



Universidad de Concepción
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Industrial

**EVALUACIÓN DE IMPACTO DE IMPUESTOS AMBIENTALES EN EL
SECTOR ENERGÉTICO CHILENO**

Tesis presentada a la Dirección de Posgrado de la Universidad de Concepción para
optar al grado de Doctor en Ingeniería Industrial

POR: REINIER FERNÁNDEZ LÓPEZ

Profesor guía: Dr. Cristian Alejandro Mardones Poblete

Enero 2026
Concepción (Chile)

© 2026 Reinier Fernández López

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

El autor declara que cualquier uso de herramientas de Inteligencia Artificial en este trabajo fue exclusivamente de apoyo y que todo el contenido ha sido revisado, validado y es de su autoría.

AGRADECIMIENTOS

La realización de esta tesis doctoral fue posible gracias al apoyo de la Beca de Doctorado Nacional ANID, Proyecto N° 21200011, Programa Capital Humano, y al respaldo de la Universidad de Concepción y su Dirección de Postgrado, instituciones responsables del financiamiento y del soporte académico durante mi formación.

El autor también agradece el apoyo del proyecto Fondecyt Regular N° 1220010 por financiar esta tesis doctoral.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	vi
Índice de Ilustraciones.....	viii
Resumen.....	ix
Abstract	x
1. Capítulo I. Introducción	11
1.1. Antecedentes generales	11
1.2. Hipótesis de investigación	15
1.3. Objetivo general	16
1.4. Objetivos específicos	17
1.5. Contenido y propósito de cada capítulo	17
2. Capítulo II. Evaluación de impacto del impuesto al carbono en Chile usando la técnica de diferencia-en-diferencias	19
2.1. Resumen del capítulo	19
2.2. Introducción	20
2.3. Revisión de literatura	22
2.3.1. Diferencia-en-diferencias	22
2.3.2. Variable instrumental	24
2.3.3. Control sintético	25
2.3.4. Método matching	26
2.4. Metodología	26
2.5. Datos	31
2.6. Resultados	38
2.6.1. Impacto sobre las emisiones de CO ₂	38
2.6.2. Impacto sobre el consumo de combustible	44
2.6.3. Impacto sobre la generación de electricidad	49
2.6.4. Sensibilización de resultados con datos previos a la pandemia de COVID-19	54
2.7. Conclusiones	56

3. Capítulo III. Efecto ‘causal’ del impuesto al carbono y otros impuestos ambientales sobre las centrales termoeléctricas chilenas	58
3.1. Resumen del capítulo	58
3.2. Introducción	59
3.3. Revisión de literatura	61
3.4. Material y métodos.....	64
3.4.1. Datos disponibles	64
3.4.2. Método diferencia-en-diferencias dinámico	67
3.5. Resultados	69
3.5.1. Impacto sobre las emisiones de CO ₂	70
3.5.2. Impacto sobre la generación de electricidad	73
3.5.3. Impacto sobre el consumo de combustible	76
3.5.4. Análisis de sensibilidad.....	78
3.6. Discusión e implicancias de política	82
3.7. Conclusiones	86
4. Capítulo IV. Discusión y conclusiones generales	88
4.1 Discusión.....	88
4.2 Conclusiones generales	90
Referencias generales.....	93
APÉNDICE A	108
APÉNDICE B	123

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Caracterización de las variables disponibles.....	35
Tabla 2.2. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos mensuales	37
Tabla 2.3. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos mensuales	42
Tabla 2.4. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos trimestrales	43
Tabla 2.5. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos mensuales	47
Tabla 2.6. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos trimestrales	48
Tabla 2.7. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos mensuales	52
Tabla 2.8. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos trimestrales	53
Tabla 3.1. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre las emisiones de CO ₂	72
Tabla 3.2. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre la generación de electricidad	75
Tabla 3.3. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre el consumo de combustible ..	77
Tabla A1. Parámetros para la determinación de las emisiones de CO ₂	108
Tabla A2. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos trimestrales	109
Tabla A3. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos anuales.....	110
Tabla A4. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos anuales	111
Tabla A5. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos anuales.....	112

Tabla A6. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos anuales.....	113
Tabla A7. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos mensuales pre COVID 2014-2019.....	114
Tabla A8. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos trimestrales pre COVID 2014-2019.....	115
Tabla A9. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO ₂ con datos anuales pre COVID 2014-2019.....	116
Tabla A10. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos mensuales pre COVID 2014-2019	117
Tabla A11. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos trimestrales pre COVID 2014-2019	118
Tabla A12. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos anuales pre COVID 2014-2019.....	119
Tabla A13. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos mensuales pre COVID 2014-2019	120
Tabla A14. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos trimestrales pre COVID 2014-2019	121
Tabla A15. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos anuales pre COVID 2014-2019.....	122
Tabla B1. Caracterización de las variables disponibles	123
Tabla B2. Estadística descriptiva para centrales termoeléctricas clasificadas según situación tributaria.....	124

Índice de Ilustraciones

Figura 2.1. Fluctuación de las unidades de generación termoeléctrica en operación a través del tiempo.....	36
Figura 2.2. Resumen del impacto sobre las emisiones de CO ₂ para datos totales y previos al COVID-19.....	54
Figura 2.3. Resumen del impacto sobre el consumo de combustible para datos totales y previos al COVID-19	55
Figura 2.4. Resumen del impacto sobre la generación de electricidad para datos totales y previos al COVID-19	55
Figura 3.1. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al CO ₂ , MP, NO _x y SO ₂ excluyendo centrales de generación termoeléctrica a biomasa.....	79
Figura 3.2. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al MP, NO _x y SO ₂ en centrales de generación termoeléctrica a biomasa	80
Figura 3.3. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al CO ₂ , MP, NO _x y SO ₂ en centrales de generación termoeléctrica con potencia térmica superior a 25 MW excluyendo aquellas que usan biomasa.....	82
Figura 3.4. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO ₂ , MP, SO ₂ y NO _x sobre las emisiones de CO ₂	84
Figura 3.5. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO ₂ , MP, SO ₂ y NO _x sobre la generación de electricidad	85
Figura 3.6. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO ₂ , MP, SO ₂ y NO _x sobre el consumo de combustible	86

Resumen

El impuesto al carbono constituye un instrumento económico ampliamente recomendado para enfrentar las causas estructurales de la crisis climática. Sin embargo, la mayoría de las evaluaciones sobre su efectividad se basan en metodologías ex – ante, mientras que la evidencia empírica de sus efectos causales mediante técnicas econométricas ex – post sigue siendo limitada. En Chile, el impuesto al carbono y los tributos a contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) se aplican desde 2017 a las emisiones de grandes fuentes fijas, principalmente a centrales termoeléctricas. En este contexto, la presente tesis doctoral tiene por objetivo evaluar el impacto de estos instrumentos sobre las emisiones de CO₂, el consumo de combustibles fósiles y la generación de electricidad, utilizando el método de diferencia-en-diferencias tradicional y su extensión dinámica. Para ello, se utilizan bases de datos a nivel de unidad de generación termoeléctrica y central termoeléctrica con periodicidad mensual, trimestral y anual para el período 2014-2022, permitiendo analizar los efectos directos e indirectos de estos impuestos ambientales sobre el sector eléctrico. Los resultados muestran que la aplicación del impuesto al CO₂ (5 USD/tCO₂) reduce significativamente las emisiones de CO₂ (entre 15,6% y 18,0% anual), el consumo de combustibles fósiles (entre 13,1% y 14,9% anual) y la generación de electricidad (entre 14,8% y 15,3% anual). Por otro lado, la aplicación conjunta de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x reduce significativamente las emisiones de CO₂ (entre 16,0% y 38,0%), el consumo de combustible (entre 15,0% y 32,0%) y la generación de electricidad (entre 16,0% y 33,0%). Específicamente, los impuestos al MP, SO₂ y NO_x no presentan efectos robustos al considerar todas las centrales termoeléctricas. Sin embargo, la aplicación conjunta de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x muestra reducciones estadísticamente significativas al excluir centrales termoeléctricas a biomasa o menor tamaño, evidenciando heterogeneidad en las respuestas. En conjunto, los hallazgos confirman la efectividad ambiental del impuesto al carbono revelando efectos diferenciales según tipo de central, y además, sugieren la necesidad de revisar las tasas impositivas y la cobertura del esquema tributario vigente para fortalecer su contribución a las metas climáticas nacionales.

Abstract

Carbon taxation is a widely recommended economic instrument for addressing the structural causes of the climate crisis. However, most assessments of its effectiveness are based on ex – ante methodologies, while empirical evidence of its causal effects using ex – post econometric techniques remains limited. In Chile, carbon taxes and taxes on local air pollutants (PM, SO₂, and NO_x) have been applied since 2017 to emissions from large stationary sources, mainly thermoelectric power plants. In this context, the objective of this doctoral thesis is to evaluate the impact of these instruments on CO₂ emissions, fossil fuel consumption, and electricity generation, using the traditional difference-in-differences method and its dynamic extension. To this end, databases at the level of thermoelectric generation units and thermoelectric power plants are used monthly, quarterly, and annually for the period 2014-2022, allowing analysis of the direct and indirect effects of these environmental taxes on the electricity sector. The results show that applying a CO₂ tax (USD 5/tCO₂) significantly reduces CO₂ emissions (between 15.6% and 18.0% annually), fossil fuel consumption (between 13.1% and 14.9% annually), and electricity generation (between 14.8% and 15.3% annually). On the other hand, the joint application of taxes on CO₂, PM, SO₂, and NO_x significantly reduces CO₂ emissions (between 16.0% and 38.0%), fuel consumption (between 15.0% and 32.0%), and electricity generation (between 16.0% and 33.0%). Specifically, PM, SO₂, and NO_x taxes do not have robust effects when considering all thermoelectric power plants. However, the joint application of CO₂, PM, SO₂, and NO_x taxes shows statistically significant reductions when biomass-fired or smaller thermoelectric power plants are excluded, indicating heterogeneity in responses. Overall, the findings confirm the environmental effectiveness of the carbon tax, reveal differential effects by plant type, and suggest the need to review the tax rates and coverage of the current tax scheme to strengthen its contribution to national climate goals.

1. Capítulo I. Introducción

1.1. Antecedentes generales

El cambio climático constituye una de las mayores amenazas contemporáneas para los ecosistemas, la economía global y el bienestar humano (Bettarelli et al., 2025; Lilliestam et al., 2025). La acumulación sostenida de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxidos de nitrógeno (NO_x), ha alterado el balance energético del planeta, intensificando fenómenos meteorológicos extremos y acelerando la degradación de los ecosistemas naturales (IPCC, 2023). El Sexto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (AR6) establece con evidencia que las actividades humanas, especialmente la quema de combustibles fósiles, son la principal causa del calentamiento global observado desde mediados del siglo XX, y advierte que limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C requiere reducciones drásticas y sostenidas de las emisiones globales de CO₂ antes de 2030 (IPCC, 2023; United Nations, 2024). En respuesta a esta situación, la comunidad internacional ha desarrollado un marco institucional para la acción climática encabezado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).¹ En este marco, el Acuerdo de París adoptado en 2015 establece el compromiso de mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de 2 °C y proseguir esfuerzos para limitarlo a 1,5 °C respecto de los niveles preindustriales (UNFCCC, 2015). Dicho acuerdo introdujo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), las cuales orientan las políticas nacionales de mitigación y adaptación y fomentan la transparencia y la cooperación internacional en materia climática (United Nations, 2024).

Lo anterior, ha impulsado a los gobiernos y a las autoridades involucradas a tomar medidas para enfrentar los efectos negativos del cambio climático (Döbbeling-

¹ CMNUCC. Acceso noviembre de 2025. <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/que-es-la-convencion-marco-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico>

Hildebrandt et al., 2025; Chu et al., 2024). La evidencia empírica demuestra que la reducción de las emisiones de CO₂ es fundamental para enfrentar el desafío global del cambio climático. En este contexto, los impuestos al CO₂ y los sistemas de comercio de emisiones (ETS) emergen como instrumentos clave para disminuir las emisiones de CO₂ y otros GEI (Qiao et al., 2024; Vrolijk & Sato, 2023). Hasta agosto 2025 se habían implementado a nivel mundial 47 programas de impuestos al CO₂ y 37 ETS, elevando el total de mecanismos de fijación de precios al carbono a 80. Estos instrumentos abarcan aproximadamente el 28% de las emisiones globales de GEI². En Europa, 23 países han establecido impuestos al CO₂, con tasas que oscilan desde menos de 1 euro por tonelada en Ucrania hasta 120 euros por tonelada en Suecia³. Por su parte, en América Latina países como Chile destacan por adoptar impuestos al CO₂ como parte de sus estrategias para mitigar dichas emisiones (Mardones & Correa, 2024; O’Ryan et al., 2023).

Específicamente, el gobierno chileno abordó la problemática ambiental desde una perspectiva impositiva en 2014, al enviar al Congreso el proyecto de Ley No 20.780 (BCN, 2024). Este proyecto destacó la necesidad de implementar impuestos relacionados con el cuidado ambiental, reconociendo que el uso de combustibles fósiles genera impactos negativos tanto en el medioambiente como en la salud pública (MMA, 2024). Como resultado, en el año 2017 entraron en vigor cuatro impuestos ambientales, los cuales gravan las emisiones anuales de CO₂, material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y NO_x provenientes de grandes fuentes fijas. La tasa impositiva para las emisiones de CO₂ es 5 USD por tonelada⁴, mientras que la tasa impositiva para las emisiones de contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) es variable y depende de una estimación del costo social de cada contaminante y el nivel de regulación ambiental en el distrito donde se localiza la fuente emisora. Inicialmente, todas las fuentes emisoras con potencia

² The Carbon Pricing Dashboard. Acceso noviembre de 2025. <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/instrument-detail>

³ Tax Foundation. Acceso noviembre de 2025. <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-europe-2024/>

⁴ La tasa impositiva se aplica a partir del año 2017 y no ha tenido modificaciones hasta la fecha.

térmica mayor o igual a 50 MW debían pagar estos impuestos por sus emisiones de CO₂, MP, SO₂ y NO_x hasta el año 2022, excepto las fuentes que usaran biomasa como combustible las cuales estaban exentas del impuesto al CO₂. A partir del año 2023, se modificó el umbral para el pago de estos impuestos, estableciéndose que estarían gravadas todas las fuentes que emitieran 100 o más toneladas anuales de MP, o alternativamente, 25 mil o más toneladas anuales de CO₂.⁵ Cabe señalar que se mantuvieron las tasas impositivas y la exención de impuestos al CO₂ para las fuentes que usan biomasa como combustible principal.

En el ámbito internacional, la literatura ha documentado múltiples estudios que analizan los efectos de los impuestos al CO₂ mediante diversas técnicas econométricas, incluidas series de tiempo (Bernard & Kichian, 2021; Karmaker et al., 2021), regresiones para datos de panel (Xu & Yang, 2024; Wang et al., 2024) y métodos de evaluación de impacto (Mideksa, 2024; Ott & Weber, 2022; Arcila & Baker, 2022). Sin embargo, los estudios que emplean enfoques de evaluación causal continúan siendo limitados. En el caso chileno, las investigaciones existentes se han basado principalmente en modelos de optimización, modelos input-output y modelos de equilibrio general computable (CGE) (Mardones, 2024; O’Ryan et al., 2023; Mardones & Ortega, 2023; Mardones & Mena, 2020; Mardones & Muñoz, 2017; Vera & Sauma, 2015), sin que hasta la fecha se haya desarrollado evidencia empírica robusta a partir de métodos de evaluación de impacto usando microdatos.

En este contexto, la motivación central de la presente tesis doctoral radica en la aplicación de metodologías de evaluación de impacto para medir la efectividad de los impuestos ambientales (impuesto al CO₂, MP, SO₂ y NO_x) implementados en Chile. Por lo tanto, la actual investigación busca contestar las siguientes preguntas de investigación: ¿En qué medida la implementación del impuesto al CO₂ de 5 USD/tCO₂ aplicado a las grandes fuentes fijas en Chile ha tenido (o no) efectos significativos sobre las emisiones de CO₂,

⁵ Ministerio de Medio Ambiente. Acceso noviembre de 2025. <https://portalcompensaciones.mma.gob.cl/preguntas-frecuentes/>

consumo de combustible y la generación de electricidad de las unidades de generación termoeléctrica gravadas? ¿En qué medida el impuesto al CO₂ y otros impuestos ambientales aplicados a los contaminantes locales del aire han generado (o no) efectos significativos sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible de las centrales termoeléctricas⁶ chilenas?

Cabe señalar que, conforme a los requisitos establecidos por la Universidad de Concepción para la obtención del grado de Doctor en Ingeniería Industrial y el reglamento interno del programa doctoral en Ingeniería Industrial. La tesis debe sustentarse en la elaboración de un artículo científico publicado o aceptado para publicación en una revista indexada en Web of Science (WOS), un segundo artículo sometido a una revista indexada en WOS y la realización de una pasantía de investigación. En cumplimiento de dichos requisitos, la presente tesis doctoral se estructura sobre la base de dos artículos científicos. El primer artículo ha sido publicado en una revista científica Energy (Q1) indexada en WOS (ver Fernández-López & Mardones, 2025), mientras que el segundo artículo ha sido enviado a revisión en una revista científica Q1 indexada en WOS. Ambos documentos constituyen los principales productos de investigación que respaldan la contribución científica de esta tesis, reflejando la aplicación de metodologías econométricas para la evaluación del impacto de los impuestos ambientales en Chile.

Por otro lado, en las etapas iniciales de esta investigación, las bases de datos oficiales no permitían distinguir de manera explícita entre los distintos tipos de impuestos ambientales aplicados a las centrales termoeléctricas, en particular entre el impuesto al CO₂ y los gravámenes a los contaminantes locales del aire. Esta limitación condicionó los primeros análisis empíricos, centrados exclusivamente en la evaluación del impuesto al CO₂. Sin embargo, tras la recopilación y depuración de información complementaria obtenida a través de gestiones personales ante organismos públicos, fue posible identificar de manera precisa las unidades y centrales termoeléctricas afectas a cada instrumento tributario. Esta mejora sustantiva en la calidad y desagregación de los datos permitió desarrollar el

⁶ Una central termoeléctrica agrupa una o más unidades de generación termoeléctricas.

segundo artículo científico de la tesis, en el cual se evalúan de forma diferenciada los efectos temporales individuales y conjuntos de los impuestos ambientales vigentes en Chile.

A continuación, se presentan los aspectos metodológicos que orientan el desarrollo de la investigación y, posteriormente, se describe la estructura general de la tesis doctoral, detallando el contenido y propósito de cada uno de sus capítulos restantes.

1.2. Hipótesis de investigación

La presente tesis doctoral se sustenta en ciertas hipótesis de investigación, las cuales son abordadas en el artículo científico publicado (P1) y el manuscrito actualmente sometido a revisión (P2). Ambos contribuyen a evaluar la efectividad de los impuestos ambientales implementados en Chile mediante el uso de métodos econométricos de evaluación de impacto. En el primer artículo científico publicado (ver Fernández-López & Mardones, 2025), se formulan implícitamente las siguientes hipótesis:

- Hipótesis nula (H_{01}^{P1}): el impuesto al CO₂ no tuvo un impacto significativo sobre las emisiones de CO₂ en las unidades de generación termoeléctrica gravadas.
- Hipótesis nula (H_{02}^{P1}): el impuesto al CO₂ no tuvo un impacto significativo sobre el consumo de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) en las unidades de generación termoeléctrica gravadas.
- Hipótesis nula (H_{03}^{P1}): el impuesto al CO₂ no tuvo un impacto significativo sobre la generación de electricidad en las unidades termoeléctricas gravadas.

