



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE UN SISTEMA CAP AND TRADE EN EL
SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO ESCENARIOS DE
BAJOS COSTOS DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICO

CAMILO CRISTOBAL JAEN INOSTROZA OMONTE

**PROFESOR GUÍA
CARLOS BENAVIDES FARIÁS**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
MANUEL DÍAZ ROMERO
ANDRÉS CABA RUTTE**

SANTIAGO DE CHILE

2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARTA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICO
POR: CAMILO INOSTROZA OMONTE
FECHA: 6 de Enero de 2018
PROF. GUÍA: CARLOS BENAVIDES FARÍAS

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE UN SISTEMA CAP AND TRADE EN EL SECTOR
GENERACIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO ESCENARIOS DE BAJOS COSTOS DE
DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En el presente informe se detalla el trabajo de título “Análisis Del Impacto De Un Sistema Cap And Trade En El Sector Generación Eléctrica Considerando Escenarios De Bajos Costos De Desarrollo De Las Energías Renovables No Convencionales”.

Un sistema Cap and Trade es una herramienta administrativa utilizada para el control de emisiones de gases de efecto invernadero.

Una autoridad central (normalmente un gobierno o una organización internacional) establece un límite sobre la cantidad de gases contaminantes que pueden ser emitidos. Las empresas son obligadas a gestionar un número de bonos (también conocidos como derechos o créditos), que representan el derecho a emitir una cantidad determinada de residuos. Las compañías que necesiten aumentar las emisiones por encima de su límite deberán comprar créditos a otras compañías que contaminen por debajo del límite que marca el número de créditos que le ha sido concedido. La transferencia de créditos es entendida como una compra. En efecto, el comprador está pagando una cantidad de dinero por contaminar, mientras que el vendedor se ve recompensado por haber logrado reducir sus emisiones. De esta forma se consigue, en teoría, que las compañías que hagan efectiva la reducción de emisiones son las que lo hagan de forma más eficiente (a menor costo), minimizando el costo agregado que la industria paga por conseguir la reducción.

El objetivo de esta memoria consiste en modelar un sistema Cap and Trade con énfasis en el sector Generación Eléctrica. Se trabaja con un modelo matemático de optimización que tiene modelada una restricción de emisiones máximas, es decir, este modelo tiene la capacidad de imponer un CAP. La tarea por consiguiente, es modelar la capacidad de transar emisiones en otros sectores (Trade). El modelo fue aplicado para evaluar seis escenarios de trayectorias de emisiones máximas para el sector generación y para el sector energía en su totalidad. Las emisiones máximas fueron determinadas a partir de los compromisos de reducción de emisiones adquiridas por Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas contra el cambio climático presentada en Paris 2015. Los resultados muestran que el modelo permite cumplir las restricciones de emisiones máximas a nivel sectorial y a nivel Nacional y le da la posibilidad a las empresas del sector generación eléctrica comprar bonos de emisiones a los otros sectores.

*A mi familia. A las personas que
Formaron parte de este viaje durante la Universidad.
A los que aportaron a mi crecimiento y aprendizaje
A todas las buenas personas que conocí en el camino
Gracias a todos por tanto, y gracias a tantos por nada.*

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. Motivación	9
1.2. Alcance	10
1.3. Objetivos	11
1.3.1. Objetivo General	11
1.3.2. Objetivos Específicos	11
1.4. Estructura	12
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	13
2.1. Antecedentes Actuales	13
2.2. Metas dadas por la ciencia	14
2.3. Cambio Climático	16
2.3.1. Calentamiento Global del Planeta	16
2.3.2. Efecto Invernadero	17
2.3.3. Cambio Climático y las Naciones Unidas	19
2.4. Emisiones de gases de efecto invernadero en Chile por Sector	24
2.4.1. Sector Generación Eléctrica y Transporte de Electricidad	26
2.4.2. Sector de Transporte y Urbanismo	28
2.4.3. Sector Comercial, Público y Residencial (CPR)	28
2.4.4. Sector Minerías y Otras Industrias	28
2.4.5. Las Medidas de Mitigación y Curvas de Abatimiento	29
2.5. Sistema Cap and Trade	32
2.6. Estado del arte en modelación de sistemas Cap and Trade	34
3. METODOLOGÍA PROPUESTA	36
3.1. Modelación	37
4. FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS	40

4.1. Evaluación de casos	40
4.2. Análisis de Resultados	43
4.2.1. Escenarios de bajos costos de permisos de emisiones	43
4.2.2. Escenarios de costos medios de permisos de emisiones	60
5. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	
72	
5.1. Conclusiones	72
5.2. Propuesta de trabajo futuro	74
ANEXOS	
75	
A. Precios de combustibles	75
B. Costos de Inversión por Tecnología	77
BIBLIOGRAFÍA	
79	

Índice de Figuras

Figura 1: Escenarios de trayectorias de emisiones Representative Concentration Pathways (RCP) a nivel global. Fuente: IPCC, Fifth Assessment Report [3].	15
Figura 2: GEI De todos los sectores con énfasis en el sector Energía. Fuente [2]	25
Figura 3: Emisiones del sector Energía por subsectores. Fuente [2].	25
Figura 4: Proyección de Emisiones de GEI por sectores. Fuente [2].	26
Figura 5: Generación eléctrica por tipo de fuente de emisiones. Fuente [2].	27
Figura 6: Emisiones GEI en Chile, por tipo de combustible MtCO ₂ eq. Fuente [2].	28
Figura 7: Principales dimensiones de la curva de costos de abatimiento. Fuente [2].	30
Figura 8: Sectores que participan del mercado de carbono para países que han implementado este tipo de sistemas. Fuente [5].	34
Figura 9: Curvas de metas de emisiones con diversos esfuerzos. Fuente	41
Figura 10: Grafico de curvas de emisiones según metas con diferentes niveles de esfuerzos de reducciones de emisiones	42
Figura 11: Grafico de curvas de emisiones según metas con diferentes niveles de esfuerzos por reducir las emisiones excluyendo al sector Energía Eléctrica	43
Figura 12: Despacho de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología anualmente	45
Figura 13: Inversión en potencia instalada por tipo de tecnología	46
Figura 14: Emisiones del sector Generación Eléctrica para el caso base	46
Figura 15: Emisiones del Sector Generación Eléctrica versus la Capacidad máxima de emisiones del mismo sector	47
Figura 16: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas PEN bajo costo	48
Figura 17: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a bajo costo y con esfuerzo dado por las medidas PEN	48
Figura 18: Despacho de energía por tecnología	50
Figura 19: Inversión por tecnología	51
Figura 20: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Adicional bajo costo	52
Figura 21: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones para este sector según la curva de Esfuerzo adicional	52
Figura 22: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a bajo costo y trayectoria de emisiones de Esfuerzo Adicional	53
Figura 23: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Adicional	54
Figura 24: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional	55
Figura 25: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Extra bajo costo	56
Figura 26: Emisiones totales sector Energía versus Capacidad máxima de Emisiones general dada la trayectoria de emisiones por el Esfuerzo Extra	57

Figura 27: Compras de bonos de emisiones del Sector generación de Energía Eléctrica a los otros grupos del sector Energía versus la disponibilidad de bonos según trayectoria de emisiones Esfuerzo Extra	57
Figura 28: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo	59
Figura 29: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo	59
Figura 30: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas PEN bajo costo	60
Figura 31: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones para este sector según la curva de Metas PEN con costos de bonos precio 15 USD/tCO ₂ eq.....	61
Figura 32: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas PEN	61
Figura 33: Despacho de energía por tecnología Metas Pen costo medio	62
Figura 34: Inversión por tecnología metas PEN costo medio permisos de emisiones	63
Figura 35: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Adicional costo medio	64
Figura 36: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones según trayectoria de emisiones de Esfuerzo Adicional con costo de bonos medio.....	65
Figura 37: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas de Esfuerzo Adicional	65
Figura 38: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio.....	66
Figura 39: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio	67
Figura 40: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Extra costo medio	68
Figura 41: Emisiones totales sector Energía versus Capacidad máxima de emisiones según trayectoria de Esfuerzo extra con precio de bonos medio.....	68
Figura 42: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas de Esfuerzo Extra versus disponibilidad de bonos a comprar	69
Figura 43: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio	70
Figura 44: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio	71

Índice de Tablas

Tabla 1: Emisiones sectoriales y nacionales hacia el año 2035 y 2050, escenario Esfuerzo Alto. Fuente: Estudios sectoriales MAPS-Chile Fase 2 [14].	16
Tabla 2: Despacho de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología anualmente.....	44
Tabla 3: Inversión por Tecnología anual.....	45
Tabla 4: Despacho de energía por tecnología	49
Tabla 5: Inversión por tecnología en MW instalados.....	50
Tabla 6: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo adicional.....	53
Tabla 7: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional.....	54
Tabla 8: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo Extra y bajo costo	58
Tabla 9: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo.....	59
Tabla 10: Despacho de energía por tecnología a costo medio de permisos de emisiones y Metas PEN de reducción.....	62
Tabla 11: Inversión por tecnología Metas PEN costo medio permisos de emisiones.....	63
Tabla 12: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo adicional costo medio	65
Tabla 13: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio en permisos de emisiones	66
Tabla 14: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo Extra y costo medio	69
Tabla 15: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio	70
Tabla 16: Costo de la Función objetivo según escenario	73
Tabla 17: Proyección de precio Informe de precio de nudo - Carbón.....	75
Tabla 18: Proyección de precio Informe de precio de nudo - GNL	75
Tabla 19: Proyección de precio Informe de precio de nudo - Diesel	76
Tabla 20: Costos de inversión por Tecnología año base 2016 informe precio de nudo.....	77
Tabla 21: Proyecciones de precios de inversión para tecnología Solar y Eólica.....	78

1. Introducción

1.1. Motivación

Al día de hoy existen en Chile compromisos internacionales que cumplir sobre las emisiones de CO₂eq del país. El último compromiso adquirido habla de reducir en un 30% las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) al 2030 y de haber apoyo económico de los países más desarrollados, alcanzar una meta de disminuir en un 35% a 45% de las emisiones GEI con base en proyecciones realizadas el 2007.

Este compromiso adquirido por Chile debe ser alcanzado y superado de ser posible, por lo mismo una herramienta como un sistema Cap and Trade puede ser un catalizador en la implementación de las medidas a tomar para abatir las emisiones de GEI, y además entregar un orden costo eficiente en el cual implementarlas para no comprometer la economía con el fin de disminuir las emisiones.

Este sistema entrega una herramienta útil para controlar la capacidad máxima a emitir y dejar que el mercado actúe de manera eficiente a lo largo del tiempo, teniendo mayor certeza del cumplimiento de toda meta a alcanzar con respecto a los GEI.

Una de las mayores motivaciones por las cuales llevar a cabo este trabajo de memoria radica en evaluar la eficiencia de un sistema Cap and Trade para Chile con miras a cumplir los compromisos internacionales tanto como cumplir las metas y objetivos internos del país. Si bien Chile ya se encuentra en camino a cumplir sus metas propuestas, dada la gran penetración de energías renovables no convencionales en los últimos años, estas podrían no ser suficientes para lograr ciertas metas más agresivas con respecto a disminuir las emisiones de GEI.

1.2. Alcance

El proyecto en estudio pretende simular de alguna manera un sistema cap and trade para el país. Dicha simulación tendrá como énfasis el análisis sobre el sector generación eléctrica tomando en cuenta datos de otros sectores importantes, como son el de transporte e industrial al menos. Cabe señalar que sólo se modelará el sector generación eléctrica, y los otros sectores económicos con emisiones se tomarán datos de sus curvas de abatimiento como entrada al problema a optimizar.

Se debe cuantificar la cantidad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del sector generación, en particular evaluando distintos escenarios posibles de capacidad máxima de emisión.

Una vez realizadas las simulaciones es importante evaluar si el sistema cap and trade entregaría un aporte a la reducción de gases de efecto invernadero para el sector generación de energía eléctrica, entendiendo la realidad actual de gran cantidad de proyectos de generación de energía renovable y su constante disminución en el costo de inversión haciéndolos cada vez más competitivos y rentables frente a otros tipos de tecnologías.

- Simulación de un sistema Cap-and-Trade para el sistema Chileno.
- Énfasis en el análisis sobre el sector generación de energía eléctrica.
- Solo se modelará el sector generación eléctrica, los otros sectores serán representados por su curva de abatimiento (transporte, industria, CPR, etc.)

Cuantificar la cantidad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del sector generación.

1.3. Objetivos

Se establecen los siguientes objetivos en el desarrollo de esta memoria

1.3.1. Objetivo General

El objetivo general consiste en evaluar la aplicación de un sistema Cap and Trade que permita analizar el impacto en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector generación eléctrica en un escenario de bajos costos de inversiones de las tecnologías renovables no convencionales considerando la posibilidad de que el sector generación eléctrica pueda comprar bonos de emisiones en los otros sectores considerados en la modelación, el modelo es capaz solo de comprar bonos desde el sector generación eléctrica y no vender bonos desde este sector.

1.3.2. Objetivos Específicos

Se establecen los siguientes objetivos específicos en el desarrollo de este trabajo de memoria.

- Analizar la efectividad del sistema Cap and Trade en escenarios de bajos costos de desarrollo de las energías renovables no convencionales.
- Se deberán estudiar los sectores de generación eléctrica, transporte, residencial, industria y minería, con énfasis en el sector generación eléctrica.
- Analizar el impacto del sistema Cap and Trade utilizando herramientas de simulación.
- Se llevarán a cabo las simulaciones que permitirán concluir la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el periodo 2020 y 2035.

- Cuantificar la reducción de emisiones GEI en el sector generación eléctrica y analizar el aporte de la implementación de un sistema cap and trade considerando escenario agresivo de penetración renovable.

1.4. Estructura

Como ya se ha descrito, se cuenta con un modelo de optimización en el cual es posible limitar la capacidad máxima de emisiones del sector generación de energía eléctrica (CAP). Por lo tanto se comienza trabajando con este modelo que ya se sabe que funciona pero tiene datos de demanda y generación desactualizados. Así, se recopila información y se determina un parque generador, una proyección de demanda, un plan de obras de generación y se actualiza el modelo base.

Luego, con el fin de poder realizar diferentes pruebas con el modelo, se genera una versión simplificada del modelo, con solo dos sistemas (SIC y SING) un nodo en cada sistema y una planta por tecnología por nodo, todo esto con el parque generador ya instalado. Luego se deja a instalar una cierta capacidad en MW para cada tecnología y nodo, de manera que el programa elija que instalar a mejor costo beneficio del problema a optimizar. Con el sistema base de prueba simplificada funcionando con el modelo de despacho hidro-termico considerando un CAP, se comienzan a introducir modificaciones y nuevas ecuaciones al set de ecuaciones del problema a minimizar.

En un comienzo se modela con un vector la capacidad máxima de abatimiento por año y con otro vector el costo anual de abatir esa cantidad de emisiones para todos los sectores a estudiar en su conjunto. Además, se agrega al set de ecuaciones la capacidad de transar la posibilidad de emitir (Trade), se agrega en forma de holgura al CAP y con un costo asociado a la función objetivo del problema de minimización.

Se realizan diferentes iteraciones con distintos costos de abatimiento para comprobar que el programa este escogiendo las opciones más económicas para el sistema. Dichos despachos de carga e inversiones escogidas por el programa serán expuestos más adelante en este informe.

Luego se procede a complejizar el sistema de ecuaciones, modelando a cabalidad el sistema con sus centrales por separado donde el análisis en sí de emisiones y costos de abatimiento no cambia en gran medida. Entonces, se realizan las simulaciones finales con al menos dos curvas para el CAP y ver que escoge el sistema Cap and Trade y en que tecnologías invierte para el parque generador, cuantas son las emisiones, y si compro derechos de emisiones en otro sector.

Finalmente se debe evaluar si la herramienta de implementar un sistema Cap and Trade realmente aporta a las reducción de emisiones bajo un escenario de gran penetración y bajo costo de inversión de tecnologías renovables no convencionales como la eólica y solar fotovoltaica.

2. Revisión Bibliográfica

2.1. Antecedentes Actuales

En la presente sección se mencionan las medidas existentes y compromisos asumidos por el país en materia de cambio climático y metas de abatimiento de emisiones de GEI.

En diciembre de 2008, el Consejo de Ministros de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) aprobó el primer Plan de Acción Nacional en Cambio Climático (PANCC) para el período 2008-2012, en el cual quedaron establecidos tres ejes principales: vulnerabilidad y adaptación, mitigación y fomento de capacidades.

Durante la Conferencia de las Naciones Unidas de Diciembre de 2009 en Copenhague (COP 15), Chile declara que está dispuesto a contribuir a los esfuerzos mundiales de mitigación, a través de una desviación significativa hasta un 20% por debajo de su trayectoria creciente de emisiones business-as-usual en el 2020, proyectadas desde el año 2007 financiada significativamente con recursos nacionales.

Luego, para Agosto de 2010 se ratificó el compromiso mencionado voluntariamente durante la COP 15 ante la ONU mencionando que en materia de gases invernaderos, calentamiento global y biodiversidad, Chile se comprometió y cumplirá con una reducción del 20% al año 2020.

Otros elementos que potencia la disminución de las emisiones de GEI son las herramientas legales existentes como la Ley 20.698. Esta ley, firmada en 2013, establece que para el año 2025 el 20% de la energía producida en Chile provendrá de fuentes renovables. Así también se encuentran entre las principales acciones tempranas de mitigación Programa de Eficiencia Energética, la Ley 20.257 de fomento de las ERNC y más recientemente el Plan

de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC) 2017-2022. Su objetivo es establecer un instrumento de política pública que integre y oriente las acciones referidas al cambio climático.

Durante la Conferencia de las Naciones Unidas realizada el 2015 en París (COP21) Chile adquiere nuevos compromisos como reducir en un 30% las emisiones de GEI al 2030, expresadas en CO₂ equivalente por unidad de PIB, con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. Adicionalmente y condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales, Chile se compromete al 2030 a aumentar la reducción de emisiones GEI por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución de entre 35% y 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

Las medidas y plan de acción propuestos por el sector energético serán desarrolladas en base a estos pilares desde ahora hasta el 2050. Energía 2050 también presenta un número importante de metas para el sector energético en los años 2035 y 2050. Estas incluyen Emisiones GEI (Meta 2035) que consiste en contribuir al compromiso de la COP 21, según el cual al 2030 Chile debe reducir en un 30% la intensidad de las emisiones de GEI del país, respecto de la línea base con proyecciones de 2007. Adicionalmente se encuentra la Meta 2050 que consiste en que las emisiones de GEI del sector energético chileno sean coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global y con la correspondiente meta nacional de reducción, promoviendo medidas de mitigación costo-efectivas. En cuanto a energías renovables la Meta 2035 compromete a que más del 60% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables para el año 2035. Así como también la Meta 2050 estipula como meta que al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables para el año 2050.

Con respecto a herramientas de mercado que contribuyan y aceleren el proceso de disminución de las emisiones de GEI se encuentra en evaluación un sistema Cap and Trade para el país solo como una medida considerada para luego del 2030.

2.2. Metas dadas por la ciencia

Durante el desarrollo del proyecto MAPS-Chile [14] uno de los primeros ejercicios que se realizó en el contexto de identificar una trayectoria de emisiones de referencia fue la elaboración del Escenario Requerido por la Ciencia a escala nacional. Este ejercicio fue realizado en la Fase 1 a partir de los resultados del cuarto reporte del IPCC (Fourth Assessment Report). El escenario Requerido por la Ciencia tenía como objetivo definir una trayectoria de emisiones a escala nacional que fuera coherente con la meta global de estabilización del aumento de temperatura en un máximo de 2°C. Utilizando distintos criterios de distribución

del “budget” de emisiones (según emisiones per cápita, PIB per cápita y participación en el total de las emisiones) se logró determinar posibles trayectorias a escala nacional.

Durante la Fase 3 del proyecto MAPS-Chile se actualizó la trayectoria del escenario a partir de los resultados del quinto reporte del IPCC (Fifth Assessment Report). La Figura 1 muestra los distintos escenarios de emisiones globales definidos por el IPCC. El escenario RCP 2.6 es el escenario con mayor probabilidad de estabilizar el incremento de temperatura en un máximo de 2°. A este escenario se le denomina Escenario Requerido por la Ciencia a nivel global. Notar que la trayectoria de emisiones es decreciente a partir del año 2020 y hacia el 2090 las emisiones que se deberían emitir a nivel global es prácticamente nulas.

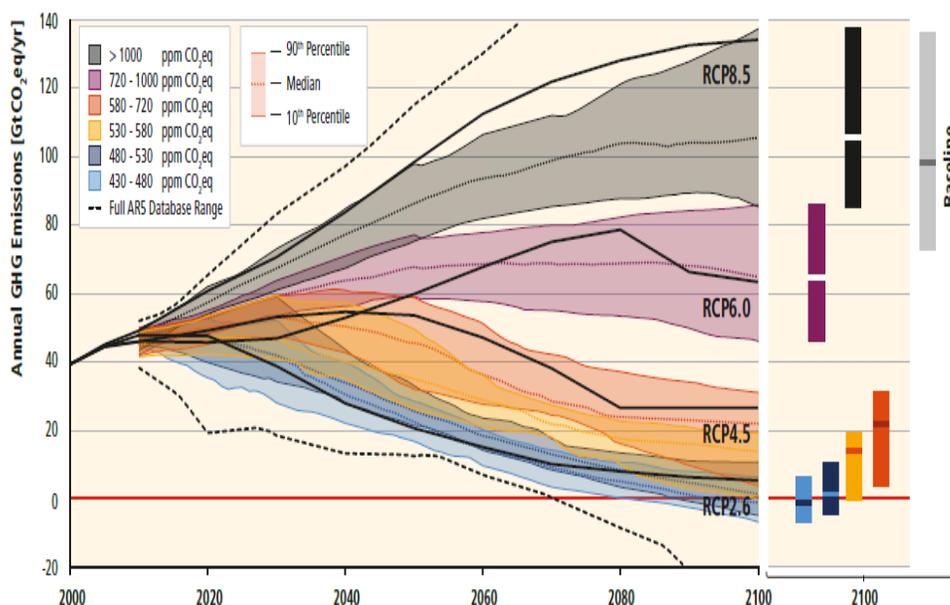


Figura 1: Escenarios de trayectorias de emisiones Representative Concentration Pathways (RCP) a nivel global. Fuente: IPCC, Fifth Assessment Report [3].

La Figura 1 muestra el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional actualizado, construido a partir de la proyección del escenario RCP 2.5 y utilizando los mismos criterios de distribución del “budget” de emisiones definidos en la Fase 1 del proyecto MAPS (Gibbs, 2012). Consecuentemente con la trayectoria de emisiones a nivel global, a la figura muestra una trayectoria de decreciente de emisiones a partir del año 2020. Bajo estos supuestos, al año 2050 el nivel máximo de emisiones es de 42 millones de tCO₂ para el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional.

La siguiente tabla muestra los niveles de emisiones sectoriales para el escenario Esfuerzo Alto que se obtuvieron durante la Fase 2 del proyecto MAPS-Chile. Recordar también que el Escenario de Esfuerzo Alto era aquel que contenía prácticamente todas las medidas de mitigación identificadas, es decir, 96 medidas de mitigación. Los resultados muestran que las emisiones a nivel nacional que se alcanzarían al año 2050 para el escenario

más ambicioso hasta ahora analizado están por encima de los niveles de referencia definidos para el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional.

Tabla 1: Emisiones sectoriales y nacionales hacia el año 2035 y 2050, escenario Esfuerzo Alto. Fuente: Estudios sectoriales MAPS-Chile Fase 2 [14].

Sector	Emisiones		
	2030	2035	2050
Generación eléctrica	32	32	24
Transporte	36	38	41
Residuos	2	2	2
I&M	28	28	30
CPR	19	20	26
Agropecuario	14	14	14
Forestal	-28	-28	-23
Nacional	103	108	113
Nacional sin forestal	131	136	137
Nacional sin forestal-sin generación eléctrica	99	103	113

Suponiendo que lo que se entiende por un desarrollo bajo en emisiones corresponde al escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional, los resultados anteriores permiten concluir que incluso en un escenario con 100% de generación eléctrica que no emite CO₂ podría ser insuficiente al año 2050. Esto por la sencilla razón de que las emisiones agregadas del sector agropecuario, CPR, transporte y minería superan los niveles de referencia anteriormente mencionados. Esto da cuenta de la dificultad de definir cuotas de participación de tecnologías que no emiten CO₂ en el sector generación eléctrica sin tener una referencia a nivel nacional de reducción que comprometa a todos los sectores emisores.

2.3. Cambio Climático

En esta sección se presentan datos básicos respecto al cambio climático y la importancia de hacerle frente a este fenómeno mediante medidas de abatimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero para así limitar el aumento de temperatura en el planeta y converger a una industria sustentable en el tiempo y que no dañe al medio ambiente.

2.3.1. Calentamiento Global del Planeta

El cambio climático inducido por la actividad humana es el primer ejemplo de la interdependencia global, de la globalización de los problemas.

El cambio en el clima, no es un fenómeno nuevo, en sí mismo. El clima es un sistema complejo muy dinámico, que ha variado a través de la historia de la Tierra, en todas las escalas temporales, así, tenemos los últimos periodos glaciares y los periodos cálidos interglaciares como el actual (Holoceno), que se han alternado en los últimos cien mil años. También hay enfriamientos parciales de la atmósfera debido a violentas erupciones volcánicas, efectos sobre el clima que duran breves años (erupción del Monte Pinatubo, Filipinas 1991), y como estas evidencias, muchas más, que existen en la bibliografía especializada.

