

Impactos del Aumento del Impuesto a las Emisiones de Dióxido de Carbono en el Sector Eléctrico

Informe 1

4 de septiembre de 2024

Informe preparado por Rodrigo Moreno¹
para Ministerio de Energía

¹ Este informe ha contado con el valioso aporte de un equipo de ingenieros, especialmente de Eduardo Pereira (SPEC) y Cristóbal Mujica (ISCI), cuyo trabajo ha enriquecido significativamente el contenido presentado. Sin embargo, es importante subrayar que la responsabilidad total de los análisis y conclusiones recae exclusivamente en el autor del informe, Rodrigo Moreno (Universidad de Chile e ISCI).

1. Introducción

1.1. Contexto y objetivo del informe

El Ministerio de Energía está evaluando un incremento en la tasa del impuesto verde, de 5 a 10 USD/tCO₂, como una medida para aumentar los recursos fiscales destinados a la creación de un subsidio dirigido a los consumidores (eléctricos) más vulnerables.

En este contexto, el presente informe proporciona información clave para la discusión sobre el aumento de la recaudación y su impacto en el mercado eléctrico a corto y mediano plazo. Es importante señalar que el informe no aborda un análisis de las propuestas desde una perspectiva de eficiencia económica, sino que se enfoca meramente en cuantificar los efectos del aumento de la tasa impositiva. Se analizan dos alternativas: la primera considera un aumento de la tasa bajo el esquema actual, en el cual la tasa no se incluye en el costo variable, el despacho económico ni el precio spot del mercado eléctrico. La segunda alternativa contempla un alza impositiva acompañada de un cambio en el mecanismo de aplicación del impuesto, incorporando su efecto en el despacho económico del sector eléctrico.

1.2. Emisiones y estructura del análisis

La Figura 1 muestra tres proyecciones de emisiones de CO₂ en el sector eléctrico, basadas en diferentes supuestos razonables sobre el avance de inversiones en tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento a corto y mediano plazo. En todos los escenarios analizados, se observa una tendencia general de disminución en las emisiones.

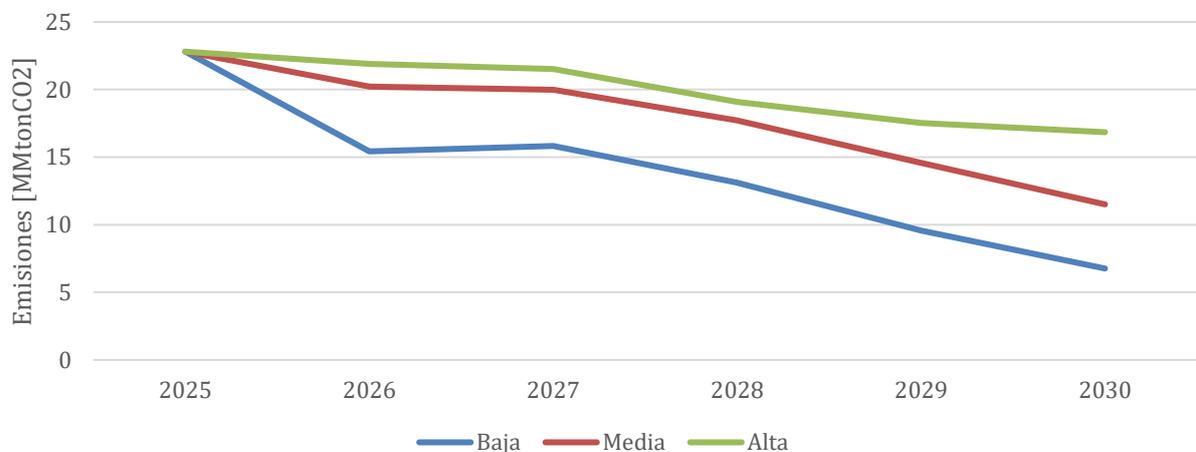


Figura 1: Emisiones de CO₂ en el sector eléctrico chileno, elaboradas para diferentes escenarios.