En contraste, el segundo artículo científico sometido a revisión plantea las siguientes hipótesis de investigación:

- Hipótesis nula (H_{01}^{P2}): La implementación del impuesto al CO₂ y de otros impuestos ambientales (MP, SO₂ y NO_x) en Chile no tuvieron impacto temporal significativo sobre las emisiones de CO₂ en las centrales termoeléctricas gravadas.
- Hipótesis nula (H_{02}^{P2}): La implementación del impuesto al CO₂ y de otros impuestos ambientales (MP, SO₂ y NO_x) en Chile no tuvieron impacto temporal

significativo sobre la generación de electricidad en las centrales termoeléctricas gravadas.

- Hipótesis nula (H_{03}^{P2}): La implementación del impuesto al CO_2 y de otros impuestos ambientales (MP, SO_2 y NO_x) en Chile no tuvieron impacto temporal significativo sobre el consumo de combustible en las centrales termoeléctricas gravadas.

Cabe señalar que las hipótesis planteadas en ambos artículos difieren tanto en su alcance analítico como en su enfoque metodológico, lo que justifica su tratamiento en capítulos separados dentro de la presente tesis. Por ejemplo, el artículo publicado (P1) se concentra en evaluar el efecto promedio del impuesto al CO_2 sobre las variables de resultado emisiones de CO_2 , consumo de combustible y generación de electricidad en las unidades termoeléctricas gravadas. Para lo anterior, se utiliza el método de diferencia-en-diferencias (DiD) tradicional, abordando las hipótesis H_{01}^{P1} – H_{03}^{P1} en el Capítulo II. En contraste, el manuscrito sometido a revisión (P2) amplía este análisis al incorporar explícitamente una dimensión temporal y un conjunto más amplio de instrumentos tributarios y datos a nivel de central termoeléctrica. Específicamente, se evalúa el impacto dinámico del impuesto al CO_2 y el impuesto a contaminantes locales del aire sobre emisiones de CO_2 , generación de electricidad y consumo de combustibles, utilizando el método DiD dinámico. De este modo, las hipótesis H_{01}^{P2} – H_{03}^{P2} son examinadas en el Capítulo III, permitiendo identificar patrones temporales y posibles efectos heterogéneos que no pueden ser capturados por el método DiD tradicional. En conjunto, ambos capítulos ofrecen evidencia complementaria y progresiva sobre la efectividad de los impuestos ambientales en el sector termoeléctrico chileno, fortaleciendo la coherencia y profundidad analítica de la tesis doctoral.

1.3. Objetivo general

El objetivo general es evaluar el impacto de los impuestos ambientales implementados en Chile sobre las emisiones de CO_2 , consumo de combustibles fósiles y generación de

electricidad, mediante el uso de metodologías de evaluación de impacto aplicadas a microdatos del sector energético.

1.4. Objetivos específicos

El cumplimiento del objetivo general se sustenta sobre los siguientes objetivos específicos:

1. Revisar críticamente la literatura nacional e internacional sobre la efectividad de los impuestos al CO₂ y a otros contaminantes locales del aire, identificando vacíos metodológicos y empíricos relevantes.
2. Construir una base de datos de panel con información mensual, trimestral y anual de las unidades termoeléctricas en Chile para el período 2014–2022, incorporando variables de resultado, tratamiento y control.
3. Aplicar metodologías de evaluación de impacto, particularmente el método DiD tradicional para estimar el efecto causal promedio de los impuestos ambientales en Chile, y el método DiD dinámico para analizar la evolución temporal de dichos efectos a lo largo del período posterior a la implementación de los tributos.
4. Derivar implicaciones de política pública, proponiendo recomendaciones para el rediseño y fortalecimiento de los impuestos ambientales, en línea con los compromisos de mitigación establecidos por Chile en su NDC.

1.5. Contenido y propósito de cada capítulo

La presente tesis doctoral se organiza en cuatro capítulos principales que abordan de manera progresiva el análisis de los impuestos ambientales en Chile desde el contexto para su implementación hasta sus implicaciones de política pública.

- 1. Capítulo I. En este capítulo se presentan los antecedentes generales, la justificación y la relevancia de la tesis doctoral, junto con la motivación central de investigación. Además, se exponen las preguntas e hipótesis de investigación, y se formulan el objetivo general y los objetivos específicos. En conjunto, estos

elementos establecen las bases conceptuales y metodológicas que sustentan y orientan el desarrollo de los capítulos posteriores.

- 2. Capítulo II. Evaluación de impacto del impuesto al carbono en Chile usando la técnica de diferencia-en-diferencias tradicional. Este capítulo corresponde al primer artículo científico (ver Fernández-López & Mardones, 2025) que analiza la efectividad del impuesto al carbono implementado en Chile en 2017, orientado a gravar las emisiones de CO₂ provenientes de grandes fuentes fijas del sector eléctrico. A diferencia de la mayoría de los estudios chilenos previos que se basaban en evaluaciones ex – ante o en modelos de simulación, esta investigación aplica una metodología de evaluación de impacto (o evaluación ex – post). Cabe señalar que, este estudio se distingue de la literatura internacional por abordar explícitamente el problema de correlación serial, realizar análisis de robustez mediante diversas especificaciones y diferentes frecuencias temporales de los datos, y validar los supuestos del método a través de pruebas de tendencias paralelas y placebo. Estas prácticas son aún poco frecuentes en la literatura empírica sobre instrumentos de precio al carbono.
- 3. Capítulo III. Efecto ‘causal’ del impuesto al carbono y otros impuestos ambientales sobre las centrales termoeléctricas chilenas. Este capítulo corresponde al segundo documento científico que analiza la efectividad de los impuestos ambientales aplicados a las emisiones del sector termoeléctrico chileno desde 2017, específicamente el impuesto al CO₂ y los impuestos a los contaminantes locales del aire. El objetivo central es evaluar empíricamente el efecto causal y temporal de ambos instrumentos sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustibles fósiles de las centrales termoeléctricas gravadas. Para ello, se emplea el método DiD dinámico que permite identificar los efectos de los impuestos a lo largo del tiempo. A diferencia del estudio previo de Fernández-López & Mardones (2025), este análisis incorpora las centrales termoeléctricas a biomasa, las cuales están exentas del impuesto al CO₂ y afectas a los tributos sobre los contaminantes locales del aire. Cabe señalar que la

exclusión de las centrales termoeléctricas a biomasa en el primer estudio se debió a la ausencia de información oficial que desagregara los diferentes impuestos ambientales pagados.

- 4. Capítulo IV. Discusión y conclusiones generales. En este capítulo se presenta la discusión de los resultados empíricos obtenidos en los capítulos anteriores y se desarrollan las implicancias de política pública derivadas de la evaluación de impacto del impuesto al CO₂ y de los impuestos a los contaminantes locales del aire implementados en Chile. También, se presentan las conclusiones generales de la tesis doctoral, integrando los principales hallazgos obtenidos sobre la efectividad de estos impuestos ambientales. Cabe señalar que, el capítulo discute el alcance y las limitaciones del análisis desarrollado, señalando el supuesto de no interferencia entre unidades (SUTVA) como la restricción metodológica más relevante del estudio. En consecuencia, se plantea que futuras líneas de investigación podrían abordar explícitamente estos posibles mecanismos de interferencia mediante enfoques de interferencia parcial, los cuales permiten capturar efectos indirectos dentro de grupos operativamente relacionados.

2. Capítulo II. Evaluación de impacto del impuesto al carbono en Chile usando la técnica de diferencia-en-diferencias

2.1. Resumen del capítulo

El presente capítulo evalúa el impacto del impuesto al carbono chileno implementado en el año 2017 sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustible fósil y generación de electricidad. Para lo anterior, se utiliza el método de diferencia-en-diferencias con datos de panel entre 2014 y 2022 a nivel de unidad de generación termoeléctrica. Los resultados indican que la aplicación de un impuesto de 5 USD/tCO₂ redujo significativamente las emisiones de CO₂ (entre 15,6% y 18,0% anual), el consumo de combustibles fósiles (entre 13,1% y 14,9% anual) y la generación de electricidad (entre 14,8% y 15,3% anual). Así se confirma la efectividad ambiental de este instrumento y la existencia de algunos efectos indirectos en los mercados energéticos. Finalmente, se concluye que se requiere una tasa

impositiva sustancialmente más alta para contribuir decisivamente a las metas climáticas del país.

Cabe señalar que el capítulo se organiza en siete subcapítulos, correspondientes a las secciones 2.1–2.7, cada una aborda un componente específico del análisis empírico. Específicamente, el subcapítulo 2.1 resume los principales resultados y la estructura del presente capítulo. El subcapítulo 2.2 introductorio, contextualiza el estudio, marco regulatorio del impuesto al carbono en Chile y justifica la adopción del método de diferencia-en-diferencias. El subcapítulo 2.3 revisa la literatura empírica internacional sobre impuestos al carbono con métodos econométricos de evaluación de impacto. El subcapítulo 2.4 presenta la metodología econométrica, formalizando el método de diferencia-en-diferencias. El subcapítulo 2.5 describe la construcción de las bases de datos, detallando la unidad de análisis, período de estudio (2014–2022) y las distintas frecuencias temporales. El subcapítulo 2.6 reporta los resultados empíricos, estimando el efecto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustibles fósiles y la generación de electricidad bajo distintas especificaciones y frecuencias temporales. Finalmente, el subcapítulo 2.7 presenta las conclusiones, sintetizando los principales resultados e implicancias para el diseño y efectividad de la política climática en Chile.

2.2. Introducción

El creciente ritmo del cambio climático y sus potenciales consecuencias devastadoras en términos ambientales, económicos y sociales hace imperativo determinar la efectividad de las políticas climáticas. Los mecanismos de precio al carbono (impuestos al carbono y sistema de comercio de emisiones) se han convertido en las políticas climáticas más recomendadas por los economistas y organismos internacionales para llevar a cabo dichas reducciones (Zhang et al., 2024). Sin embargo, las evaluaciones de impacto (o evaluación ex – post) de los impuestos al carbono son muy limitadas en número, uso de microdatos y validación de supuestos (Köppl & Schratzenstaller, 2023; Vrolijk & Sato, 2023). Lo anterior, se explica porque la implementación de la mayoría de estos impuestos es reciente

y está concentrada en un número reducido de países, principalmente europeos. Además, se requiere un período de tiempo prolongado para recopilar datos que reflejen adecuadamente la situación previa y posterior a la implementación de este instrumento (Chen et al., 2024). Por ejemplo, Green (2021) realiza una exhaustiva revisión de literatura, concluyendo que las reducciones promedio de emisiones derivadas de las políticas de precio al carbono suelen ser modestas, los efectos económicos indirectos pueden ser ambiguos, y existen brechas e inconsistencias importantes en la literatura empírica. En consecuencia, es necesario desarrollar más esfuerzos de evaluación a través de técnicas rigurosas para identificar los efectos causales de estas políticas.

Según el Banco Mundial (2024), se habían implementado 74 instrumentos de precio al carbono, 37 Sistemas de Comercio de Emisiones (ETS) y 37 impuestos al carbono en 89 jurisdicciones nacionales y subnacionales dentro de 49 países hasta abril de 2023, cubriendo el 23% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI). En América Latina, solo cinco países han introducido un impuesto al carbono (México en 2014, Chile en 2017, Colombia en 2017, Argentina en 2018, y Uruguay en 2022). En el caso específico de Chile, se aplicó este impuesto a las fuentes fijas con potencia térmica mayor o igual a 50 MW hasta el año 2022 (Mardones, 2024). Posteriormente, se realizaron algunos cambios regulatorios para que las fuentes fijas fueran gravadas según un umbral de emisiones y hace pocos meses se introdujo un mecanismo para la compensación de emisiones sujetas al impuesto. En este contexto, el presente estudio tiene por objetivo evaluar el impacto del impuesto al carbono en Chile sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustible y la generación de electricidad con datos mensuales, trimestrales y anuales a nivel de unidad termoeléctrica en el periodo 2014-2022. Por lo tanto, la hipótesis nula de la investigación es que la implementación de un impuesto al carbono de 5 USD/tCO₂ sobre grandes fuentes fijas en Chile no tuvo efecto en las unidades de generación termoeléctrica. Para corroborar la hipótesis, se utiliza el método de diferencia-en-diferencias, el cual permite evaluar el impacto causal de una intervención o política en un contexto no experimental. Así, se contribuye a la escasa literatura disponible sobre la evaluación de impacto del impuesto al carbono con microdatos. En términos

metodológicos, esta investigación es novedosa ya que aborda el problema de correlación serial, se realizan análisis de robustez a través de diversas especificaciones y frecuencia temporal de los datos, y también, se validan los supuestos del método mediante pruebas de tendencias paralelas y placebo, lo cual es poco común en la literatura empírica sobre políticas de precio al carbono.

2.3. Revisión de literatura

Existe un conjunto de métodos econométricos relativamente recientes cuyo objetivo es determinar el impacto causal de intervenciones en contextos no experimentales (ver Abadie & Cattaneo, 2018; Athey & Imbens, 2017; Angrist & Pischke, 2014; Costa-Dias & Blundell, 2009; Imbens & Wooldridge, 2009). Estos métodos se han vuelto muy populares para evaluar el impacto de programas o políticas en múltiples áreas, incluyendo temas ambientales. No obstante, los estudios empíricos que usan métodos de evaluación de impacto para evaluar la efectividad de los impuestos al carbono son relativamente escasos (ver Köppl & Schratzenstaller, 2023; Vrolijk & Sato, 2023; Green, 2021). Lo anterior, se explica porque la mayoría de estos impuestos se han introducido en años recientes y en un pequeño número de países. Además, es necesario esperar un tiempo suficiente para recopilar datos que reflejen la situación antes y después de la implementación de este instrumento, así como también, construir escenarios contrafactuales creíbles (Green, 2021; Lilliestam et al., 2021; Zhang, 2021). A continuación, se presenta una revisión exhaustiva de aplicaciones empíricas que analizan la efectividad de impuestos al carbono a través de diferentes métodos de evaluación de impacto, incluyendo diferencia-en-diferencias, variable instrumental, control sintético y matching.

2.3.1. Diferencia-en-diferencias

El método de diferencia-en-diferencias es una técnica econométrica para estimar el efecto causal de una intervención en un grupo de tratamiento respecto a un grupo de control, la cual requiere observar los dos grupos en al menos dos momentos distintos del tiempo (Lang, 2007; Donald & Bertrand et al., 2004; Ashenfelter & Card, 1985). Algunos estudios

empíricos han aplicado este método para determinar el efecto causal de un impuesto al carbono sobre las emisiones, precios, empleo u otras variables de resultado. Por ejemplo, Harju *et al.* (2022) estiman el traspaso de un aumento en el impuesto al carbono sobre los precios del diésel en Finlandia, utilizando datos mensuales a nivel de estación de servicio entre 2000 y 2015. Sus resultados muestran que el incremento de un céntimo de euro en el impuesto eleva el precio del diésel en 0,6%. Ott & Weber (2022) encuentran que el impuesto al carbono aumenta el uso de combustibles fósiles para calefacción entre 12,2% y 17,2% en Suecia, cuestionando la efectividad de esta política a nivel residencial. Sin embargo, estos autores usan datos anuales entre 2016 y 2020. Arcila & Baker (2022) analizan la relación entre el impuesto al carbono, emisiones de CO₂, y desempleo en Canadá, utilizando datos anuales a nivel de individuo entre 1998 y 2017. Sus resultados indican que por cada dólar canadiense de impuesto al carbono la tasa de desempleo se eleva entre 0,9% y 1,1%, mientras que el empleo se reduce 0,5% en la industria energética. Sin embargo, no se identificaron efectos estadísticamente significativos sobre las emisiones. Pretis (2022) evalúa la efectividad del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ en Canadá, utilizando datos anuales a nivel provincial entre 1990 a 2016. El autor observa reducciones de 5% que no son estadísticamente significativas. Bhat & Mishra (2020) evalúan el impacto del impuesto al carbono sobre la inversión en Investigación y Desarrollo (I+D) en la India, utilizando datos anuales a nivel de sector industrial entre 2005 y 2017. Los autores determinan que esta política ambiental incrementa en 33,2% la inversión en I+D de tecnologías verdes. Runst & Thonipara (2020) estiman el efecto de un impuesto al carbono sobre el sector residencial en Suecia, empleando datos anuales a nivel de países entre 1990 y 2016. Sus resultados reflejan una reducción promedio entre 11% y 30% en las emisiones de CO₂ explicadas por el impuesto. Olale *et al.* (2019) evalúan el impacto del impuesto al carbono en los ingresos y costos de producción de firmas agrícolas canadienses, usando datos anuales a nivel de firma entre 2001 y 2015. Los autores encuentran una disminución de los ingresos netos entre 0,08% y 0,12%. Yip (2018) analiza el impacto laboral del impuesto al carbono en Canadá, utilizando datos mensuales a nivel de individuos entre 2001 y 2015. Sus resultados reflejan una

disminución promedio entre 0,7% y 0,9% en las horas de trabajo. Yamazaki (2017) analiza el efecto sobre el empleo causado por la introducción del impuesto al carbono en Columbia Británica, utilizando datos anuales a nivel de firma entre 2001 y 2013. El autor encuentra un aumento anual promedio de 0,74% en el empleo y efectos heterogéneos según sector industrial. En resumen, se destaca la escasez de estudios enfocados en la reducción de emisiones y ausencia de investigaciones que usen microdatos para evaluar esta variable de resultado. Además, todos los estudios analizados reflejan la importancia del contexto específico en cada país, nivel de agregación de datos, variables de control y periodo de tiempo analizado ya que algunos efectos encontrados para las mismas variables de resultado exhiben discrepancias notables.

2.3.2. Variable instrumental

El método de variable instrumental es una técnica econométrica estándar para resolver problemas de endogeneidad, la cual también se ha utilizado para mejorar la interpretación y comprensión del local average treatment effect (Heckman & Vytlacil, 1999; Imbens & Angrist, 1994). En este último caso, una o más variables instrumentales se pueden introducir en la regresión cuando existe una variable de tratamiento endógena (Costa-Dias & Blundell, 2009). Por ejemplo, Sen & Vollebergh (2018) estiman el efecto de un impuesto al carbono sobre el consumo de energía en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), usando datos anuales a nivel de país proporcionado por la Agencia Internacional de Energía. Sus resultados muestran que el aumento de un euro por tonelada de CO₂ reduce en 0,7% las emisiones de carbono provenientes del consumo de combustibles fósiles. Martin *et al.* (2014) evalúan el impacto del impuesto al carbono en la industria manufacturera del Reino Unido con datos anuales a nivel de firma entre 1993 y 2004, concluyendo que la implementación del impuesto reduce 18,1% la intensidad energética y 22,6% el uso de electricidad. Los escasos estudios empíricos que emplean esta técnica coinciden en la efectividad de los impuestos al carbono para reducir el consumo de energía o emisiones.

Aunque ellos también reflejan la dificultad para encontrar variables instrumentales que cumplan con los supuestos de relevancia y exogeneidad requeridos.

2.3.3. Control sintético

El método de control sintético es útil cuando se desea estimar el efecto causal de una intervención sobre un grupo de tratamiento en ausencia de un grupo de control equivalente (Abadie et al., 2010; Abadie & Gardeazabal, 2003). La esencia del método radica en la construcción de un grupo de control sintético mediante la combinación de datos observados desde múltiples fuentes. Por ejemplo, Pretis (2022) estima el impacto del impuesto al carbono en Canadá con datos anuales a nivel provincial entre 1990 y 2016, encontrando una disminución promedio de 5% en las emisiones provinciales. Leroutier (2022) evalúa el impacto del Carbon Price Support que es un impuesto implementado en el sector energético del Reino Unido, sus resultados muestran una disminución promedio anual de 26% en las emisiones del sector energético. Lépissier & Mildemberger (2021) analizan el efecto del Programa de Cambio Climático (PCC) sobre las emisiones de Reino Unido, el cual es una reforma compleja que incluye un impuesto al carbono. Estos autores usan datos anuales a nivel de país entre 1990 y 2005, concluyendo que las emisiones de CO₂ per cápita se reducen en 9,8% por la implementación del programa. Runst & Thonipara (2020) determinan el efecto del impuesto al carbono sobre el sector residencial de Suecia. Para lo anterior, los autores emplean datos anuales a nivel de países entre 1990 y 2016, obteniendo una reducción promedio del 28% en las emisiones de CO₂. Andersson (2019) estima el impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ del sector transporte en Suecia con datos anuales a nivel de país entre 1960 y 2005, encontrando una disminución de aproximadamente 11% en las emisiones. Gloriant (2018) investiga el impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ en Francia, usando datos anuales a nivel de país entre 1990 y 2016. Sus resultados no reflejan una reducción en las emisiones de CO₂, aunque la falta de datos posteriores al año 2016 limita esta conclusión. En resumen, la mayoría de los estudios previos concuerdan en que los impuestos al

carbono reducen las emisiones y empleo. Sin embargo, el método de control sintético se caracteriza por fuertes limitaciones de datos para construir un escenario contrafactual.