A pesar de esta extensa variabilidad del clima, existen verdaderos indicios, sobre todo en las últimas décadas, de que hemos entrado en un proceso acelerado de cambio climático, basado sobre todo en las observaciones realizadas de la variación de las características físicas de la atmósfera, así como de la flora y fauna en diversas partes del mundo. El principal e incontestable cambio climático, es la observación, por diversas fuentes independientes, del aumento de la temperatura media de la corteza terrestre (una media de 0,6 °C) en el último siglo, la constatación que la década de los 90 ha sido la más cálida del milenio, y que, en esta década y en los primeros años del siglo XXI tenemos los tres años más calurosos de todo el siglo (1998, el 2001 y el 2003), así como un aumento imparabile de la concentración de gases efecto invernadero en la atmósfera.

Así la concentración de dióxido de carbono se ha incrementado desde las 280 ppmv en el periodo preindustrial (1750), hasta 370 ppmv en el presente año (2003). Con las tendencias presentes, la concentración que se podría alcanzar en el año 2100 variaría entre las 540 a las 970 ppmv (WMO, 2003), según los diversos escenarios realizados por el IPCC (IPCC, Grupo de Trabajo III, 2000), “Internacional Panel Change Climate” organismo de asesoramiento científico para el cambio climático de la Organización Meteorológica Mundial (ONU).

2.3.2. Efecto Invernadero

Hace más de 100 años que Tyndell (1863) y Archenius (1896) publicaron artículos donde postulaban la relación entre la concentración de dióxido de carbono (CO₂) (uno de los más gases más importante que causan el efecto invernadero) y la temperatura global del planeta. La física del impacto de la concentración de CO₂ sobre la temperatura es bien conocida y no provoca disputas en el ámbito científico. Así, un cuerpo emite radiación de longitud de onda creciente inversamente proporcional a su temperatura. La radiación proveniente del sol posee una longitud de onda corta, ya que el sol se encuentra a elevadas temperaturas. La radiación penetra en la atmósfera y atraviesa nubes y gases que son transparentes a tales radiaciones de alta energía. Cerca de la mitad de la radiación solar alcanza

la superficie de la tierra. La radiación reflejada por la superficie de la tierra tiene una longitud de onda larga, ya que la superficie de la tierra posee una temperatura inferior que la del sol, y no puede atravesar la atmósfera.

Cerca del 80 % de la radiación es atrapada en la atmósfera. Esto da como resultado un aumento de la temperatura (IPCC, Grupo de Trabajo I, 2001). El fenómeno es totalmente análogo a lo que ocurre cada día cuando dejamos aparcado el coche al sol; cuando entramos, el interior del coche se encuentra más caliente que el aire exterior, debido a que el vidrio es opaco a la radiación de onda larga emitida por los elementos internos del coche, y es transparente a la longitud de onda de alta energía de la radiación emitida por el sol.

Aunque la física de los procesos naturales que involucran la concentración de CO₂, y su relación con el aumento de la temperatura global eran bien conocidas, lo concerniente a lo expresado por Arrhenius no fue tomado seriamente hasta que las actuales mediciones de las estaciones alrededor del mundo, han confirmado el cambio en la concentración, de una manera objetiva (IPCC, Grupo de Trabajo I, 2001).

Actualmente, la existencia de gases efecto invernadero naturales permiten la vida en la tierra. Ellos calentaron la tierra 33 ° C (desde los – 18 ° hasta los 15 ° C). Estas son condiciones que en otros planetas tienen una enorme importancia, así Venus con altas concentraciones de CO₂ tiene altas temperaturas, y Marte con temperaturas extremadamente bajas tiene una baja concentración de CO₂.

La importancia del indiscutible incremento de la concentración de CO₂ adquiere relevancia comparándola con el incremento de la temperatura media de la superficie terrestre, desde la perspectiva histórica y geológica de la citada concentración. En ella se aprecia una correlación indiscutible, y por tanto, da una confirmación del efecto invernadero de estos gases en la dinámica del clima de la Tierra.

Los principales gases efecto invernadero son, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido de nitrógeno (N₂O). Otros gases considerados son los clorofluorcarbonados (CFC), los hidrofluorcarbonados (HFC), los perfluorcarbonados (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). La concentración de todos ellos se ha incrementado desde la revolución industrial hasta nuestros días (IPCC, Grupo de Trabajo I, 2001). Es la denominada cesta de gases efecto invernadero, que considera en su articulado, el Protocolo de Kyoto; exceptuando los clorofluorcarbonados que se consideraron en una Convención aparte (Convención de Montreal, 1987).

El tiempo de vida de estos gases es un concepto importante, esto nos muestra la velocidad a la cual la concentración está siendo reabsorbida. Mientras que para el dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno, su tiempo de vida media ronda los 100 años, y los fluorcarbonados son prácticamente permanentes, la vida media del metano es mucho más corta, ligeramente superior a los diez años.

Esto implica, en el caso de las emisiones de dióxido de carbono, que aproximadamente la mitad anual de ellas permanezca en la atmósfera y la otra mitad sea reabsorbida por los océanos, la tierra y la vegetación (sumideros o absorbedores de dióxido de carbono).

Este hecho puede provocar una elevación más rápida de las concentraciones en el futuro, si se sigue con la tendencia actual de la deforestación y el cambio de uso de la tierra.

Los CFC fueron eliminados a comienzos de la década de los 90, de acuerdo con el Protocolo de Montreal de preservación de la capa de ozono, lo cual ha provocado que se haya estabilizado su concentración desde la década de los 90.

2.3.3. Cambio Climático y las Naciones Unidas

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio Climático (C.M.C.C.) es el primer instrumento internacional legalmente vinculante que trata directamente el tema del Cambio Climático.

Su urgente elaboración fue producto de la preocupación expresada, en la década de los 80, por científicos de todo el mundo, con relación al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, debido fundamentalmente a un mayor consumo de combustibles fósiles, lo cual afectaría a corto plazo el delicado balance del sistema climático. Esta Convención fue firmada en la cumbre de Río de Janeiro, en 1992.

El principal objetivo de la C.M.C.C. es conseguir la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente, para que permitiera que los diferentes ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, y asegurar de este modo que la producción natural de alimentos no sea amenazada.

Para alcanzar estos objetivos, la Convención establece una serie de compromisos, entre ellos los más relevantes destacan, la elaboración, y la publicación periódica tanto de un inventario nacional de las emisiones, como programas de adaptación a los impactos derivados del cambio climático.

Existen otros compromisos con relación a transferencia de tecnologías entre países, prácticas y procesos que reduzcan las emisiones, investigación científica y tecnológica e intercambio de información.

Con la intención de llegar a un acuerdo de las limitaciones de emisiones de gases de efecto invernadero se celebró la Cumbre de Kyoto (tercera reunión de las Partes de la

Convención). La cumbre del clima de Kyoto, conocida oficialmente como "Tercera Conferencia de las Partes del Convenio Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas", tuvo lugar del 2 al 11 de Diciembre de 1997, en la población japonesa de Kyoto, donde participaron más de 125 ministros de los países presentes, lo que la convirtió en la mayor conferencia sobre cambio climático celebrada hasta la fecha.

El resultado más importante de la Cumbre fue la adopción de un protocolo legalmente vinculante que, por primera vez en la historia de la humanidad, establece unos límites a las emisiones de los principales países más prósperos. Treinta y nueve países, pertenecientes al Anexo 1 de la C.M.C.C. se comprometen a reducir la cantidad de emisiones durante el periodo 2008-2012, con relación a las emisiones producidas en 1990. Las emisiones de referencia de este año, 1990, se calculan para la cesta de gases efecto invernadero, emitidas por las fuentes que aparecen en el Anexo A del Protocolo, y se tienen en cuenta también las emisiones netas procedentes de actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura, si en la contabilidad efectuada con estas actividades (de uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y silvicultura) da como resultado emisiones netas (positivas) debidas a la deforestación.

Estos países que limitan y/o reducen sus emisiones netas, aparecen en el Anexo B del Protocolo de Kyoto con sus correspondiente tanto por ciento de reducción respecto a los niveles de emisiones antropogénicas, según fuentes y sectores del Anexo A de dicho Protocolo para el año base 1990. Ellos pertenecen indistintamente a países industrializados del Anexo II de la Convención (países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico desde 1992), y países industrializados en transición económica (Europa Oriental y países que formaron la U.R.S.S). El resto de países del mundo no tienen ninguna obligación de reducción de emisiones.

Las reducciones a las que se comprometen los países son las siguientes:

Los países miembros de la Unión Europea reducirán conjuntamente un 8 % sus emisiones, igual que Suiza y la mayoría de los países de la Europa Oriental. Estados Unidos se compromete a reducir un 7% sus emisiones (este país ha declarado su no adhesión al Protocolo de Kyoto), mientras que Canadá, Hungría, Polonia y Japón las reducirán un 6%. Otros países como la Federación Rusa, Ucrania y Nueva Zelanda mantendrán las emisiones, mientras Noruega puede aumentar un 1 %; Australia podrá aumentarlas hasta un 8%, e Islandia hasta un 10 % (COP3, 1997).

El resto de los países del mundo no asumieron ninguna reducción en las emisiones de gases invernadero, a pesar de que varios países industrializados insistieran en que países en vías de desarrollo adoptaran algún compromiso en la limitación de sus emisiones.

En términos globales, la reducción será del 5,2% al final del primer periodo de compromiso (2008 – 2012), respecto a las emisiones del año base 1990.

Es evidente que la reducción acordada es totalmente insuficiente para frenar de forma apreciable el cambio climático, teniendo en cuenta que las emisiones globales de CO₂ han de disminuirse en más del 50%, y las de los países desarrollados en mucha mayor medida. Pero incluso, considerándolo como un primer paso, los objetivos acordados quedan muy por debajo de lo necesario para una reducción real de la concentración de estos gases en la atmósfera.

En los 28 artículos del protocolo de Kyoto, en resumen se exponen los siguientes puntos:

Establece objetivos jurídicamente vinculantes y calendarios para disminuir las emisiones de los países más desarrollados.

Aborda los seis gases principales del efecto invernadero (la cesta).

Reconoce que las reducciones de emisiones deben ser creíbles y verificables.

Destaca las políticas y medidas nacionales eficaces para reducir las emisiones.

Alienta a los gobiernos a colaborar.

Asigna metas nacionales a cada país.

Ofrece una mayor flexibilidad a los países en transición económica.

Confirma los compromisos más generales de todos los países desarrollados y en desarrollo.

Innova al conceder a las Partes (países con obligaciones de reducción que aparecen en el Anexo B del Protocolo) créditos para reducir emisiones en otros países, a través de tres Mecanismos: Comercio de Emisiones, Mecanismos de Implementación Conjunta, y Mecanismos de Desarrollo Limpio. Los dos primeros aplicables entre países con obligaciones de reducción (que aparecen en el Anexo B del Protocolo), y el tercero entre países con obligaciones (Anexo B) y el resto del mundo.

Este esfuerzo político internacional es de una enorme relevancia, ya que es muy importante empezar a reducir drásticamente las emisiones de gases invernadero, tanto para frenar la velocidad de acumulación de este tipo de gases en la atmósfera, como para evitar recortes excesivamente drásticos en el futuro, que acarrearían problemas económicos y sociales, y acentuarían las desigualdades entre países desarrollados y países en vías de desarrollo.

La solución encontrada para el problema del cambio climático, requiere un cambio radical en el actual modelo energético moderno, basado en el uso intensivo de energías no renovables. El nuevo sistema debería tener como base las energías renovables de menor impacto ambiental y de un modelo que prime el menor consumo energético, en conjunción de

una mayor eficiencia energética en todos los sectores económicos. Este cambio implicará cambios en la economía y en la sociedad mundial.

Para analizar los resultados obtenidos en las acciones tomadas por los países que se han comprometido a reducir las emisiones, se celebran nuevas conferencias como las ya realizadas en 1998 en Buenos Aires (COP 4), en 1999 en Bonn (COP 5), en 2000 en La Haya (COP 6 primera parte), en 2001 en Bonn (COP 6 segunda parte), 2001 en Marrakesh (COP 7) y en el año 2002 en Nueva Delhi (COP 8).

Tanto en la Cumbre de Buenos Aires en 1998, como en la Cumbre de Bonn, celebrada del 25 de Octubre al 5 de Noviembre de 1999, se llegó a la conclusión de que la mayoría de los países que se comprometieron a reducir sus emisiones, no podrán cumplir sus objetivos, si no implementan políticas eficaces en este tema.

En la primera (COP 4) se confecciona el denominado “Plan de Acción de Buenos Aires”, en donde se estableció a la COP 6 como plazo final para alcanzar un acuerdo sobre los detalles operativos del Protocolo como los mecanismos financieros, métodos de contabilidad de emisiones y reducciones, el desarrollo y transferencia de tecnología, las actividades conjuntas realizadas en la etapa experimental, el programa de trabajo sobre los mecanismos del Protocolo, y medidas para reducir al mínimo los efectos adversos del cambio climático, y/o el impacto de la aplicación de medidas de respuesta; y en general todas las medidas con objeto de fortalecer la implementación de la UNFCCC.

En la segunda (COP 5), celebrada en Bonn, del 25 de Octubre al 5 de Noviembre de 1999, se impulsa el Plan de Acción de Buenos Aires, y cuestiones sobre los inventarios de gases efecto invernadero de las Partes incluidas en el Anexo I de la Convención. Se termina con cierto optimismo debido a los acuerdos de agenda alcanzados. En la Cumbre del Clima que se celebró en La Haya del 13 al 24 de Noviembre del año 2000, aparecen tropiezos; primeramente el problema de la ratificación, ya que a 7 de agosto del 2000 los países firmantes de los acuerdos de Kyoto eran 84 y los países que ratificaron dicho Protocolo solo eran 23; cuando para su entrada en vigor hace falta un mínimo de 55 países que firmen la ratificación, y que acumulen un 55% de las emisiones de CO₂, por lo que existe el peligro real que no entre en vigor nunca.

Segundo, los mecanismos de flexibilidad son confusos y no están bien definidos; como el “Comercio de Emisiones” y los “Mecanismos de Desarrollo Limpio”, al no llegarse a un acuerdo sobre una lista positiva de proyectos y no existir acuerdo en su adopción, y en los “Mecanismos de Implementación Conjunta”, en los cuales no se llega a acuerdos sobre cuotas máximas. No existen sanciones para los países infractores en el cumplimiento de los acuerdos de Kyoto, y se negocia la cuantificación de los sumideros (absorbedores naturales de CO₂). Por otra parte, Estados Unidos de América (el país mayor emisor de gases de efecto

invernadero del mundo) se niega a ratificar dichos acuerdos, y solicita su no adhesión al Protocolo.

Debido al fracaso de esta Cumbre, se realiza una nueva en Bonn, del 16 al 27 de Julio del 2001 (COP 6 Ampliación), en donde, después de intensos debates, se realizan múltiples concesiones para conseguir el acuerdo, y la tasa de reducción de emisiones se sitúa en el 1,8 % en vez del 5,2 % (entre el 2008 y el 2012) que se planteó en Kyoto.

Estas medidas no implican ninguna cuota mínima de reducción a través de medidas domésticas en cada país. Los Mecanismos de Flexibilidad no tendrán cuotas máximas (no habrá limitaciones en el comercio de CO₂ “fantasma” de Rusia y Ucrania, se aceptan los sumideros en la contabilidad de absorciones y emisiones de CO₂) y se permite aplicar esta contabilidad en el primer periodo de compromiso (2008 – 2012).

Tampoco se concretan mecanismos de seguimiento y control del cumplimiento del Protocolo. No existen sanciones, solo “sanciones restauradoras” (incrementos de la tasa de reducción en el periodo siguiente). Y se mantiene la incógnita de la entrada en vigor del propio Protocolo, ya que los países que lo ratifican en este momento son solamente 36.

En la Cumbre de Marrakesh (COP 7), celebrada entre el 29 de Octubre y el 9 de Noviembre del 2001, se introducen en el primer periodo de compromiso la contabilización de las absorciones debidas a actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura posteriores a 1990, bajo el epígrafe de las siguientes actividades: forestación, reforestación y deforestación; también, voluntariamente en el primer periodo de compromiso se pueden contabilizar las emisiones y absorciones por las siguientes actividades: restablecimiento de la vegetación, gestión de bosque, gestión de tierras agrícolas y gestión de pastizales, lo cual amplía las cuotas de los sumideros, sobre todo para la Federación Rusa; además la falta de concreción en el tema de las sanciones; y la ambigüedad de las zonas consideradas sumideros, no alientan más que al pesimismo respecto al espíritu del protocolo de Kyoto.

En esta cumbre las actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura que se pueden aplicar a los mecanismos de Desarrollo Limpio se limitan a la forestación y reforestación, además, se limita las reducción de emisiones contables por este procedimiento al 1 % de las emisiones del año base (año 1990) (desarrollo del artículo 12 del Protocolo). Se reglamenta, asimismo, el comercio de los derechos de emisiones (artículo 17 del Protocolo), también se acepta que las reducciones realizadas bajo el epígrafe “Mecanismo de Implementación Conjunta” (artículo 6 del Protocolo), se puedan inscribir a partir del año 2000. Todos estos procedimientos descritos anteriormente se podrán aplicar a la contabilidad del primer periodo de compromiso.

En la Cumbre de Nueva Delhi, celebrada entre el 23 de Octubre y el 1 de Noviembre del 2002, se forma la Junta Ejecutiva de los Mecanismos de Desarrollo Limpio, y se crean los

procedimientos y actividades que se pueden acoger a este procedimiento compensatorio de emisiones en cuanto a reducción de emisiones (no de aumento de sumideros que espera su aprobación en la COP 9).

Las actividades de proyectos a pequeña escala que se pueden acoger a este mecanismo, son tres, que enumeraremos a continuación:

Proyectos de energía renovable con una capacidad de producción máxima de hasta 15 MW (o equivalente).

Proyectos de mejora de la eficiencia energética para reducir el consumo de energía hasta el equivalente de 15 gigavatios hora por año.

Proyectos de reducción de emisiones antropogénicas por las fuentes, y como resultado de ello, emitan como máximo 15 toneladas de dióxido de carbono equivalente al año (COP 8, 2002).

Con los resultados de esta última cumbre se ha abierto una nueva etapa en la aplicación del Protocolo de Kyoto, en donde se introducen definitivamente los tres Mecanismos de ayuda a las reducciones de emisiones: Comercio de Emisiones entre los países del Anexo B del Protocolo, los Mecanismos de Implementación Conjunta entre países del Anexo B del Protocolo, y los Mecanismos de Desarrollo Limpio entre países del Anexo B del Protocolo de Kyoto y del resto del mundo.

2.4. Emisiones de gases de efecto invernadero en Chile por Sector

En la siguiente figura se puede apreciar las emisiones existentes por cada sector con detalle en el Sector Energía.

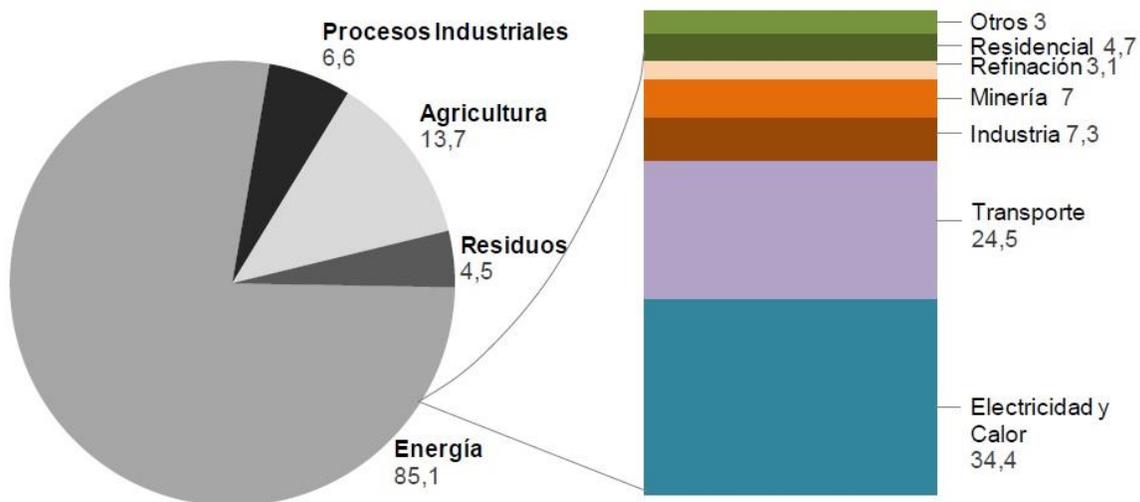


Figura 2: GEI De todos los sectores con énfasis en el sector Energía. Fuente [2]

Como se puede apreciar en la Figura 2, el sector con la mayor cantidad de emisiones es el sector Energía, y dentro del sector Energía el subsector de Generación de Electricidad y calor es el más predominante junto con una gran participación del sector Transporte.

La siguiente figura muestra las emisiones del sector Energía.

Figura 2-15. Sector Energía: emisiones de GEI (Gg CO₂ eq) por subcategoría, serie 1990-2013

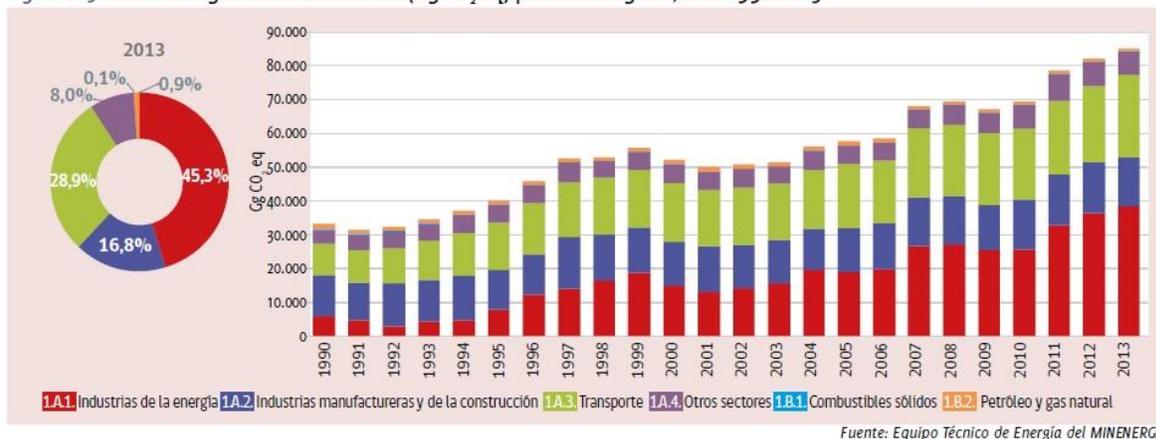


Figura 3: Emisiones del sector Energía por subsectores. Fuente [2].

A continuación se muestra las proyecciones de emisiones para los diferentes sectores en un escenario de políticas actuales en donde no se realizan esfuerzos por abatir las emisiones ni se aplican medidas en esta línea

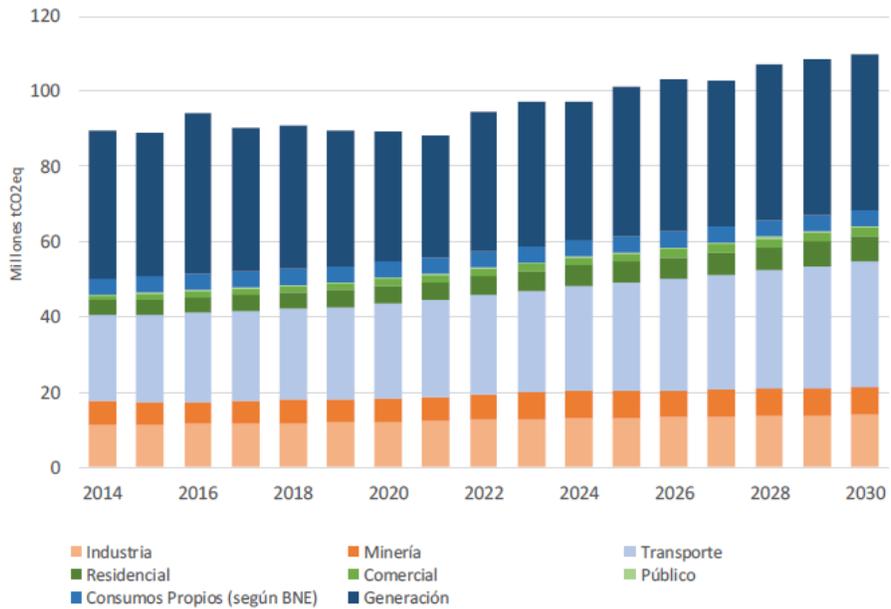


Figura 4: Proyección de Emisiones de GEI por sectores. Fuente [2].

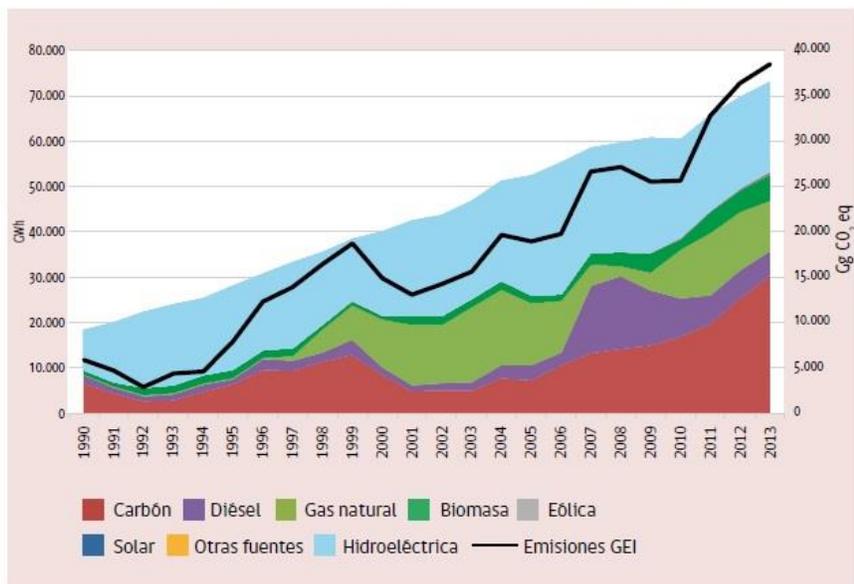
2.4.1. Sector Generación Eléctrica y Transporte de Electricidad

Las principales fuentes de emisiones de gases de efecto en el sector de generación de energía eléctrica son debido a la generación a base de combustibles fósiles por plantas térmicas a carbón, diésel y gas.