Las subsecuentes secciones del informe abordarán los impactos directos de un incremento en la tasa impositiva sobre los siguientes aspectos clave:

- Aumento de tarifas en clientes regulados
- Modificaciones en compensación A
- Variaciones en precio spot
- Variaciones en la recaudación fiscal

Como se mencionó, estos aspectos se analizan bajo dos diseños de mercado posible: el mecanismo actual, donde los costos variables de generación no consideran el impuesto en

cuestión y un mecanismo alternativo donde los costos variables de las unidades si consideran dicho impuesto.

2. Análisis bajo el mecanismo actual del impuesto verde

En este capítulo, se desarrollan una serie de cálculos fundamentados en el mecanismo actual, donde el impuesto al carbono no se integra como parte de los costos variables de generación. Para estos análisis, se emplea principalmente la trayectoria de emisiones más alta presentada en la Figura 1 (salvo que se indique lo contrario), la cual representa el escenario de consenso del mercado.

2.1. Impactos en el precio para clientes regulados

El aumento en la tasa del impuesto al carbono puede generar un incremento en los precios de algunos contratos regulados debido a las fórmulas de indexación que ajustan el precio del contrato en función del valor del impuesto. Entre los contratos licitados, destacan aquellos correspondientes a la licitación de suministro 2013/03-2do llamado, donde la fórmula de indexación incluyó un Recargo por Impuesto Anual de Emisiones (RIAE). Este componente se activa cuando la tasa del impuesto supera los 5 USD/tCO₂. Dentro de los contratos adjudicados, dos están sujetos a este recargo. La Tabla 1 detalla los efectos sobre los precios de contrato al incrementar la tasa del impuesto de 5 a 10 USD/tCO₂, además de otros parámetros de interés.

Tabla 1: Impacto de RIAE en contratos regulados.

Suministrador	Precio indexado PNP 2024-1 [USD/MWh]	RIAE con 10 US\$/tCO ₂ [USD/MWh]	Precio indexado + RIAE [USD/MWh]	Variación porcentual	Energía [TWh/ año]	% Energía contratada 2024	Fin de contrato
Engie	139,62	0,48	140,1	+0.34%	5,04	11,7%	2032
GM Holdings	110,35	2,16	112,51	+1.96%	4	9,3%	2033

El RIAE se determina en función de las emisiones generadas por el suministrador, lo que implica que una reducción futura en dichas emisiones disminuiría su impacto económico. Es relevante señalar que un aumento en los precios de estos contratos afecta directamente el Precio Nudo Promedio y, en consecuencia, las tarifas, aunque este efecto se limita a aproximadamente el 20% de la energía contratada que dichos contratos representan (según penúltima columna de Tabla 1).

2.2. Impactos en la compensación A

Las compensaciones (del tipo A) corresponden a un mecanismo necesario para mitigar las pérdidas económicas que enfrentan los generadores cuando son despachados en condiciones donde el precio spot no cubre sus costos de operación más el del impuesto. En la Tabla 2 se muestran los montos totales estimados a pagar anualmente por la compensación A en función de la tasa del impuesto al CO₂.

Tabla 2: Aumento de compensación A (anual).

Tasa de impuestos [USD/ton]	Compensación A [MMUSD/año]
5	0,5 - 1
10	3 - 5
15	15 - 25
20	50 - 60
25	95 - 115
30	150 - 200

Aunque el mecanismo de compensación es un pago lateral que no afecta directamente a los clientes regulados, su aumento puede repercutir en los clientes libres. En estos casos, los suministradores tienen la posibilidad de trasladar los costos adicionales directamente al precio de los contratos.

2.3. Impactos en la recaudación fiscal

Dado que el impuesto no afecta el despacho de generación, un aumento en la tasa impositiva no altera la cantidad de emisiones en el corto plazo. En consecuencia, se asume una relación lineal entre el incremento en la recaudación fiscal y el aumento de la tasa del impuesto, como se ilustra en la Figura 2.