2.3.4. Método matching

El método de matching es una técnica estadística que tiene por objetivo equilibrar las características de los grupos de tratamiento y control después de la intervención para reducir el sesgo de selección. En particular, el propensity score matching (PSM) crea grupos comparables en términos de la probabilidad de recibir el tratamiento, lo cual permite comparaciones más equitativas entre los grupos tratados y no tratados (Heckman & Todd, 2009; Dehejia & Wahba, 1999; Rosenbaum & Rubin, 1983). Por ejemplo, Ma & Kuo (2021) investigan cómo la introducción de un precio para el carbono al interior de las firmas puede contribuir al crecimiento de la rentabilidad empresarial en Europa, América del Norte y Asia. Los autores utilizan datos durante el periodo 2013-2017, encontrando un aumento promedio de 1,3% en el rendimiento de los activos. Ghazouani *et al.* (2020) analizan los efectos de la implementación del impuesto al carbono en países europeos, usando datos anuales a nivel de país entre 1990 y 2017. Los autores obtienen una disminución promedio de 2,4% en las emisiones de CO₂. Kim *et al.* (2020) exploran los efectos ambientales y económicos del Protocolo de Kioto en los países industrializados. Los autores utilizan datos anuales a nivel de país entre 1997 y 2008, encontrando una reducción de 13% en las emisiones de CO₂ y 7% en el crecimiento económico a través de la combinación del método PSM y diferencia-en-diferencias. Los pocos estudios previos reflejan la escasez de investigaciones que evalúen los impactos de un impuesto al carbono usando la técnica de matching.

2.4. Metodología

El método de diferencia-en-diferencias (DiD) ha sido ampliamente usado para identificar los efectos causales de la implementación de políticas, programas o intervenciones en contextos no experimentales (Nchare & Makioka, 2023). En su forma más sencilla, el DiD involucra un solo tratamiento, dos periodos discretos que abarcan antes y después del tratamiento, y dos grupos que incluyen unidades que reciben o no el tratamiento (de

Chaisemartin & D’Haultfœuille, 2023). En el escenario anterior, la estimación empírica del efecto del tratamiento se puede obtener simplemente al comparar el cambio promedio en los resultados antes y después del tratamiento entre las unidades tratadas y no tratadas. A continuación, se describe el método DiD en términos formales para abordar escenarios con más periodos.

Sea $Y_{i,t}(1)$ el valor de la variable de resultado para la unidad i en el tiempo t si la unidad recibe tratamiento y $Y_{i,t}(0)$ el valor de la variable de resultado para la misma unidad y tiempo si no recibe tratamiento. El efecto promedio del tratamiento sobre los tratados (ATT) se define como la diferencia $Y_{i,t}(1) - Y_{i,t}(0)$ promediada entre unidades que reciben el tratamiento. El desafío principal para determinar el ATT es la falta de datos observados para ambos resultados potenciales ya que para cualquier unidad dada solo se observa un resultado y no ambos (Baker et al., 2022). En consecuencia, el método DiD imputa los resultados contrafactuales para las unidades tratadas a través de la variable de resultado observada en las unidades no tratadas, las cuales pertenecen al grupo de control. La validez de esta estrategia de identificación se basa en el supuesto de tendencias paralelas, el cual asume que la tendencia observada en la variable de resultado para las unidades pertenecientes al grupo de control refleja la tendencia que se habría observado para las unidades tratadas en ausencia del tratamiento (Roth & Sant’Anna, 2023). Finalmente, si se denota D_i como una variable indicadora que toma el valor uno cuando la unidad i recibe tratamiento y cero en caso contrario, se puede definir el estimador del ATT a través de la siguiente ecuación:

$$\delta = \mathbb{E}[Y_{i,1}(1) - Y_{i,1}(0) | D_i = 1] \quad (2.1)$$

El parámetro δ es el estimador del ATT en el periodo posterior al tratamiento ($t = 1$), el cual lamentablemente no puede ser obtenido directamente a partir de los datos observados. No obstante, es posible afirmar que $Y_{i,0}(0) = Y_{i,0}(1)$ en el periodo inicial ($t = 0$) si no

existe anticipación del tratamiento⁷. En este último caso, se puede restar y sumar el término $Y_{i,0}(0)$ en la ecuación (2.1), y además, usar el supuesto de tendencias paralelas representado por $\mathbb{E}[Y_{i,1}(0) - Y_{i,0}(0)|D_i = 1] = \mathbb{E}[Y_{i,1}(0) - Y_{i,0}(0)|D_i = 0]$ para expresar el parámetro δ a través de la ecuación (2.2):

$$\delta = (\mathbb{E}[Y_{i,1}(1)|D_i = 1] - \mathbb{E}[Y_{i,0}(0)|D_i = 1]) - (\mathbb{E}[Y_{i,1}(0)|D_i = 0] - \mathbb{E}[Y_{i,0}(0)|D_i = 0]) \quad (2.2)$$

Esta nueva expresión para δ puede ser estimada con datos observados a través del cálculo manual de promedios o un enfoque de regresión. Ambas alternativas generan resultados similares, aunque el enfoque de regresión permite incluir variables de control.

La técnica DiD usando regresión lineal determina el ATT a través del estimador del parámetro δ en la siguiente ecuación (Athey & Imbens, 2022):

$$y_{it} = \beta_i + \gamma_t + \delta \cdot (D_{it}) + \varepsilon_{it} \quad (2.3)$$

donde y_{it} representa la variable de resultado, β_i efectos fijos para las unidades, γ_t efectos fijos para los periodos de tiempo, D_{it} es una variable binaria que denota el término interacción entre la variable tratamiento y la variable temporal, δ es el coeficiente del término de interacción que permite obtener el ATT, y ε_{it} es el término de error aleatorio asociado a efectos no observables. Por lo general, en las aplicaciones empíricas se modifica la regresión anterior por una versión más intuitiva representada en la ecuación (2.4):

$$y_{it} = \alpha + \beta \cdot D_i + \gamma \cdot Post_t + \delta \cdot (D_i \cdot Post_t) + \varepsilon_{it} \quad (2.4)$$

⁷ La anticipación del tratamiento se refiere a una situación en la cual las unidades o participantes están conscientes o tienen conocimiento previo de que van a recibir un tratamiento en el futuro. Así que la anticipación del tratamiento puede afectar las respuestas de los participantes, introduciendo un sesgo en los resultados.

donde α es el intercepto, β es un parámetro que captura las posibles diferencias inherentes entre los grupos de tratamiento y control, D_i denota una variable ficticia transversal en donde uno representa el grupo de tratamiento y cero el grupo de control, γ es un parámetro que representa la tendencia en el grupo de control que cuantifica factores agregados que provocarían cambios en y_{it} incluso en ausencia del tratamiento, $Post_t$ es una variable ficticia de tiempo en donde cero y uno representan los períodos anteriores y posteriores al tratamiento, $D_i \cdot Post_t$ representa el término de interacción entre la variable ficticia de tiempo y la variable ficticia transversal.

Una ventaja del enfoque de regresión es su flexibilidad para adaptarse a configuraciones DiD más complejas, tales como la incorporación de tratamientos o periodos adicionales (Angrist & Pischke, 2009). Además, el enfoque de regresión facilita la inclusión de variables de control, enriqueciendo el modelo y permitiendo un análisis más completo de factores relevantes, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$y_{it} = \alpha + \beta \cdot D_i + \gamma \cdot Post_t + \delta \cdot (D_i \cdot Post_t) + \boldsymbol{\theta} \cdot \mathbf{X}'_{it} + \varepsilon_{it} \quad (2.5)$$

donde \mathbf{X}'_{it} es un vector de variables de control y $\boldsymbol{\theta}$ es un vector de parámetros asociados a dichas variables.

Cabe señalar que cualquier investigación no experimental podría ser vulnerable a variables no observables que afecten la interpretación causal. Así que una condición crítica para encontrar el impacto del tratamiento es demostrar el supuesto de tendencias paralelas, es decir, que los dos grupos hubiesen tenido la misma trayectoria en los resultados en ausencia del tratamiento. La violación del supuesto anterior conducirá a una estimación sesgada del efecto causal. En consecuencia, es necesaria alguna prueba de prior trends para evaluar si los grupos de tratamiento y control tenían tendencias similares antes de la intervención. Una alternativa intuitiva es representar gráficamente los resultados promedio de ambos grupos a lo largo del tiempo en el período previo al tratamiento y comprobar si se ven diferentes. Otra alternativa más formal es realizar una prueba

estadística a través de una regresión para determinar si las tendencias son diferentes, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$y_{it} = \alpha + \gamma^* \cdot Pre_t + \delta^* \cdot (D_i \cdot Pre_t) + \theta \cdot X'_{it} + \varepsilon_{it} \quad (2.6)$$

donde Pre_t toma valor uno para los períodos anteriores a la implementación del tratamiento y cero en caso contrario, capturando la evolución temporal común de la variable de resultado en la etapa preintervención; su coeficiente γ^* mide dicha tendencia temporal promedio. $\delta^* \cdot (D_i \cdot Pre_t)$ permite que la tendencia temporal sea diferente para cada grupo. Si el parámetro δ^* no es estadísticamente diferente de cero sería poco probable que las tendencias sean diferentes.

La realización de una prueba del placebo también permite evaluar este supuesto. Esta prueba utiliza la información anterior a la implementación del tratamiento, eligiendo un periodo ficticio y calculando el mismo modelo DiD previamente planificado. Específicamente, se incluye la variable $PrePost_t$ con un valor de uno para aquellas unidades pertenecientes al grupo tratado con el placebo y cero en otro caso, tal como se describe en la ecuación (7):

$$y_{it} = \alpha + \beta \cdot D_i + \gamma^{**} \cdot PrePost_t + \delta^{**} \cdot (D_i \cdot PrePost_t) + \theta \cdot X'_{it} + \varepsilon_{it} \quad (2.7)$$

donde el coeficiente γ^{**} mide cambios promedio en la variable de resultado comunes a ambos grupos en torno al período placebo. El término de interacción $D_i \cdot PrePost_t$ identifica el efecto diferencial del tratamiento placebo sobre el grupo tratado, siendo δ^{**} el parámetro de interés en la prueba de placebo. Un valor estadísticamente no significativo de este coeficiente indica la ausencia de efectos espurios previos a la implementación real del impuesto. Por lo tanto, se refuerza la plausibilidad del supuesto de tendencias paralelas. En contraste, la detección de un impacto en el periodo del tratamiento ficticio entrega evidencia de posibles deficiencias en el diseño y sugiere una probable violación del supuesto de tendencias paralelas. Además, un aspecto relevante al utilizar el método DiD es la posible presencia de autocorrelación (correlación serial) en la perturbación

aleatoria (ε_{it}) ya que el tratamiento se asigna a un grupo y los resultados se observan a lo largo del tiempo dentro de ese grupo.

La correlación serial constituye un problema recurrente al usar datos de panel e implica que los errores estándar pueden estar sesgados, sobreestimando o subestimando la verdadera variabilidad de los coeficientes estimados. Afortunadamente, existen diversas soluciones para abordar esta problemática. Una alternativa comúnmente utilizada es reportar los cluster – robust standard errors, la cual también se adopta en este estudio. Esta estrategia se ha mostrado eficaz para enfrentar los efectos de la correlación serial, mejorando la eficiencia de los estimadores (Abadie et al., 2023; Clarke & Tapia-Schythe, 2021; Bertrand et al., 2004).

2.5. Datos

El impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustibles y generación de energía es evaluado a través de datos de panel a nivel de unidad termoeléctrica, considerando una periodicidad mensual, trimestral y anual. Estas bases de datos fueron construidas específicamente para este estudio e incluyen variables que se pueden clasificar en energéticas, económicas y ambientales.

Los datos energéticos provienen de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual es un organismo encargado de reportar precios, tarifas y normas técnicas que deben regir a las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía en Chile. La información disponible en el sitio web de la CNE⁸ se encuentra organizada por categorías que abarcan infraestructura (capacidad instalada), precios, parámetros de indexación, producción, consumo y niveles de agua en embalses, incluyendo datos de 310 unidades de generación termoeléctrica. Lo anterior, permite extraer un conjunto de datos sin procesar que incluye la generación en megavatios-hora (MWh), consumo de diversos tipos de combustibles (biogás, biomasa-licor negro, licor negro, butano, carbón, gas natural, gas

⁸ Comisión Nacional de Energía. "Consulta Pública: Electricidad." Acceso enero de 2024. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>

licuado del petróleo, gas natural licuado, licor negro, petcoke, petróleo diésel, petróleo diésel-petróleo ifo-180, petróleo ifo-180, petróleo ifo-380, petróleo n° 6 y propano) expresados en diferentes unidades de medida⁹. Por otro lado, la información referente a los embalses fue complementada con datos sobre cota mínima, volumen (m³) y energía acumulada (MWh), obtenidos desde la iniciativa Energía Abierta¹⁰ de la CNE que proporciona datos para el análisis de tendencias y patrones en el sector energético chileno. Las precipitaciones (mm) caídas dentro de cada embalse fueron obtenidas a través del Coordinador de Eléctrico Nacional (CEN)¹¹, el cual es un organismo encargado de la coordinación y operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Los datos ambientales sobre emisiones de CO₂ se estimaron siguiendo las Directrices del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)¹² para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. La metodología de cálculo vincula el consumo de cada combustible con factores de emisión a través de la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ de\ CO_2 = (C_{lk} \cdot D_{lk} \cdot PCI_l) \cdot FE_l \quad (2.8)$$

donde C_{lk} es el consumo de combustible l en la unidad de medida k , D_{lk} es la densidad de cada combustible l para cada unidad de medida k , PCI_l es el poder calorífico inferior para el combustible l y FE_l es el factor de emisión para el combustible l (ver Tabla A1 del Apéndice A). Los datos disponibles y parámetros reportados en la Tabla A1

⁹ Metro cúbico (m³), toneladas (t), millones de unidades térmicas británicas (MMBtu) y sólidos suspendidos totales (Tss).

¹⁰ Energía Abierta. "Consulta Pública: Embalses." Acceso enero de 2024. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/embalses/>

¹¹ Energía Abierta. "Consulta Pública: Embalses." Acceso enero de 2024. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/cotas-y-niveles-de-embalses-reales/>

¹² Intergovernmental Panel on Climate Change. "Consulta Pública: Guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories." Acceso enero de 2024. <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>

permitieron obtener las emisiones de carbono en toneladas de CO₂ (tCO₂) para cada unidad de generación termoeléctrica. Además, la fórmula intermedia $C_{lk} \cdot D_{lk} \cdot PCI_l$ permite obtener el consumo total de combustible en la unidad de medida común terajulios (TJ) para cada unidad de generación termoeléctrica.

En este estudio, la variable de tratamiento se relaciona con la aplicación del impuesto al carbono en las unidades termoeléctricas que cumplen con un cierto criterio de potencia térmica establecido en la ley 20.780¹³. Específicamente, la ley establece en su Artículo 8° la existencia de un impuesto anual a las fuentes fijas conformadas por turbinas o calderas que individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MW. La tasa impositiva establecida fue 5 USD/tCO₂, entrando en vigor a partir del año 2017. Recientemente, el impuesto al carbono sufrió algunas modificaciones establecidas en la ley 21.210¹⁴, la cual implicó un cambio desde el umbral basado en la potencia térmica (50 MW) hacia un umbral basado en las emisiones (25.000 o más toneladas anuales de CO₂), manteniendo la tasa impositiva. Sin embargo, las modificaciones mencionadas comenzaron a partir del año 2023, así que en este estudio solo se analizará el impacto del impuesto en el periodo previo al último cambio normativo. Cabe señalar que los datos sobre las fuentes fijas sujetas a este impuesto no están disponibles en las estadísticas oficiales, pero fueron obtenidos desde el Ministerio de Medio Ambiente, y posteriormente, corroboradas según la potencia térmica de las unidades termoeléctricas. Lo anterior, facilitó la construcción de bases de datos únicas que posibilitan la realización de la primera evaluación de impacto del impuesto al carbono en un país de América Latina.

La construcción de las bases de datos requirió la implementación de un algoritmo Python para integrar toda la información útil, implicando operaciones como extracción, transformación, intersección y agrupación entre diferentes fuentes de información con

¹³ Biblioteca del Congreso Nacional. "Consulta Pública: Ley de Chile." Acceso enero de 2024. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194&idParte=9509251&idVersion=2023-02-25>

¹⁴ Biblioteca del Congreso Nacional. "Consulta Pública: Ley de Chile." Acceso enero de 2024. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1142667&idVersion=2020-12-31&idParte=10103122>

diversos formatos. En estas bases de datos se reportan las variables de resultado (emisiones de CO₂, consumo de combustible y generación de electricidad), variables de tratamiento (pago de impuesto al carbono) y las variables de control (tipo de combustible utilizado, potencia térmica¹⁵, y precio promedio de la electricidad¹⁶, volumen de embalses, energía acumulada en embalses, y precipitaciones caídas en embalses), las cuales se describen en la Tabla 2.1. El período con datos disponibles para este estudio se extiende entre los años 2008 y 2022, organizándose de diversas formas para facilitar un análisis detallado a nivel de unidades termoeléctricas, dando lugar a tres conjuntos de datos con distinta periodicidad (mensual, trimestral o anual) para cada elemento observado (unidad termoeléctrica). Sin embargo, un problema que debe ser abordado sobre el periodo de análisis es que algunas unidades termoeléctricas antiguas dejan de funcionar y otras nuevas entran en operación (ver Figura 2.1), lo cual impide tener un panel balanceado. Por lo anterior, se analizó el grupo de unidades termoeléctricas que siempre estuvieran presente previo y posterior al tratamiento en el periodo de tiempo más extenso posible. Esto implicó el uso de un algoritmo que buscara la mayor cantidad de unidades de generación que estuvieran siempre en cada rango de tiempo seleccionado. La mayor cantidad de unidades de generación termoeléctrica encontradas se observa en el periodo 2014-2022, lo cual permitió obtener un conjunto preliminar de 100 unidades termoeléctricas para realizar el presente estudio. Cabe señalar que el impuesto chileno sobre las emisiones de CO₂ no se aplica a las fuentes de generación renovable no convencional que consumen biomasa. No obstante, estas fuentes están sujetas a otros tipos de regulaciones ambientales y tienen un comportamiento bastante diferente a las termoeléctricas que usan combustibles fósiles, así que se decidió excluir del estudio a las unidades de generación que usan biomasa. Lo anterior, redujo levemente el conjunto de datos a 81 unidades termoeléctricas tratadas (44) y no tratadas (37).

¹⁵ Capacidad instalada de generación de electricidad.

¹⁶ Ajustados a precios reales de diciembre de 2022.