El principal motivo del crecimiento en las emisiones de este sector es debido al crecimiento de la demanda eléctrica.

La siguiente figura muestra las emisiones del sector generación energía eléctrica.

Figura 2-19. 1.A.1.a. Producción de electricidad y calor como actividad principal: generación eléctrica por tipo de fuente y emisiones de GEI (Gg CO₂ eq), serie 1990-2013



Fuente: Equipo Técnico de Energía del MINENERGIA
 * Los datos de emisiones No consideran autoproducción, solo servicio público. Estos datos son preliminares.
 ** Los datos de generación sí consideran autoproducción.

Figura 5: Generación eléctrica por tipo de fuente de emisiones. Fuente [2].

Así también la siguiente figura muestra el aporte en emisiones de gases de efecto invernadero por tipo de combustible históricamente en Chile notándose una predominancia en los combustibles líquidos y una creciente participación de los combustibles sólidos y gaseosos en un menor nivel.

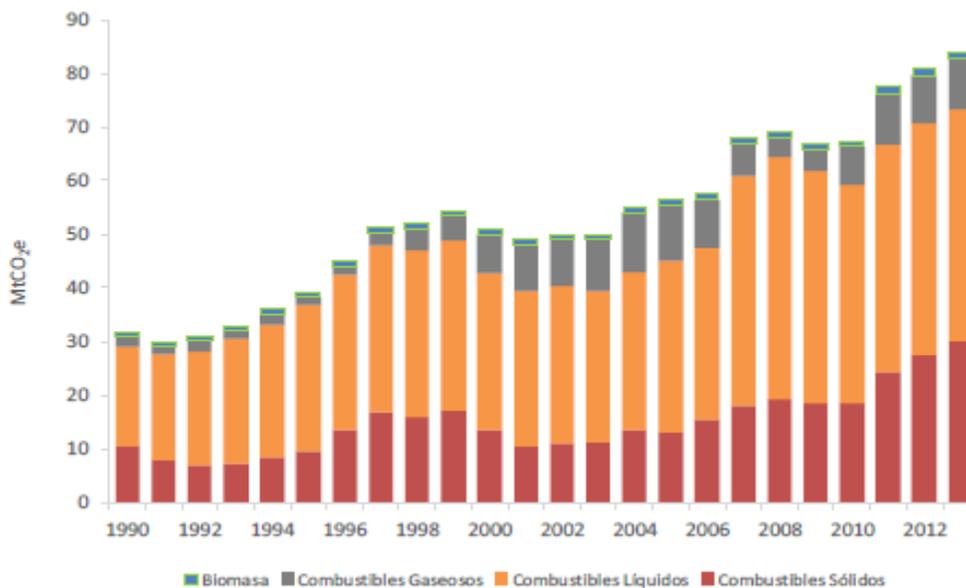


Figura 6: Emisiones GEI en Chile, por tipo de combustible MtCO₂eq. Fuente [2].

2.4.2. Sector de Transporte y Urbanismo

Para el sector de Transporte, la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero es la quema de combustible para el transporte de carga y pasajeros.

Los principales efectos que conllevan el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero en este sector son el aumento de la población, debido a que a mayor cantidad de personas es mayor la cantidad de emisiones por transporte de pasajeros. Crecimiento económico de los distintos sectores demandantes de transporte de carga, ya que a mayor demanda crecerá la oferta de estos servicios y por ende las emisiones por transporte de carga.

2.4.3. Sector Comercial, Público y Residencial (CPR)

La principal fuente de emisiones del sector “CPR” es debido a una mayor demanda de energía para la calefacción del sector residencial, consistente con mayores niveles de ingreso. La tasa de crecimiento más importante (79% en el período), corresponde al sector CPR (Comercial, Público y Residencial).

2.4.4. Sector Minerías y Otras Industrias

Las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero para el sector de minería e industrias es el consumo de combustibles fósiles, al año 2012 un 40% del consumo del sector (42.249 TCal) corresponde a derivados del petróleo (principalmente petróleo diésel y petróleos combustibles) y un 9% a carbón, gas natural y otros consumos menores. El resto corresponde a leña, que no es una fuente directa de emisiones de CO₂, pero sí de CH₄ y N₂O. También genera una gran cantidad de emisiones el consumo de electricidad (36.366 TCal, equivalentes al 34,6% del consumo del sector al año 2012). Las emisiones generadas son reportadas según sistemas eléctricos y contabilizados por el sector generación eléctrica y transporte de electricidad. Por otro lado están las emisiones por procesos industriales, las cuales corresponden a un pequeño porcentaje del total de emisiones del sector.

Los principales productores del aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de minería son la producción de cobre y de otros minerales, el material procesado, la variación del precio del cobre y de los otros minerales, la variación del PIB, la

penetración de tecnología para la minería y la industria, el precio de las fuentes energéticas para los procesos mineros y para la industria, el consumo de agua de los diferentes procesos mineros y la industria.

2.4.5. Las Medidas de Mitigación y Curvas de Abatimiento

La curva de costo marginal de abatimiento (MAC) es una representación gráfica de los costos de reducción de gases efecto invernadero (GEI) de un conjunto de medidas de mitigación, junto a sus potenciales de abatimiento, y en ella se pueden observar las distintas opciones ordenadas ascendentemente, de acuerdo a su costo de abatimiento unitario. En ella se resume gráficamente información de las medidas de mitigación, donde los ejes de la curva combinan el costo de abatimiento que representan las medidas técnicas disponibles y su impacto relativo (figura siguiente). En el eje vertical se presenta el costo, generalmente en US\$/tonelada de CO₂ para distintas medidas de mitigación, el que se define a continuación. El impacto relativo corresponde al potencial total de reducción del volumen de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida, el cual se presenta como el potencial total de abatimiento en el eje horizontal.

El costo total de abatimiento se puede determinar a través de la integral de la curva de costos. Es importante notar que la reducción de emisiones se mide de manera contra factual, es decir, se compara la medida con el caso Línea Base o caso de referencia. Esto implica que para la construcción de una curva MAC, se requiere definir una Línea Base sin restricciones de CO₂, con el fin de evaluar el costo marginal de reducción relativo a dicha Línea Base.

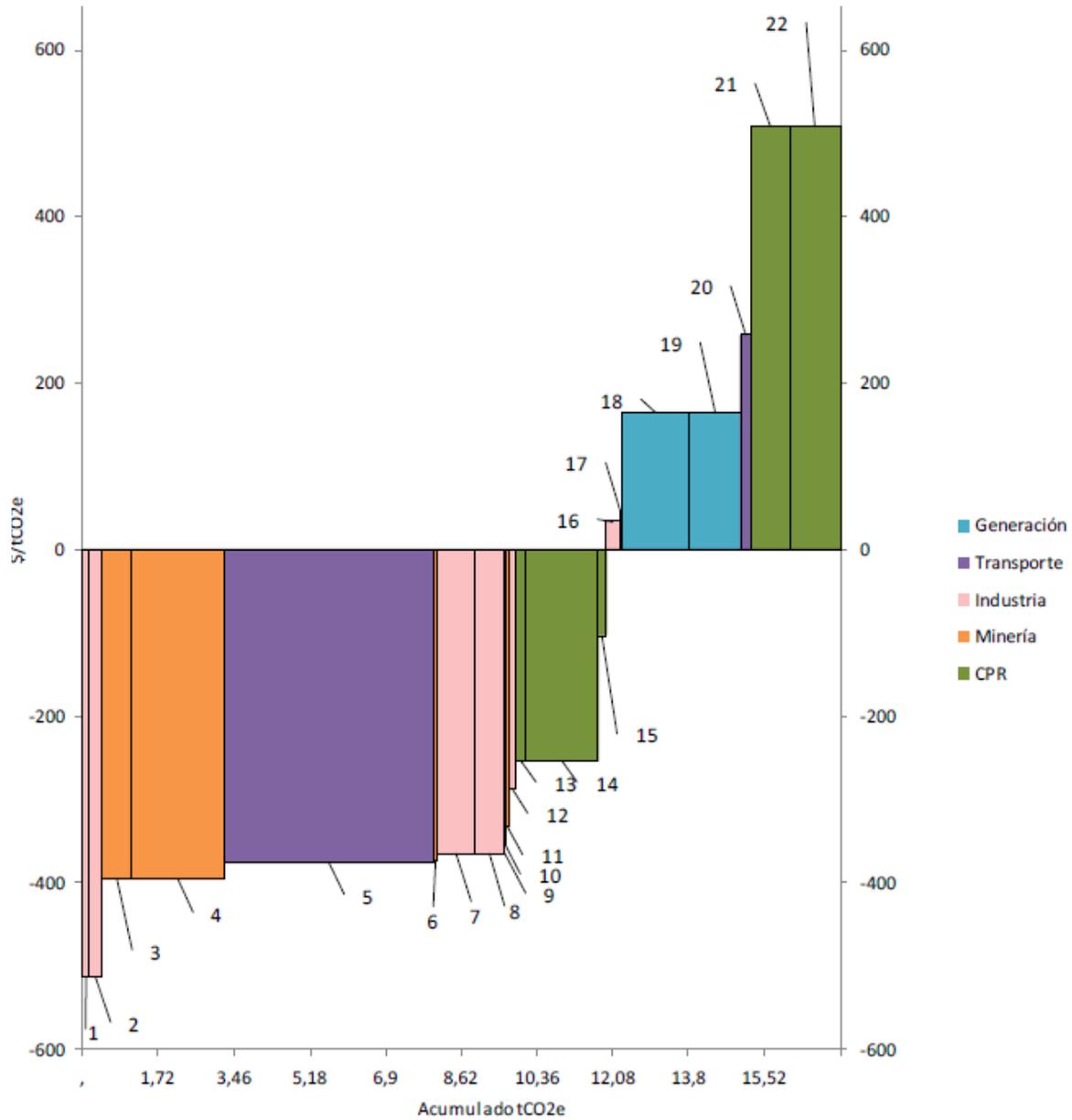


Figura 7: Principales dimensiones de la curva de costos de abatimiento. Fuente [2].

Para asegurar comparabilidad a través de sectores y fuentes, todas las emisiones y sumideros se miden de una manera común, usando toneladas métricas de CO2-equivalente (tCO2eq). En general, para cada medida se entrega un indicador de costo que muestra cuánto es posible reducir en un período definido. El orden de mérito de las medidas de abatimiento se agrupa de acuerdo al menor costo de cada una de ellas (en US\$ por tCO2eq) y el término “marginal” se debe al cambio en el costo de abatimiento al pasar sucesivamente de una medida

a la siguiente de mayor costo. Para cada medida individual se estima el costo en términos de valor presente y el potencial de reducciones de emisiones de CO2 en valores corrientes.

La estimación en valor presente se puede hacer tanto desde una perspectiva social como desde una privada. Para el primer caso se utiliza una tasa de descuento social, mientras que para el segundo se realiza el cálculo con una tasa de descuento propia del sector que implementa la medida. En este ejercicio se definieron dos tasas sociales de descuento (1% y 3%) y en el caso privado se solicitó al consultor que propusiera un valor adecuadamente fundamentado, de acuerdo al riesgo asociado a cada negocio o sector. Para calcular el potencial de abatimiento de cada medida, que corresponde al ancho de cada barra de las curvas MAC, se estima la sumatoria de las reducciones de emisiones de CO2 para todo el horizonte de proyección (2013 – 2050), de acuerdo a la duración de la medida, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$E_i = \sum_{t=0}^T E_{i,t}$$

En este caso no se ha descontado la reducción de emisiones con algún valor de tasa, lo que en algunos casos sí se observa en la literatura.

A continuación, se estima el valor presente de todos los costos asociados a la medida. Estos costos corresponden al gasto adicional de operación y de capital (CAPEX y OPEX) que se efectúa bajo la implementación de la medida, respecto a los gastos que se habrían efectuado en el escenario natural de Línea Base, para todo el horizonte de proyección. La fórmula para estimar los costos en valor presente (VP) es la siguiente:

$$VP_i = \sum_{t=0}^T \frac{C_{i,t}}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{I_{i,t}}{(1+r)^t}$$

Donde,

$\sum_{t=0}^T \frac{C_{i,t}}{(1+r)^t}$ Gasto de operación y mantención adicional de la medida i en el año t (OPEX).

$\sum_{t=0}^T \frac{I_{i,t}}{(1+r)^t}$ Gasto de capital adicional de la medida i en el año t (CAPEX). En el caso que corresponda se debe agregar el valor residual de las inversiones como flujo negativo al final del período de evaluación.

r: Tasa de descuento privada o social utilizada para evaluar los costos operacionales y de capital.

Se generan tres estimaciones de valor presente neto. La primera corresponde a los flujos expresados en pesos reales año 2013. La segunda, se estima utilizando los flujos de CAPEX y

OPEX expresados en dólares, cuya transformación ha sido hecha con la proyección de tipo de cambio de MAPS Chile. Esto implica que en el resultado se está no solo considerando los flujos de dinero, sino que adicionalmente también se considera el efecto de la apreciación del tipo de cambio esperada para el largo plazo, producto del crecimiento más rápido de la economía chilena respecto a Estados Unidos y a las diferencias inflacionarias. Para limpiar el efecto de la apreciación cambiaria, se decidió estimar una tercera versión del valor presente dividiendo la estimación de valor presente en pesos por el tipo de cambio promedio del año 2013. Finalmente, el costo de abatimiento (CA) se calcula como la razón entre los costos y las emisiones, y expresa la altura de cada barra de las curvas MAC.

$$CA_i = \frac{VP_i}{E_i}$$

Luego, para cada una de las medidas se obtiene un costo de abatimiento y un potencial de abatimiento, información necesaria y suficiente para construir las curvas. La altura de cada una de las barras del gráfico estará determinada por el costo de abatimiento, mientras que el ancho de cada barra estará definido por el potencial de abatimiento. El ordenamiento de las barras en el gráfico utiliza como criterio el costo de abatimiento. Las barras se ordenan de izquierda a derecha desde la de menor costo hasta la más costosa.

2.5. Sistema Cap and Trade

Un sistema cap and trade es una herramienta de mercado utilizada para el control de emisiones de gases de efecto invernadero.

Una autoridad central (normalmente un gobierno o una organización internacional) establece un límite sobre la cantidad de gases contaminantes que pueden ser emitidos. Las empresas son obligadas a gestionar un número de bonos (también conocidos como derechos o créditos), que representan el derecho a emitir una cantidad determinada de residuos. Las compañías que necesiten aumentar las emisiones por encima de su límite deberán comprar créditos a otras compañías que contaminen por debajo del límite que marca el número de créditos que le ha sido concedido. La transferencia de créditos es entendida como una compra. En efecto, el comprador está pagando una cantidad de dinero por contaminar, mientras que el vendedor se ve recompensado por haber logrado reducir sus emisiones. De esta forma se consigue, en teoría, que las compañías que hagan efectiva la reducción de emisiones son las que lo hagan de forma más eficiente (a menor costo), minimizando el costo total que la industria paga por conseguir la reducción.

Existen programas de comercio de derechos para varios tipos de contaminante. Para gases de efecto invernadero el más importante es el Régimen de Comercio de Derechos de

Emisión de la Unión Europea (EU ETS). En Estados Unidos existe un mercado nacional para la reducción de lluvia ácida y varios mercados regionales de óxido nítrico. Los mercados para otros contaminantes tienden a ser más pequeños y a estar más localizados.

El comercio de derechos de emisión es visto como un enfoque más eficiente que la tasación o la regulación directa. Puede ser más barato, y políticamente más deseable para las industrias existentes, para las que la concesión de permisos se hace con determinadas exenciones proporcionales a las emisiones históricas. Además, la mayoría del dinero generado por este sistema se destina a actividades medioambientales. Las críticas al comercio de derechos de emisión se basan en la dificultad de controlar todas las actividades de la industria y de asignar los derechos iniciales a cada compañía.

Este tipo de sistema fija el número máximo de emisiones anuales para cada empresa (cap). La asignación inicial de derechos de emisiones puede ser gratuita o subastada. El propietario de cada “allowance” tiene derecho a emitir, por ejemplo, 1 tCO₂. Si una empresa necesita emitir más de la cantidad que le permiten sus derechos (por ejemplo, debido a un aumento de producción), entonces tiene 2 opciones: implementar medidas de mitigación para reducir sus emisiones o comprar derechos en el mercado en el cual se transan.

En la Unión Europea los derechos asignados a las empresas generadoras de electricidad debían ser subastados. Sin embargo, a algunos países se les ha permitido entregar estos permisos de manera gratuita. En el año 2013 fueron asignados de manera gratuita el 80% de los permisos del sector industrial. Se espera disminuir esta gratuidad a un 30% en el año 2030 [10].

Cantidad de emisiones: Las emisiones sometidas a este esquema suelen corresponder a un porcentaje de las emisiones nacionales. Por ejemplo, en la Unión Europea el sistema cubre un 45% del total de emisiones [10].

Sectores involucrados: La revisión internacional muestra que la cantidad de sectores involucrados depende de cada país. En prácticamente todos los países el sector generación eléctrica y sector industrial participan de este tipo de sistemas. La siguiente figura muestra los sectores que participan de este tipo de mercados en los países en que ha sido implementado este sistema [4].

A continuación se muestra una imagen con los diferentes sectores considerados por los mercados de carbono existentes en diferentes partes del mundo.

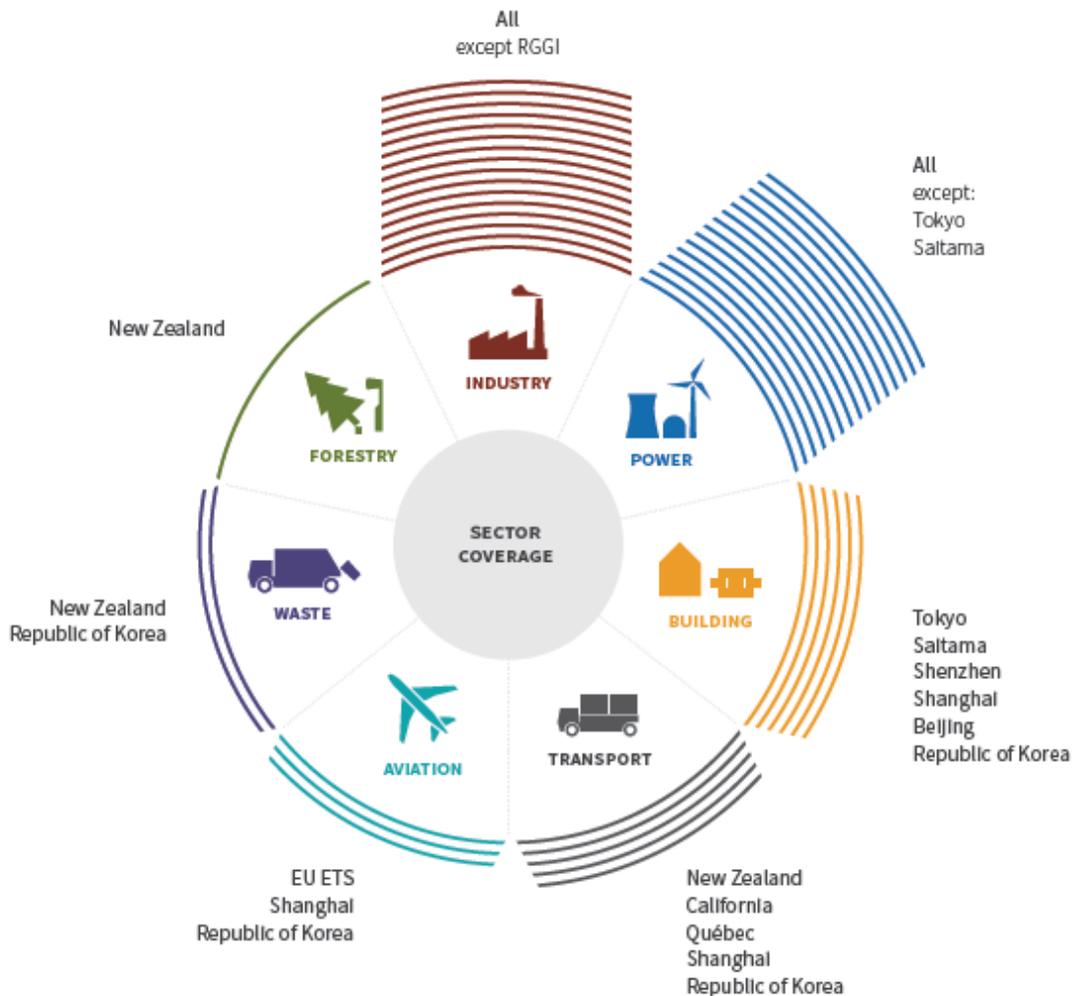


Figura 8: Sectores que participan del mercado de carbono para países que han implementado este tipo de sistemas. Fuente [5].

2.6. Estado del arte en modelación de sistemas Cap and Trade

Para analizar diferentes opciones de como modelar un Sistema Cap and Trade para el país se estudiaron diversos papers que abordan temas similares de cómo se modelo el tema en otras partes del mundo y que se está estudiando hoy en día en torno al tema.

Uno de los papers estudiados fue “An Enhanced Model of Capacity Expansion with CO2 Cap-and-Trade and EOR CO2 Re-emergence”.

Este paper modela el problema con datos diferentes debido a que modelan la capacidad de abatir emisiones con centrales de procesamiento del CO2 y tecnología que

captura el CO₂ y otros gases. De esta forma se plantea en el documento un sistema de ecuaciones que restringe la capacidad de disminución de las emisiones con estas centrales y el flujo de emisiones desde un nodo del sistema a otro nodo del sistema, para no acumular muchas emisiones en una misma zona geográfica, esto debido a que el documento toma en cuenta un sistema que une dos regiones de EEUU.

Otro paper estudiado es uno muy similar llamado “Modeling Regional CO₂ Control in Energy Production with Cap & Trade Regulation”.

Este paper modela el mismo problema para una zona altamente térmica con centrales de captura de CO₂ y asume disponibilidad de esta tecnología de captura de CO₂ y de procesamiento del CO₂ en diversas zonas, modelando el sistema con varios nodos los cuales son los que intercambian y transan el CO₂ de manera comercial.

Este modelo utiliza también dentro de los costos la construcción de la tecnología de captura del CO₂ y sus tuberías asociadas.

Como se puede apreciar, ambos modelos estudiados y utilizados en otras partes consideran la aplicación y construcción de tecnologías que capturen y procesen el CO₂ ya que son zonas altamente térmicas a base de carbón y no estudiaron la posibilidad de transar los beneficios de emisiones desde otros sectores de la industria como se hará en esta memoria, por lo mismo se decide continuar con el modelo ya existente que considera un CAP y ampliar las facultades de este modelo para poder integrar al problema las curvas de abatimiento de los otros sectores de la industria como medidas de bajar las emisiones y no así tecnología de captura de GEI.

3. Metodología Propuesta

La metodología propuesta se basó en la representación de los sistemas Cap and Trade que están implementados en otras partes del mundo. Además, se analizaron diversos modelos de optimización aplicados en estudios previos para modelar este tipo de sistemas, en cuales se consideran diferentes formas de combatir las emisiones principalmente de parques generadores prominentemente térmicos con soluciones diferentes a las que se proponen en este tema de memoria.

Luego de la investigación se procede a recopilar y manejar los datos de entrada al problema a resolver, que son principalmente las curvas de abatimiento de los sectores económicos con cantidades de emisiones importantes en el país. Esta información trae los datos específicos de cantidad y costos asociados a la capacidad de dejar de emitir realizando ciertas medidas correctivas de mitigación de emisiones de GEI.

De estos datos se obtienen las curvas de abatimiento y se espera integrarlas al problema de optimización de tal manera que el sector generación de energía tenga la facultad de comprar bonos de emisiones a estos sectores a un precio menor que lo que le costaría al sector generación de energía disminuir su cantidad de emisiones de GEI.

Con esto se procede a generar una versión simplificada del parque generador y modelo de transmisión del país para poder iterar de manera más rápida y realizar pruebas con los modelos a implementar. Este sistema simplificado se realizó con la información entregada en el último informe de precio de nudo de la Comisión Nacional de Energía [8]. Considerando precios de combustibles, precios de inversión por tecnología, parque generador existentes, proyectos en camino, proyección de la demanda eléctrica, etc. El modelo simplificado consiste en juntar las centrales ya instaladas en el país por tipo de tecnología y por nodo. Así se tienen por ejemplo, dos centrales a térmicas a carbón, una en el nodo del sistema interconectado central y otra en el sistema interconectado del norte grande, de igual forma se deja capacidad de instalar e invertir más generación de cada una de las tecnologías en ambos nodos para ir abasteciendo al demanda conforme esta crece en el tiempo.

Luego se procede a adentrarse en el modelo matemático de optimización el cual ya está avanzado ya que el profesor guía de esta memoria, Carlos Benavides entregó un modelo el cual ya posee la facultad de considerar y modelar un sistema que limite la capacidad máxima de emisiones al sector generación de energía eléctrica, sin tener la capacidad de introducir al modelo curvas de abatimiento, costos de los bonos de emisiones ni tampoco la facultad de intercambiar estos bonos y cumplir tanto con la capacidad máxima a emitir del sector generación y del país.

