contra generación efectiva de esos contratos	Esto incluye todas aquellas iniciativas que reduzcan emisiones y su aplicación supone atribuir la reducción vía contrato de generación y no del FE del sistema interconectado. Esto permite impulsar todas las medidas (ERNC, CCS, cambio de combustible, etc.) que apunten a reducir las emisiones de Alcance 2 utilizando para ello las negociaciones entre clientes y generadores.	65,6	2017	2050	0,698	32,305
Incentivo a una tecnología ERNC específica – Concentración Solar (Nivel 2)	Se instalan 300 MW de energía solar al año 2020 y 3.143 MW al año 2030.	314,8	2014	2050	3,287	35,592
Recuperación de energía potencial por transporte de material en la minería	Instalación de sistemas que permitan generar electricidad a través de la recuperación de energía potencial existente en correas transportadoras, agua, pulpa, relave y concentrado.	1082,1	2015	2050	0,112	35,704
Sistema de almacenamiento para energía eólica	Se instalan 1.646 MW de energía eólica con sistema de almacenamiento (se mejora factor de planta igual a 75%) al 2050.	No reduce entre 2013-2030				

Sistema de almacenamiento para energía solar	Se instalan 1.097 MW de energía solar con sistema de almacenamiento (se mejora factor de planta igual a 75%) al año 2050.	No reduce entre 2013-2030
--	---	---------------------------

8.2 Listado de actores entrevistados

Nombre	Apellido	Organización	Cargo
Rubén	Triviño	SECTRA	Área Metodológica y Datos
Valeria	Tapia	SECTRA	Área Metodológica y Datos
Domingo	Kauak	GRUPO EFE	Jefe de Proyectos - Gerencia de Planificación y Estudios
Denisse	Estay	GRUPO EFE	Gerencia de Planificación y Estudios
Hector	Poblete	MOP - Vialidad	Departamento de Programas y Proyectos Interurbanos
Ximena	Krause	MOP - Vialidad	Departamento de Planes de Infraestructura Vial
José	Meléndez	MOP - Vialidad	Dirección de Vialidad
Daniela	Latrach	MOP - Vialidad	Analista Departamento de Medio Ambiente y Territorio Dirección de Vialidad
Viviana	Espinoza	MDS	Jefa Departamento de Metodologías
Eduardo	Koffman	MDS	Departamento de Metodologías
Fernando	Cartes	MDS	Jefe División Evaluación Social de Inversiones
Mauricio	Jelves	MOP - Aeropuertos	Arquitecto Jefe Departamento Planificación y Control Estratégico Dirección de Aeropuertos
Paola	Pérez	MOP - Aeropuertos	Jefa de Planificación de Inversiones en Dirección de Aeropuertos
Juan	Carmona	MOP - Aeropuertos	Dirección de Aeropuertos
Pamela	Santander	MOP-SEMAT	Ingeniera Civil Geografía Jefa Unidad Gestión Ambiental SEMAT
Heather	Goodale	Embajada Británica	Climate and Green Growth Officer
Freddy	Torrealba	Embajada Británica	Projects Coordinator
Evelyne	Medel	MOP-SEMAT	Ingeniera Civil Geografía Coordinadora Ambiental SEMAT
Mauricio	Lavín	MOP-SEMAT	Secretario Ejecutivo de Medio Ambiente y Territorio DGOP
Jenny	Mager	MMA	Coordinadora de Mitigación, Departamento de Cambio Climático
Maritza	Jadrijevic	MMA	Encargada de Política Nacional de Cambio Climático
Felipe	Osses	MMA	Negociador Internacional
Margarita	Cordaro	MOP- Arquitectura	Arquitecto Jefa Subdepto Eficiencia Energética División Edificación Pública
Leonardo	Lillo	MOP- Arquitectura	División Edificación Pública
Marcelo	Concha	MOP- Arquitectura	Profesional División Edificación Pública
Oriana	Solis	MOP- Arquitectura	Coordinadora Cambio Climático Dirección de Arquitectura
James	Harries	Ricardo Energy & Environment	
Gabriela	Moya	E3G	Finance Strategy of Chile