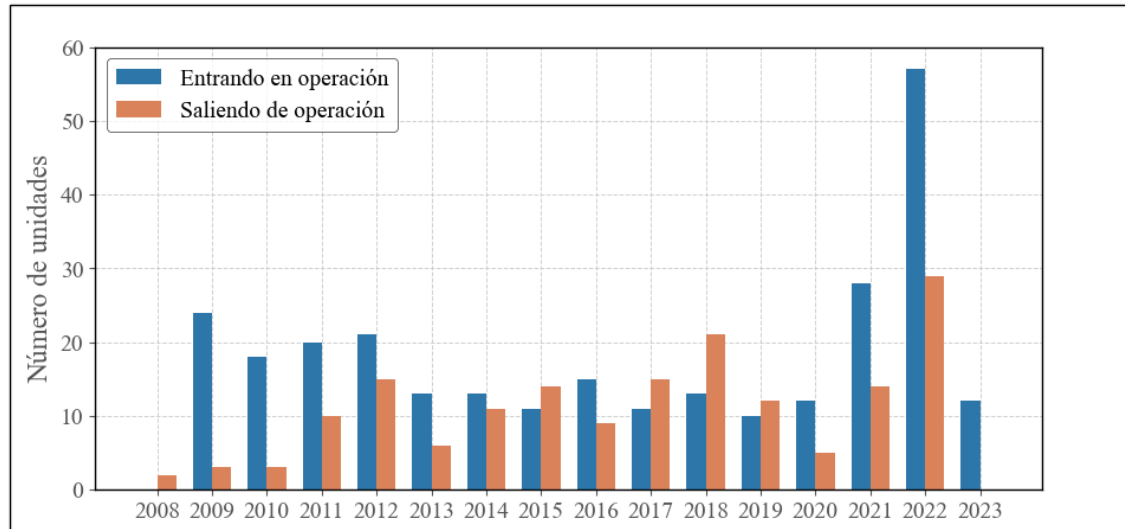
En la Tabla 2.2 se presentan las estadísticas descriptivas correspondientes a los grupos de tratamiento y control para datos mensuales en el periodo 2014-2022. Las últimas columnas exhiben los valores de los estadísticos t de student y su significancia estadística, los cuales señalan la diferencia de medias entre ambos grupos. Las estadísticas descriptivas para las unidades de generación con datos trimestrales y anuales se reportan en el Apéndice A (ver Tabla A2 y Tabla A3).

Tabla 2.1. Caracterización de las variables disponibles

Variable	Descripción de la variable	Unidad
Variables de resultado		
<i>co2</i>	Emisiones de CO ₂	tCO ₂
<i>cons_t</i>	Consumo total en terajulio	TJ
<i>g_mwh</i>	Generación de energía en mega watt hora	MWh
Variables de tratamiento		
<i>tratamiento</i>	Variable dicotómica que indica si la unidad <i>i</i> paga el impuesto	binaria
<i>post</i>	Variable dicotómica que indica el periodo a partir del cual se aplica el impuesto	binaria
<i>tratamiento*post</i>	Variable dicotómica que indica que la unidad <i>i</i> pagó el impuesto en ese periodo	binaria
Variables de control		
<i>butano</i>	Variable dicotómica que indica consumo de butano	binaria
<i>carbon</i>	Variable dicotómica que indica consumo de carbón	binaria
<i>gasnatural</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas natural	binaria
<i>glp</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas licuado del petróleo	binaria
<i>gnl</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas natural licuado	binaria
<i>petcoke</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petcoke	binaria
<i>petroleodiesel</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo diésel	binaria
<i>propano</i>	Variable dicotómica que indica consumo de propano	binaria
<i>petroleodieselpetroleoifo180</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo diésel-petróleo ifo-180	binaria
<i>petroleoifo180</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo ifo-180	binaria
<i>petroleoifo380</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo ifo-380	binaria
<i>petroleon6</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo n° 6	binaria
<i>potencia</i>	Capacidad instalada en mega watt	MW
<i>pmm</i>	Precio promedio de los contratos informados a CNE en pesos chilenos reales a diciembre de 2022	CLP/kWh
<i>volumen_m3</i>	Volumen del embalse en metros cúbicos	m ³
<i>energia_mwh</i>	Energía acumulada dentro del embalse en mega watt hora	MWh
<i>agua_caida</i>	Precipitaciones dentro del embalse en milímetros	mm

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE

Figura 2.1. Fluctuación de las unidades de generación termoeléctrica en operación a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE

Antes de realizar las estimaciones con el método DiD, se evaluó la posibilidad de multicolinealidad a través del Factor de Inflación de la Varianza (VIF). Este análisis no muestra una multicolinealidad severa ($VIF > 10$) asociada a las variables de control. Por lo tanto, no se excluye ninguna variable en los análisis siguientes.

Tabla 2.2. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos mensuales

Variable	Control		Tratamiento		Valor t
	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	
Variables de resultado					
<i>co2</i>	7,427.41	21,699.68	38,593.51	53,907.46	36.49 ***
<i>cons_t</i>	87.17	239.56	452.74	643.13	36.30 ***
<i>g_mwh</i>	9,728.64	28,282.78	55,456.58	71,970.02	40.26 ***
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	0.00	0.00	1.00	0.00	∞ ***
<i>post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	97.48 ***
<i>tratamiento*post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	97.48 ***
Variables de control					
<i>butano</i>	0.00	0.04	0.00	0.00	-2.65 **
<i>carbon</i>	0.08	0.27	0.32	0.47	30.36 ***
<i>gasnatural</i>	0.03	0.17	0.08	0.27	10.52 ***
<i>glp</i>	0.00	0.00	0.01	0.09	6.35 ***
<i>gnl</i>	0.00	0.00	0.01	0.09	6.35 ***
<i>biogas</i>	0.05	0.22	0.00	0.00	-14.51 ***
<i>petcoke</i>	0.00	0.00	0.02	0.14	9.74 ***
<i>petroleodiesel</i>	0.48	0.50	0.26	0.44	-21.09 ***
<i>propano</i>	0.00	0.04	0.00	0.00	-2.83 **
<i>petroleodieselpetroleoifo180</i>	0.01	0.08	0.00	0.00	-5.21 ***
<i>petroleoifo180</i>	0.01	0.08	0.00	0.05	-2.24 *
<i>petroleoifo380</i>	0.01	0.09	0.00	0.00	-5.50 ***
<i>petroleon6</i>	0.03	0.17	0.00	0.03	-10.38 ***
<i>potencia</i>	40.67	71.20	181.81	124.41	66.34 ***
<i>pmm</i>	83.33	4.46	83.39	4.41	0.63
<i>volumen_m3</i>	394,546.86	657,412.53	224,172.63	533,960.30	-13.14 ***
<i>energia_mwh</i>	197,392,109.68	427,037,667.05	153,073,147.77	434,529,338.37	-4.80 ***
<i>agua_caida</i>	113.03	247.27	56.53	165.83	-12.30 ***
Observaciones	3,996		4,752		

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE. Nota: Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

2.6. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos mediante el método DiD para determinar el impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustible y generación de electricidad a nivel de unidad termoelectrónica. Las estimaciones se realizan con datos mensuales, trimestrales y anuales, considerando cinco especificaciones para asegurar la robustez de los resultados.

2.6.1. Impacto sobre las emisiones de CO₂

La Tabla 2.3 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ con datos mensuales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos mensuales. La especificación 1 muestra una reducción de 8.227 toneladas de CO₂ por mes en las unidades tratadas, la cual es estadísticamente significativa al 1%. Las cuatro especificaciones restantes que incluyen diferentes variables de control muestran una disminución de aproximadamente 7 mil toneladas de CO₂ por mes, la cual es estadísticamente significativa al 5%. Esto implica que el impuesto al carbono causa una reducción en las emisiones de CO₂. Además, la consistencia de los resultados a través de múltiples especificaciones sugiere que el efecto es robusto, es decir, los resultados son fiables y no dependen de un conjunto específico de variables de control. Las variables *carbon*, *glp*, *biogas*, *petcoke*, *petroleoifo180*, *petroleoifo380* y *potencia* son estadísticamente significativas en todas las especificaciones y tienen coeficientes positivos, implicando que el uso de estos combustibles y una mayor potencia están asociadas con un aumento en las emisiones de CO₂. La variable *petroleon6*, no muestra un impacto robusto ya que no es estadísticamente significativa en al menos una especificación. Por lo tanto, su efecto no es consistente y varía según la especificación utilizada. Además, las variables *butano*, *gasnatural*, *gnl*, *petroleodiesel*, *propano*, *petroleodieselpetroleoifo180* y *pmm* no son significativas en las diferentes especificaciones, al igual que las variables asociadas a los embalses. Esto sugiere que no hay suficiente evidencia para afirmar que estas variables tienen un efecto sobre las emisiones de CO₂. Los R² ajustados varían entre 65% y 66%, salvo el R² ajustado de la

especificación 1 que solo explica 13% de la variabilidad. Estos resultados demuestran que agregar variables de control mejora de forma relevante la capacidad explicativa de la regresión. Cabe destacar que los tests para tendencias paralelas en todas las especificaciones no son estadísticamente significativos, indicando que no se detectan diferencias entre las tendencias de los grupos de control y tratamiento antes de la implementación de la política climática. Además, los dos tests de placebo utilizados no muestran ningún efecto causal estadísticamente significativo. El primer test de placebo introduce un término de interacción ficticio antes de la aplicación real de la política, mientras que el segundo test realiza una asignación aleatoria de unidades a los grupos de tratamiento y control para evaluar un falso tratamiento. En consecuencia, los tests de tendencias paralelas y placebo confirman la validez de los resultados para las diferentes especificaciones, especialmente se destacan aquellas que incluyen variables de control por su mayor capacidad para explicar la variabilidad en la variable de resultado. El test de Wooldridge para detectar autocorrelación en datos de panel, muestra la existencia de autocorrelación en las emisiones de CO₂. La autocorrelación puede sesgar los errores estándar y reducir la precisión de las estimaciones. Por tanto, se justifica el uso de errores estándar robustos agrupados (cluster – robust standard errors).

La Tabla 2.4 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ con datos trimestrales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos trimestrales. En la especificación 1 se observa una reducción de 24.682 toneladas de CO₂ por trimestre en las unidades tratadas. Las cuatro especificaciones restantes presentan resultados similares, estimándose una disminución de aproximadamente 22,4 mil toneladas de CO₂. Todos los impactos anteriores son estadísticamente significativos al 1%. Por lo tanto, el impuesto al carbono en Chile reduce significativamente las emisiones de CO₂ en las unidades tratadas. Además, se observa que las variables de control *carbon*, *biogas*, *petcoke*, *petroleodiesel*, *propano* y *potencia* son estadísticamente significativas y tienen coeficientes positivos en todas las especificaciones que las incluyen, significando que estas variables están asociadas a un incremento en las emisiones de CO₂. En contraste, la variable *petroleodieselpetroleoifo180* tiene coeficiente negativo y estadísticamente

significativo, implicando que el uso de este combustible genera menores emisiones de CO₂. Las variables *butano*, *gas natural*, *glp*, *gnl*, *petroleoifo180*, *petroleon6*, *pmm*, *energía_mwh* y *agua_caida* no son significativas en las diferentes especificaciones. Lo anterior, sugiere que no tienen efecto sobre las emisiones de CO₂. En contraste, la variable *volumen_m3* es estadísticamente significativa en las dos especificaciones en la cual es incluida. Casi todos los R² ajustados tienen un valor de 64%, a excepción de la especificación 1 que tiene un R² ajustado de 17%. Lo anterior, sugiere que agregar variables de control mejora la capacidad explicativa de las regresiones. Por otro lado, las pruebas para tendencias paralelas y placebo no son significativas, lo que respalda la validez de los resultados obtenidos en las especificaciones con datos trimestrales. Finalmente, el test de Wooldridge muestra significancia estadística en todas las especificaciones, concluyendo que existe autocorrelación en los datos trimestrales y que es apropiado usar errores estándar robustos agrupados.

El impacto del impuesto al carbono sobre las emisiones de CO₂ con datos anuales se reporta en el Apéndice A (ver Tabla A4) por limitaciones de espacio. En las cinco especificaciones se obtiene una reducción estadísticamente significativa de aproximadamente 100 mil toneladas de CO₂ por año en las unidades tratadas. Los R² ajustados tiene un valor de 77% para todas las especificaciones que incluyen variables de control, salvo la especificación 1 que tiene un R² ajustado de 15%. Además, las pruebas para tendencias paralelas y placebo no son estadísticamente significativas en todas las especificaciones lo que valida las estimaciones con datos anuales, tal como ocurre con las estimaciones para datos mensuales y trimestrales. El test de Wooldridge arroja resultados no significativos con datos anuales, pero sí con datos mensuales y trimestrales. Por lo tanto, es importante ajustar los errores estándar, al menos en las estimaciones con datos mensuales y trimestrales. Así, se demuestra que la implementación del impuesto al carbono en Chile tuvo un impacto negativo, estadísticamente significativo y robusto sobre las emisiones de CO₂ en las unidades termoeléctricas tratadas, rechazando la hipótesis nula de esta investigación.

En resumen, se observa una caída de 18,0% en las emisiones de CO₂ usando los datos anuales, mientras que las caídas varían entre 15,6% y 16,4% al anualizar los impactos para datos mensuales¹⁷ y trimestrales¹⁸. Sin embargo, estos porcentajes son insuficientes en relación con el compromiso del país para reducir su intensidad de emisiones de CO₂ en al menos un 25% para el año 2030 con respecto al 2016, el cual fue establecido en su segunda NDC (Gobierno de Chile, 2020).

Finalmente, se puede mencionar que la escasa literatura empírica internacional que usa el método DiD tiende a respaldar esta política ambiental. Por ejemplo, Runst & Thonipara (2020) determinan una reducción entre 11% y 30% en Suecia para una tasa impositiva entre 20 y 80 EUR/tCO₂, utilizando datos agregados a nivel de país. Lin & Li (2011) obtienen una disminución más modesta del 0,02% en Finlandia para una tasa impositiva de 1,1 EUR/tCO₂, pero no encuentran impactos significativos para Dinamarca, Suecia, Países Bajos y Noruega. Pretis (2022) determina una reducción del 5%, usando datos a nivel provincial y sectorial en Canadá, aunque este impacto no es estadísticamente significativo para un incremento anual en la tasa impositiva de 5 CAD/tCO₂. En contraste, Arcila & Baker (2022) encuentran un aumento del 4% en las emisiones de CO₂ en Canadá para datos a nivel provincial con tasa impositiva inicial de 10 CAD/tCO₂, lo cual contradice lo predicho por la teoría económica. Los escasos estudios existentes demuestran la complejidad de identificar el efecto causal de esta política, aislar factores confundentes, y la falta de acceso a los datos requeridos para realizar una evaluación de impacto. También, la heterogeneidad de los impactos estimados evidencia la necesidad de evaluar los efectos del impuesto al carbono en más contextos, periodos y países.

¹⁷ La anualización de los efectos para datos mensuales se llevó a cabo multiplicando el impacto estimado por 12 meses, lo cual se dividió por la suma del impacto anualizado más el promedio de las emisiones anuales en el grupo de tratamiento el mismo año en que se implementó el impuesto al carbono.

¹⁸ La anualización de los efectos para datos trimestrales se llevó a cabo multiplicando el impacto trimestral por cuatro, lo cual se dividió por la suma del impacto anualizado más el promedio de las emisiones anuales del grupo de tratamiento el mismo año en que se implementó el impuesto al carbono.

Tabla 2.3. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos mensuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	36,650.90*** (8,691.10)	-912.50 (2,584.70)	-919.20 (2,585.10)	-780.00 (2,680.10)	-714.40 (2,680.40)
<i>post</i>	-2,021.30* (821.40)	-1,732.90* (841.10)	-1,754.90* (880.00)	-1,763.30* (877.00)	-1,778.00* (878.60)
<i>tratamiento*post</i>	-8,227.30** (3,058.60)	-6,956.50* (2,661.90)	-6,956.60* (2,664.00)	-6,952.40* (2,646.60)	-6,936.60* (2,647.30)
Variables de control					
<i>butano</i>		2,117.50 (1,149.70)	2,184.80 (1,229.80)	2,347.50 (1,323.80)	2,507.10 (1,384.70)
<i>carbon</i>		70,733.70*** (6,472.20)	70,753.20*** (6,527.20)	72,061.10*** (6,583.90)	72,185.90*** (6,601.00)
<i>gasnatural</i>		5,790.40 (3,697.70)	5,800.90 (3,685.70)	6,168.40 (3,504.70)	6,235.80 (3,486.00)
<i>glp</i>		18,566.50* (7,133.80)	18,568.40* (7,135.10)	19,266.00** (6,685.20)	19,502.30** (6,612.10)
<i>gnl</i>		1,873.30 (4,392.50)	1,866.40 (4,391.90)	3,376.30 (3,889.90)	3,555.90 (3,853.40)
<i>biogas</i>		10,450.10*** (3,025.40)	10,446.20*** (3,026.40)	12,610.70*** (3,437.40)	12,825.10*** (3,518.90)
<i>petcoke</i>		44,432.00*** (2,158.00)	44,436.30*** (2,161.30)	37,467.60*** (4,576.10)	37,063.00*** (4,857.20)
<i>petroleodiesel</i>		534.40 (1,425.40)	544.30 (1,407.80)	410.30 (1,392.20)	321.80 (1,389.10)
<i>propano</i>		-1,436.70 (3,032.60)	-1,464.00 (3,024.40)	-929.70 (3,026.70)	-526.00 (3,176.10)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-1,065.20 (1,294.10)	-1,069.30 (1,292.70)	953.70 (1,886.50)	1,251.00 (2,062.20)
<i>petroleoif180</i>		3,055.80* (1,246.60)	3,062.60* (1,250.60)	4,154.70** (1,515.90)	4,376.00** (1,650.30)
<i>petroleoif380</i>		2,055.30* (1,017.30)	2,048.60* (1,009.80)	4,257.00* (1,791.30)	4,518.70* (1,955.60)
<i>petroleon6</i>		3,230.20* (1,361.40)	3,250.50* (1,367.60)	1,825.20 (2,281.30)	1,843.60 (2,389.10)
<i>potencia</i>		131.10*** (26.70)	131.20*** (26.64)	131.80*** (25.01)	131.70*** (24.83)
<i>pmm</i>			13.02 (134.90)	-49.86 (119.70)	-54.04 (118.90)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					4.88 (4.08)
intercepto	8,707.10* (4,008.40)	-3,739.30* (1,791.70)	-4,815.30 (11,201.10)	-2,044.30 (10,134.20)	-1,568.30 (9,978.00)
Observaciones	8,748	8,748	8,748	8,748	8,748
R ² ajustado	0.13	0.65	0.65	0.66	0.66
Test de tendencias paralelas	2.63	2.40	2.35	2.44	2.46
Test Wald para placebo	1.12	0.53	0.49	0.48	0.33
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.66	0.05	0.06	0.11	0.13
Test de Wooldridge para la correlación serial	13.68***	6.88*	6.87*	6.91*	6.91*