Por lo tanto se procede a introducir y modificar las ecuaciones ya existentes en el modelo para así integrar las curvas de abatimiento y su costo asociado con lo cual se realizan simulaciones de las cuales se obtienen los resultados expuestos en este informe más adelante.

3.1. Modelación

Se modeló el sector generación eléctrica. Para ésta actividad se tomó como punto de partida el modelo desarrollado en estudio previo por el Centro de Energía de la Universidad de Chile [6]. El cual posee la facultad de limitar las emisiones máximas anualmente para el sistema es decir, puede fijar un “CAP” máximo de emisiones, sin embargo, el modelo no tiene la capacidad de transar emisiones con otros sectores ni tampoco la capacidad de representar la capacidad máxima de emisiones de otros sectores.

Al modelo matemático se le hicieron las siguientes modificaciones. Se agrega una variable de holgura a la ecuación de emisiones máximas del sector generación eléctrica. Esta holgura representara la capacidad que tiene el sector generación de energía eléctrica de comprar permisos de emisiones a otros sectores. Estos sectores (Industria y Minería, Transporte, CPR), podrían implementar medidas de mitigación por orden de precio o costo de abatimiento a necesidad del sistema eléctrico para cumplir con las metas de emisiones de GEI. Para representar la compra de bonos de emisiones de otros sectores, se agrega a la función objetivo un costo asociado a esta compra, donde el costo de abatimiento vendrá dado por un vector de costos anuales en USD/tCO₂eq los cuales serán ponderados por la cantidad de bonos de emisiones comprados a los otros sectores.

Esta forma de modelar el problema es una aproximación, ya que no considera el costo real de la medida específica aplicada sino más bien un costo aproximado promedio por año que no se condice necesariamente con la cantidad de emisiones a comprar escogidas por el modelo ni con la medida en específico a aplicar para mitigar dichas emisiones.

El modelo a implementar es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 Min \quad & \sum_{i,t} I_{i,t} * (P_{Ni,t} - P_{Ni,t-1}) * f_t + \sum_{i,t,m,b} G_{i,t,m,b} * pc_{i,t} * cesp_i * f_t \\
 & + \sum_{i,t,m,b} G_{i,t,m,b} * Cvnc_i * f_t + \sum_{t,m,b,n} ENS_{t,m,b,n} * CEns * f_t \\
 & + \sum_{i,t,m,b} G_{i,t,m,b} * pc_{i,t} * cesp_i * FE_i * Tax_t * f_t + \sum_{i,t} P_{i,t} * COMA_{i,t} * f_t \\
 & + \sum_t CA_t * Va_t * f_t
 \end{aligned}$$

s.a.

$$(1) \sum_{i \in n} G_{i,t,m,b} + ENS_{t,m,b,n} = D_{t,m,b,n} \forall t, m, b, n$$

$$(2) \sum_{i,m,b} G_{i,t,m,b} * pc_{i,t} * cesp_i * FE_i \leq CAP_t + Va_t \forall t$$

$$(3) \sum_{i,m,b} G_{i,t,m,b} * pc_{i,t} * cesp_i * FE_i + CAPotros_t \leq CAPtotal_t \forall t$$

$$(4) Va_t \leq Aba_t \forall t$$

La función objetivo a minimizar contiene varios términos los cuales tienen un propósito. Así, se puede apreciar el primer término que es el costo de inversión por tecnología de las nuevas centrales que va instalando el modelo de manera de abastecer la demanda. Luego está el término debido al costo del despacho con costo de combustibles y seguido el costo del despacho de las diferentes centrales con su costo asociado al no combustible. Luego se encuentra un término para la energía no suministrada y luego el impuesto al carbono. El termino siguiente es el costo de operación y mantenimiento de las centrales y por último el término que valoriza las compras de bonos de emisiones del sector generación de energía eléctrica en los otros sectores modelados, de esta forma el modelo interioriza los bonos adquiridos en el mercado y optimiza ya que puede escoger comprar bonos o bien instalar nuevas plantas que reduzcan las emisiones de la operación del sistema.

Por el lado de las restricciones se encuentra la restricción (1) la cual representa el balance de generación-demanda por nodo (el modelo es multimodal).

La restricción (2) entrega la posibilidad al Sector energía eléctrica de comprar los permisos de emisiones a otros sectores del país a los cuales les es más económico reducir sus emisiones que al sector de energía eléctrica.

La restricción (3) es una restricción dada por las metas de emisiones que se proponga el país con respecto a la capacidad total de emitir a nivel país como también las emisiones posibles y bajo las mismas metas, en los sectores del país exceptuando el sector generación de energía eléctrica.

La restricción (4) Entrega la opción de tomar un rango de valores de permisos de emisiones que comprara el sector generación eléctrica a los otros sectores del país, con la finalidad de que esta cantidad sea la óptima para el sistema en general, tanto para el sector generación eléctrica como para los otros sectores y finalmente para el país.

El parámetro CAP representa las emisiones máximas del sector generación eléctrica.

La variable V_a se utiliza para controlar el abatimiento máximo que puede llegar a comprar a otros sectores las empresas del sector de Generación de Energía Eléctrica. De esta forma el modelo de optimización puede elegir un valor entre 0 y el máximo posible a abatir de emisiones de GEI para cada año.

El parámetro C_a representa el costo promedio de comprar bonos de emisiones en los otros sectores distintos del sector generación de energía eléctrica.

El parámetro A_b representa la capacidad máxima de bonos de emisiones que pueden comprar las empresas de generación eléctrica a los otros sectores.

El parámetro Cap_{Otros} representa la capacidad máxima de emisiones de los sectores que no son el sector Generación de Energía Eléctrica como CPR, I&M, Residencial, Transporte, etc.

El parámetro CAP_{total} representa las emisiones máximas que pueden emitir todos los sectores mencionados en la variable Cap_{Otros} y además incluye el sector Generación de Energía Eléctrica.

El objetivo del modelo es optimizar la operación del sector eléctrico respetando el límite máximo de emisiones del sector pero dándole la posibilidad de comprar bonos de emisiones en los otros sectores. Se asigna un costo asociado al incumplimiento de esta restricción (V_a) cuyo costo estará directamente relacionado con el costo de abatimiento de los otros sectores. Este parámetro será importante en el modelo según el cual se obtendrá diferentes perfiles de generación y de intercambio de los derechos entre los diferentes sectores, en particular el sector generación.

El precio de las emisiones (CA) se obtiene de los datos de curvas de abatimiento de estudios previos.

Los datos del CAP de emisiones sectorial y el CAP de emisión total se construyeron a partir de los datos del estudio previo “Propuesta de Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía” el cual expone diferentes curvas de emisiones por sectores para distintos niveles de esfuerzos por mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Con estos datos se logró introducir al problema de optimización una restricción al CAP a nivel nacional de todos los sectores en cuestión para que así la transacción entre el sector generación eléctrica y el resto de los sectores no sobrepasara ciertos límites y se viera afectado el CAP total del país y sus metas.

Por otra parte con los datos de medidas de mitigación de los diferentes sectores y los costos de abatimiento de cada una de estas medidas, más el potencial máximo de cada una de estas medidas de forma anual y por el intervalo completo de tiempo que cada medida tiene para poder ser aplicadas. Se tiene una base con la cual formar las curvas de abatimiento agregadas por sector y con todos los sectores en su conjunto, dejando fuera al sector generación de energía eléctrica.

Con las curvas de abatimiento a partir de la data del proyecto “MAPS CHILE” [14] antes mencionadas se obtuvieron precios que podrían aplicar para las medidas en su conjunto y se logró obtener un universo de posibilidades máximas de abatimiento para cada sector con los cuales se define el abatimiento disponible año a año para el modelo. De esta forma se evita sobreestimar el potencial de abatimiento del país o bien implementar más de una vez una misma medida de abatimiento.

4. Funcionamiento y Resultados

En la presente sección se presentan los resultados de la modelación de un sistema Cap and Trade para Chile considerando el sector Energía y sus subsectores como los actores del mercado de bonos de emisiones desde el punto de vista del sector generación eléctrica. Modelando la capacidad máxima de emisiones sectorial de generación de energía eléctrica como también la capacidad máxima a nivel global del sector energía.

Se presentan los resultados para la modelación realizada en la cual es el sector energía el cual puede comprar bonos de emisiones de gases de efecto invernadero de ser más conveniente esta solución que implementar e invertir en tecnología más limpia de emisiones para la generación de energía eléctrica.

4.1. Evaluación de casos

Para la modelación se analizaron dos escenarios de precios para los bonos de emisiones que pueden comprar las empresas del sector generación eléctrica a los otros sectores, siendo estos un precio bajo (5 USD/tonCO₂) y un precio medio (15 USD/tonCO₂). Además se analizaron 3 casos para definir el CAP de emisiones sectorial.

El CAP de emisiones máximo se construyó a partir de los resultados del informe “Propuesta de Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía”.

La siguiente figura muestra las trayectorias de emisiones analizadas en éste estudio:

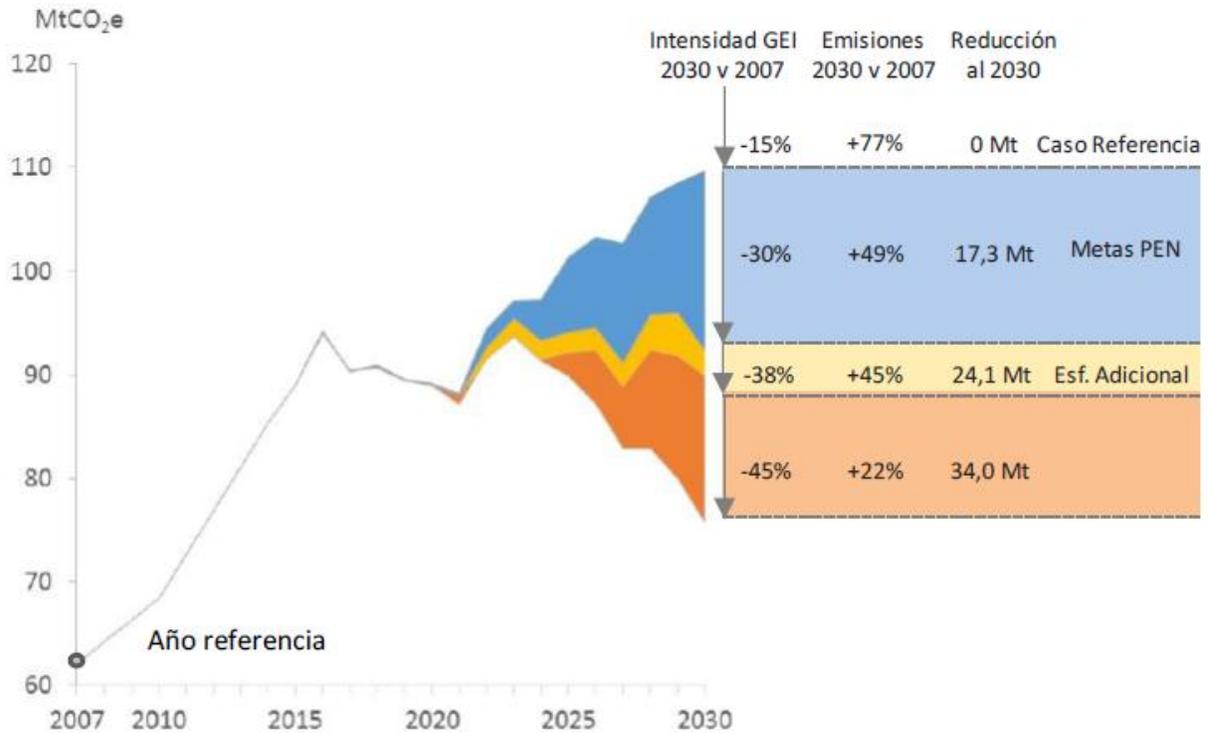


Figura 9: Curvas de metas de emisiones con diversos esfuerzos. Fuente

Las trayectorias expuestas en la figura anterior están definidas por metas de reducción de emisiones de distintos niveles de esfuerzos empezando por la curva con mayor nivel de emisiones dada por las curva de políticas actuales. Esta curva representa una proyección de las emisiones que se darían en los distintos sectores si no se realiza ninguna medida de mitigación de emisiones de GEI.

Esta figura muestra los distintos escenarios de mitigación modelados. El área azul del gráfico muestra la reducción de emisiones asociada al escenario “Metas PEN”, que se estima que para el año 2030 podría lograr una reducción de alrededor de 17 MtCO₂e, respecto del escenario “Políticas Actuales”. El área amarilla corresponde al escenario de “Esfuerzo adicional”, lo cual implica la reducción de 24 MtCO₂e para el año 2030, respecto del escenario “Políticas Actuales”. A modo indicativo, se muestra la reducción de emisiones necesaria para lograr el cumplimiento del 45% de reducción de la intensidad, lo cual corresponde al área naranja y que es equivalente a alrededor de 34 MtCO₂e reducidas al año 2030 el cual corresponde al escenario de “Esfuerzo Extra”. Estas curvas fueron utilizadas en el modelo de optimización como entrada al problema.

Estas curvas expuestas anteriormente se suavizaron tomando ciertos años como referencia y se proyectaron a 2035 obteniéndose las siguientes curvas. Estas trayectorias representan el CAP de emisiones totales del modelo.

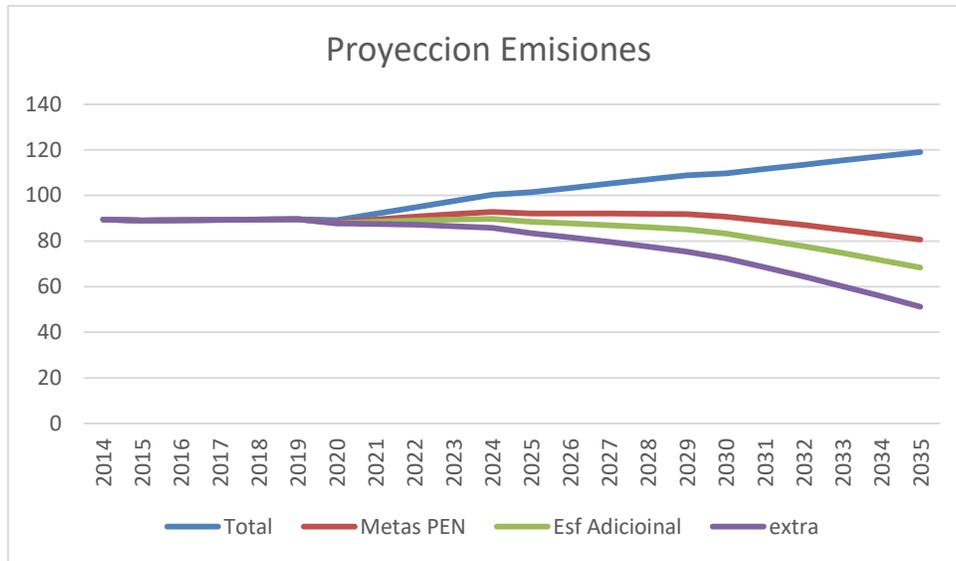


Figura 10: Grafico de curvas de emisiones según metas con diferentes niveles de esfuerzos de reducciones de emisiones

A partir de los datos de la imagen anterior y de las proyecciones de emisiones de cada uno de los sectores para la curva azul llamada Total en el gráfico y siendo esta la proyección de políticas actuales la cual es la proyección de emisiones en un escenario en el que no se realizan medidas de mitigación de emisiones GEI. Se toman los datos de esta curva y se comparan porcentualmente las reducciones año a año con cada una de las otras curvas de escenarios de emisiones.

De esta manera se obtiene cuanto debió reducir sus emisiones cada uno de los sectores, de haber contribuido cada uno en el mismo porcentaje, para cada una de las proyecciones graficadas. Luego, se aplica esta reducción porcentual año a año al sector Generación de energía eléctrica y se le resta al total de emisiones para cada curva, obteniendo así los datos para generar el siguiente grafico que muestra las proyecciones de emisiones para cada una de las curvas expuestas anteriormente excluyendo el sector generación de energía eléctrica con la finalidad de dejar las emisiones de este sector como una variable del problema de optimización con la facultad de adquirir bonos de emisiones de los otros sectores modelados de ser esto último posible y conveniente para el sistema.

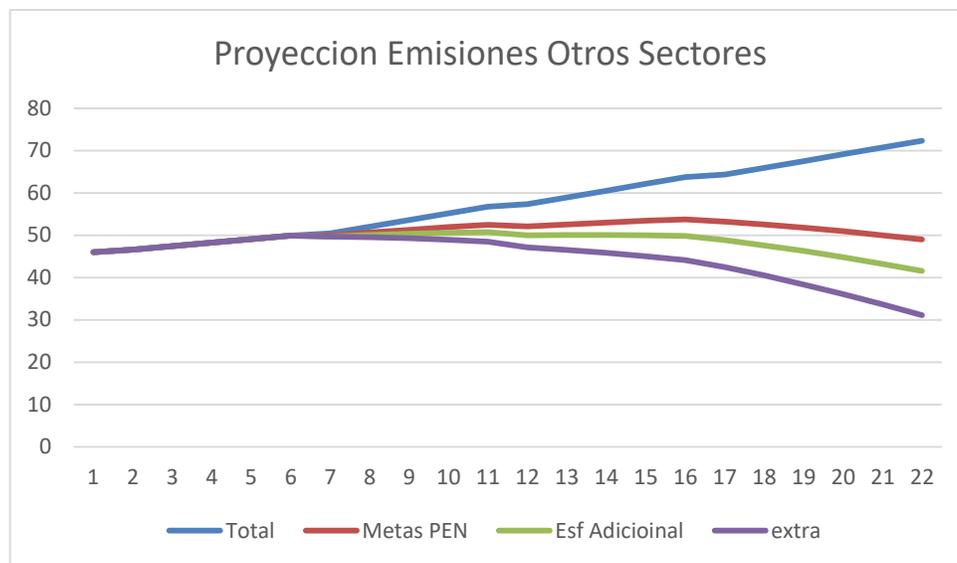


Figura 11: Grafico de curvas de emisiones según metas con diferentes niveles de esfuerzos por reducir las emisiones excluyendo al sector Energía Eléctrica

Estos datos fueron introducidos como las Variables CapOtros y CapTotal mencionadas anteriormente y descritos en el modelo matemático de optimización en las ecuaciones de restricciones al problema.

4.2. Análisis de Resultados

A continuación se exponen los resultados para los casos de estudios nombrados anteriormente.

4.2.1. Escenarios de bajos costos de permisos de emisiones

En esta sección se presentan los casos de estudio descritos anteriormente. Para cada uno de los casos se ejecuta el modelo del sistema Cap and Trade variando el abatimiento posible, la capacidad máxima de emisiones por sector y a nivel global del sector energía y también se varia el precio de los bonos de emisiones según se describió anteriormente para dos casos de precios y 3 curvas de capacidad máxima de emisiones tanto a nivel global como sectorial.

4.2.1.1. Caso Base

Se define el caso base del problema como una modelación del sistema en que no se restringen las emisiones del sector generación de energía eléctrica ni tampoco de otros sistemas, por lo mismo tampoco existe posibilidad de comprar bonos de emisiones en otros sectores. Los costos de inversión por tecnología, el precio de los combustibles y otros datos del problema no cambian con respecto al resto de las iteraciones del modelo.

El caso base muestra cómo se comportaría el sector generación de energía eléctrica si tan solo operara por invertir y despachar las centrales más económicas para la operación del sistema, sin tomar en cuenta la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero.

El siguiente grafico muestra el despacho por tecnología anualmente:

Tabla 2: Despacho de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología anualmente

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	35971	10062	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	4550	36695	13326	3427	0	0	10403	661	11954	0	81016
2019	0	0	4550	36695	16037	3427	867	0	10403	661	11954	552	85147
2020	0	0	13076	36584	12110	3427	867	0	10403	661	11954	552	89635
2021	0	0	13076	36672	14773	3427	867	0	10403	661	11954	552	92386
2022	0	0	13076	36695	17594	3427	867	0	10403	661	11954	552	95229
2023	0	0	23769	32592	13964	3427	867	0	10403	661	11954	552	98189
2024	0	0	23909	33139	16265	3427	867	0	10403	661	11954	552	101178
2025	0	0	23909	33496	17448	4925	867	0	10403	661	11954	552	104215
2026	0	0	27715	33963	16296	4925	867	0	10403	661	11954	552	107336
2027	0	0	28996	36790	15366	4925	867	0	10403	661	11954	552	110515
2028	0	0	30139	39766	14480	4925	867	0	10403	661	11954	552	113747
2029	0	0	31186	42926	13634	4925	867	0	10403	661	11954	552	117109
2030	0	0	32149	46220	12843	4925	867	0	10403	661	11954	552	120574
2031	0	0	32209	46077	11992	9276	867	0	10403	661	11954	552	123991
2032	0	0	32197	46012	11335	13677	867	0	10403	661	11954	552	127658
2033	0	0	32185	45945	10663	18209	867	0	10403	661	11954	552	131440
2034	0	0	32176	45871	9975	22885	867	0	10403	661	11954	552	135344
2035	0	0	32160	45729	9332	27704	867	0	10403	661	11954	552	139363

Como se observa en la tabla numero 2 arriba, el modelo al dejar que opere libremente por orden de mérito económico sin tomar en consideración la variable medioambiental tiene un aumento constante en el tiempo en cuanto al despacho de la tecnología de carbón. Por otra parte también crecen de gran forma la energía despachada de tecnologías renovables como solar y eólica.

A continuación se presenta un gráfico de la energía despachada por tecnología:

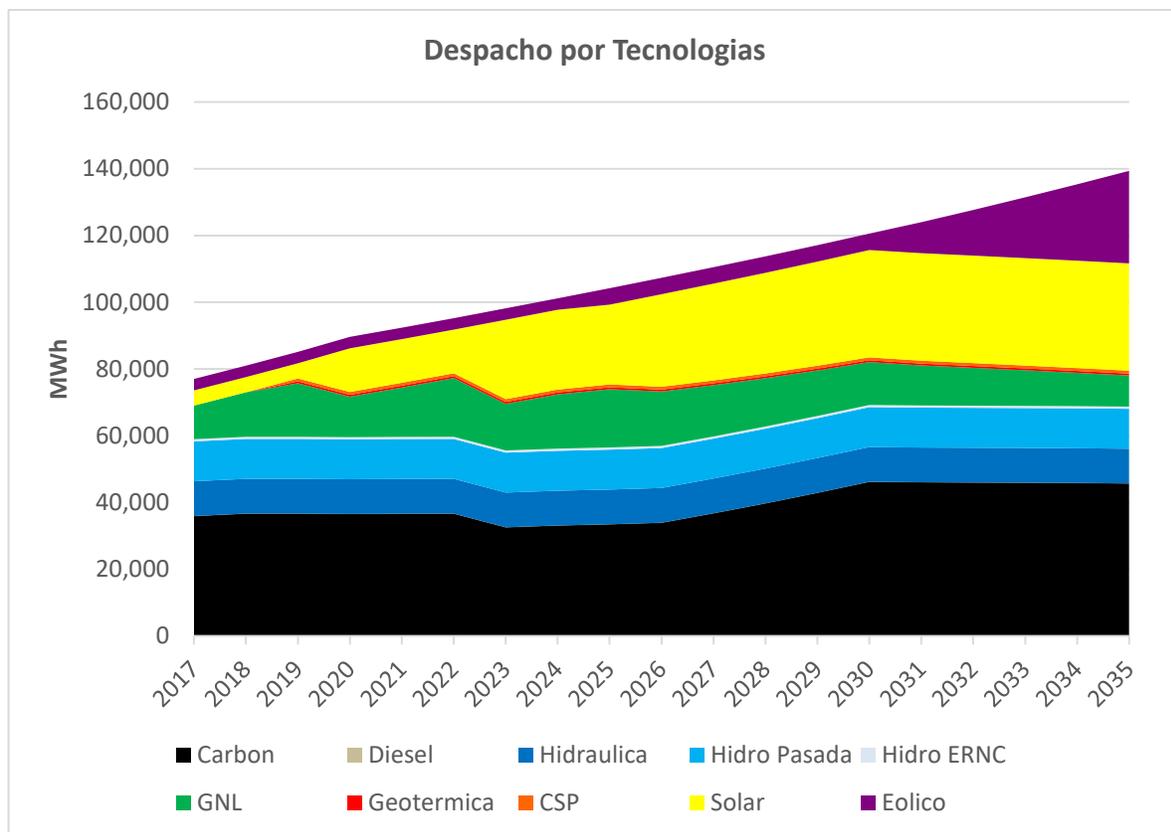


Figura 12: Despacho de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología anualmente

Como se aprecia en la Figura 12 y en la tabla 2 mencionada anteriormente, la generación con carbón aumenta en el tiempo. Sin duda las tecnologías que mayormente aumentan su despacho y capacidad instalada son la energía solar y la eólica.