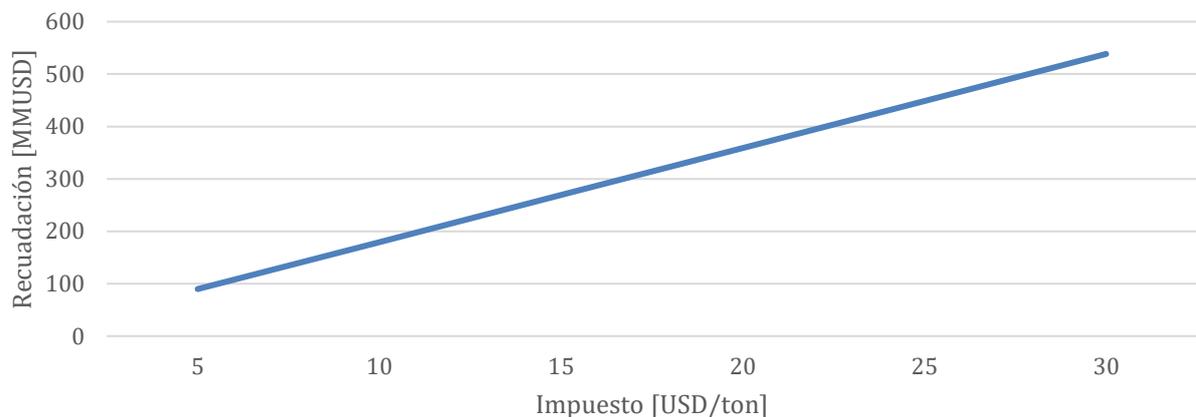


Figura 2: Recaudación fiscal al considerar un aumento del impuesto al CO2 (2023).

A mediano plazo, se anticipa una disminución en las emisiones, impulsada principalmente por la creciente incorporación de energías renovables en el sistema eléctrico. Así, cada incremento de 1 USD/tCO2 en la tasa impositiva se traduce actualmente en un aumento aproximado de 20 millones de dólares en recaudación fiscal, aunque este monto se reduce en el tiempo. La Tabla 3 presenta el incremento proyectado en la recaudación correspondiente a distintas variaciones de la tasa en los próximos años.

Tabla 3: Recaudación basal y sus aumentos para distintos incrementos de tasa (en millones de US\$).

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recaudación y tasa basal	US\$5/ton	106	112	77	79	66	48	34
	+US\$1/ton	21	22	15	16	13	10	7
Aumentos de recaudación por aumentos de tasa	+US\$2/ton	42	45	31	32	26	19	14
	+US\$3/ton	64	67	46	47	39	29	20
	+US\$4/ton	85	90	62	63	52	38	27
	+US\$5/ton	106	112	77	79	66	48	34
	+US\$6/ton	127	135	93	95	79	57	41
	+US\$7/ton	148	157	108	111	92	67	47
	+US\$8/ton	169	179	123	127	105	76	54
	+US\$9/ton	191	202	139	142	118	86	61
	+US\$10/ton	212	224	154	158	131	96	68

2.4. Impactos en el precio spot

Dado que el impuesto no se considera en el costo variable de generación, no se producen aumentos directos en el precio spot producto de un alza en la tasa impositiva.

3. Análisis bajo un mecanismo que incorpora el impuesto dentro del costo variable de generación

En este capítulo se presentan una serie de cálculos basados en un mecanismo alternativo, en el cual el impuesto al carbono se incorpora como parte de los costos variables de generación. Para estos análisis, se utiliza la misma estructura del capítulo 2 anterior.

3.1. Impactos en el precio para clientes regulados

La fórmula de indexación del RIAE permanece inalterada, independientemente de si el impuesto al carbono se incorpora o no en el costo variable y en el precio spot, por lo que los impactos se mantendrían consistentes con los presentados en la Tabla 1. Cabe destacar que el incremento en la tasa impositiva, junto con el aumento de los precios spot, podría justificar una revisión de los contratos regulados, lo que potencialmente resultaría en alzas más significativas en los precios de los contratos.

3.2. Impactos en la compensación A

La compensación A se utiliza para remunerar a las unidades de generación que enfrentan pérdidas económicas debido a que el impuesto no está incluido en el costo variable. Sin embargo, al incorporar el impuesto en el costo variable, la necesidad de la compensación A se elimina, reduciendo su valor a cero, ya que el precio spot comenzaría a reflejar de manera adecuada los costos de la operación, incluido el impuesto.