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla 2.4. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos trimestrales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	109,952.80*** (26,079.20)	-1,078.30 (8,198.10)	-1,197.10 (8,185.80)	-328.30 (8,512.20)	-507.80 (8,449.60)
<i>post</i>	-6,063.80* (2,464.80)	-6,251.70* (2,448.60)	-6,595.70* (2,684.70)	-6,401.40* (2,653.60)	-6,369.00* (2,656.50)
<i>tratamiento*post</i>	-24,681.80** (9,178.00)	-22,318.80** (8,205.30)	-22,309.60** (8,236.40)	-22,429.30** (8,194.90)	-22,454.70** (8,205.20)
Variables de control					
<i>butano</i>		-8,016.10 (6,942.10)	-7,000.90 (7,034.00)	-8,427.70 (7,449.40)	-8,498.50 (7,398.50)
<i>carbon</i>		185,862.60*** (18,972.10)	186,133.50*** (19,173.90)	189,938.60*** (18,990.00)	189,700.50*** (19,118.20)
<i>gasnatural</i>		3,780.80 (10,323.50)	3,889.70 (10,260.50)	4,555.80 (9,841.90)	4,464.50 (9,774.60)
<i>glp</i>		-30,402.70 (22,852.50)	-30,372.20 (22,840.10)	-29,043.00 (21,753.00)	-29,490.20 (21,617.50)
<i>gnl</i>		-8,975.30 (13,931.80)	-9,094.80 (13,886.20)	-4,570.40 (12,768.40)	-5,023.70 (12,601.40)
<i>biogas</i>		19,381.10* (9,221.90)	19,332.90* (9,214.50)	26,184.30** (9,831.00)	25,761.80* (10,172.90)
<i>petcoke</i>		112,527.60*** (8,178.00)	112,564.80*** (8,183.20)	92,180.50*** (13,589.10)	93,137.80*** (15,365.10)
<i>petroleodiesel</i>		-12,804.60* (5,586.00)	-12,688.10* (5,557.10)	-14,028.30* (5,645.70)	-13,659.80* (5,851.80)
<i>propano</i>		-24,067.00* (9,158.50)	-24,275.80** (9,066.10)	-23,272.10* (8,834.30)	-23,986.60* (9,528.10)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-35,340.50*** (7,358.00)	-35,505.50*** (7,334.80)	-29,170.80*** (6,918.70)	-30,013.60*** (7,581.50)
<i>petroleoif180</i>		-10,856.40 (5,767.10)	-10,803.40 (5,765.00)	-6,840.10 (7,554.30)	-7,448.90 (7,896.00)
<i>petroleoif380</i>		4,810.10 (3,368.20)	4,660.50 (3,337.90)	12,408.80* (5,474.60)	11,849.20 (6,375.00)
<i>petroleon6</i>		-4,167.40 (5,011.30)	-4,060.40 (5,009.80)	-10,264.50 (9,058.80)	-10,262.80 (8,846.50)
<i>potencia</i>		426.60*** (81.41)	427.10*** (80.85)	429.60*** (76.24)	430.10*** (76.19)
<i>pmm</i>			181.50 (447.60)	-49.50 (411.90)	-43.78 (409.50)
<i>volumen_m3</i>				0.02* (0.01)	0.02* (0.01)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-14.08 (37.37)
intercepto	30,549.40* (11,675.20)	5,517.80 (5,379.70)	-9,384.10 (36,616.10)	2,822.30 (34,180.40)	2,071.80 (33,736.20)
Observaciones	2,916	2,916	2,916	2,916	2,916
R ² ajustado	0.17	0.64	0.64	0.64	0.64
Test de tendencias paralelas	2.58	2.16	2.17	2.73	3.12
Test Wald para placebo	1.12	0.80	0.77	0.82	0.95
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.09	0.00	0.01	0.00	0.00
Test de Wooldridge para la correlación serial	79.90***	96.29***	95.42***	97.45***	97.45***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

2.6.2. Impacto sobre el consumo de combustible

La Tabla 2.5 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre el consumo de combustible con datos mensuales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos mensuales. El resultado de la especificación 1 muestra una disminución de 73 TJ por mes en las unidades tratadas, mientras que las cuatro especificaciones restantes muestran una disminución de aproximadamente 68 TJ por mes. Todos los impactos anteriores son estadísticamente significativos al 5%. Esto sugiere que el efecto del impuesto al carbono es robusto, independientemente de la especificación utilizada y genera una disminución significativa en el consumo mensual de combustible. Por otro lado, las variables de control *butano*, *carbon*, *gasnatural*, *glp*, *biogas*, *petcoke*, *petroleoifo180*, *petroleoifo380* y *potencia* tienen un impacto positivo y estadísticamente significativo en todas las especificaciones donde están incluidas. Esto implica que el uso de estos combustibles y una mayor potencia de las unidades están relacionados con un mayor consumo energético. Las variables *propano* y *petroleon6* tienen coeficientes no estadísticamente significativos en al menos una de las especificaciones. Así que se concluye que no son robustas, lo cual implica que no hay suficiente evidencia consistente para afirmar que tienen un efecto sobre el consumo de combustible. Las variables *gnl*, *petroleodiesel*, *petroleodieselpetroleoifo180* y *pmm* no son estadísticamente significativas en las especificaciones que las incluyen, al igual que las variables asociadas a los embalses. Por lo tanto, no hay suficiente evidencia estadística para concluir que estas variables tienen un efecto sobre el consumo de combustible. Los R^2 ajustados tienen un valor de 57% en casi todas las especificaciones, a excepción de la especificación 1 que tiene un R^2 ajustado igual a 13%. El test de tendencias paralelas y los tests de placebo no son significativos lo que valida el impacto de esta política climática sobre el consumo mensual de combustibles en las unidades tratadas. Además, el test de Wooldridge muestra significancia estadística en todas las especificaciones, indicando que existe correlación serial en los datos trimestrales y que se requiere reportar errores estándares robustos agrupados.

La Tabla 2.6 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre el consumo de combustible fósil con datos trimestrales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos trimestrales. En todas las especificaciones se observa una disminución de aproximadamente 218 TJ por trimestre, la cual es estadísticamente significativa al 5%. Estos resultados indican que el impuesto al carbono está logrando su objetivo de reducir el consumo de combustibles fósiles, lo cual es consistente y estadísticamente válido a través de las diferentes especificaciones del método DiD. Las variables de control *carbon*, *biogas*, *petcoke*, *petroleodiesel*, y *potencia* son estadísticamente significativas y tienen coeficientes positivos en todas las especificaciones donde se incluyen. Por lo tanto, hay suficiente evidencia para afirmar que estas variables tienen un efecto sobre la variable resultado. En contraste, las variables *propano* y *petroleodiesel*/*petroleoifo180* tienen coeficientes negativos, implicando que se consume menos combustible. Sin embargo, las variables *butano*, *gasnatural*, *glp*, *gnl*, *petroleoifo180*, *petroleon6*, *pmm*, *energía_mwh* y *agua_caida* no son estadísticamente significativas, indicando que no se ha encontrado evidencia estadística suficiente para afirmar que estas variables afectan el consumo de combustible fósil. La variable *petroleoifo380* es estadísticamente significativa en una sola especificación, por lo que su efecto no puede considerarse robusto. En cambio, la variable volumen del embalse (*volumen_m3*) es estadísticamente significativa en las especificaciones donde está incluida. El R^2 para la especificación 1 tiene un valor de 18%, mientras los R^2 ajustados para las cuatro especificaciones restantes tienen valores de 60% ya que incluyen variables de control que contribuyen a explicar la variabilidad de la variable de resultado. Las pruebas para tendencias paralelas y placebo no son estadísticamente significativas, validando los resultados obtenidos para datos trimestrales. Finalmente, el test de Wooldridge muestra significancia estadística en todas las especificaciones, indicando presencia de autocorrelación en los datos trimestrales y la necesidad de ajustar los errores estándar.

El impacto del impuesto al carbono sobre el consumo de combustible con datos anuales se reporta en el Apéndice A (ver Tabla A5). En la especificación 1 se obtiene una reducción estadísticamente significativa de 876 TJ por año en las unidades tratadas,

mientras que el resto de las especificaciones se observan reducciones estadísticamente significativas de aproximadamente 960 TJ por año. Los R^2 ajustados tiene un valor de 74% para las especificaciones con variables de control, mientras que la especificación 1 tiene un R^2 ajustado de 17%. Por otro lado, los tests para tendencias paralelas y placebo no son estadísticamente significativos en todas las especificaciones, lo cual respalda la validez de los impactos estimados y es un resultado similar al encontrado con datos mensuales y trimestrales. El test de Wooldridge no es estadísticamente significativo en los datos anuales, aunque sí lo es para datos mensuales y trimestrales. Por lo anterior, se presentan los errores estándar robustos agrupados para todas las especificaciones. En consecuencia, se demuestra que la implementación del impuesto al carbono en Chile tuvo un impacto negativo, estadísticamente significativo y robusto sobre el consumo de combustible fósil en las unidades termoeléctricas tratadas, rechazando nuevamente la hipótesis nula de esta investigación.

A partir de los resultados previos, se determina una reducción de 14,9% en el consumo de combustibles fósiles con datos anuales. En contraste, los resultados anualizados para datos mensuales y trimestrales arrojan disminuciones entre 13,1% y 13,7%, respectivamente. En cuanto al impacto del impuesto al carbono sobre el consumo de combustibles fósiles, la disponibilidad de evidencia empírica es bastante limitada. Por ejemplo, Ott & Weber (2022) identifican un incremento de aproximadamente 15% en el uso de combustibles fósiles para calefacción en Suecia dada una tasa impositiva de hasta 96 EUR/tCO₂, usando datos anuales de encuestas de hogares. Lo anterior, difiere con los resultados esperados según la teoría económica y los impactos obtenidos en la presente investigación que establecen una reducción anual de 14,9% en el consumo de combustibles fósiles en las unidades termoeléctricas gravadas con el impuesto.

Tabla 2.5. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos mensuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	414.20*** (93.20)	-33.42 (31.83)	-33.66 (31.83)	-31.92 (32.86)	-31.26 (32.89)
<i>post</i>	-25.79** (9.09)	-21.78* (9.04)	-22.58* (9.66)	-22.70* (9.66)	-22.84* (9.68)
<i>tratamiento*post</i>	-72.97* (35.16)	-68.38* (31.41)	-68.38* (31.48)	-68.23* (31.35)	-68.07* (31.37)
Variables de control					
<i>butano</i>		36.59* (14.62)	39.04* (14.81)	39.73* (15.82)	41.34* (16.32)
<i>carbon</i>		702.40*** (71.94)	703.10*** (72.67)	716.40*** (73.30)	717.70*** (73.48)
<i>gasnatural</i>		156.00** (47.36)	156.40** (47.30)	160.00** (46.85)	160.70*** (46.79)
<i>glp</i>		385.70*** (92.85)	385.80*** (92.83)	392.80*** (89.64)	395.20*** (89.23)
<i>gnl</i>		77.92 (54.89)	77.67 (54.76)	92.74 (51.65)	94.55 (51.49)
<i>biogas</i>		166.20** (49.23)	166.10** (49.25)	188.60*** (51.77)	190.80*** (52.28)
<i>petcoke</i>		456.80*** (27.79)	456.90*** (27.86)	387.20*** (45.79)	383.20*** (48.40)
<i>petroleodiesel</i>		0.58 (19.57)	0.93 (19.29)	-0.63 (19.10)	-1.52 (19.08)
<i>propano</i>		-71.79 (36.24)	-72.78* (36.53)	-67.97 (36.11)	-63.90 (37.09)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-19.80 (15.30)	-19.95 (15.30)	1.11 (20.51)	4.10 (22.11)
<i>petroleoif180</i>		39.42** (14.28)	39.67** (14.31)	50.23** (17.46)	52.46** (18.59)
<i>petroleoif380</i>		27.54* (12.48)	27.30* (12.45)	50.39* (19.40)	53.03* (20.92)
<i>petroleon6</i>		38.37* (16.54)	39.11* (16.40)	21.84 (27.67)	22.02 (28.72)
<i>potencia</i>		1.74*** (0.32)	1.74*** (0.32)	1.75*** (0.31)	1.75*** (0.31)
<i>pmm</i>			0.47 (1.52)	-0.18 (1.39)	-0.22 (1.38)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					0.05 (0.04)
intercepto	102.30* (43.82)	-45.14* (21.87)	-84.21 (123.40)	-55.64 (114.40)	-50.85 (113.00)
Observaciones	8,748	8,748	8,748	8,748	8,748
R ² ajustado	0.13	0.57	0.57	0.57	0.57
Test de tendencias paralelas	3.05	2.93	2.86	2.95	2.96
Test Wald para placebo	1.60	0.89	0.85	0.84	0.68
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.47	0.04	0.03	0.08	0.10
Test de Wooldridge para la correlación serial	13.33***	5.99*	6.00*	6.02*	6.02*

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla 2.6. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos trimestrales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	1,242.70*** (279.70)	-88.69 (99.27)	-90.82 (99.37)	-80.47 (103.20)	-83.40 (102.60)
<i>post</i>	-77.38** (27.27)	-81.52** (26.46)	-87.70** (30.09)	-85.71** (29.88)	-85.18** (29.90)
<i>tratamiento*post</i>	-218.90* (105.50)	-217.90* (93.62)	-217.70* (94.15)	-218.70* (93.89)	-219.10* (93.97)
Variables de control					
<i>butano</i>		6.03 (82.15)	24.25 (84.38)	6.26 (90.86)	5.11 (90.08)
<i>carbon</i>		1,804.40*** (213.20)	1,809.30*** (216.10)	1,847.90*** (215.30)	1,844.00*** (216.70)
<i>gasnatural</i>		232.30 (127.50)	234.30 (127.10)	240.80 (126.30)	239.30 (125.40)
<i>glp</i>		-136.00 (288.70)	-135.50 (288.50)	-122.50 (280.40)	-129.80 (280.80)
<i>gnl</i>		42.51 (171.20)	40.36 (170.10)	85.63 (164.50)	78.24 (163.40)
<i>biogas</i>		362.80* (150.70)	361.90* (150.60)	433.60** (154.10)	426.70** (155.90)
<i>petcoke</i>		1,144.80*** (104.20)	1,145.40*** (104.40)	939.30*** (141.50)	955.00*** (157.40)
<i>petroleodiesel</i>		-157.80* (73.62)	-155.70* (73.07)	-170.90* (73.85)	-164.90* (75.90)
<i>propano</i>		-444.90*** (118.70)	-448.70*** (118.60)	-440.60*** (116.30)	-452.30*** (120.50)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-428.30*** (85.73)	-431.20*** (85.65)	-365.00*** (82.05)	-378.80*** (87.17)
<i>petroleoif180</i>		-105.30 (75.66)	-104.30 (75.58)	-65.01 (96.28)	-74.95 (97.67)
<i>petroleoif380</i>		63.28 (41.00)	60.60 (41.08)	142.40* (60.22)	133.30 (67.95)
<i>petroleon6</i>		-39.72 (62.65)	-37.80 (62.29)	-111.10 (107.60)	-111.10 (104.30)
<i>potencia</i>		5.68*** (0.98)	5.69*** (0.97)	5.72*** (0.93)	5.72*** (0.94)
<i>pmm</i>			3.26 (5.22)	0.85 (4.92)	0.94 (4.90)
<i>volumen_m3</i>				0.00* (0.00)	0.00* (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-0.23 (0.39)
intercepto	373.10** (128.90)	68.59 (69.54)	-199.00 (417.20)	-71.40 (398.50)	-83.65 (394.90)
Observaciones	2,916	2,916	2,916	2,916	2,916
R ² ajustado	0.18	0.60	0.60	0.60	0.60
Test de tendencias paralelas	2.98	2.56	2.56	3.09	3.45
Test Wald para placebo	1.60	1.13	1.11	1.15	1.37
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.16	0.00	0.01	0.00	0.00
Test de Wooldridge para la correlación serial	81.75***	109.43***	106.47***	104.75***	104.70***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

2.6.3. Impacto sobre la generación de electricidad

La Tabla 2.7 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre la generación eléctrica con datos mensuales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos mensuales. La especificación 1 determina una reducción de 8.682 MWh por mes en las unidades tratadas, la cual es estadísticamente significativa al 5%. Las cuatro especificaciones restantes con diferentes variables de control muestran una disminución de aproximadamente 10.200 MWh por mes, siendo estadísticamente significativa al 1%. Este resultado refuerza la fiabilidad del impacto observado, demostrando que el impuesto al carbono reduce la generación eléctrica y promueve una transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Las variables de control *carbon*, *gasnatural*, *biogas*, *petcoke*, *petroleoifo180*, *petroleoifo380* y *potencia* son positivas y estadísticamente significativas en todas las especificaciones que las incluyen. Esto indica que estas variables tienen mayor capacidad de generación eléctrica. En contraste, las variables *glp* y *propano* tienen coeficientes negativos y estadísticamente significativos, produciendo menos energía. Los R^2 ajustados varían entre 65% y 66%, a excepción del R^2 ajustado de la especificación 1 que tiene un valor de 15%. Los tests para tendencias paralelas y placebos no son estadísticamente significativos en ninguna especificación, lo cual confirma la validez de los impactos estimados sobre la generación de electricidad con datos mensuales. Por último, el test de Wooldridge muestra significancia estadística en todas las especificaciones, indicando presencia de autocorrelación en los datos mensuales. Por lo cual, se ajustan los errores estándar.

La Tabla 2.8 presenta el impacto del impuesto al carbono sobre la generación eléctrica con datos trimestrales para cinco especificaciones de regresión que incluyen efectos fijos trimestrales. En la especificación 1 se observa una reducción de 26.046 MWh por trimestre en las unidades tratadas, la cual es estadísticamente significativa al 5%. Las cuatro especificaciones restantes exhiben impactos similares con una disminución de aproximadamente 29.200 MWh por trimestre en las unidades tratadas, siendo estadísticamente significativa al 1%. Esto indica que el impuesto al carbono causa una

caída en la generación eléctrica en las especificaciones analizadas. Por otro lado, se observa que las variables de control *carbon*, *gasnatural*, *petcoke* y *potencia* son estadísticamente significativas y robustas con coeficientes positivos en todas las especificaciones que las incluyen. En contraste, las variables *glp*, *propano* y *petroleodieselpetroleoifo180* son estadísticamente significativas y tienen coeficientes negativos así que reducen la generación de electricidad. Las variables de control *petroleodiesel*, *petroleoifo380* y *volumen_m3* son significativas en una sola especificación. En consecuencia, sus efectos no pueden considerarse robustos. Las variables de control *butano*, *gnl*, *biogas*, *petroleoifo180*, *petroleon6*, *pmm*, *energía_mwh* y *agua_caida* no son estadísticamente significativas. Estos resultados indican que estas variables no están asociadas a la generación de electricidad en las unidades analizadas. Los R^2 ajustados tienen un valor de 62%, a excepción de la especificación 1 que tiene un R^2 ajustado de 18%. Las pruebas de tendencias paralelas y placebo no son estadísticamente significativas lo que respalda la validez de los impactos obtenidos sobre la generación de electricidad con datos trimestrales. Finalmente, el test de Wooldridge muestra significancia estadística en todas las especificaciones, indicando presencia de autocorrelación en los datos trimestrales y la necesidad de usar errores estándar robustos agrupados.

El impacto del impuesto al carbono sobre la generación eléctrica con datos anuales se reporta en el Apéndice A (ver Tabla A6). En la especificación 1, se obtiene una reducción estadísticamente significativa de 104.185 MWh por año en las unidades tratadas. En las cuatro especificaciones restantes, se observa una disminución estadísticamente significativa de aproximadamente 117.000 MWh por año. Los R^2 ajustados tienen valor de 76%, salvo el R^2 ajustado de la especificación 1 que tiene un valor de 17%. Además, las pruebas de tendencias paralelas y placebo no son estadísticamente significativas, tal como ocurre con datos mensuales y trimestrales. El test de Wooldridge muestra significancia en los datos anuales, al igual que para datos mensuales y trimestrales. Así que se justifica el uso de errores estándar robustos agrupados, al menos para las especificaciones con datos mensuales y trimestrales. Lo anterior, implica que la

implementación del impuesto al carbono en Chile tuvo un impacto negativo, estadísticamente significativo y robusto sobre la generación de electricidad en las unidades termoeléctricas tratadas, rechazando otra vez la hipótesis nula de la presente investigación.

Por último, se identifica que el impuesto al carbono generó una reducción en la generación de electricidad de aproximadamente 15,3% cuando se utilizan datos mensuales, 14,8% con datos trimestrales y 14,8% con datos anuales, como consecuencia directa del impuesto al carbono. Cabe señalar que Mardones & Ortega (2023) obtienen efectos diferentes para la generación de electricidad a través de un modelo CGE, reportando disminuciones anuales que varían entre 1,4% y 1,7%. En relación con el impacto del impuesto al carbono sobre la generación eléctrica, no se encontraron estudios empíricos previos que utilicen la técnica DiD u otras técnicas de evaluación de impacto para contrastar los resultados de la presente investigación. Esta singularidad destaca la relevancia del presente estudio como uno de los primeros en abordar este aspecto, marcando así un punto de partida para futuras investigaciones en otros países.