A continuación se expone una tabla con la inversión realizada por el sistema para el caso base de estudio:

Tabla 3: Inversión por Tecnología anual

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	310	739	1176	1629	2096	2096	2096	2096	2096	2096
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eólico	0	0	0	0	0	0	0	0	570	570	570	570	570	570	2226	3900	5625	7404	9238
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	3602	3602	3602	8120	8179	8179	9806	10366	10857	11300	11701	11738	11738	11738	11738	11738

A continuación se presenta el gráfico correspondiente a los datos de la tabla número 3 de inversión del sistema por tipo de tecnología:

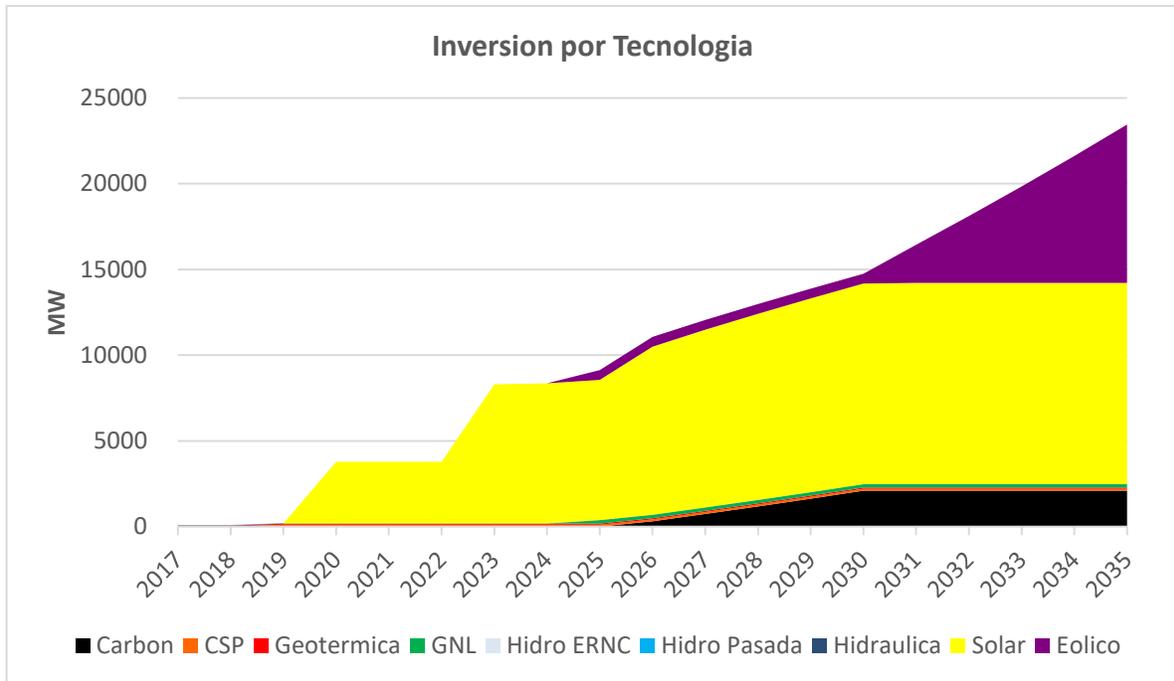


Figura 13: Inversión en potencia instalada por tipo de tecnología

El gráfico de la figura 13 muestra como el sistema por orden de precio prefiere invertir mayoritariamente en tecnologías renovables como solar y eólica, aun cuando el modelo es libre de escoger cualquier tecnología para invertir.

En términos de emisiones de GEI se obtuvo lo siguiente:

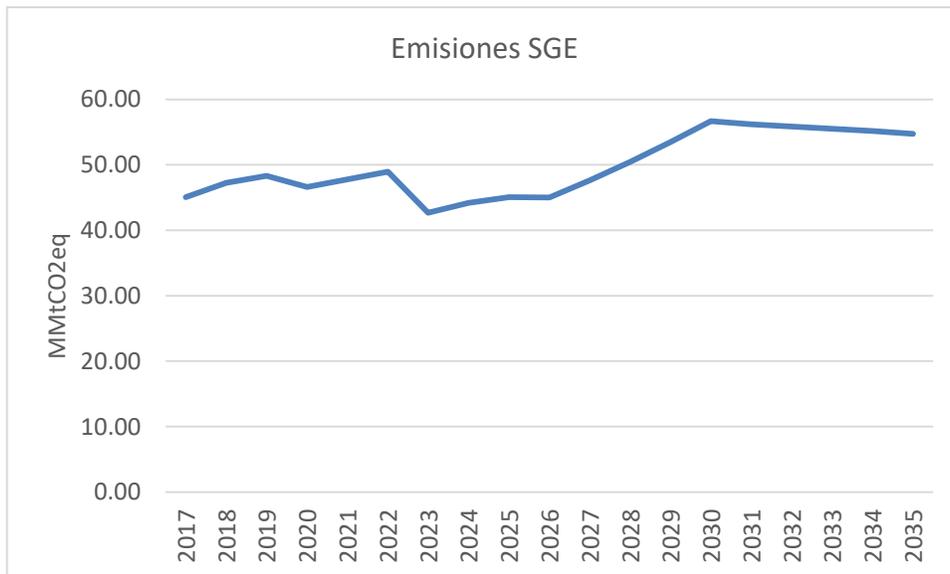


Figura 14: Emisiones del sector Generación Eléctrica para el caso base

El grafico anterior muestra que las emisiones tienden a aumentar en el tiempo para luego mantenerse estables entorno a as 56 MtCO₂eq. El aumento en las emisiones a través de los años se condice con el grafico del despacho económico del modelo el cual invierte un monto menor en tecnología térmica a carbón provocando el aumento en las emisiones totales en el tiempo.

4.2.1.2. Escenario Metas PEN con bajos precios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio bajo de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por las Metas PEN los resultados son los siguientes.

El siguiente grafico muestra las emisiones del sector generación eléctrica y el CAP de emisiones del mismo sector.

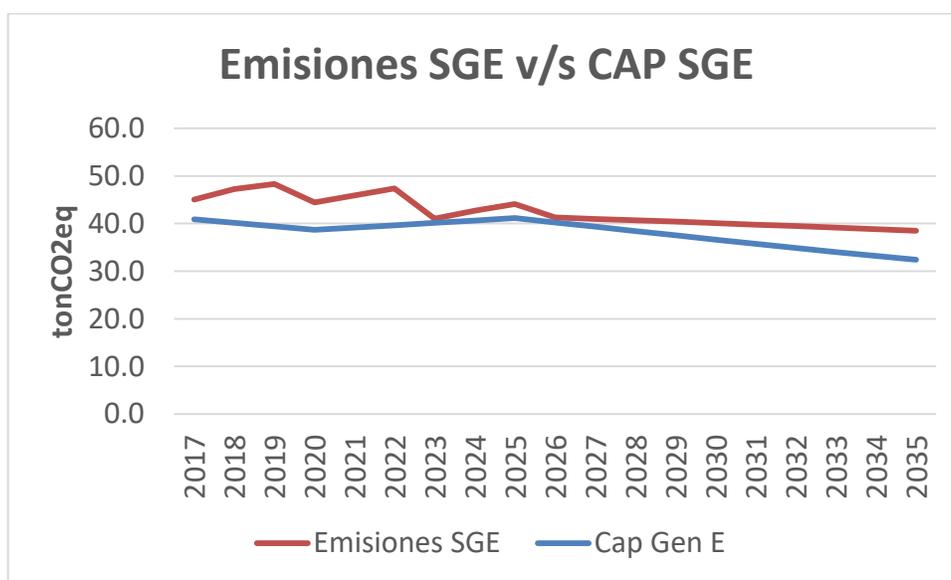


Figura 15: Emisiones del Sector Generación Eléctrica versus la Capacidad máxima de emisiones del mismo sector

En este caso el modelo de optimización escoge comprar una cierta cantidad de permisos de emisiones tales que se respeten las ecuaciones de restricción a las emisiones del sector energía en su totalidad a nivel país las cuales se exponen a continuación:

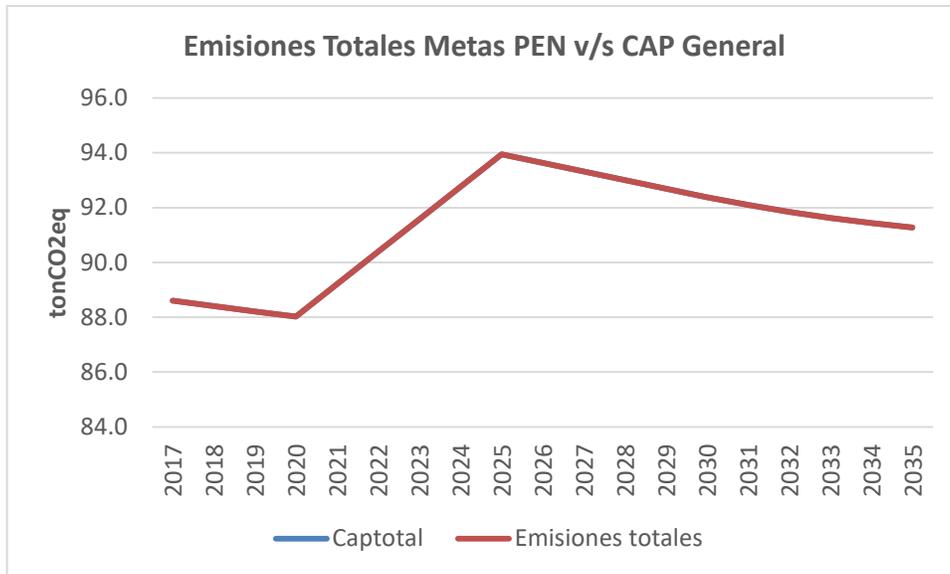


Figura 16: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas PEN bajo costo

Para que el sector generación eléctrica lograra reducir sus emisiones de la manera más eficiente posible, en este caso elige comprar en los otros sectores los siguientes permisos de emisiones anuales:

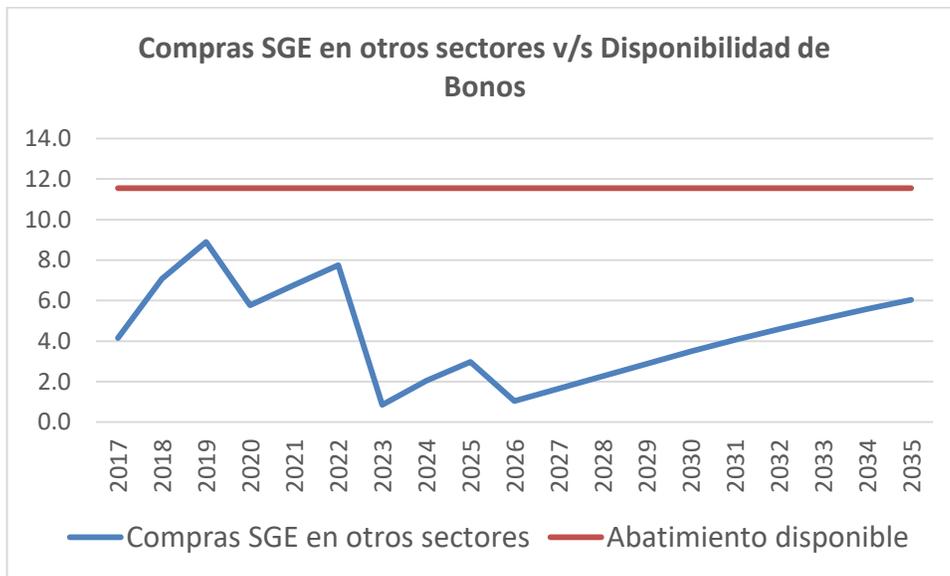


Figura 17: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a bajo costo y con esfuerzo dado por las medidas PEN

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 4: Despacho de energía por tecnología

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	35971	10062	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	4550	36695	13326	3427	0	0	10403	661	11954	0	81016
2019	0	0	4550	36695	16037	3427	867	0	10403	661	11954	552	85147
2020	0	0	13076	36584	12110	3427	867	0	10403	661	11954	552	89635
2021	0	0	13076	36672	14773	3427	867	0	10403	661	11954	552	92386
2022	0	0	13076	36695	17594	3427	867	0	10403	661	11954	552	95229
2023	0	0	23772	32589	13963	3427	867	0	10403	661	11954	552	98189
2024	0	0	23912	33136	16264	3427	867	0	10403	661	11954	552	101177
2025	0	0	23912	33498	17462	4908	867	0	10403	661	11954	552	104217
2026	0	0	26969	31786	16520	7619	867	0	10403	661	11954	552	107333
2027	0	0	26960	31748	15978	11381	867	0	10403	661	11954	552	110504
2028	0	0	26950	31701	15403	15232	867	0	10403	661	11954	552	113724
2029	0	0	27344	31379	14656	19245	867	0	10403	661	11954	552	117060
2030	0	0	27334	31333	14062	23345	867	0	10403	661	11954	552	120512
2031	0	0	29281	29874	12732	27663	867	0	10403	661	11954	552	123988
2032	0	0	29563	27681	13866	32151	867	0	10403	661	11954	552	127699
2033	0	0	29542	25398	15379	36717	867	0	10403	661	11954	552	131473
2034	0	0	29513	23947	16075	41403	867	0	10403	661	11954	552	135376
2035	0	0	29481	23357	15871	46283	867	0	10403	661	11954	552	139429

A continuación se muestra el grafico donde se aprecian los resultados expuestos en la tabla anterior sobre la operación y despacho del sistema

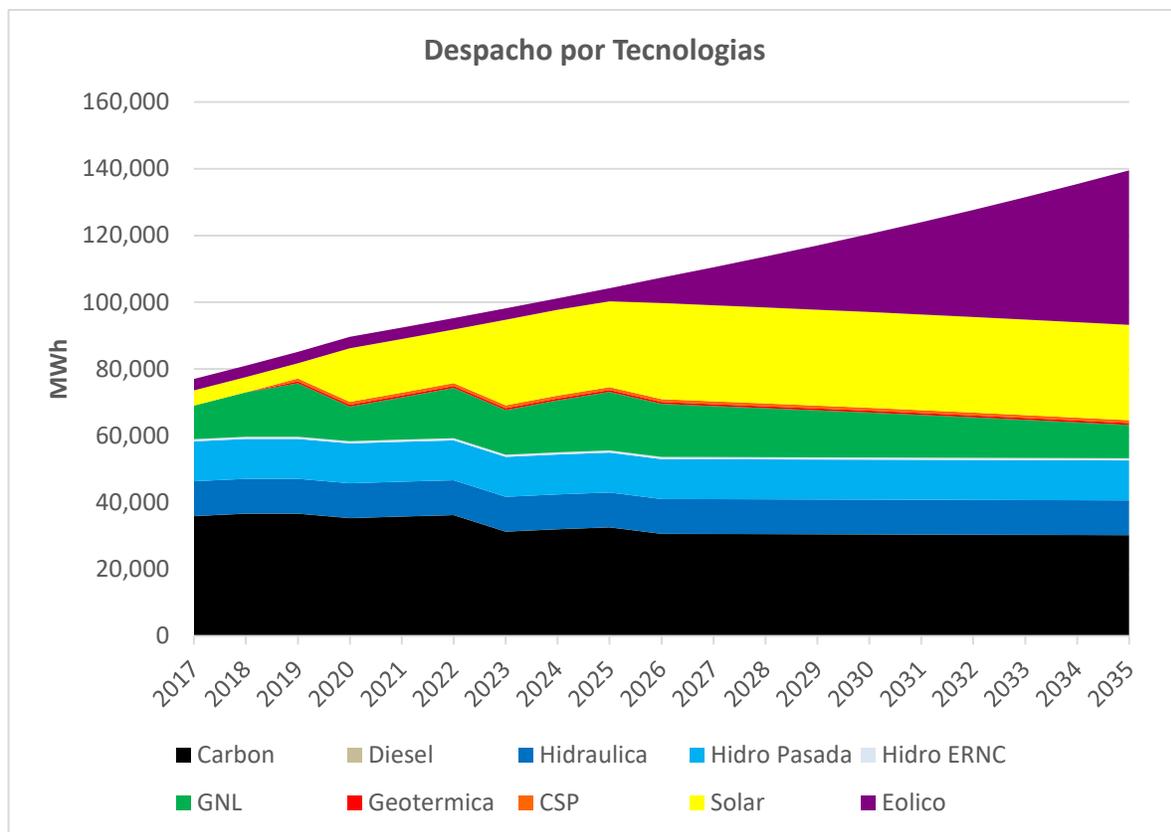


Figura 18: Despacho de energía por tecnología

Se puede apreciar del gráfico que la generación de energía con carbón se mantiene prácticamente constante en el tiempo sin aumentar ni disminuir considerablemente, por otra parte el sistema aumenta en gran medida la generación con energía renovable solar y eólico.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 5: Inversión por tecnología en MW instalados

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eolico	0	0	0	0	0	0	0	0	189	1595	3027	4498	6024	7586	9219	10901	12647	14448	16307
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	4861	4861	4861	8942	8942	8942	10391	10391	10391	10391	10391	10391	10391	10391	10391	10391

A continuación se muestran a través de un gráfico los datos expuestos en la tabla 5 que corresponden a la inversión realizada por el sistema en nuevas centrales de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología.

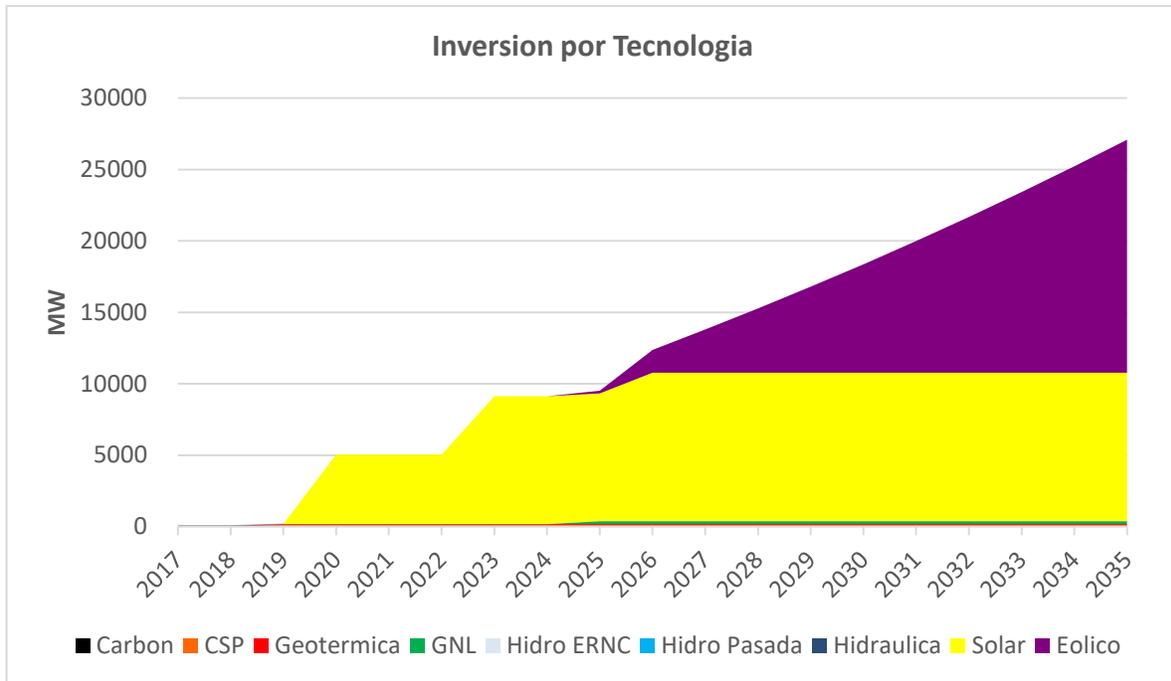


Figura 19: Inversión por tecnología

Como se puede apreciar en el gráfico se invierte en gran medida en tecnología solar y eólica, aunque si se mira la tabla anterior, se puede ver que también hay una inversión en GNL aunque muy pequeña en comparación a las tecnologías renovables mencionadas.

4.2.1.3. Escenario de Esfuerzo Adicional con bajos precios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio bajo de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por el Esfuerzo Adicional el resultado fue el siguiente:

Se obtuvieron los siguientes resultados para las emisiones GEI:

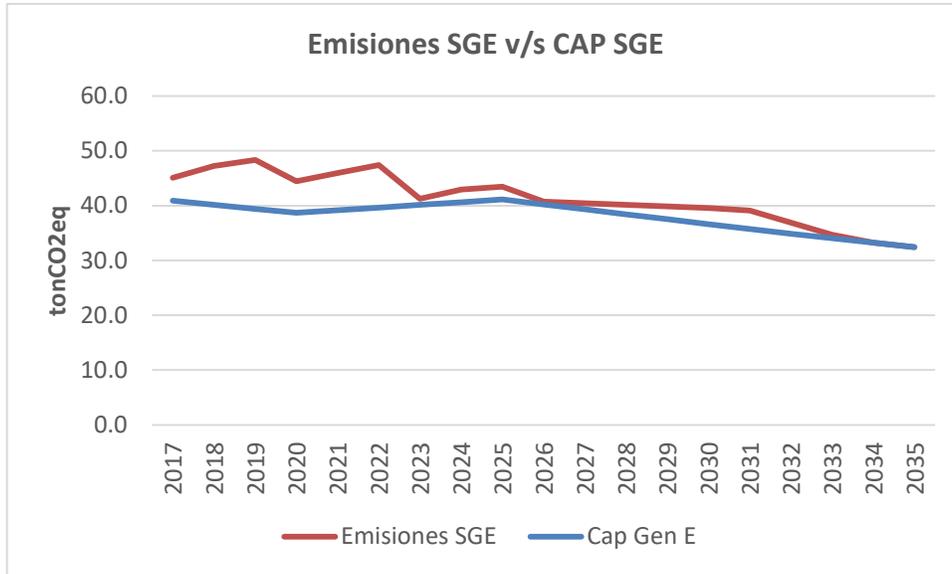


Figura 20: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Adicional bajo costo

En este caso de estudio el programa decide comprar una cierta cantidad de bonos de emisiones disponibles cada año, esto debido a un escenario más ambicioso que las Metas Pen en cuanto a reducción de emisiones.

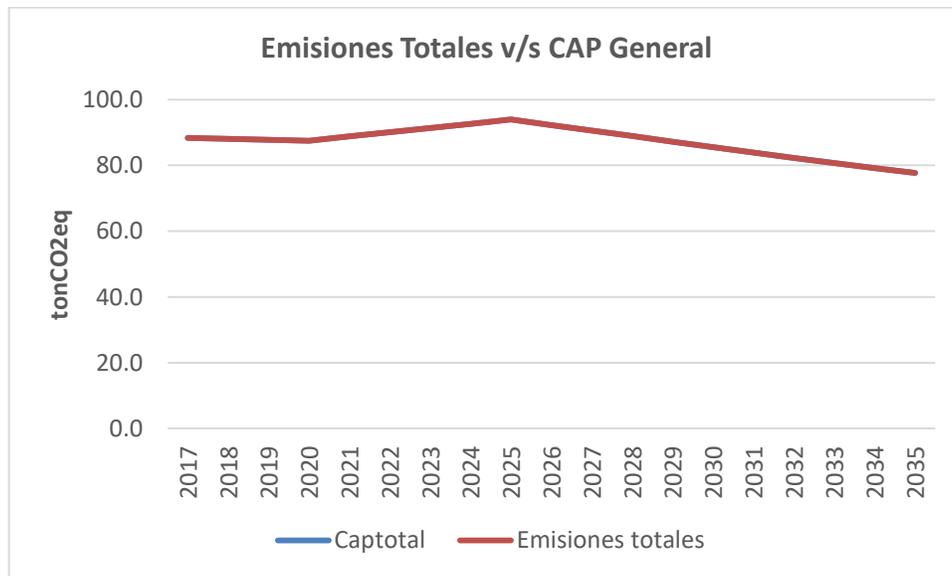


Figura 21: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones para este sector según la curva de Esfuerzo adicional

De el grafico anterior se aprecia el modelo respeta la restricción de emisiones máximas totales para el sector energía en si totalidad.

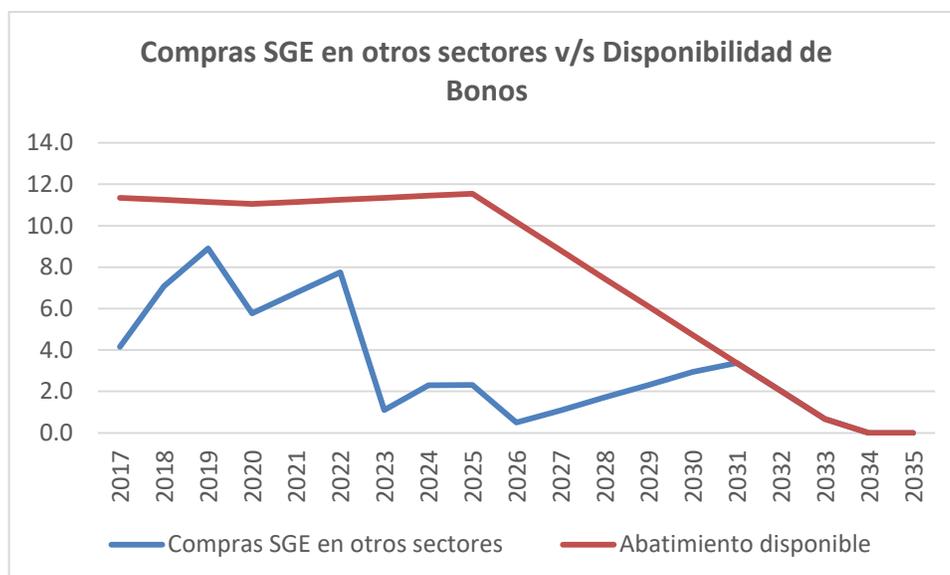


Figura 22: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a bajo costo y trayectoria de emisiones de Esfuerzo Adicional

El gráfico anterior muestra como el sector generación eléctrica elige comprar una cierta cantidad de bonos en los otros sectores hasta que llega a un año en que ya no quedan bonos disponibles a comprar ya que al ser un escenario más ambicioso de abatimiento de las emisiones, los otros sectores deben también bajar sus propias emisiones con lo cual no pueden vender tantos bonos como en el escenario Metas PEN.