3.3. Impactos en la recaudación fiscal

La incorporación del impuesto al carbono en el costo variable provoca una reducción de emisiones al desplazar a las tecnologías de generación más contaminantes. Este ajuste impacta directamente en la recaudación fiscal. La Tabla 4 muestra el incremento de la recaudación para diferentes tasas impositivas, normalizado en relación con los niveles actuales.

Tabla 4: Recaudación fiscal en número de veces con respecto a la recaudación con el mecanismo actual a 5 USD/ton.

Tasa de impuestos [USD/ton]	Recaudación [veces]
5 (fuera del costo variable)	1
5 (dentro del costo variable)	0.98
10	1.93
15	2.83
20	3.71
25	4.55
30	5.35

Así, al aumentar la tasa del impuesto de 5 USD/tCO₂ a 10 USD/tCO₂ en un esquema que internaliza el impuesto dentro del costo variable, la recaudación fiscal se incrementaría aproximadamente un 93%. Este incremento contrasta con el aumento del 100% que se obtendría al elevar la tasa impositiva en el mismo valor sin incorporar el impuesto en los costos variables de generación. Para determinar los aumentos de recaudación anual en distintos casos, es posible multiplicar los valores de la Tabla 3 (que reflejan aumentos lineales) con los factores de la Tabla 4.

3.4. Impactos en el precio spot 2025-2026

La Figura 3 presenta los precios spot promedio para los años 2025 y 2026, desglosados por los distintos bloques temporales (A, B y C) en las barras de Kimal, Quillota y Puerto Montt. Los precios se ilustran para tres escenarios: el mecanismo actual (que no incorpora el impuesto en el precio spot) y el mecanismo alternativo, incluyendo el impuesto en el precio spot con tasas de 5 y 10 USD/tCO₂, respectivamente.

Se puede observar que, naturalmente, los precios en el bloque B son sustancialmente menores en comparación a los observados en los bloques A y C, puesto que, en dicha instancia temporal, la participación de generación renovable (principalmente solar) es considerablemente alta. No obstante, este fenómeno sólo es válido para las zonas norte (Kimal) y centro (Quillota), puesto que la infraestructura de transmisión no es suficiente, provocando un desacople de precios hacia la zona sur.