Tabla 2.7. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos mensuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	51,516.00*** (11,162.80)	-7,195.60 (4,369.20)	-7,282.10 (4,368.60)	-7,043.10 (4,519.70)	-6,970.70 (4,525.60)
<i>post</i>	-3,000.50* (1,196.10)	-2,751.30* (1,204.80)	-3,034.00* (1,328.20)	-3,050.80* (1,333.00)	-3,066.90* (1,336.60)
<i>tratamiento*post</i>	-8,682.10* (3,373.00)	-10,185.80** (3,071.10)	-10,187.50** (3,093.20)	-10,162.00** (3,085.30)	-10,144.50** (3,084.80)
Variables de control					
<i>butano</i>		3,266.10 (2,416.20)	4,132.00 (2,233.80)	4,169.40 (2,350.10)	4,345.50 (2,391.80)
<i>carbon</i>		63,369.80*** (9,409.60)	63,620.10*** (9,490.70)	65,320.40*** (9,634.10)	65,458.10*** (9,657.80)
<i>gasnatural</i>		24,006.20** (7,439.40)	24,140.30** (7,402.40)	24,594.80** (7,395.20)	24,669.20** (7,394.20)
<i>glp</i>		-97,775.60*** (15,990.40)	-97,751.90*** (15,965.80)	-96,867.30*** (15,710.70)	-96,606.70*** (15,684.60)
<i>gnl</i>		17,095.10 (8,591.90)	17,006.10 (8,562.30)	18,908.60* (8,339.60)	19,106.70* (8,331.70)
<i>biogas</i>		10,108.90** (3,495.20)	10,058.20** (3,501.20)	12,951.40** (3,958.00)	13,188.00** (4,037.50)
<i>petcoke</i>		36,527.90*** (3,992.80)	36,583.90*** (4,000.30)	27,778.70*** (5,750.60)	27,332.30*** (6,046.50)
<i>petroleodiesel</i>		-2,113.50 (3,399.10)	-1,987.20 (3,324.20)	-2,196.10 (3,299.00)	-2,293.80 (3,309.50)
<i>propano</i>		-12,305.90* (5,515.60)	-12,656.80* (5,543.90)	-12,076.60* (5,458.30)	-11,631.20* (5,521.70)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-3,817.80 (2,519.50)	-3,870.30 (2,528.60)	-1,166.60 (3,085.90)	-838.60 (3,229.50)
<i>petroleoif180</i>		5,025.80* (2,106.50)	5,112.80* (2,086.50)	6,428.90* (2,725.30)	6,673.10* (2,810.40)
<i>petroleoif380</i>		4,461.30* (1,984.40)	4,375.30* (1,982.40)	7,346.00** (2,772.60)	7,634.70* (2,940.90)
<i>petroleon6</i>		4,543.90 (2,529.90)	4,805.90 (2,483.40)	2,464.10 (4,128.90)	2,484.30 (4,236.70)
<i>potencia</i>		279.50*** (51.57)	280.00*** (51.21)	281.00*** (49.74)	280.90*** (49.61)
<i>pmm</i>			167.40 (212.10)	84.25 (197.20)	79.63 (196.10)
<i>volumen_m3</i>				0.01 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					5.39 (5.27)
intercepto	11,394.50* (5,110.50)	-6,140.80 (3,315.10)	-19,981.20 (16,625.20)	-16,326.40 (15,638.80)	-15,801.20 (15,484.50)
Observaciones	8,748	8,748	8,748	8,748	8,748
R ² ajustado	0.15	0.65	0.65	0.66	0.66
Test de tendencias paralelas	1.37	1.21	1.23	1.29	1.31
Test Wald para placebo	0.86	0.36	0.32	0.31	0.24
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.04	0.00	0.00	0.01	0.01
Test de Wooldridge para la correlación serial	136.83***	108.25***	107.83***	104.60***	104.72***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla 2.8. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos trimestrales

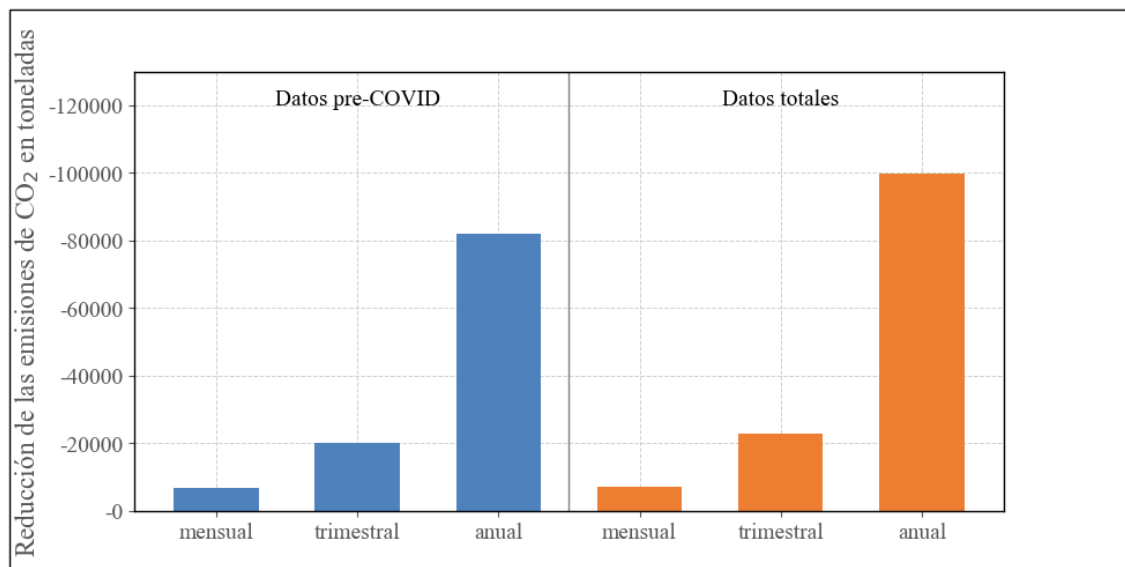
Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	154,547.90*** (33,495.90)	-21,462.30 (13,335.90)	-21,905.60 (13,325.30)	-20,604.50 (13,896.60)	-21,048.70 (13,834.30)
<i>post</i>	-9,001.40* (3,589.10)	-10,293.90** (3,608.30)	-11,578.40** (4,217.50)	-11,328.50** (4,202.40)	-11,248.20** (4,198.90)
<i>tratamiento*post</i>	-26,046.20* (10,121.40)	-29,218.20** (9,465.50)	-29,184.00** (9,557.20)	-29,304.20** (9,571.60)	-29,367.20** (9,574.30)
Variables de control					
<i>butano</i>		1,087.50 (12,781.30)	4,877.10 (12,047.00)	2,614.60 (12,813.10)	2,439.20 (12,698.80)
<i>carbon</i>		152,033.70*** (27,968.70)	153,045.20*** (28,264.90)	157,889.80*** (28,448.10)	157,300.30*** (28,644.00)
<i>gasnatural</i>		38,768.90* (19,128.40)	39,175.40* (19,018.70)	39,997.30* (19,027.70)	39,771.10* (18,909.10)
<i>glp</i>		-334,649.20*** (49,967.20)	-334,535.50*** (49,892.90)	-332,915.40*** (49,204.10)	-334,022.40*** (49,446.70)
<i>gnl</i>		21,086.20 (24,874.90)	20,640.30 (24,708.20)	26,321.00 (24,469.80)	25,199.00 (24,293.40)
<i>biogas</i>		15,467.30 (12,634.60)	15,287.60 (12,649.50)	24,287.50 (13,056.60)	23,241.70 (13,224.40)
<i>petcoke</i>		84,985.60*** (14,456.00)	85,124.70*** (14,459.40)	59,260.00** (18,668.60)	61,629.60** (20,434.90)
<i>petroleodiesel</i>		-23,235.00 (12,182.70)	-22,800.40 (11,960.20)	-24,712.10* (12,033.80)	-23,800.00 (12,353.60)
<i>propano</i>		-64,303.90*** (18,711.30)	-65,083.20*** (18,670.80)	-64,073.30*** (18,356.70)	-65,841.70*** (18,715.90)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-58,029.60*** (11,992.80)	-58,645.60*** (12,176.80)	-50,334.90*** (11,824.00)	-52,421.00*** (12,178.60)
<i>petroleoif180</i>		-10,192.10 (11,421.20)	-9,993.90 (11,360.50)	-5,061.40 (14,189.70)	-6,568.30 (14,143.70)
<i>petroleoif380</i>		9,904.90 (6,310.80)	9,346.70 (6,413.80)	19,615.60* (8,619.50)	18,230.30 (9,339.30)
<i>petroleon6</i>		-3,327.90 (9,453.40)	-2,928.80 (9,289.20)	-12,141.50 (15,038.50)	-12,137.30 (14,559.20)
<i>potencia</i>		911.10*** (158.10)	913.10*** (156.30)	916.70*** (152.20)	918.10*** (152.90)
<i>pmm</i>			677.60 (744.90)	374.50 (707.80)	388.70 (706.80)
<i>volumen_m3</i>				0.02 (0.01)	0.03* (0.01)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-34.85 (47.19)
intercepto	41,927.80** (15,237.60)	5,455.20 (12,098.90)	-50,175.80 (57,071.00)	-34,156.80 (54,944.30)	-36,014.50 (54,619.60)
Observaciones	2,916	2,916	2,916	2,916	2,916
R ² ajustado	0.18	0.62	0.62	0.62	0.62
Test de tendencias paralelas	1.34	1.14	1.17	1.49	1.74
Test Wald para placebo	0.85	0.51	0.47	0.48	0.66
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.61	0.13	0.12	0.14	0.19
Test de Wooldridge para la correlación serial	210.65***	203.53***	209.42***	207.55***	207.72***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

2.6.4. Sensibilización de resultados con datos previos a la pandemia de COVID-19

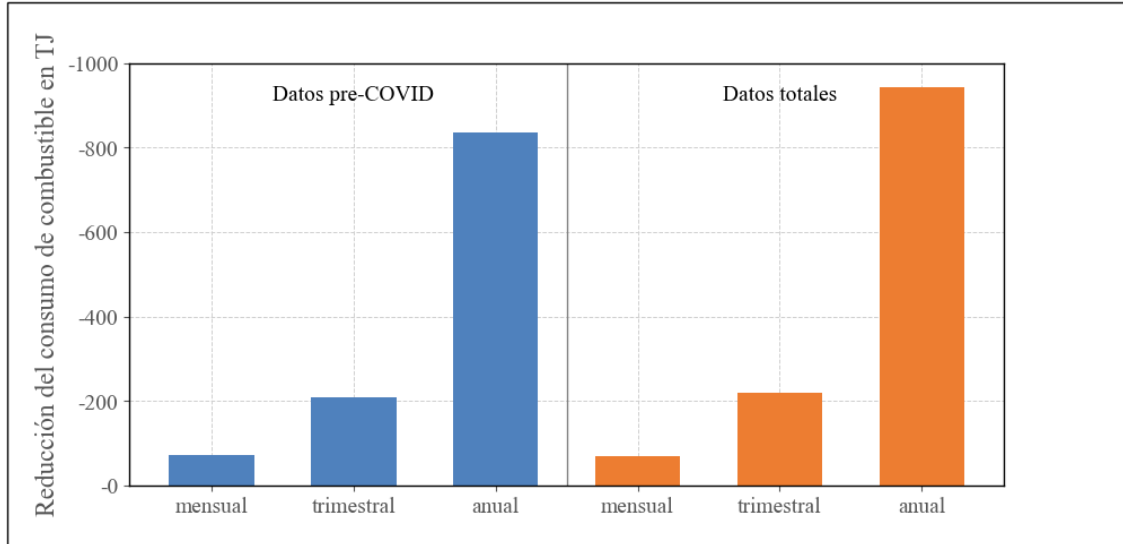
La pandemia de COVID-19 tuvo un efecto relevante en la actividad productiva de los países, afectando obviamente la demanda y oferta de electricidad. Lo anterior, podría explicar total o parcialmente la caída en las emisiones de CO₂, consumo de combustible y generación de electricidad observada en este estudio. Por esta razón, se realizan nuevamente las estimaciones con el método DiD, pero utilizando solo los datos del periodo previo al COVID-19 (2014-2019). Los resultados se reportan en el Apéndice A por limitaciones de espacio (ver Tabla A7 hasta Tabla A15). Cabe señalar que los impactos del impuesto al carbono obtenidos en el periodo previo al COVID-19 son muy similares a reportados previamente, demostrando la robustez de los hallazgos de este estudio. Así que existe evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula de la presente investigación. La Figura 2.2, Figura 2.3 y Figura 2.4 resumen respectivamente los impactos estimados sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustible y generación de electricidad, utilizando datos previos a la pandemia de COVID-19 y los datos completos para todo el periodo bajo análisis.

Figura 2.2. Resumen del impacto sobre las emisiones de CO₂ para datos totales y previos al COVID-19



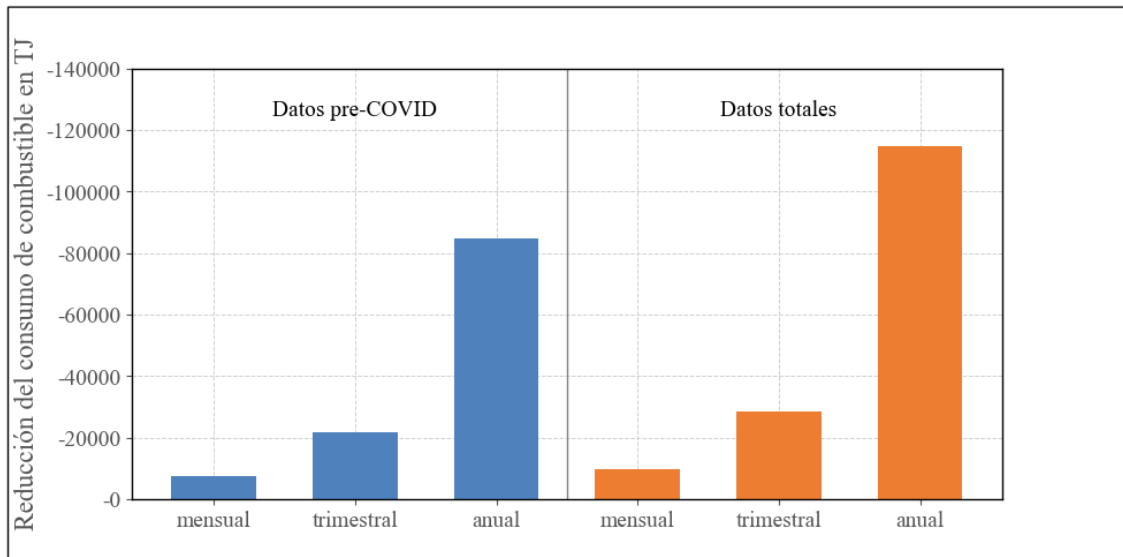
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

Figura 2.3. Resumen del impacto sobre el consumo de combustible para datos totales y previos al COVID-19



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2.4. Resumen del impacto sobre la generación de electricidad para datos totales y previos al COVID-19



Fuente: Elaboración propia.

2.7. Conclusiones

Las políticas ambientales son cada vez más relevantes por la creciente preocupación de reducir la contaminación y mitigar los efectos del cambio climático. En este contexto, resulta imperativo evaluar la efectividad y efectos de estas políticas, especialmente aquellas más nuevas como las basadas en el precio al carbono. Hasta marzo 2024 se han implementado 74 políticas de ETS e impuestos al carbono en 49 países que cubren alrededor del 23% de las emisiones globales de GEI. En el caso de Chile, se estableció un impuesto al carbono de 5 USD/tCO₂ sobre grandes fuentes fijas en el año 2017. Sin embargo, sus impactos ambientales y económicos solo han sido evaluados con metodologías de evaluación ex – ante. Por lo anterior, el presente estudio usa una técnica de evaluación de impacto (o evaluación ex – post) para determinar los efectos de este impuesto sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustibles fósiles y generación de electricidad, usando microdatos mensuales, trimestrales y anuales. Específicamente, se aplica el método DiD que es una herramienta para identificar el efecto causal de la implementación de políticas, programas o intervenciones en contextos no experimentales.

Los estudios empíricos que usan técnicas de evaluación de impacto para analizar el efecto del impuesto al carbono sobre fuentes fijas son muy escasos. Además, la presente investigación es novedosa por varios motivos, tales como los tipos de datos utilizados, impactos evaluados y validación de supuestos. Por ejemplo, se emplean datos a nivel de unidad de generación termoeléctrica con diferente periodicidad (mensual, trimestral y anual) para sensibilizar los resultados. Por otro lado, no se evalúa solamente el impacto ambiental sobre las emisiones, sino que también se identifican efectos indirectos sobre el consumo de combustible y generación de electricidad, lo cual no ha sido investigado conjuntamente en la literatura previa. También, es uno de los pocos estudios sobre impuestos al carbono que abordan la posible correlación serial y realizan pruebas de tendencias paralelas y placebo para validar el uso de la técnica DiD. Finalmente, es la primera investigación que analiza esta política en un país latinoamericano con alguna técnica de evaluación de impacto.

Los resultados obtenidos mediante diferentes especificaciones del modelo econométrico muestran una reducción estadísticamente significativa de las emisiones de CO₂ que varía entre 15,6% y 18,0% según la periodicidad de los datos usados. Además, se determina una disminución estadísticamente significativa en el consumo de combustible que oscila entre 13,1% y 14,9%, junto con una reducción significativa en la generación de electricidad entre 14,8% y 15,3%. Es importante mencionar que el efecto del impuesto al carbono estimado con técnicas de evaluación ex – ante difiere del impacto obtenido en este estudio, reportándose reducciones de emisiones que varían entre 1,0% y 4,2% en modelos intersectoriales o simulaciones basadas en modelos de optimización. Por otro lado, las pruebas de tendencias paralelas y placebo respaldan la validez de la técnica DiD en todas las especificaciones y períodos temporales analizados. Así se concluye que la implementación del impuesto al carbono en Chile ha sido efectiva para disminuir las emisiones de CO₂ y consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, estos impactos no son suficientes para cumplir con el compromiso del país de reducir su intensidad de emisiones de CO₂ al 2030 debido a la baja tasa impositiva aplicada. Además, se observa un efecto negativo indirecto en la generación de electricidad que podría sustituirse con energía solar o eólica.

A pesar de que el presente estudio se centra en evaluar los efectos del impuesto al carbono sobre tres variables de resultado, no aborda otros efectos relevantes de esta política, tales como sus repercusiones en el empleo, precio de la energía, pobreza energética, etc. Estos aspectos son cruciales para comprender el efecto completo de esta política y deberían ser abordados en investigaciones futuras. Otra limitación es la imposibilidad de controlar los efectos de todos los posibles factores externos, tales como cambios en la tecnología, mercado energético, shocks internacionales u otros factores que podrían afectar a las variables de resultado. A pesar de lo anterior, este estudio proporciona resultados relevantes sobre el impacto del impuesto al carbono en Chile y puede entregar una primera aproximación útil para otros países que deseen implementar esta política climática. En términos de investigación futura, se podría evaluar el impacto del impuesto al carbono sobre otros contaminantes locales del aire, pero hasta la fecha se carece de los datos

requeridos debido a la presencia de tecnologías de abatimiento en algunas fuentes fijas gravadas que impide el uso de factores de emisión.