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 6: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo adicional

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	35971	10062	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	4550	36695	13326	3427	0	0	10403	661	11954	0	81016
2019	0	0	4550	36695	16037	3427	867	0	10403	661	11954	552	85147
2020	0	0	16055	35360	10369	3427	867	0	10403	661	11954	552	89648
2021	0	0	16055	35844	12650	3427	867	0	10403	661	11954	552	92413
2022	0	0	16055	36265	15076	3427	867	0	10403	661	11954	552	95261
2023	0	0	25356	31496	13470	3427	867	0	10403	661	11954	552	98186
2024	0	0	25405	32227	15680	3427	867	0	10403	661	11954	552	101177
2025	0	0	25405	32466	16272	5650	867	0	10403	661	11954	552	104230
2026	0	0	28254	30581	14742	9345	867	0	10403	661	11954	552	107361
2027	0	0	28239	30541	14085	13130	867	0	10403	661	11954	552	110432
2028	0	0	28222	30496	13501	16996	867	0	10403	661	11954	552	113652
2029	0	0	28202	30453	12895	21005	867	0	10403	661	11954	552	116993
2030	0	0	28184	30414	12293	25102	867	0	10403	661	11954	552	120430
2031	0	0	28321	30275	11550	29411	867	0	10403	661	11954	552	123994
2032	0	0	29017	28265	12065	33899	867	0	10403	661	11954	552	127683
2033	0	0	29015	25986	13564	38484	867	0	10403	661	11954	552	131487
2034	0	0	28984	24536	14257	43176	867	0	10403	661	11954	552	135391
2035	0	0	28952	23945	14057	48061	867	0	10403	661	11954	552	139452

A continuación se expone el gráfico a partir de los datos expuestos en la tabla anterior sobre la operación y despacho de energía por tecnología.

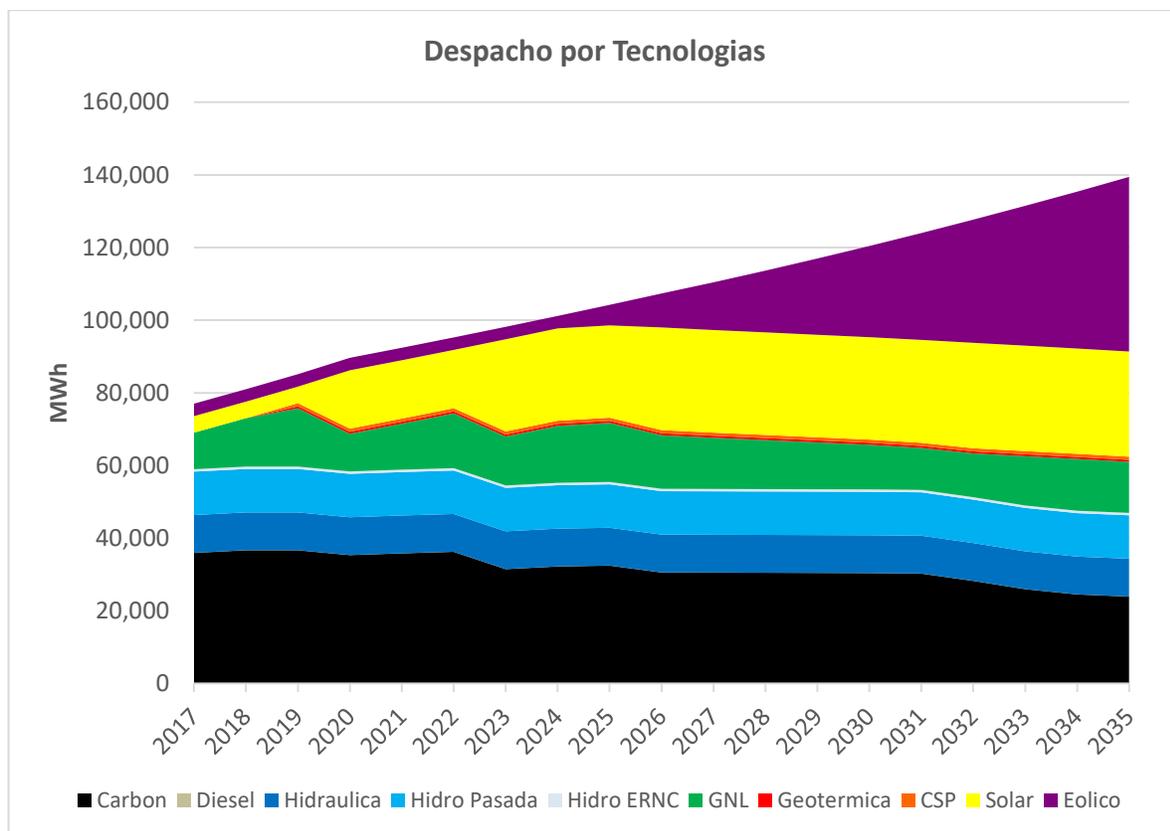


Figura 23: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Adicional

Como se puede apreciar del gráfico de despacho, la cantidad de energía generada por fuentes térmicas disminuye en el tiempo, sobre todo la tecnología a carbón va siendo cada vez menos despachada con la misma capacidad instalada disponible. Por otro lado se puede apreciar el aumento considerable de la tecnología solar y eólica en el tiempo.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 7: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eólico	0	0	0	0	0	0	0	0	846	2252	3692	5163	6689	8248	9887	11595	13340	15125	16984
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	4861	4861	4861	8811	8811	8811	10187	10187	10187	10187	10187	10292	10769	10789	10789	10789

A continuación se expone el gráfico correspondiente a las medidas mostradas en la tabla anterior sobre inversión del sistema por tecnología.

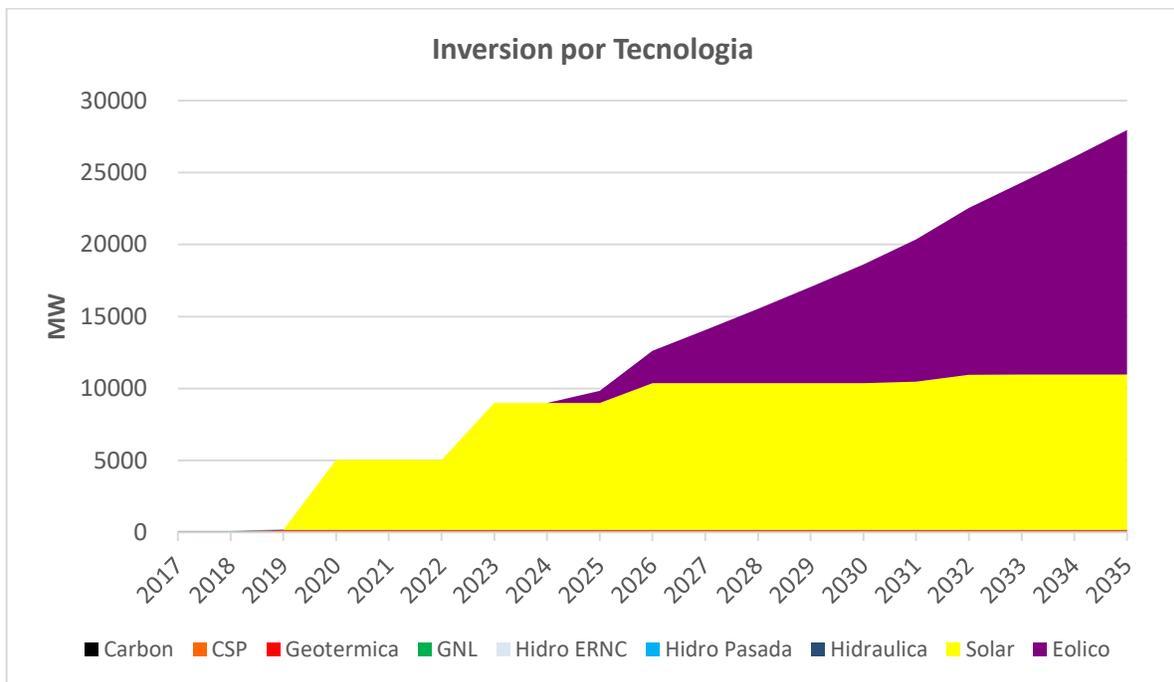


Figura 24: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional

De la tabla y del gráfico anterior se puede observar que para conseguir el plan de despacho de este caso de estudio el sistema debe invertir fuertemente en energía solar y eólica en desmedro del carbón y de GNL, el caso de la solar al ser de tan bajo costo y medidas de reducción de emisiones más ambicioso que el anterior, el sistema siempre elige implementarla e invertir en tecnología eólica en los últimos años.

4.2.1.4. Escenario de Esfuerzo Extra con bajos precios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio bajo de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por el Esfuerzo Extra el resultado fue el siguiente:

Se obtuvieron los siguientes resultados para las emisiones GEI:

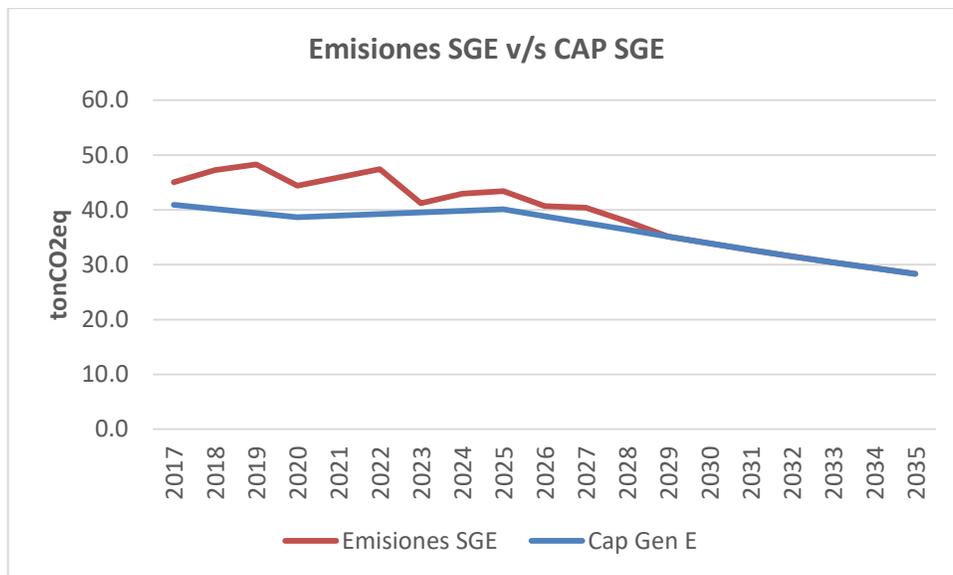


Figura 25: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Extra bajo costo

En este caso el sistema compra una importante cantidad de bonos de emisiones en el comienzo del intervalo de tiempo modelado. Hacia el final del tiempo el sistema no tiene la capacidad de vender bonos de emisiones ya que los otros sectores han tenido que aplicar muchas de las medidas de mitigación para poder disminuir las emisiones de sus propios sectores, por lo tanto no tienen beneficios de emisiones para vender y el sector generación debe reducir las emisiones por su propia cuenta.

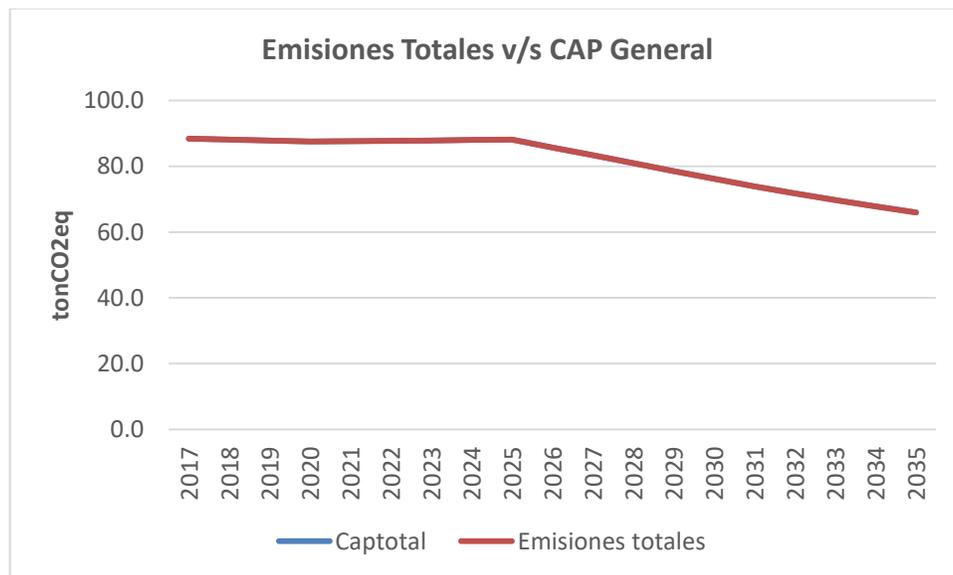


Figura 26: Emisiones totales sector Energía versus Capacidad máxima de Emisiones general dada la trayectoria de emisiones por el Esfuerzo Extra

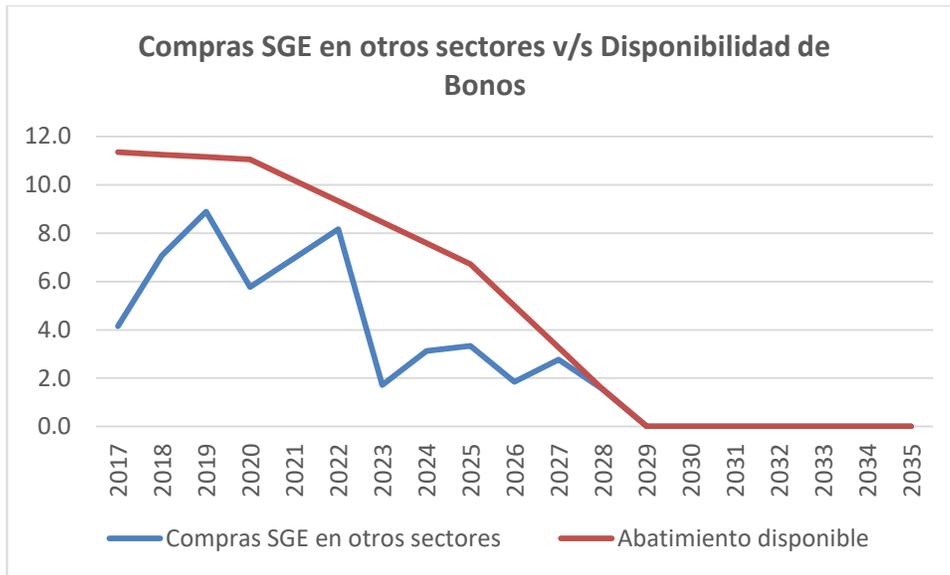


Figura 27: Compras de bonos de emisiones del Sector generación de Energía Eléctrica a los otros grupos del sector Energía versus la disponibilidad de bonos según trayectoria de emisiones Esfuerzo Extra

Al igual como se explicó anteriormente, en este grafico se puede apreciar como el sector de generación de energía eléctrica comienza comprando bonos de emisiones hasta el año 2029 en el cual se agotan los bonos de emisiones ya que esta curva de capacidad máxima a emitir a nivel país es muy ambiciosa y todos los sectores deben hacer esfuerzos máximos por reducir sus emisiones

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 8: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo Extra y bajo costo

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	35971	10062	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	4550	36695	13326	3427	0	0	10403	661	11954	0	81016
2019	0	0	4550	36695	16037	3427	867	0	10403	661	11954	552	85147
2020	0	0	16055	35360	10369	3427	867	0	10403	661	11954	552	89648
2021	0	0	16055	35844	12650	3427	867	0	10403	661	11954	552	92413
2022	0	0	16055	36265	15076	3427	867	0	10403	661	11954	552	95261
2023	0	0	25356	31496	13470	3427	867	0	10403	661	11954	552	98186
2024	0	0	25405	32227	15680	3427	867	0	10403	661	11954	552	101177
2025	0	0	25405	32466	16272	5650	867	0	10403	661	11954	552	104230
2026	0	0	28275	30565	14734	9345	867	0	10403	661	11954	552	107356
2027	0	0	28260	30526	14078	13129	867	0	10403	661	11954	552	110430
2028	0	0	28838	28098	15218	17071	867	0	10403	661	11954	552	113664
2029	0	0	28998	25103	17405	21047	867	0	10403	661	11954	552	116990
2030	0	0	29104	23956	17785	25142	867	0	10403	661	11954	552	120423
2031	0	0	29085	22854	18147	29493	867	0	10403	661	11954	552	124017
2032	0	0	29062	21803	18464	33946	867	0	10403	661	11954	552	127711
2033	0	0	29032	20797	18744	38478	867	0	10403	661	11954	552	131489
2034	0	0	29003	19854	18928	43176	867	0	10403	661	11954	552	135399
2035	0	0	28970	18974	19018	48061	867	0	10403	661	11954	552	139461

A continuación se expone el grafico correspondiente a los datos de la tabla anterior en la cual se puede apreciar la operación y despacho de las centrales por tecnología.

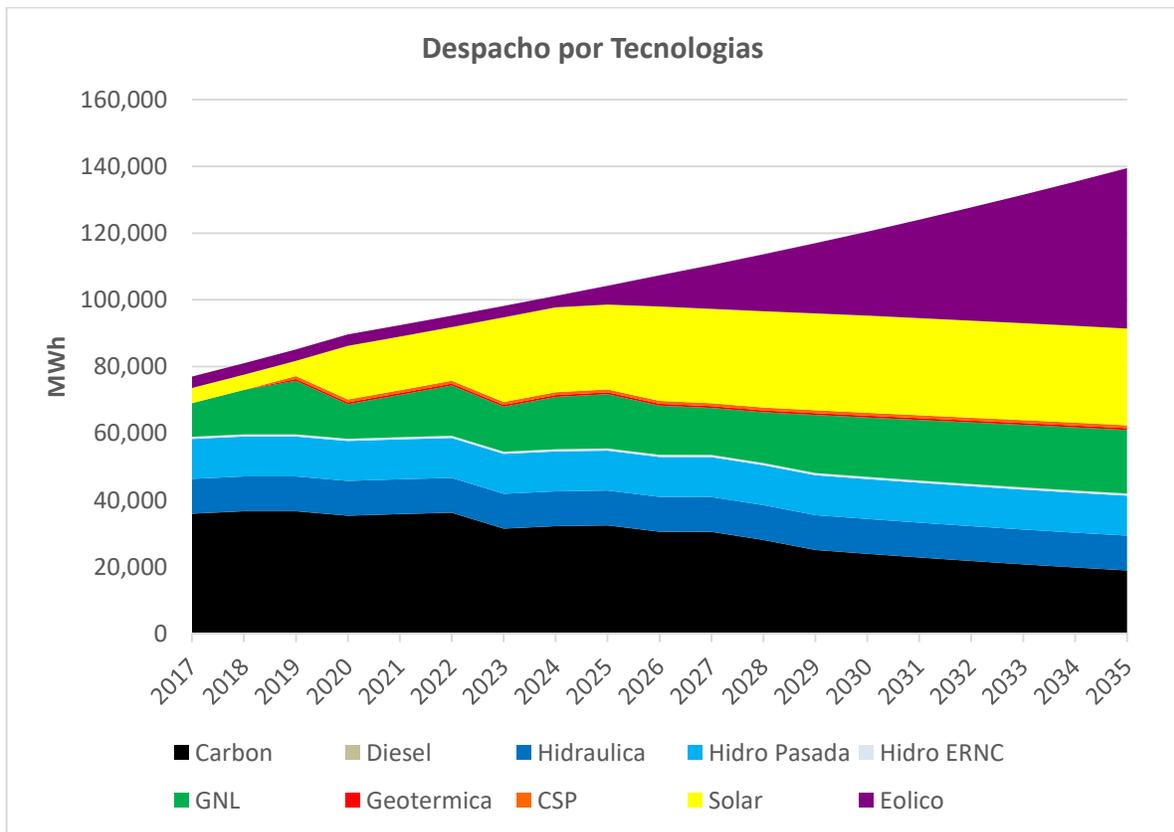


Figura 28: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo

Como se aprecia en el gráfico de despacho en este caso hay un menor despacho del carbón, y aumenta en medida considerable la tecnología solar y eólica en el despacho.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 9: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eolico	0	0	0	0	0	0	0	0	846	2252	3692	5192	6705	8263	9919	11613	13338	15125	16984
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	4861	4861	4861	8811	8811	8811	10200	10200	10581	10711	10801	10801	10801	10801	10801	10801

A continuación se presenta el gráfico a partir de las medidas de la tabla anterior sobre la inversión del sistema por tipo de tecnología.

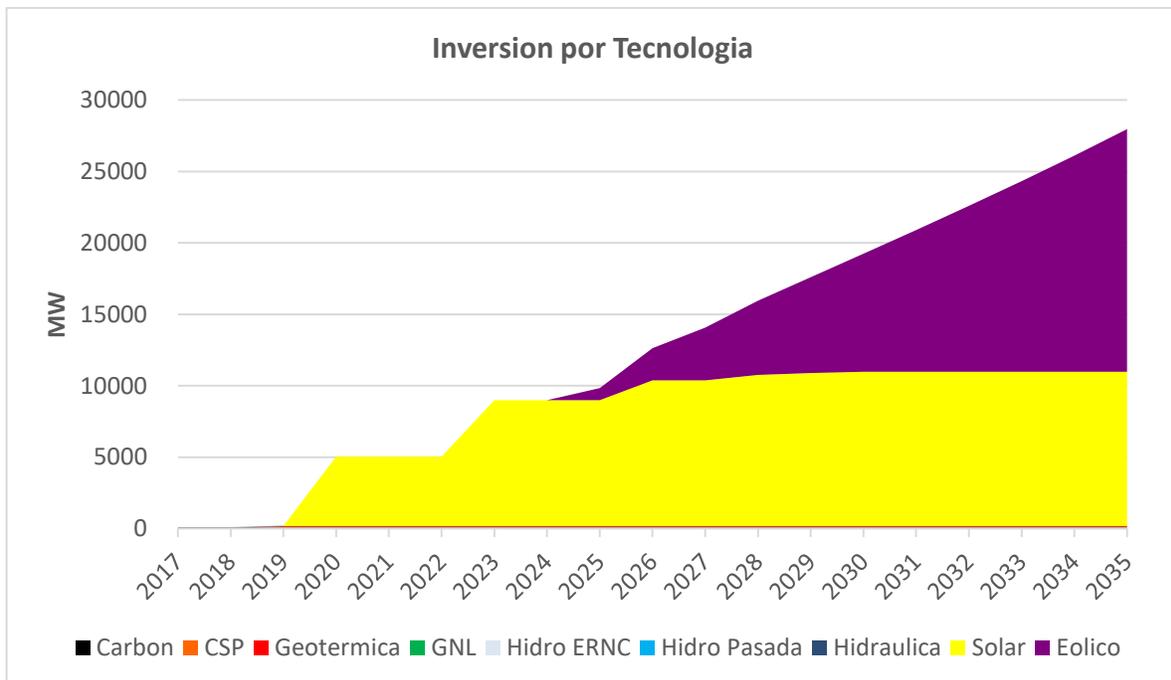


Figura 29: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y bajo costo

Como se puede apreciar el sistema elige invertir en gran medida en tecnología eólica, También aumenta la inversión, se mantiene una gran inversión en energía solar fotovoltaica.

4.2.2. Escenarios de costos medios de permisos de emisiones

A continuación se exponen los resultados para las mismas curvas de capacidad máximas de emisiones sectoriales y globales que en los puntos anteriores y se aumenta el costo de los bonos de emisiones de los otros sectores aparte del sector generación de energía eléctrica. Ya que, los otros sectores también deben reducir aún más sus emisiones propias para cumplir con las curvas de CAP, es por esto que la cantidad de bonos de emisiones a la venta por parte de los otros sectores disminuye, ya que estos otros sectores tuvieron que implementar medidas para reducir su propio CAP.