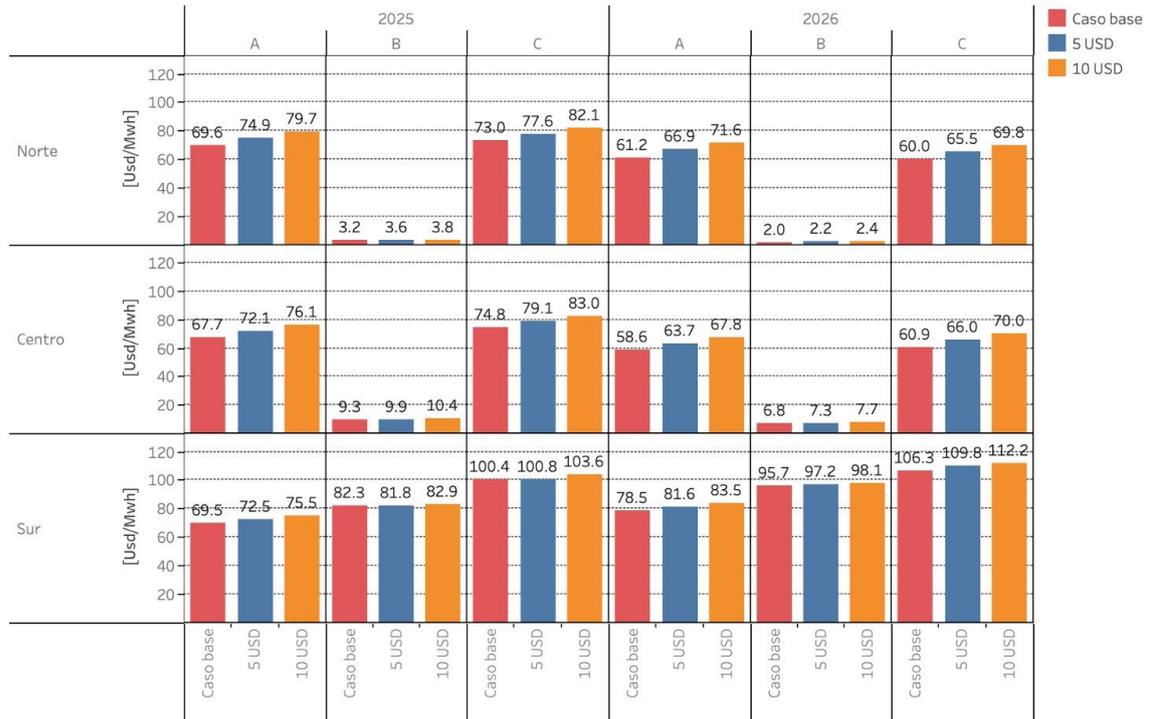


Figura 3: Precios spot proyectados 2025-2026 según impuesto en barras Kimal (norte), Quillota (centro) y Puerto Montt (sur).

Al comparar el caso base (donde ni el costo variable ni el precio spot incorporan el efecto del impuesto verde) con los escenarios de 5 y 10 USD/tCO₂ (donde el impuesto sí se incluye en los precios spot), se observa que los precios proyectados para el bloque B experimentan un aumento menor en comparación con otros bloques. Por ejemplo, con un impuesto de 10 USD/tCO₂ en 2025, los precios en el bloque B aumentan solo 0,6, 1,1 y 0,6 USD/MWh en las barras de Kimal, Quillota y Puerto Montt, respectivamente, mientras que en los demás bloques los incrementos son mayores. Además, los precios en Quillota muestran un aumento levemente mayor en el bloque B en comparación con Kimal. Esto indica que el cambio en la tasa impositiva podría perjudicar a los suministradores solares que inyectan en el norte y retiran en el centro durante el mismo bloque horario, ya que el aumento en la valorización de las inyecciones es levemente menor que el de los retiros. Sin embargo, este impacto requiere un análisis detallado, ya que posiciones excedentarias en el mercado spot podrían mitigar estos efectos.

3.5. Impactos en el precio spot 2027-2028

La Figura 4 muestra los precios spot promedio para los años 2027 y 2028, para los distintos bloques temporales (A, B y C) en las barras Kimal, Quillota y Puerto Montt. Al igual que en el caso anterior, los precios se ilustran para tres escenarios: el mecanismo actual (que no incorpora el impuesto en el precio spot) y el mecanismo alternativo, incluyendo el impuesto en el precio spot con tasas de 5 y 10 USD/tCO₂, respectivamente.

Durante estos años se observan disminuciones de precio a nivel general con respecto a los dos años anteriores ilustrados en la Figura 3. Un cambio importante que ocurre en el año 2028 es el alivio de congestiones de transmisión hacia la zona sur, lo que se refleja en una disminución considerable de los precios, especialmente en el bloque B, donde se esperan reducciones del orden de 60 USD/MWh.