3. Capítulo III. Efecto ‘causal’ del impuesto al carbono y otros impuestos ambientales sobre las centrales termoeléctricas chilenas

3.1. Resumen del capítulo

El presente capítulo evalúa el efecto temporal del impuesto al CO₂ y el impuesto a contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible en centrales termoeléctricas gravadas, empleando el método diferencia-en-diferencias dinámico con datos mensuales entre 2014 y 2022. Los resultados indican que el impuesto al CO₂ reduce significativamente la generación de electricidad entre 2017 y 2022, mientras que los impuestos al MP, SO₂ y NO_x no muestran efectos robustos cuando se analizan todas las centrales termoeléctricas. Sin embargo, al excluir centrales de biomasa o de menor escala, se observan reducciones estadísticamente significativas en emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustibles, evidenciando heterogeneidad entre tecnologías. Finalmente, los impactos obtenidos sugieren la necesidad de ajustar el diseño impositivo actual (tasas y cobertura) para incrementar la efectividad de estos instrumentos ambientales.

Por otro lado, el capítulo se organiza en siete subcapítulos, correspondientes a las secciones 3.1–3.7, cada una aborda un componente específico del análisis empírico. Por ejemplo, el subcapítulo 3.1 resume los principales resultados y la estructura del actual capítulo. El subcapítulo 3.2 introductorio, contextualiza la presente investigación, marco regulatorio del impuesto al carbono y a otros contaminantes locales del aire en Chile. Además, justifica la adopción del método de diferencia-en-diferencias dinámico. El subcapítulo 3.3 revisa la literatura empírica internacional sobre impuestos al carbono y otros impuestos ambientales. El subcapítulo 3.4 presenta los materiales y métodos, describiendo la construcción de la base de datos y formalizando el método de diferencia-en-diferencias dinámico. El subcapítulo 3.5 reporta los resultados empíricos, estimando el efecto del impuesto al carbono y a otros contaminantes locales del aire sobre las emisiones

de CO₂, consumo de combustibles fósiles y la generación de electricidad, bajo distintas especificaciones y frecuencias temporales. El subcapítulo 3.6 presenta la discusión e implicancias de política. Finalmente, el subcapítulo 3.7 expone las conclusiones del capítulo, sintetizando los resultados clave y sus implicancias para la efectividad de la política climática en Chile.

3.2. Introducción

La energía proveniente de las centrales termoeléctricas es una de las formas predominantes de generación de electricidad en muchos países (Li et al., 2025). Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), las centrales termoeléctricas a carbón, gas y petróleo son responsables del 60% de la producción de electricidad a nivel global (IEA, 2025), aunque este porcentaje puede variar bastante según país. En Chile, el sector termoeléctrico representó aproximadamente el 44% de la generación de electricidad¹⁹ equivalente a 45.996 GWh y 39% de las emisiones²⁰ de CO₂ durante el año 2021. Además, este país posee la mayor generación de electricidad en base a carbón de América del Sur, alcanzando un total de 26.065 GWh para el mismo año (IEA, 2024). Cabe destacar que las centrales termoeléctricas también impactan negativamente la calidad del aire mediante la emisión de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y otras sustancias tóxicas (Dhar et al., 2025; Luo et al., 2025)²¹. En el caso particular de Chile, algunos estudios demuestran que los contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) emitidos por las centrales termoeléctricas provocan múltiples efectos adversos sobre la salud, tales como el aumento de ingresos hospitalarios por causas

¹⁹ La generación total a nivel nacional equivale a 88.155 GWh (Acceso septiembre 2024 a: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>).

²⁰ The International Energy Agency. Acceso septiembre 2024. <https://www.iea.org/countries/chile/electricity>

²¹ Las centrales termoeléctricas emitieron 45 toneladas de MP, 6.407 de toneladas de SO₂ y 11.114 toneladas de NO_x en el año 2022 (Acceso septiembre 2024 a: <https://retc.mma.gob.cl/>)

respiratorias y cardiovasculares, riesgos de mortalidad prematura, y amenaza a la esperanza de vida (Rivera et al., 2024).

La literatura teórica plantea hace décadas que una forma de disminuir la contaminación proveniente de las fuentes emisoras es la aplicación de instrumentos económicos. Actualmente, los impuestos al carbono se han ido consolidando como uno de los instrumentos más populares para mitigar las emisiones de CO₂ (Lilliestam et al., 2025). Sin embargo, también se pueden introducir impuestos a las emisiones de otros contaminantes (MP, SO₂, NO_x, etc.) para internalizar sus respectivos daños ambientales (Mardones & Ortega, 2023). Cabe señalar que la implementación conjunta de diversos impuestos ambientales podría reforzar o debilitar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Mideksa, 2024; Mardones & Cabello, 2019).

Diversos estudios previos han evaluado el impuesto al carbono de forma individual, usando series de tiempo (Mehta & Derbeneva, 2024; Karmaker et al., 2021), regresiones para datos de panel (Yang, 2024; Wang et al., 2024), técnicas de evaluación de impacto (Ott & Weber, 2022; Arcila & Baker, 2022), modelos de optimización (Mardones & García, 2020; Mardones & Flores, 2018), modelos de equilibrio general computable (CGE) (Zhang et al., 2024; Akkemik et al., 2024), entre otras metodologías. Lo anterior, se explica porque la gran mayoría de los países solo tienen impuestos al CO₂ (o CO₂ equivalente) sobre las fuentes fijas y no aplican impuestos a otros contaminantes locales del aire (Chen et al., 2024). En consecuencia, la evaluación conjunta de diversos impuestos ambientales (CO₂, MP, SO₂ y NO_x) es escasa y se ha realizado más bien a través de simulaciones (Hu et al., 2023; Jian et al., 2022; Wang et al., 2020; Mardones & Cabello, 2019). Sin embargo, a nuestro mejor conocimiento, la evaluación conjunta de estos instrumentos impositivos con técnicas econométricas de evaluación de impacto y datos a nivel de central termoelectrónica es algo que no se ha investigado hasta la fecha.

En Chile, se introdujeron cuatro impuestos ambientales a partir del año 2017, los cuales gravan las emisiones anuales de CO₂, MP, SO₂ y NO_x provenientes de grandes fuentes fijas. La tasa impositiva para las emisiones de CO₂ es 5 USD por tonelada, mientras que

la tasa impositiva para las emisiones de contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) es variable y depende de una estimación del costo social de cada contaminante y el nivel de regulación ambiental en el distrito donde se localiza la fuente emisora. En este contexto, el objetivo de este estudio es evaluar el impacto del impuesto al CO₂ y el impacto conjunto de otros impuestos ambientales (MP, SO₂ y NO_x) en Chile sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible fósiles en las centrales termoeléctricas gravadas en el periodo 2014-2022²². Esta investigación utiliza el método de diferencia-en-diferencias (DiD) dinámico y microdatos a nivel de central termoeléctrica. El método escogido es un enfoque cuasi – experimental que permite estimar efectos causales de múltiples tratamientos (o políticas) a través del tiempo en entornos donde la asignación aleatoria no es factible. La contribución y novedad de este trabajo radican en la evaluación simultánea de diversos impuestos ambientales aplicados a las fuentes emisoras, en contraste con la mayoría de los estudios previos que se centran exclusivamente en el impuesto al carbono.

3.3. Revisión de literatura

Existe una creciente preocupación global por el cambio climático y la degradación ambiental entre los policymakers (Bettarelli et al., 2025). Así que los impuestos ambientales se han vuelto cada vez más populares como instrumentos económicos para la mitigación de externalidades (Lilliestam et al., 2025). En particular, los impuestos al carbono se destacan como una de las políticas más recomendadas por economistas y

²² Todas las fuentes emisoras con potencia térmica mayor o igual a 50 MW debían pagar estos impuestos por sus emisiones de CO₂, MP, SO₂ y NO_x hasta el año 2022, excepto las fuentes que usaran biomasa como combustible las cuales estaban exentas del impuesto al CO₂. A partir del año 2023, se modificó el umbral para el pago de estos impuestos, estableciéndose que estarían gravadas todas las fuentes que emitieran 100 o más toneladas anuales de MP, o alternativamente, 25.000 o más toneladas anuales de CO₂. Cabe señalar que se mantuvieron las tasas impositivas y la exención de impuestos al CO₂ para las fuentes que usan biomasa como combustible principal.

organismos internacionales para promover la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Döbbeling-Hildebrandt et al., 2025). Sin embargo, también existen otros tipos de impuestos ambientales que promueven la reducción de la contaminación a nivel local, incluyendo los impuestos a las emisiones de diversos contaminantes del aire como el MP, SO₂, y NO_x (Hsu et al., 2021).

La literatura empírica previa ha estudiado el impacto de los impuestos al carbono sobre múltiples variables de interés a través de diversas técnicas estadísticas. Por ejemplo, diferentes estudios se concentran en los efectos ambientales directos de estos impuestos, encontrando evidencia de reducciones en las emisiones de CO₂. Estos efectos son identificados mediante técnicas de series de tiempo y regresión para datos de panel en contextos europeos (Mehta & Derbeneva, 2024; Charlier et al., 2023), así como mediante enfoques cuasi – experimentales. Específicamente, el método de control sintético aplicado al caso de Finlandia (Mideksa, 2024). En cambio, otros estudios utilizan el método DiD con microdatos para demostrar que el impuesto al carbono puede incentivar la innovación tecnológica, innovación de procesos y el aumento de los precios del diésel (Matterne et al., 2024; Harju et al., 2022). Asimismo, investigaciones basadas en regresión para datos de panel muestran que estos instrumentos contribuyen al aumento de la generación de electricidad a partir de energías renovables no convencionales a nivel global (Xu & Yang, 2024). Adicionalmente, una vertiente de la literatura utiliza modelos de panel para examinar las implicancias distributivas de estos impuestos, abordando dimensiones sociales como la pobreza y la desigualdad del ingreso en países europeos (Brzezinski & Kaczan, 2025). En resumen, los estudios previamente mencionados emplean tres grandes grupos de técnicas estadísticas o econométricas (series de tiempo, regresión para datos de panel, y métodos de evaluación de impacto).

Los efectos de otros impuestos ambientales también se han evaluado mediante técnicas estadísticas o econométricas, tales como regresión para datos de panel y métodos de evaluación de impacto. Por ejemplo, Murad et al. (2025) examinan el efecto de la existencia de impuestos ambientales (impuestos sobre contaminantes locales y globales

del aire) en los países de la OCDE mediante una regresión para datos de panel, concluyendo que estos impuestos disminuyen las emisiones de CO₂. En China, varios estudios evalúan el impuesto de protección ambiental²³ mediante el método de DiD, mostrando efectos positivos sobre la productividad total de los factores verde (PTFV) (Lu et al., 2025), incrementos en la inversión ambiental de las firmas (Cui, 2024) y reducciones significativas en emisiones de SO₂ y polvo (Yin et al., 2023). Resultados similares se observan al analizar reformas fiscales ambientales orientadas específicamente a la reducción de SO₂, donde se reportan disminuciones significativas de este contaminante con el uso del método DiD (Wang et al., 2023). La literatura también muestra el uso de enfoques distributivos para analizar la heterogeneidad de los efectos de los impuestos ambientales. En particular, la regresión cuantil para datos de panel permite mostrar que la presencia de distintos tipos de impuestos ambientales (impuestos sobre la energía, impuestos sobre los recursos, impuestos sobre la contaminación e impuestos sobre el transporte) afecta de manera diferenciada a lo largo de la distribución de las emisiones de CO₂ en países emergentes del grupo E7 (China, Turquía, India, Rusia, Brasil, Indonesia, y México) (Sarpong et al., 2023).

Es importante destacar que el efecto individual y conjunto del impuesto al carbono y el impuesto a otros contaminantes del aire se ha estudiado principalmente mediante simulación basada en modelos económicos. En particular, una parte de esta literatura emplea modelos de equilibrio general computable (CGE) para evaluar los impactos ambientales de la aplicación individual y conjunta de múltiples instrumentos fiscales sobre las emisiones de CO₂, MP, SO₂, y NO_x (Mardones & Ortega, 2023; Li et al., 2021; Xie et al., 2018). En cambio, otros estudios utilizan modelos de optimización económica calibrado con microdatos de fuentes industriales para simulan el efecto de aplicar diversos impuestos ambientales que gravan las emisiones de CO₂, MP, NO_x y SO₂, permitiendo

²³ El impuesto de protección ambiental chino grava a los contaminantes del aire, agua, residuos sólidos y ruido.

identificar tanto reducciones en ciertos contaminantes como posibles efectos de sustitución entre combustibles (Mardones & Cabello, 2019).

A partir de toda la literatura revisada, se concluye que faltan estudios empíricos que evalúen el efecto individual y conjunto de diversos impuestos ambientales a través de métodos estadísticos o técnicas de evaluación de impacto. La mayoría de los estudios previos que emplean este tipo de técnicas se centran en la evaluación de impuestos al carbono sin considerar su interacción con otras políticas ambientales. Sin embargo, el impacto del impuesto al carbono podría alterarse por la existencia de otros impuestos ambientales dirigidos a contaminantes locales del aire. Así que el presente estudio pretende cubrir esta brecha en la literatura para complementar los resultados obtenidos a través de evaluaciones ex ante realizadas mediante simulaciones.

3.4. Material y métodos

3.4.1. Datos disponibles

Este estudio evalúa el impacto del impuesto al CO₂ y el impacto conjunto de otros impuestos ambientales (MP tax, NO_x tax y SO₂ tax) sobre el comportamiento de las centrales termoeléctricas chilenas, utilizando datos mensuales entre 2014 y 2022. Para lo anterior, se genera una base de datos de panel que integra información desde la Comisión Nacional de Energía (CNE), Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y Ministerio de Medio Ambiente. Específicamente, la CNE reporta datos sobre la generación de energía, potencia térmica, consumo de diversos tipos de combustibles, precio de la electricidad²⁴, datos de embalses para generación hidroeléctrica (volumen y energía acumulada), y la generación de energía renovable no convencional en el país. Por otro lado, el CEN registra datos sobre las precipitaciones en cada uno de los embalses localizados en el área de influencia de cada central termoeléctrica. Finalmente, el Ministerio de Medio Ambiente

²⁴ Precios medios de los contratos informados a la CNE en pesos chilenos ajustados por inflación a diciembre de 2022.

registra información sobre el tipo de impuesto ambiental pagado por cada central termoeléctrica (CO₂ tax, MP tax, NO_x tax, y/o SO₂ tax).

Las variables de resultado son las emisiones de CO₂, generación de electricidad, y consumo de combustible. Cabe señalar que no se evalúa el impacto sobre las emisiones de contaminantes locales del aire sujetas a impuestos (MP, NO_x, y SO₂) ya que muchas centrales termoeléctricas cuentan con tecnologías de abatimiento y no existe un registro oficial de las tecnologías de abatimiento instaladas o su eficiencia. En consecuencia, no es posible determinar las emisiones de MP, NO_x, y SO₂ a través de factores de emisión, a diferencia de las emisiones de CO₂.²⁵ Por otro lado, las variables de tratamiento son dos variables dicotómicas asociadas al pago del impuesto al CO₂ y otros impuestos ambientales (MP tax, NO_x tax y SO₂ tax).²⁶ Esta información no está disponible en las estadísticas oficiales, pero fueron obtenidas directamente desde el Ministerio de Medio Ambiente a través de contacto personal. Finalmente, las variables de control son el tipo de combustible utilizado (biogás, biomasa, biomasa & licor negro, butano, carbón, gas natural, gas licuado del petróleo, gas natural licuado, petcoke, diésel, diésel & petróleo IFO-180, petróleo IFO-180, petróleo IFO-380, petróleo N° 6 y propano), potencia térmica, precio de la electricidad, volumen de embalses, energía acumulada de los embalses, precipitaciones en los embalses, y generación de energía renovable no convencional (ERNC). En la Tabla B1 del Apéndice B, se presenta la caracterización detallada de todas las variables mencionadas previamente.

La base de datos construida para este estudio permite clasificar las centrales termoeléctricas según si pagan o no los diferentes tipos de impuestos ambientales

²⁵ En Chile, aún no se han implementado tecnologías de captura y secuestro de carbono en centrales termoeléctricas, así que los factores de emisión permiten determinar las emisiones de CO₂ con precisión.

²⁶ No es posible estimar el impacto individual del impuesto al MP, impuesto al SO₂, e impuesto al NO_x ya que todas las centrales termoeléctricas gravadas deben pagarlos, así que no existe la variabilidad requerida por el método de regresión para identificar el aporte de cada uno. Lo anterior, contrasta con el impuesto al CO₂ que exime del pago a las centrales termoeléctricas gravadas que usan biomasa como combustible principal.

aplicados en Chile. Específicamente, existen 40 centrales termoeléctricas que no pagan impuestos ambientales, 44 centrales termoeléctricas que pagan impuestos por sus emisiones de CO₂, MP, NO_x y SO₂, y siete centrales termoeléctricas que solamente pagan impuestos por sus emisiones de MP, NO_x y SO₂. Esto último se explica porque las centrales termoeléctricas a biomasa están exentas del impuesto al CO₂, pero deben pagar impuestos por sus emisiones de los tres contaminantes locales del aire gravados. Esta distinción no fue abordada en un estudio previo de Fernández-López & Mardones (2025) que investigó el impacto del impuesto al carbono exclusivamente sobre unidades de generación eléctrica que usaban combustibles fósiles distintos a la biomasa. La exclusión de las centrales termoeléctricas a biomasa en el estudio mencionado se debió a la ausencia de información oficial que desagregara los diferentes impuestos ambientales pagados, así que al análisis solamente incluyó 72 centrales termoeléctricas²⁷. En contraste, el presente estudio incorpora información complementaria obtenida directamente desde el Ministerio de Medio Ambiente que permite distinguir los cuatro impuestos ambientales pagados por cada fuente emisora e incluir un total de 91 centrales termoeléctricas.

La Tabla B2 del Apéndice B presenta la estadística descriptiva para las centrales termoeléctricas chilenas, considerando su situación tributaria respecto a los impuestos ambientales existentes. Los datos muestran diferencias relevantes en los insumos energéticos utilizados por las centrales termoeléctricas agrupadas según régimen tributario. En particular, las centrales termoeléctricas que no están afectas a impuestos ambientales emplean predominantemente diésel. En contraste, las centrales termoeléctricas que pagan impuestos al CO₂, MP, NO_x, y SO₂ exhiben una mayor diversidad de insumos energéticos, tales como carbón, gas natural licuado, gas natural, y diésel. Asimismo, se identifica un número reducido de centrales termoeléctricas que utilizan combustibles menos frecuentes, como petcoke o fuelóleos intermedios (IFO).

²⁷ Los autores utilizaron una base de datos con información de 44 unidades de generación termoeléctrica tratadas y 37 no tratadas, pertenecientes a 72 centrales termoeléctricas.

Cabe señalar que estas centrales termoeléctricas suelen ser clasificadas dentro de la categoría “otros combustibles fósiles” dado su carácter marginal en la matriz energética. Finalmente, las centrales termoeléctricas sujetas únicamente a impuestos por sus emisiones de contaminantes locales del aire (MP, NO_x, y SO₂) según la legislación chilena se caracterizan por el uso de biomasa y derivados (licor negro).

Por otro lado, se observan diferencias relevantes en la capacidad instalada de las centrales termoeléctricas medida en Megawatts (MW) ya que los impuestos ambientales en el periodo estudiado solo son pagados por las fuentes fijas con potencia térmica mayor o igual a 50 MW. Las centrales termoeléctricas exentas de impuestos ambientales exhiben una potencia térmica promedio de 21 MW, considerablemente inferior a la potencia térmica de aquellas que pagan impuestos al CO₂, MP, NO_x, y SO₂ cuyo promedio alcanza los 211 MW. En contraste, las centrales termoeléctricas que pagan exclusivamente impuestos al MP, NO_x y SO₂ presentan una potencia media de 68 MW. En el caso de las centrales termoeléctricas gravadas con los cuatro impuestos ambientales, el valor promedio de 0,98 para las variables $Post^{CO_2tax}$ y $Post^{othertaxes}$ refleja que ellas no pagaron impuestos en todos los años posteriores a la entrada en vigor de esta política ambiental, quizás motivado por un cierre temporal.