4.2.2.1. Escenario Metas PEN con precios medios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio medio de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por las Metas PEN el resultado fue el siguiente:

Se obtuvieron los siguientes resultados para las emisiones GEI:

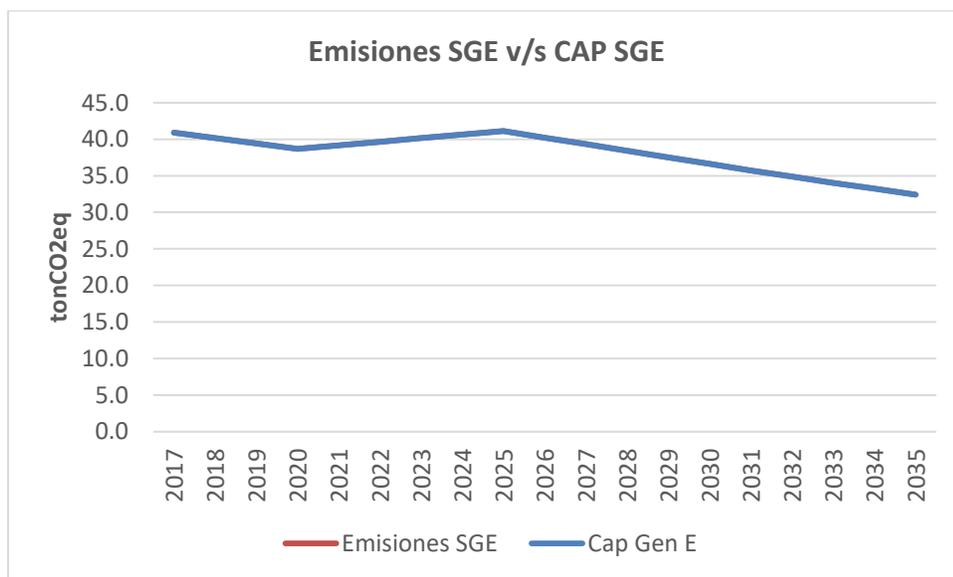


Figura 30: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas PEN bajo costo

Para que el sector generación eléctrica lograra reducir sus emisiones de la manera más eficiente posible, en este caso no elige comprar en los otros sectores debido a que le es más económicamente eficiente invertir en tecnología renovable:

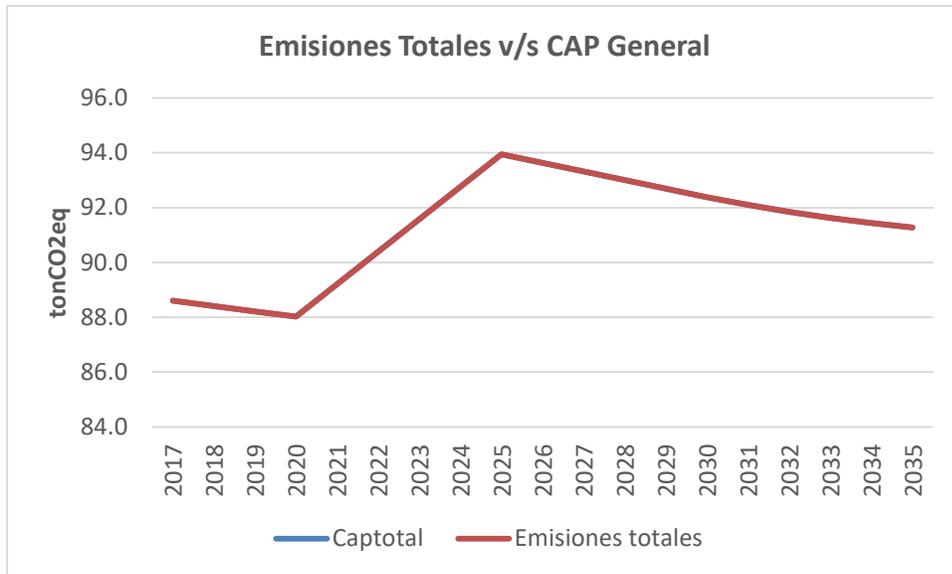


Figura 31: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones para este sector según la curva de Metas PEN con costos de bonos precio 15 USD/tCO2eq

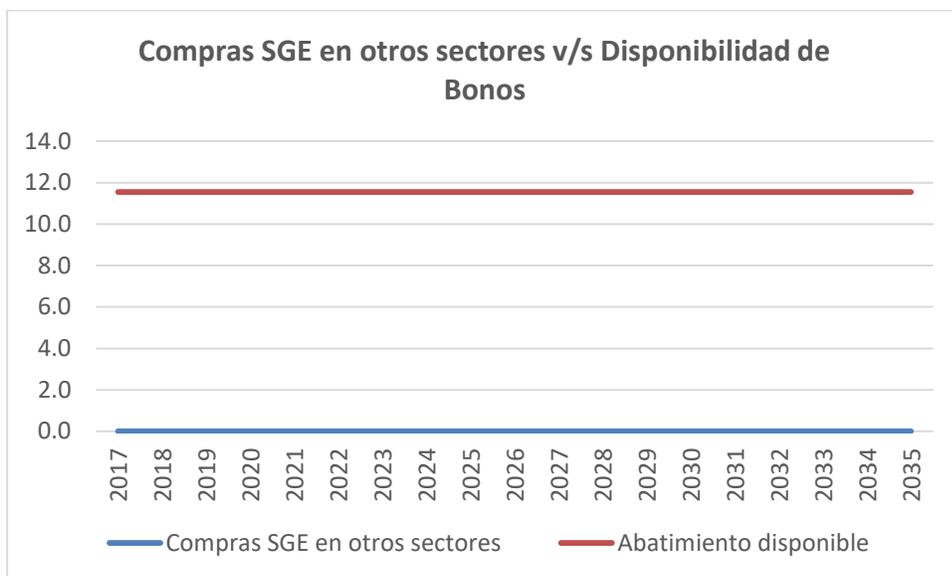


Figura 32: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas PEN

En el grafico anterior también se aprecia que el modelo decide no comprar ningún bono de emisiones.

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 10: Despacho de energía por tecnología a costo medio de permisos de emisiones y Metas PEN de reducción

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	30933	15100	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	6878	29223	18479	3427	0	0	10403	661	11954	0	81025
2019	0	0	6878	27019	23381	3427	867	0	10403	661	11954	552	85142
2020	0	0	22664	31161	7996	3427	867	0	10403	661	11954	552	89685
2021	0	0	22698	30539	11311	3427	867	0	10403	661	11954	552	92413
2022	0	0	22698	29887	14738	3427	867	0	10403	661	11954	552	95188
2023	0	0	26597	30700	12968	3427	867	0	10403	661	11954	552	98129
2024	0	0	26846	30032	16378	3427	867	0	10403	661	11954	552	101121
2025	0	0	26885	30275	16927	5650	867	0	10403	661	11954	552	104174
2026	0	0	28636	30184	14668	9345	867	0	10403	661	11954	552	107270
2027	0	0	28886	29512	14421	13200	867	0	10403	661	11954	552	110456
2028	0	0	28870	28714	14595	17063	867	0	10403	661	11954	552	113680
2029	0	0	29023	27984	14546	21033	867	0	10403	661	11954	552	117023
2030	0	0	29133	27258	14479	25127	867	0	10403	661	11954	552	120434
2031	0	0	29116	26539	14460	29478	867	0	10403	661	11954	552	124031
2032	0	0	29087	25845	14423	33928	867	0	10403	661	11954	552	127720
2033	0	0	29059	25172	14370	38461	867	0	10403	661	11954	552	131500
2034	0	0	29038	24544	14234	43176	867	0	10403	661	11954	552	135429
2035	0	0	29003	23950	14039	48061	867	0	10403	661	11954	552	139491

A continuación se exponen los resultados de la tabla previa en forma de gráfico de área donde se puede apreciar el despacho de carga del sistema Chileno durante el intervalo de tiempo modelado

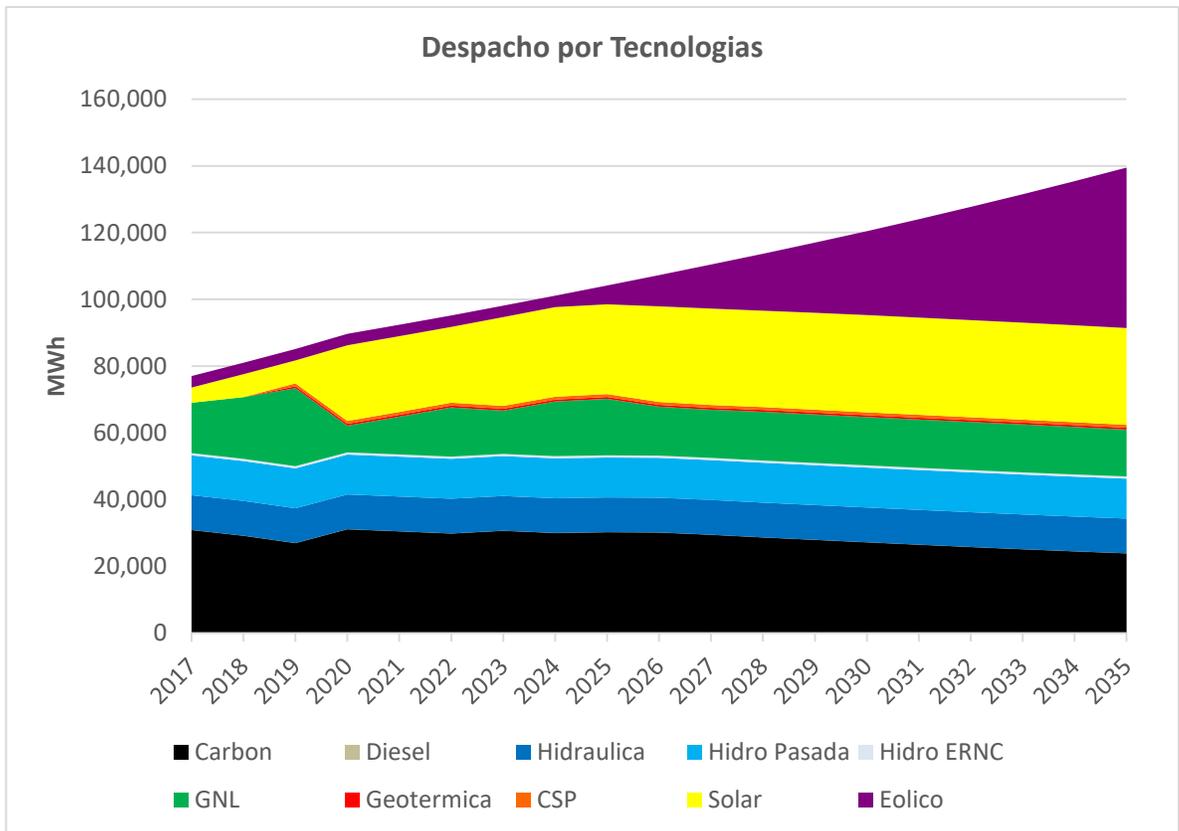


Figura 33: Despacho de energía por tecnología Metas Pen costo medio

El grafico expuesto muestra como el sector generación tiene que disminuir levemente las emisiones térmicas e invertir en energía solar y eólica para subsanar de manera autónoma las emisiones del sector. Esto debido a que le es más económicamente eficiente al sistema invertir en tecnologías renovables antes que comprar los bonos a este precio.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 11: Inversión por tecnología Metas PEN costo medio permisos de emisiones

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eolico	0	0	0	0	0	0	0	0	846	2252	3719	5189	6699	8257	9913	11606	13331	15125	16984
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	983	983	7668	7668	7668	9428	9472	9472	10415	10589	10592	10705	10812	10812	10812	10812	10812	10812

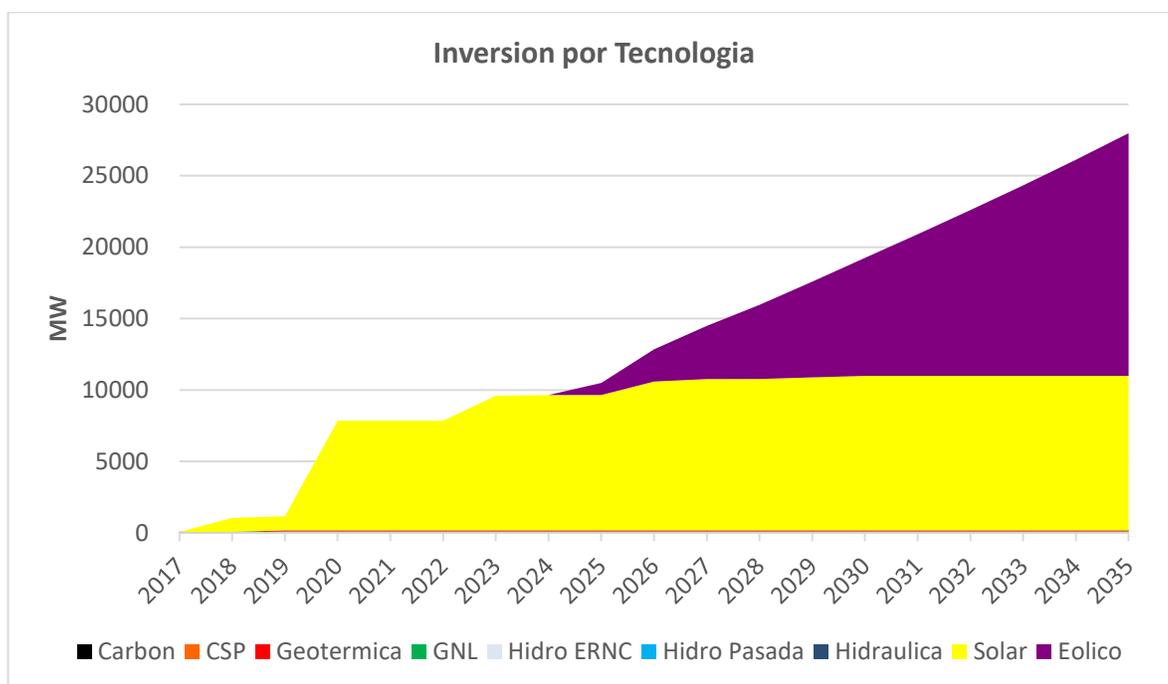


Figura 34: Inversión por tecnología metas PEN costo medio permisos de emisiones

El grafico de inversión muestra como el sector invierte una gran cantidad tanto en solar en un comienzo como en eólico desde el 2025 en adelante.

Como se puede apreciar en el grafico se invierte un poco en carbón y otro poco en GNL con lo que las emisiones crecen y el costo total del sistema baja.

4.2.2.2. Escenario de Esfuerzo Adicional con precios medios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio medio de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por las Esfuerzo Adicional el resultado fue el siguiente:

Se obtuvieron los siguientes resultados para las emisiones GEI:

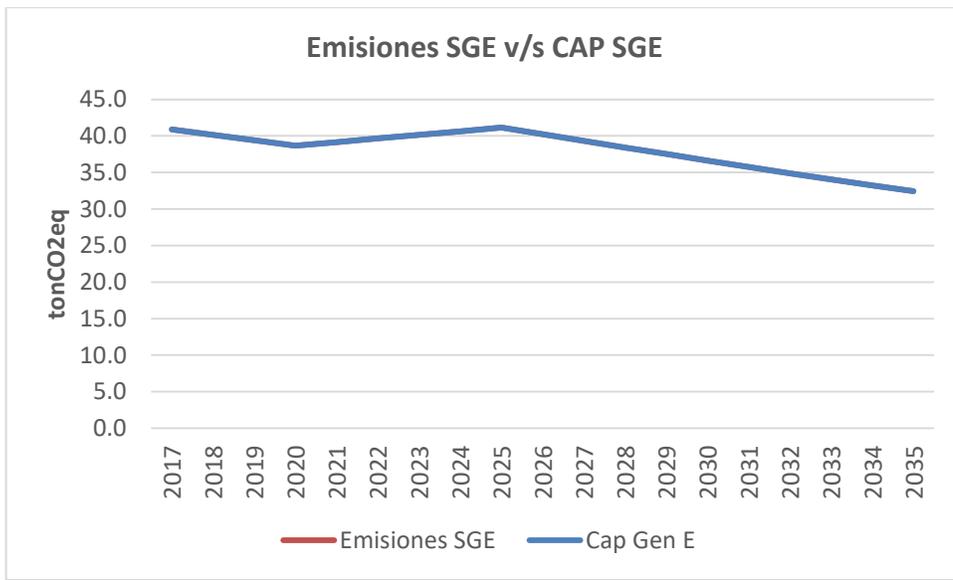


Figura 35: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Adicional costo medio

En este caso de estudio el programa decide no comprar bonos de emisiones disponibles, esto debido a un escenario de precios de los bonos mas alto.

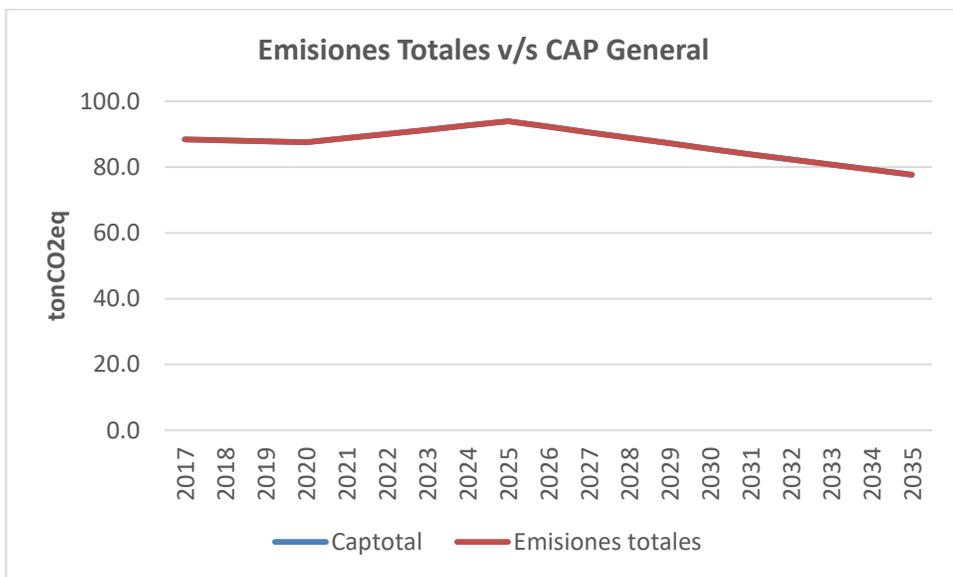


Figura 36: Emisiones totales del sector Energía versus la Capacidad máxima de emisiones según trayectoria de emisiones de Esfuerzo Adicional con costo de bonos medio

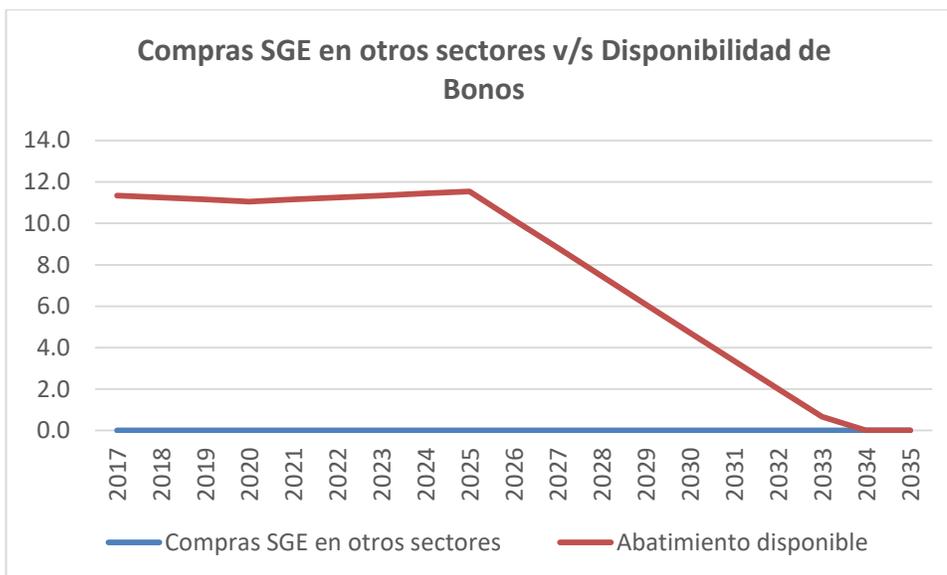


Figura 37: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas de Esfuerzo Adicional

El gráfico anterior muestra que el sector de generación de energía eléctrica decide no comprar bonos de emisiones.

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 12: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo adicional costo medio

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	30933	15100	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	6878	29223	18479	3427	0	0	10403	661	11954	0	81025
2019	0	0	6878	27019	23381	3427	867	0	10403	661	11954	552	85142
2020	0	0	22664	31161	7996	3427	867	0	10403	661	11954	552	89685
2021	0	0	22698	30539	11311	3427	867	0	10403	661	11954	552	92413
2022	0	0	22698	29887	14738	3427	867	0	10403	661	11954	552	95188
2023	0	0	26597	30700	12968	3427	867	0	10403	661	11954	552	98129
2024	0	0	26846	30032	16378	3427	867	0	10403	661	11954	552	101121
2025	0	0	26885	30275	16927	5650	867	0	10403	661	11954	552	104174
2026	0	0	28636	30184	14668	9345	867	0	10403	661	11954	552	107270
2027	0	0	28886	29512	14421	13200	867	0	10403	661	11954	552	110456
2028	0	0	28870	28714	14595	17063	867	0	10403	661	11954	552	113680
2029	0	0	29023	27984	14546	21033	867	0	10403	661	11954	552	117023
2030	0	0	29133	27258	14479	25127	867	0	10403	661	11954	552	120434
2031	0	0	29116	26539	14460	29478	867	0	10403	661	11954	552	124031
2032	0	0	29087	25845	14423	33928	867	0	10403	661	11954	552	127720
2033	0	0	29059	25172	14370	38461	867	0	10403	661	11954	552	131500
2034	0	0	29038	24544	14234	43176	867	0	10403	661	11954	552	135429
2035	0	0	29003	23950	14039	48061	867	0	10403	661	11954	552	139491

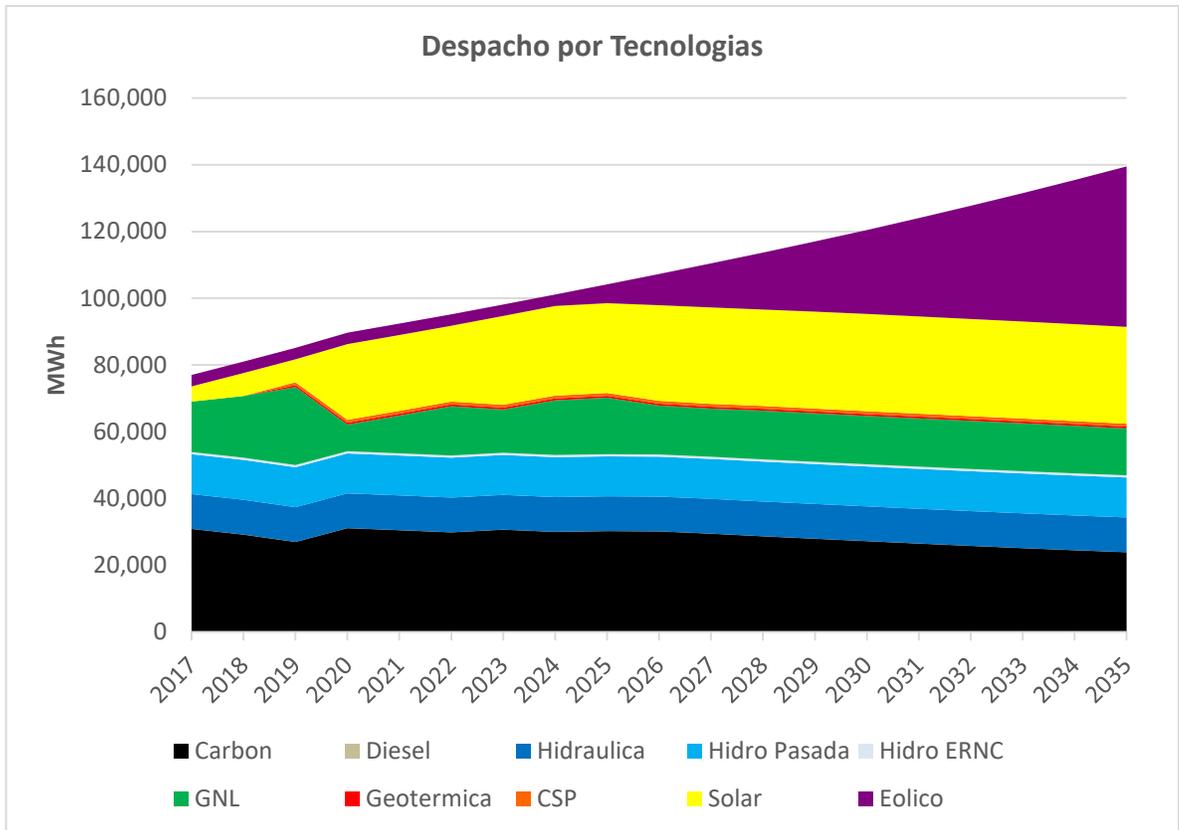


Figura 38: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio

Como se puede apreciar del gráfico de despacho, la cantidad de energía generada por fuentes térmicas disminuye levemente en el tiempo para abrir paso a las tecnologías renovables costos eficientes solares y eólica.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 13: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio en permisos de emisiones

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eólico	0	0	0	0	0	0	0	0	846	2252	3719	5189	6699	8257	9913	11606	13331	15125	16984
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	983	983	7668	7668	7668	9428	9472	9472	10415	10589	10592	10705	10812	10812	10812	10812	10812	10812

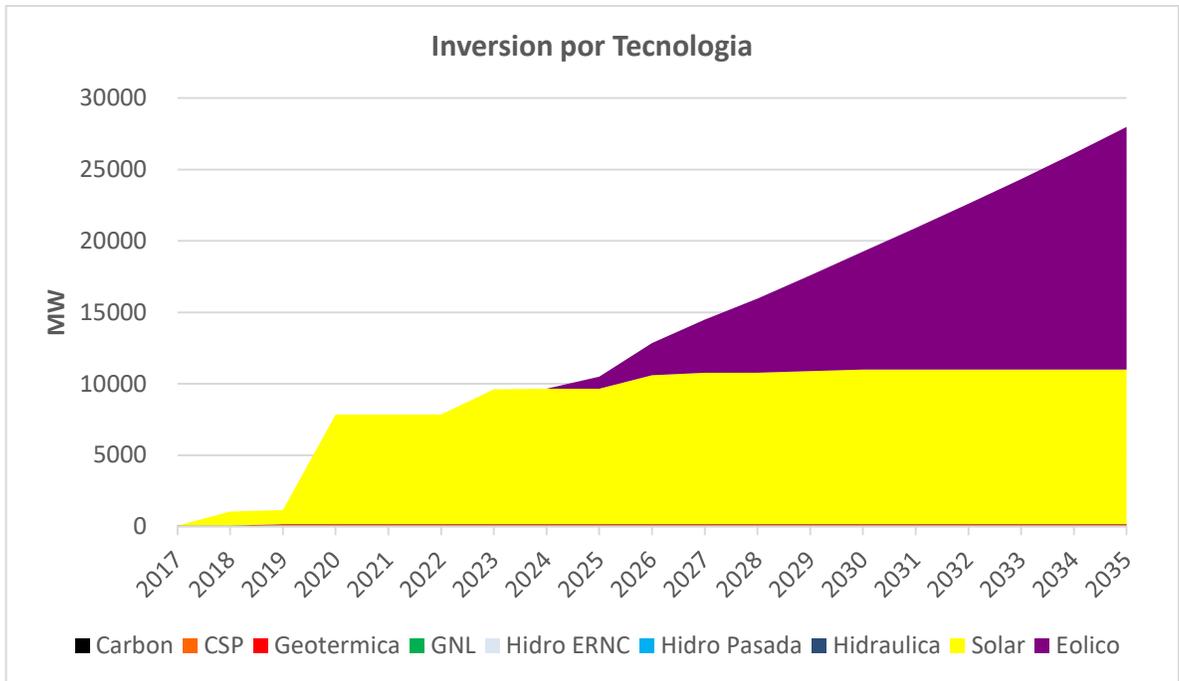


Figura 39: Inversión por tecnología Esfuerzo Adicional costo medio

De la tabla y del gráfico anterior se puede observar que para conseguir el plan de despacho de este caso de estudio el sistema debe invertir fuertemente en energía eólica en desmedro del carbón y de GNL, el caso de la solar debido a medidas de reducción de emisiones más ambicioso que el anterior, el sistema elige implementarla e invertir bastante en solar.