8.3 Listado de actores invitados al seminario de difusión

	Nombre	Apellido	Organización	Email
1	Alejandro	Rivas	Analistas MDS nivel central	arivas@desarrollosocial.cl
2	Ariel	Bobadilla	Universidad de Bío Bío	abobadil@ubiobio.cl
3	Barbara	Zamora	DGOP	barbara.zamora@mop.gov.cl
4	Constanza	Pantaleón	Consejo Minero	cpantaleon@consejominero.cl
5	Cristian	Mosella	Colbún	CMosella@colbun.cl
6	Cristián	Yañez	CDT	cyanez@cdt.cl
7	Cristina	Contzen	MOP-Obras Portuarias	cristina.contzen@mop.gov.cl
8	Daniela	Latrach	MOP - Vialidad	daniela.latrach@mop.gov.cl
9	Domingo	Kauak	GRUPO EFE	domingo.kauak@efe.cl
10	Eduardo	Sanhueza	Cambio Climático & Desarrollo Consultores	je.sanhueza@ccyd.cl
11	Eduardo	Koffman	MDS	EKoffmann@desarrollosocial.gob.cl
12	Evelyn	Galdames	DGOP	evelyn.galdames@mop.gov.cl
13	Evelyne	Medel	MOP-SEMAT	evelyne.medel@mop.gov.cl
14	Felipe	Osses	MMA	FOsses@mma.gob.cl
15	Fernando	Farías	MMA	ffarias@mma.gob.cl
16	Fernando	Córdova	PWC Chile	fernando.cordova@cl.pwc.com
17	Fernando	Cartes	MDS	fcartes@desarrollosocial.gob.cl
18	Francisco	Pinto	MMA	fpintop@mma.gob.cl
19	Freddy	Torrealba	Embassy	freddy.torrealba@fco.gov.uk
20	Heather	Goodale	Embassy	Heather.Goodale@fco.gov.uk
21	Hector	Poblete	MOP - Vialidad	hector.poblete@mop.gov.cl
22	Hernán	de Solminiac	CLAPES	hsolmini@ing.puc.cl
23	Hugo	Vásquez	Analistas MDS nivel central	HWasquez@desarrollosocial.gob.cl
24	Irene	Righetti	Analistas MDS nivel central	irighetti@desarrollosocial.cl
25	Jenny	Mager	MMA	JMager@mma.gob.cl
26	Jorge	Gómez	Asociación Gremial de Generadores de Chile	jorge.gomez@generadoras.cl
27	José	Meléndez	MOP - Vialidad	jose.melendez@mop.gov.cl
28	José Tomás	Morel	Consejo Minero	jtmorel@consejominero.cl
29	Juan	Carmona	MOP - Aeropuertos	juan.carmona.a@mop.gov.cl
30	Juan Pedro	Searle	PMR - Ministerio de Energía	jsearle@minenergia.cl
31	Leonardo	Lillo	MOP- Arquitectura	leonardo.lillo@mop.gov.cl
32	Liliana	Calzada	DGOP	liliana.calzada@mop.gov.cl
33	Luis	Gonzales	CLAPES	lwgonzal@uc.cl

	Nombre	Apellido	Organización	Email
34	Luis Miguel	Galindo	CEPAL	LuisMiguel.GALINDO@cepal.org
35	Luz	Alcantara	DGOP	luz.alcantara@mop.gov.cl
36	Marcela	Palominos	Ministerio de Hacienda	mpalominos@hacienda.gov.cl
37	Marcelo	Chacón	MOP-Arquitectura	marcelo.chacon@mop.gov.cl
38	Margarita	Cordaro	MOP- Arquitectura	margarita.cordaro@mop.gov.cl
39	María Francisca	Calvo	Analistas MDS nivel central	mcalvo@desarrollosocial.cl
40	María Miranda	Lagos	MOP-APR	maria.miranda.l@mop.gov.cl
41	Marina	Hermosilla	Director Ejecutivo CLG	mhermosill@fen.uchile.cl
42	Mauricio	Jelves	MOP - Aeropuertos	mauricio.jelves@mop.gov.cl
43	Mauricio	Lavín	MOP-SEMAT	mauricio.lavin@mop.gov.cl
44	Nicola	Borreegaard	Ministerio de Energía	nborregaard@minenergia.cl
45	Nicolás	Westenek	PMR - Ministerio de Energía	nwestenek@agci.gob.cl
46	Oriana	Solis	MOP- Arquitectura	oriana.solis@mop.gov.cl
47	Orietta	Valdés	Analistas MDS nivel central	ovaldes@desarrollosocial.cl
48	Pamela	Santander	MOP-SEMAT	pamela.santander@mop.gov.cl
49	Paola	Pérez	MOP - Aeropuertos	paola.perez.c@mop.gov.cl
50	Patricio	Vega	MOP-Vialidad	patricio.vega@mop.gov.cl
51	Patricio	Osorio	MOP-Obras Portuarias	patricio.osorio.c@mop.gov.cl
52	Rubén	Triviño	SECTRA	rtrivino@sectra.gob.cl
53	Solange	Bacigalupo	MOP-Obras Portuarias	solange.bacigalupo@mop.gov.cl
54	Valeria	Tapia	SECTRA	vtapia@sectra.gob.cl
55	Viviana	Espinoza	MDS	vlespinoza@desarrollosocial.gob.cl