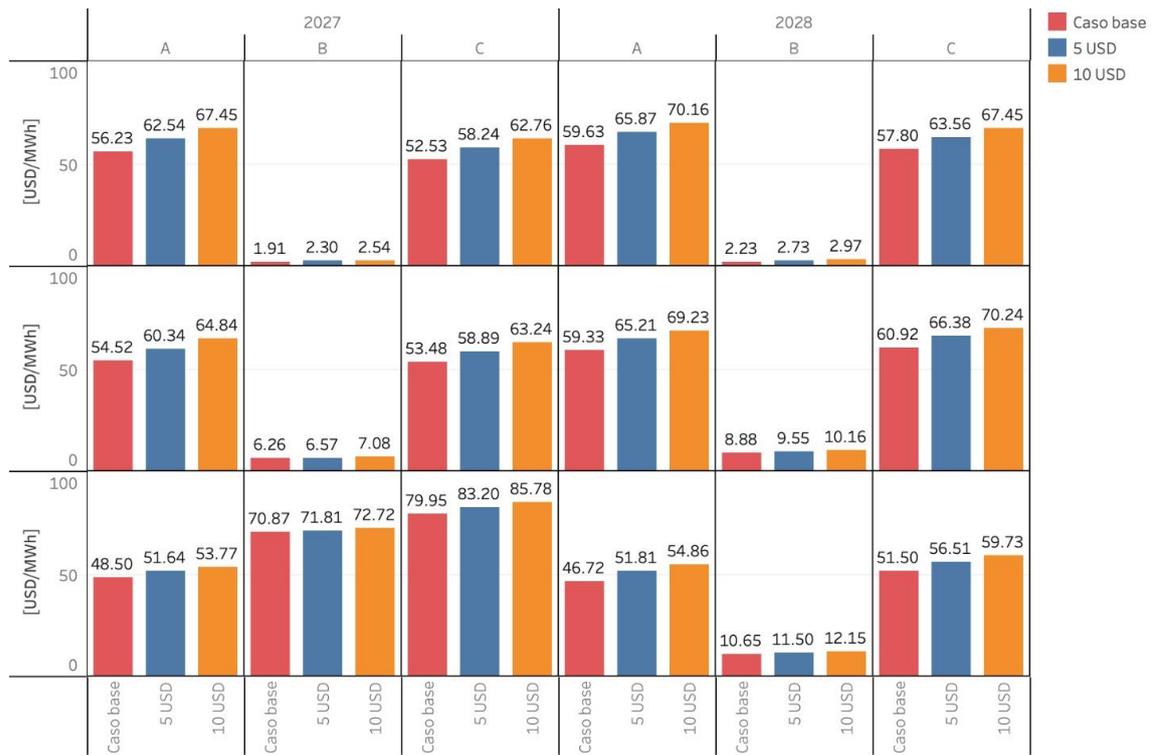


Figura 4: Precios spot proyectados 2027-2028 según impuesto en barras Kimal (norte), Quillota (centro) y Puerto Montt (sur).

Al comparar el caso base (donde ni el costo variable ni el precio spot incorporan el efecto del impuesto verde) con los escenarios de 5 y 10 USD/tCO₂ (donde el impuesto se incluye en los precios spot), se observan efectos similares para los años 2027-2028 a los analizados previamente en 2025-2026. Se mantiene la tendencia de un menor aumento en los precios proyectados para el bloque B debido al alza del impuesto, en comparación con los bloques A y C.

Especialmente, los resultados son mixtos: para los bloques A y C, las alzas de precios spot en el norte y centro, debido al incremento en la tasa impositiva, son más pronunciadas que en el sur. Sin embargo, en el bloque B se observa el comportamiento inverso, con mayores aumentos en el sur en comparación con el norte y centro. Esto sugiere que los efectos del cambio en la tasa impositiva podrían perjudicar o beneficiar a los suministradores según sus puntos de inyección y retiro, y dependiendo de si se encuentran en posiciones excedentarias o deficitarias.

4. Resumen de impactos

La Tabla 5 resume los impactos de los incrementos en las tasas del impuesto verde bajo dos enfoques: el mecanismo actual y un mecanismo alternativo en el que los costos del impuesto verde se integran en el costo variable de las unidades de generación.

Tabla 5: Resumen de impacto por componente y por mecanismo (aumento de 5 a 10 USD/ton).

Impacto	Mecanismo actual	Mecanismo alternativo
Recaudación fiscal adicional	112 y 77 MMUSD anuales para años 2025 y 2026, respectivamente	7% menos que en el caso del mecanismo actual
Emisiones	Sin efecto en las emisiones operacionales	Disminuyen las emisiones operacionales en 4%.
Precio spot	Sin impacto directo	Aumento del precio spot entre 0 y 10 USD/MWh (donde el aumento depende de la localización y el bloque horario)
Compensación A	La compensación aumenta a 3-5 MMUSD por año.	No existe
Clientes regulados	Activación del RIAE con aumentos de 0,5 y 2 USD/MWh en contratos de Engie y GM Holdings (20% demanda regulada)	Activación del RIAE con aumentos de 0,5 y 2 USD/MWh en contratos de Engie y GM Holdings (20% demanda regulada) Posibilidad de revisión de contratos por aumentos tanto en el impuesto como en el precio spot
Clientes libres	Posibles indexaciones similares a RIAE Posibilidad de traspaso directo del costo de las compensaciones a precio de contrato	Posibles indexaciones similares a RIAE Posibilidad traspasar aumento de precio spot a precio de contrato