4.2.2.3. Escenario de Esfuerzo Extra con precios medios de bonos de emisiones

Para el caso de un precio medio de permisos de emisiones y el esfuerzo definido por las Esfuerzo Extra el resultado fue el siguiente:

Se obtuvieron los siguientes resultados para las emisiones GEI:

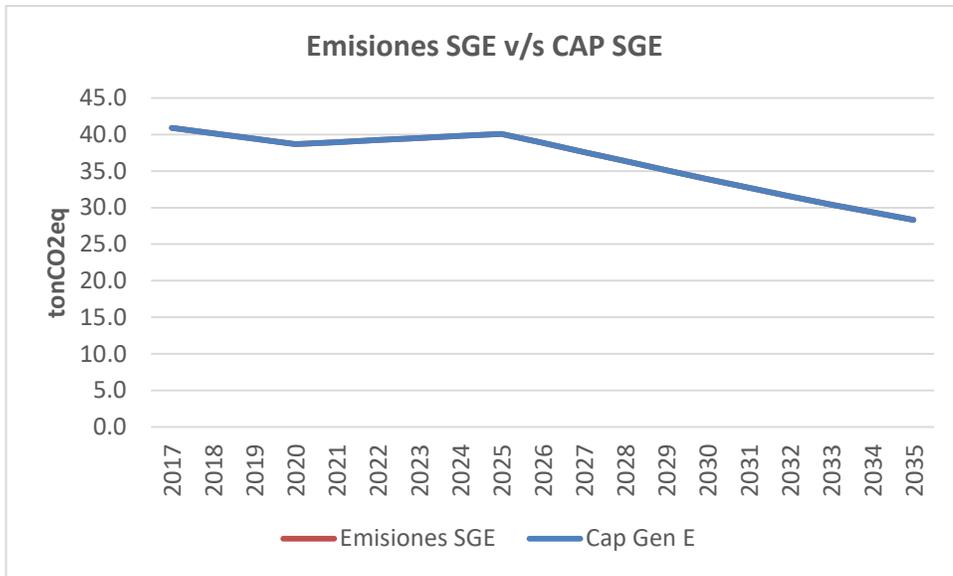


Figura 40: Emisiones totales v/s Cap total modelado medidas de Esfuerzo Extra costo medio

En este caso el sistema tampoco compra permisos de emisiones en los otros sectores debido al alto costo.

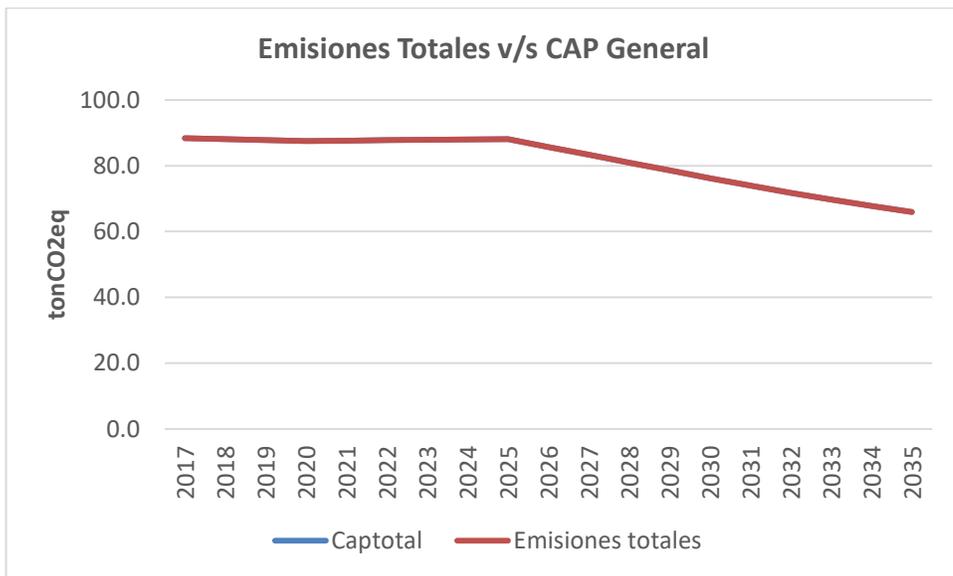


Figura 41: Emisiones totales sector Energía versus Capacidad máxima de emisiones según trayectoria de Esfuerzo extra con precio de bonos medio

De este grafico se observa que el modelo respeta la ecuación de restricción de emisiones para el sector energía en su totalidad sin sobrepasar la capacidad máxima de emisiones.

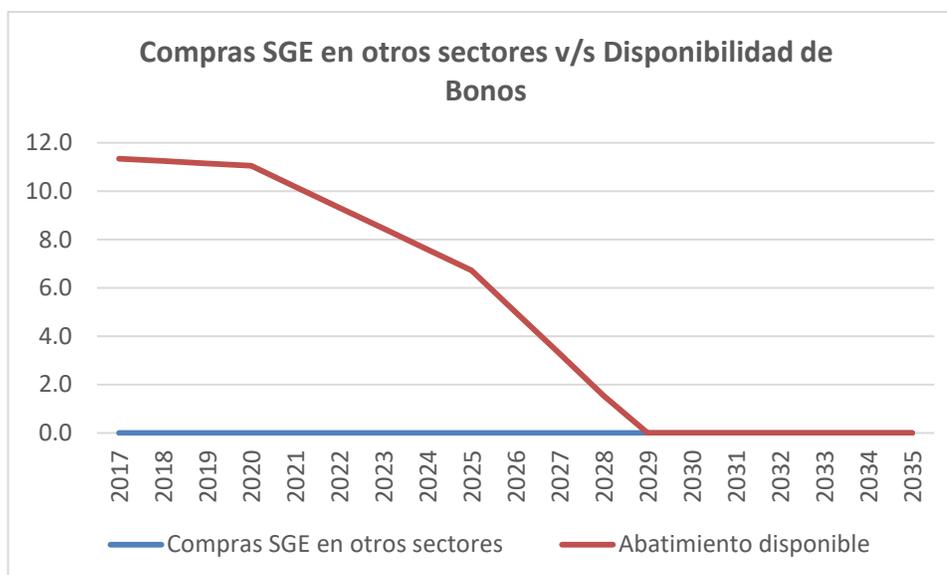


Figura 42: Permisos de emisiones comprados por el sector Generación a los otros sectores a costo medio y con esfuerzo dado por las medidas de Esfuerzo Extra versus disponibilidad de bonos a comprar

Se obtuvieron los siguientes resultados para el despacho de generación por tecnología en el intervalo de tiempo estudiado:

Tabla 14: Despacho de energía por tecnología medidas de Esfuerzo Extra y costo medio

Periodo	Diesel	Nuclear	Solar	Carbon	GNL	Eolico	CSP	Biomasa	Hidraulica	Hidro ERNC	Hidro Pasada	Geotermica	Total general
2017	0	0	4550	30933	15100	3427	0	0	10403	661	11954	0	77028
2018	0	0	6878	29223	18479	3427	0	0	10403	661	11954	0	81025
2019	0	0	6878	27019	23381	3427	867	0	10403	661	11954	552	85142
2020	0	0	22664	31161	7996	3427	867	0	10403	661	11954	552	89685
2021	0	0	22698	30285	11573	3427	867	0	10403	661	11954	552	92421
2022	0	0	22698	29387	15239	3427	867	0	10403	661	11954	552	95188
2023	0	0	26770	30030	13447	3427	867	0	10403	661	11954	552	98112
2024	0	0	26949	29075	17231	3427	867	0	10403	661	11954	552	101120
2025	0	0	26995	29070	18018	5653	867	0	10403	661	11954	552	104175
2026	0	0	28901	28660	15876	9420	867	0	10403	661	11954	552	107294
2027	0	0	28886	27450	16466	13229	867	0	10403	661	11954	552	110468
2028	0	0	28870	26233	17076	17063	867	0	10403	661	11954	552	113680
2029	0	0	29023	25093	17437	21033	867	0	10403	661	11954	552	117023
2030	0	0	29133	23957	17781	25127	867	0	10403	661	11954	552	120434
2031	0	0	29116	22854	18145	29478	867	0	10403	661	11954	552	124031
2032	0	0	29087	21802	18466	33928	867	0	10403	661	11954	552	127720
2033	0	0	29059	20796	18747	38461	867	0	10403	661	11954	552	131500
2034	0	0	29038	19857	18921	43176	867	0	10403	661	11954	552	135429
2035	0	0	29003	18975	19014	48061	867	0	10403	661	11954	552	139491

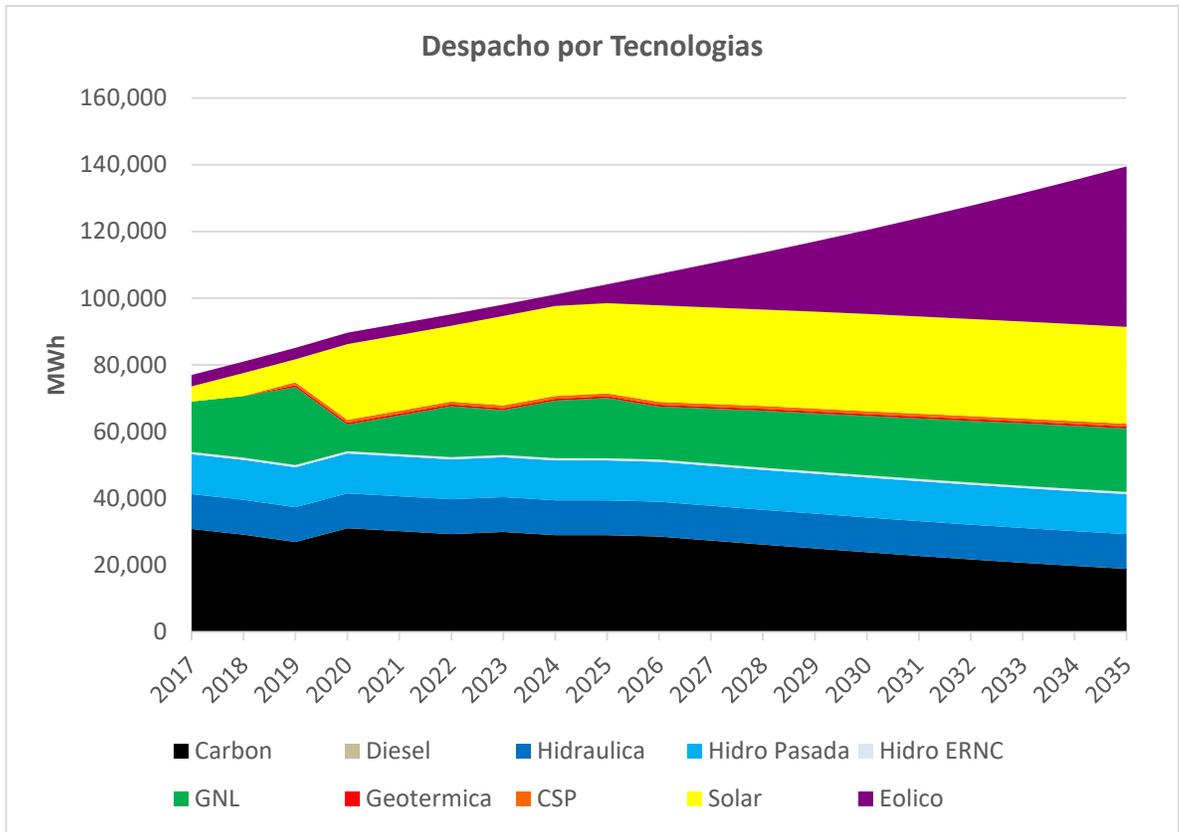


Figura 43: Despacho de energía por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio

Como se aprecia en el gráfico de despacho en este caso hay un menor despacho del carbón, y aumenta en medida considerable la tecnología solar y sobretodo eólica en el despacho.

Se obtuvieron los siguientes resultados para la inversión por tecnología en el intervalo de tiempo de estudio:

Tabla 15: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio

Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eolico	0	0	0	0	0	0	0	0	847	2280	3730	5189	6699	8257	9913	11606	13331	15125	16984
Geotermica	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro ERNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	983	983	7668	7668	7668	9525	9525	9525	10585	10589	10592	10705	10812	10812	10812	10812	10812	10812

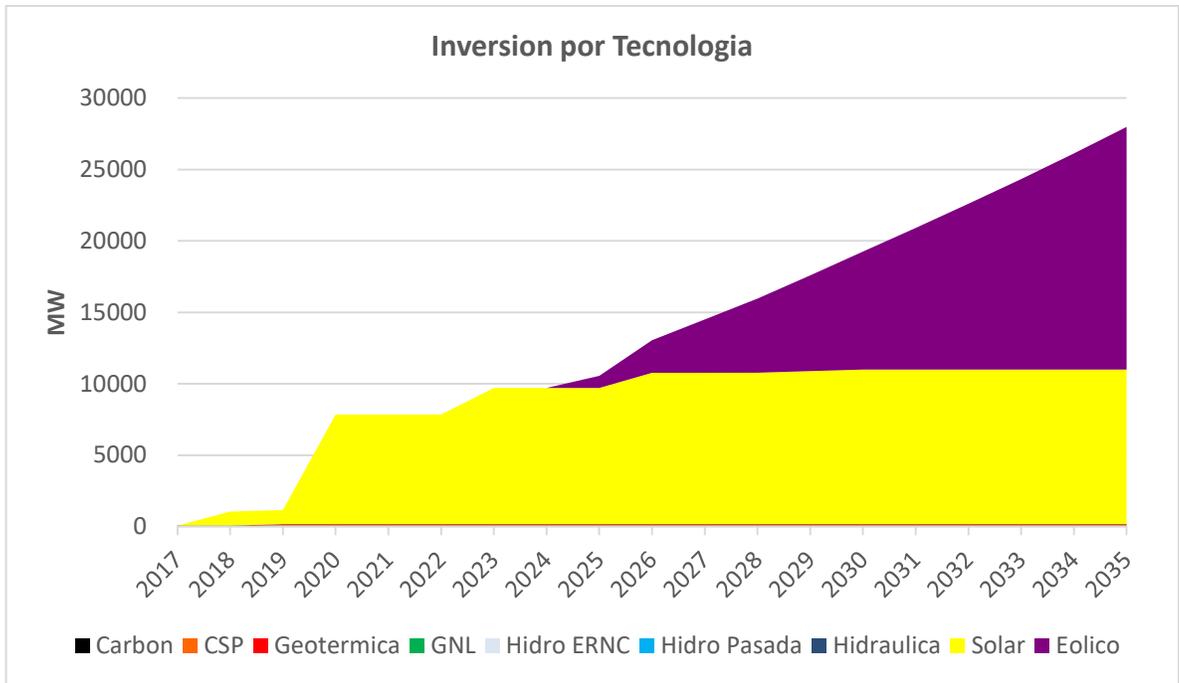


Figura 44: Inversión por tecnología Esfuerzo Extra y costo medio

Como se puede apreciar el sistema elije invertir en gran medida en tecnología eólica sobre todo desde el año 2025 en adelante los cuales sirven para desplazar en el despacho a la tecnología a carbón y GNL.

5. Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

En esta memoria se logra modelar el sistema de Cap and Trade con énfasis en el sector generación Eléctrica. Al modelo del sector generación eléctrica se logra introducir una restricción que incorpora tanto una CAP sectorial y un CAP total para el sector energía del país. Para definir el CAP del sector generación eléctrica se utilizaron las curvas dadas por el estudio Plan de Mitigación [1], dados por los escenarios guiados en el “CAP” por las “Metas PEN”, “Esfuerzo Adicional” y el “Esfuerzo Extra” siendo estos últimos más ambiciosos con respecto a bajar la cantidad de emisiones. A partir de esta data más las curvas de abatimiento dadas por el estudio “MAPS CHILE” [14], se pudo introducir al modelo las curvas para los diferentes CAP, definir los precios y además limitar tanto el CAP sectorial como el CAP total del sector energía.

El modelo propuesto se evaluó para 3 escenarios de CAP de emisiones tanto sectoriales como totales y para 2 escenarios de precios.

A partir de las diferentes iteraciones que se realizaron con el modelo de optimización respeta las restricciones que fueron introducidas.

Los resultados obtenidos muestran que al introducir una holgura el modelo privilegia comprar bonos de emisiones en los otros sectores en vez de invertir en tecnologías bajas en emisiones cumpliendo con un CAP a nivel del sector eléctrico y con un CAP a nivel total y nacional cuando el precio de los bonos es conveniente y bajo. Pero por otro lado, el modelo prefiere invertir en tecnología renovable y desplazar a la generación térmica tanto en inversión como en el despacho para poder cumplir con cada uno de los escenarios cuando el precio de los bonos es medio (5 USD/MtCO₂eq).

De todas formas se puede apreciar que en todos los casos modelados en que el precio de los bonos de emisiones es bajo el sector generación de energía eléctrica escoge comprar una cierta cantidad de permisos de emisiones dadas las curvas de metas en cuanto a emisiones. Y en el caso en que el precio fue de 5 [USD/tCO₂eq] el modelo considera más económico y eficiente invertir en tecnología renovable para desplazar las emisiones y cumplir con cada uno de los escenarios.

A continuación se presenta una tabla que muestra cómo cambia la función objetivo del modelo de optimización conforme a los escenarios modelados.

Tabla 16: Costo de la Función objetivo según escenario

Valor Funcion Objetivo	Caso Base	Metas PEN	Esfuerzo Adicional	Esfuerzo Extra
Costo Bajo 1 [USD/tCO2eq]	3.92221105	3.98492505	3.992862379	4.023368703
Costo Medio 5 [USD/tCO2eq]	3.92221105	4.03180358	4.031803576	4.060779176

De la tabla anterior se puede apreciar que para el escenario base en que no se limitan las emisiones del sector generación de energía eléctrica, el modelo tiene un costo que es el menor de todos los escenarios. En este escenario la generación con tecnología a carbón crece levemente en el tiempo.

Luego se puede apreciar que para un costo de los bonos bajo de 1[USD/tCO2eq] el costo del escenario de las Metas PEN es similar al caso libre de restricciones. Para este caso el modelo compra bonos de emisiones y complementa invirtiendo en tecnología solar y eólica pero sin limitar en el despacho a las tecnologías térmicas ya instaladas para cumplir con las metas del sector.

Conforme los escenario son más exigentes con respecto a limitar las emisiones, el costo del sistema se hace cada vez mayor ya que debe o comprar mayor cantidad de bonos y además también invertir en mayor cantidad de energía renovable y desplazar en el despacho a las centrales térmicas que ya están instaladas. Todo esto para los escenarios de Esfuerzo adicional y Esfuerzo extra.

Luego se puede concluir que de no ser bajos los precios de los bonos de emisiones, esto quiere decir que si para los otros sectores del país no es realmente bajo disminuir las emisiones, el modelo no escogerá comprar los bonos, prefiriendo invertir en tecnologías renovables debido a una modelación con precios de inversión de tecnologías renovables bajos proyectados a los años futuros.

Si bien el modelo ayuda a converger a un sistema más limpio y que el país cumpla con sus compromisos de abatimiento de las emisiones, no se aprecia una gran necesidad de implementación del modelo desde el punto de vista del sector generación de energía eléctrica, al menos para el modelo en que el sector de generación de energía eléctrica solo puede comprar bonos.

Sería interesante modelar un sistema en el cual el sector generación de energía eléctrica pudiera vender bonos ya que para escenarios futuros y nuevas políticas que apoyen e incentiven mayor penetración de energías renovables que las que arroja esta modelación, el sector generación podría vender bonos a otros sectores.

5.2. Propuesta de trabajo futuro

Queda pendiente la tarea de modelar el sistema sin simplificación en sus centrales, modelar el sistema eléctrico y cada una de sus centrales en su totalidad para evaluar de manera precisa el modelo matemático propuesto.

Además, se aprecia que podría existir un beneficio de modelar un sistema que pueda otorgarle la capacidad al sector generación de energía eléctrica no solo la facultad de comprar bonos de otros sectores sino que también vender bonos a un determinado precio que les convenga a todos los sectores que participen del mercado.

También, queda propuesto modelar las centrales eólicas con perfiles eólicos de factores de potencia por bloques de manera tal que se siga una cierta trayectoria probabilística de vientos de la zona ya que el modelo solo considera un factor de planta para las centrales eólicas y se optimiza solo considerando el factor de potencia general de las centrales eólicas.

Otro punto a considerar y mejorar es como el modelo al momento de comprar bonos y que sobren bonos, estos podrían quedar disponibles para los años siguientes. Hasta el momento el modelo no es capaz de ir dejando para los años siguientes los bonos disponibles en determinado año que no se utilizaron y esta condición limita los bonos disponibles hacia el final de los periodos evaluados en los casos de capacidad máxima de emisiones dado por el caso de Esfuerzo Adicional y dados por el caso de Esfuerzo Extra.

Anexos

A. Precios de combustibles

Tabla 17: Proyección de precio Informe de precio de nudo - Carbón

Proyección precio del carbón térmico - 7000 [kcal/kg]

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2017	84,102	1,000
2018	83,842	0,997
2019	84,248	1,002
2020	84,671	1,007
2021	84,617	1,006
2022	85,137	1,012
2023	85,419	1,016
2024	85,511	1,017
2025	85,866	1,021
2026	86,073	1,023
2027	85,799	1,020
2028	85,155	1,013
2029	84,549	1,005

Tabla 18: Proyección de precio Informe de precio de nudo - GNL

Tabla 9: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2017	6,363	1,000
2018	7,104	1,116
2019	9,330	1,466
2020	9,825	1,544
2021	9,700	1,524
2022	9,726	1,529
2023	10,187	1,601
2024	10,485	1,648
2025	10,633	1,671
2026	10,474	1,646
2027	10,435	1,640
2028	10,493	1,649
2029	10,551	1,658

Tabla 19: Proyección de precio Informe de precio de nudo - Diesel

Tabla 10: Proyección precio de crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2017	49,079	1,000
2018	58,197	1,186
2019	71,567	1,458
2020	78,157	1,592
2021	82,841	1,688
2022	86,407	1,761
2023	88,912	1,812
2024	90,996	1,854
2025	93,488	1,905
2026	96,595	1,968
2027	99,198	2,021
2028	101,390	2,066
2029	104,344	2,126

B. Costos de Inversión por Tecnología

Tabla 20: Costos de inversión por Tecnología año base 2016 informe precio de nudo

Tabla 21: Costos de Inversión de centrales de generación por tecnología

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000
Gas Natural Ciclo Abierto	800
Gas Natural Ciclo Combinado	1.150
Eólica	1.800
Solar Fotovoltaica	1.200
Solar Térmica	9.000
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.250
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	7.800

Tabla 21: Proyecciones de precios de inversión para tecnología Solar y Eólica

	Solar [US/KW]	Eolico [US/KW]
2017	1200	1800
2018	1200	1700
2019	1100	1700
2020	1100	1700
2021	1100	1600
2022	1000	1600
2023	1000	1600
2024	900	1500
2025	900	1500
2026	900	1500
2027	800	1500
2028	800	1500
2029	800	1500
2030	800	1400
2031	800	1400
2032	800	1400
2033	800	1400
2034	800	1400
2035	800	1400

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, “Propuesta de Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía”, 2017.
- [2] Ministerio del Medio Ambiente, “Tercera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”, 2017.
- [3] IPCC, “Fourth Assessment Report”, 2015.
- [4] ICAP, “Emissions Trading Worldwide International Carbon Action Partnership Status Report 2015”, 2015.
- [5] ICAP, “Emissions Trading Worldwide International Carbon Action Partnership Status Report 2016”, 2016.
- [6] Carlos Benavides, Luis Gonzales, Manuel Diaz, Rodrigo Fuentes, Gonzalo Garcia, Rodrigo Palma-Behnke, Catalina Ravizza, “The Impact of a Carbon Tax on the Chilean Electricity Generation Sector”, 2015.
- [7] Zuwei Yu, Paul Preckel, Marty Irwin, Brian Bowen “An Enhanced Model of Capacity Expansion with CO2 Cap-and-Trade and EOR CO2 Re-emergence”, 2014.
- [8] Comisión Nacional de Energía, “Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo”, 2017.
- [9] “Implement Green Improvement or Buy Emission Permit? A Cost-benefit Analysis under Cap-andTrade Environment”, 2015.
- [10] Comisión Europea, “European Commission”, 2015.
- [11] The Boston Consulting Group “Inventario de emisiones de GEI 1990- 2010, proyección de emisiones a 2040 y matrices de abatimiento de CO2 – Chile”, 2014.
- [12] Ming Shou, Yanchun Pan “Environmental resource planning under cap-and-trade: models for optimization”.
- [13] Xiaoyan Xu, Xiaoping Xu, Ping He “Joint production and pricing decisions for multiple products with cap-and-trade and carbon tax regulations”.
- [14] MAPS CHILE. Informe Fase 2
- [15] MAPS CHILE. Informe Fase 3
- [16] Informe Costos De Inversión Por Tecnología De Generación” CNE