3.4.2. Método diferencia-en-diferencias dinámico

El presente estudio emplea el método DiD dinámico para evaluar los efectos temporales del impuesto al CO₂ y otros impuestos ambientales (que gravan las emisiones de tres contaminantes locales del aire) sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible en centrales termoeléctricas chilenas. A diferencia del DiD tradicional, que estima un único efecto promedio posterior al tratamiento, el enfoque dinámico permite identificar cómo varía el impacto a lo largo del tiempo. Lo anterior, considera tanto los períodos previos como los posteriores a la implementación de los impuestos (Borusyak et al., 2024; Baker et al., 2022; Callaway & Sant’Anna, 2021). En el contexto de esta investigación, el método DiD dinámico se puede representar a través de la siguiente regresión:

$$y_{it} = \beta_0 + \sum_{k \neq -b} \beta_k^{CO_2tax} \cdot (DCO_2tax_i \cdot \mathbf{1}\{T = \tau + k\}) + \sum_{k \neq -b} \beta_k^{othertaxes} \cdot (Dothertaxes_i \cdot \mathbf{1}\{T = \tau + k\}) + \boldsymbol{\theta} \cdot \mathbf{X}_{it} + u_i + \lambda_t + \varepsilon_{it} \quad (3.1)$$

donde y_{it} representa la variable de resultado (emisiones de CO₂, generación de electricidad o consumo de combustible) en la central termoeléctrica i y mes t . El parámetro β_0 es el intercepto, $\beta_k^{CO_2tax}$ refleja el impacto individual del impuesto al CO₂ sobre las termoeléctricas gravadas en el año T y $\beta_k^{othertaxes}$ captura el impacto conjunto de otros impuestos ambientales (MP, SO₂ y NO_x) sobre las termoeléctricas gravadas en el mismo año T . Cabe señalar que el subíndice k identifica los coeficientes asociados a las variables dicotómicas DCO_2tax_i y $Dothertaxes_i$ en cada año de interés. DCO_2tax_i y $Dothertaxes_i$ adoptan el valor uno si la central termoeléctrica i pertenece al grupo de tratamiento respectivo (las centrales termoeléctricas que pagan impuesto al CO₂ o las centrales termoeléctricas que pagan otros impuestos ambientales) y cero en caso contrario. $\mathbf{1}\{T = \tau + k\}$ es una variable indicadora que toma el valor uno únicamente en el año T que está a k años de distancia respecto al año τ de entrada en vigor de los impuestos. Cabe señalar que el año base $k = -b$ se omite para garantizar la identificación del modelo. $\boldsymbol{\theta}$ es el vector de coeficientes asociados a las variables de control \mathbf{X}_{it} . Además, u_i representa efectos fijos específicos asociados a las centrales termoeléctricas, mientras que λ_t captura efectos fijos temporales. Finalmente, ε_{it} es el término de error aleatorio que recoge los factores no observables.

En los casos donde no es posible estimar por separado los efectos individuales de ambos tipos de impuestos (por ejemplo, al excluir las centrales termoeléctricas a biomasa ya que las dos variables de tratamiento se vuelven idénticas), únicamente sería factible identificar el impacto conjunto de los cuatro impuestos a través del parámetro $\beta_k^{alltaxes}$ que se asocia a la variable de tratamiento ($Dalltaxes_i$). Así que la ecuación de regresión se reduce a la siguiente forma:

$$y_{it} = \beta_0 + \sum_{\neq -b} \beta_k^{alltaxes} \cdot (Dalltaxes_i \cdot \mathbf{1}\{T = \tau + k\}) + \boldsymbol{\theta} \cdot \mathbf{X}_{it} + u_i + \lambda_t + \varepsilon_{it} \quad (3.2)$$

Al igual que en el método DiD tradicional, la aplicación del método DiD dinámico requiere abordar la posible correlación serial en el término de error aleatorio (ε_{it}) ya que puede sesgar los errores estándar de los coeficientes estimados (Bertrand et al., 2004). Así que el presente estudio utiliza cluster-robust standard errors, los cuales han demostrado ser efectivos para corregir los efectos de la correlación serial y garantizar estimaciones consistentes y eficientes (Abadie et al., 2023). Por otro lado, la validez del método DiD se basa en el supuesto de tendencias paralelas, el cual asume que la tendencia observada en la variable de resultado para las unidades pertenecientes al grupo de control refleja la tendencia que se habría observado para las unidades tratadas en ausencia del tratamiento (Roth & Sant’Anna, 2023). La hipótesis de tendencia paralelas se puede testear directamente a través del DiD dinámico. Por ejemplo, para el periodo pretratamiento ($k < 0$) se espera que los coeficientes β_k^{CO2tax} y $\beta_k^{othertaxes}$ no sean estadísticamente significativos. En consecuencia, la hipótesis nula de esta prueba es que las tendencias lineales son paralelas previo al tratamiento. La identificación de un impacto significativo en esta prueba estadística indicaría posibles deficiencias en el diseño del estudio, comprometiendo la validez causal del análisis.

3.5. Resultados

En esta sección, se presenta el impacto temporal del impuesto al CO₂ y el impacto temporal de otros impuestos ambientales (MP, NO_x y SO₂) sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible en las centrales termoeléctricas gravadas. Las estimaciones se realizan a través del método DiD dinámico con datos mensuales, considerando cuatro especificaciones de variables de control para asegurar la robustez de los resultados. Adicionalmente, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar el efecto de excluir de la muestra ciertas centrales termoeléctricas según el combustible empleado o potencia térmica instalada.

3.5.1. Impacto sobre las emisiones de CO₂

La Tabla 3.1 reporta los efectos temporales sobre las emisiones de CO₂ en las centrales termoeléctricas gravadas, considerando explícitamente los dos tipos de impuestos ambientales aplicados en Chile. Los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* (impuesto al CO₂) y *Dothertaxes* (impuestos al MP, NO_x y SO₂) multiplicadas por el año de interés (entre 2015 y 2022)²⁸ capturan la heterogeneidad del efecto del tratamiento según tipo de impuesto y año. Sin embargo, todos estos coeficientes no son estadísticamente significativos en las cuatro especificaciones evaluadas. En consecuencia, se determina que ambos impuestos ambientales no reducen las emisiones de CO₂ en el periodo postratamiento (2017-2022). Las variables de control dicotómicas *Carbón*, *Gas natural*, *GLP*, y *Petcoke* (que caracterizan el tipo de combustible empleado) son estadísticamente significativas y tienen coeficientes positivos en todas las especificaciones donde están incluidas. Este resultado indica que el uso de estos combustibles se asocia con mayores niveles de emisiones de CO₂. En contraste, las variables control dicotómicas *Biomasa*, *Biomasa & licor negro*, *Licor negro*, *Butano*, *Biogás*, *GNL*, *Petróleo diésel*, *Petróleo diésel & petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 380*, *Petróleo N°6*, y *Propano* (que caracterizan el tipo de combustible empleado), y también, las variables de control *Potencia*, *Generación de ERNC*, *Precio de electricidad*, *Volumen del embalse*, *Energía acumulada en embalse*, y *Precipitaciones* no son estadísticamente significativas. En consecuencia, no se identifica evidencia empírica de que estas variables tengan un efecto estadísticamente distinto de cero sobre la variable de resultado. El R² ajustado es 0,49 en todas las especificaciones, reflejando que la incorporación de nuevas variables de control no mejora el poder explicativo de la regresión. Los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* y *Dothertaxes* en los años previos a la intervención (2015-2016) no son estadísticamente significativos en ninguna de las especificaciones.²⁹ Lo anterior, refleja que las tendencias

²⁸ El año 2014 es tomado como periodo base.

²⁹ El coeficiente asociado al año 2014 no se estima ya que este periodo es tomado como base.

de los grupos de tratamiento y control eran similares antes de la aplicación de los impuestos ambientales, validando el supuesto de tendencias paralelas.

Tabla 3.1. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre las emisiones de CO₂

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4
Variable de resultado				
<i>Emisiones de CO₂</i>				
Variables de tratamiento				
DCO2tax-2015	17,219.64 (32,638.51)	17,216.98 (32,645.34)	18,126.21 (32,895.60)	17,439.05 (32,829.75)
DCO2tax-2016	19,784.05 (26,324.73)	19,732.55 (26,330.64)	21,501.30 (26,673.70)	20,368.49 (26,752.08)
DCO2tax-2017	29,906.27 (32,949.33)	29,929.36 (32,950.24)	31,366.92 (33,489.62)	30,841.59 (33,332.50)
DCO2tax-2018	43,356.17 (35,722.95)	43,060.35 (35,728.98)	45,683.18 (35,032.01)	45,221.33 (35,059.21)
DCO2tax-2019	46,184.99 (41,485.11)	46,045.75 (41,497.35)	47,773.24 (40,245.70)	47,128.79 (40,312.86)
DCO2tax-2020	44,150.30 (37,085.06)	44,300.27 (37,065.75)	45,954.17 (36,007.96)	44,764.42 (35,759.01)
DCO2tax-2021	28,433.66 (24,616.83)	30,061.86 (24,497.55)	31,700.25 (23,508.51)	30,425.91 (23,028.89)
DCO2tax-2022	58,001.92 (40,758.44)	59,616.14 (40,617.58)	61,435.62 (39,211.76)	61,876.37 (39,453.12)
Dothertaxes-2015	3,503.34 (33,997.57)	3,464.06 (34,003.50)	3,133.68 (33,977.79)	4,257.52 (34,014.71)
Dothertaxes-2016	-12,739.48 (24,557.77)	-12,757.04 (24,561.40)	-13,464.26 (24,615.24)	-11,407.77 (24,761.79)
Dothertaxes-2017	-42,081.59 (36,724.56)	-42,101.83 (36,727.45)	-42,617.70 (36,981.40)	-41,754.45 (36,645.37)
Dothertaxes-2018	-17,129.84 (26,842.36)	-17,133.31 (26,828.84)	-18,537.53 (26,646.71)	-16,696.70 (26,279.06)
Dothertaxes-2019	-44,926.21 (34,972.11)	-44,886.10 (34,964.04)	-45,855.73 (34,446.07)	-43,765.25 (34,002.25)
Dothertaxes-2020	-27,835.99 (29,434.38)	-27,799.37 (29,424.82)	-28,760.76 (29,534.07)	-26,887.06 (29,630.37)
Dothertaxes-2021	47,642.17 (43,853.23)	47,620.02 (43,848.79)	46,646.87 (44,524.26)	48,822.62 (45,421.87)
Dothertaxes-2022	59,376.26 (73,661.87)	59,411.11 (73,658.75)	58,463.06 (74,393.94)	59,374.20 (74,806.12)
Variables de control				
<i>Biomasa</i>	427,007.87 (272,866.38)	427,051.28 (272,883.23)	427,149.71 (272,496.60)	426,452.43 (272,293.34)
<i>Biomasa & licor negro</i>	203,273.41 (157,240.63)	203,572.43 (157,137.31)	203,690.29 (156,369.52)	204,419.44 (156,767.57)
<i>Licor negro</i>	81,519.19 (87,413.41)	81,590.79 (87,440.94)	82,091.89 (87,065.72)	81,772.43 (86,598.33)
<i>Butano</i>	-33,258.85 (27,174.65)	-33,708.89 (27,144.30)	-33,519.73 (26,881.18)	-34,850.74 (28,072.62)
<i>Carbón</i>	83,200.29*** (16,904.21)	76,210.62*** (17,407.91)	74,390.69*** (18,522.76)	74,573.90*** (18,639.92)
<i>Biogás</i>	-2,885,516.21 (1,788,635.94)	-2,885,574.87 (1,788,734.24)	-2,885,630.29 (1,789,038.95)	-2,886,094.30 (1,788,911.44)
<i>Gas natural</i>	26,098.90* (11,694.48)	24,554.92* (10,414.95)	23,566.57* (9,580.59)	23,934.37* (9,572.94)
<i>GLP</i>	49,681.74*** (4,473.14)	49,655.56*** (4,458.27)	49,455.84*** (4,542.12)	47,690.70*** (5,397.79)
<i>GNL</i>	2,247.14 (10,341.00)**	3,083.67 (9,633.69)	4,176.69 (8,905.43)	4,130.03 (8,870.40)
<i>Petcoke</i>	37,305.64*** (8,510.28)	37,549.32*** (8,461.25)	37,818.21*** (8,114.52)	36,117.33*** (7,865.04)
<i>Petróleo diésel</i>	8,609.78 (5,218.51)	7,948.91 (4,932.41)	7,691.38 (5,376.44)	7,792.21 (5,487.74)
<i>Petróleo diésel & petróleo IFO 180</i>	-30,021.77 (22,540.45)	-30,345.45 (22,525.98)	-30,086.36 (22,867.47)	-30,621.42 (23,559.06)
<i>Petróleo IFO 180</i>	-32,545.50 (24,281.18)	-32,320.64 (24,389.49)	-32,274.99 (24,648.30)	-33,017.87 (25,374.05)
<i>Petróleo IFO 380</i>	-44,765.91 (29,596.44)	-44,356.34 (29,578.64)	-43,768.25 (30,156.03)	-44,352.34 (30,473.67)
<i>Petróleo N°6</i>	-24,887.53 (26,084.58)	-25,051.05 (26,093.52)	-26,511.35 (24,572.43)	-25,954.91 (24,270.06)
<i>Propano</i>	-37,051.28 (19,251.04)	-36,334.02 (19,076.42)	-35,957.00 (20,451.86)	-35,357.22 (20,657.86)
<i>Potencia</i>		222.05 (169.49)	217.74 (165.99)	217.74 (166.35)
<i>Generación de ERNC</i>			0.00 (0.01)	-0.01 (0.01)
<i>Precio de electricidad</i>			922.70 (746.32)	985.06 (787.45)
<i>Volumen del embalse</i>				0.05 (0.03)
<i>Energía acumulada en embalse</i>				0.00 (0.00)
<i>Precipitaciones</i>				11.25 (7.95)
Intercepto	91,612.02 (50,017.48)	66,420.61 (53,540.18)	-7,957.10 (94,638.52)	-25,497.14 (104,569.01)
Observaciones	9,828	9,828	9,828	9,828
Efectos fijos por mes	Si	Si	Si	Si
Efectos fijos por central termoeléctrica	Si	Si	Si	Si
R ² ajustado	0.49	0.49	0.49	0.49

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA. Nota: Los cluster-robust standard errors están entre paréntesis y agrupados a nivel de central. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

3.5.2. Impacto sobre la generación de electricidad

La Tabla 3.2 reporta los efectos temporales sobre la generación de electricidad en las centrales termoeléctricas gravadas, considerando explícitamente los dos tipos de impuestos ambientales. Los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* y *Dothertaxes* multiplicadas por el año de interés (entre 2015 y 2022)³⁰ capturan la heterogeneidad del efecto del tratamiento según tipo de impuesto y año. Los coeficientes asociados a la variable de tratamiento *DCO₂tax* multiplicada por los años 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 son negativos y estadísticamente significativos. Específicamente, existe una reducción de 12 mil MWh en el año 2017, 10 mil MWh en el año 2018, 12 mil MWh en el año 2019, 13 mil MWh en el año 2020, 11 mil MWh en el año 2021 y hasta 18 mil MWh en 2022. Por otro lado, los coeficientes asociados a la variable de tratamiento *Dothertaxes* en algunos años son negativos y estadísticamente significativos en las especificaciones 3 y 4. Sin embargo, la ausencia de impacto en las primeras dos especificaciones refleja que no existe un efecto robusto de este tipo de impuesto sobre la generación de electricidad. Una posible explicación económica para este último resultado es que los impuestos al MP, NO_x y SO₂ generan una carga tributaria mucho menor que el impuesto al CO₂ debido al menor volumen de emisiones gravadas, a pesar de tener tasas impositivas (USD/t) más altas. Por ejemplo, el impuesto al CO₂ representó el 88% de la recaudación total el primer año de aplicación de los impuestos ambientales, mientras que el impuesto al MP aportó un 8%, el impuesto al NO_x un 3% y el impuesto al SO₂ apenas aportó un 1%.³¹ Las variables de control dicotómicas *Biomasa*, *Licor negro*, *Butano*, *Carbón*, *Biogás*, *Gas natural*, *Petcoke*, y la variable de control *Volumen del embalse* son estadísticamente significativas en cada una de las especificaciones donde están incluidas y tienen coeficientes negativos. Esto implica que

³⁰ El año 2014 es tomado como periodo base.

³¹ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Acceso agosto de 2025. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/26723/1/BCN___Implementacion_de_Impuesto_Verde_en_Chile.pdf

estas variables se asocian con una disminución en la generación de electricidad. Las variables de control dicotómicas *GLP* y *Propano*, y las variables de control *Generación de ERNC* y *Energía acumulada en embalse* también son estadísticamente significativas en cada una de las especificaciones, presentando coeficientes negativos. En consecuencia, estas variables están asociadas con una disminución de la generación de electricidad. En contraste, las variables de control dicotómicas *Biomasa & licor negro*, *GNL*, *Petróleo diésel*, *Petróleo diésel & petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 380*, *Petróleo N°6*, y las variables de control *Potencia*, *Precio de electricidad*, y *Precipitaciones* no son estadísticamente significativas en las especificaciones donde están incluidas. El R^2 ajustado es 0,18 en las primeras dos especificaciones y 0,20 en las especificaciones 3 y 4, reflejando que la incorporación de nuevas variables de control mejora levemente el poder explicativo de la regresión. Cabe notar que los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* y *Dothertaxes* en los años previos al tratamiento (2015 y 2016) no son estadísticamente significativos en ninguna de las especificaciones.³² Lo anterior, implica que las tendencias de los grupos de tratamiento y control eran similares antes de la aplicación de los impuestos ambientales, validando el supuesto de tendencias paralelas.

³² El coeficiente asociado al año 2014 no se estima en la regresión ya que este periodo es tomado como base.

Tabla 3.2. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre la generación de electricidad

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4
Variable de resultado				
<i>Generación de electricidad</i>				
Variables de tratamiento				
DCO2tax-2015	-2,851.16 (3,542.44)	-2,853.23 (3,549.77)	-2,650.10 (3,518.34)	-2,802.62 (3,475.53)
DCO2tax-2016	-2,074.15 (4,131.33)	-2,114.22 (4,137.61)	-795.56 (4,026.04)	-1,104.94 (4,019.03)
DCO2tax-2017	-12,701.50* (5,265.37)	-12,683.53* (5,237.98)	-11,941.30* (5,106.29)	-11,995.23* (5,122.55)
DCO2tax-2018	-14,006.65** (4,191.60)	-14,236.88** (4,315.56)	-9,742.87** (3,535.85)	-9,939.09** (3,494.03)
DCO2tax-2019	-16,457.70** (5,702.33)	-16,566.06** (5,815.78)	-12,349.57* (5,046.24)	-12,633.98* (5,019.88)
DCO2tax-2020	-17,657.91** (5,228.41)	-17,541.19** (5,117.87)	-13,580.28** (4,446.58)	-13,909.36** (4,453.95)
DCO2tax-2021	-15,559.95** (4,716.26)	-14,292.79** (4,089.48)	-10,529.83** (3,468.12)	-10,849.45** (3,492.72)
DCO2tax-2022	-24,115.89** (8,016.26)	-22,859.61** (7,379.98)	-18,402.80** (6,454.97)	-18,258.94** (6,421.06)
Dothertaxes-2015	-458.88 (1,315.83)	-489.45 (1,303.85)	-552.57 (1,251.84)	-198.68 (1,206.63)
Dothertaxes-2016	149.34 (932.51)	135.67 (931.24)	-520.53 (1,008.60)	207.65 (1,159.66)
Dothertaxes-2017	129.14 (1,409.56)	113.38 (1,404.11)	-129.51 (1,424.94)	30.44 (1,447.43)
Dothertaxes-2018	-1,088.90 (1,220.73)	-1,091.60 (1,219.79)	-3,861.52* (1,835.19)	-3,265.24 (1,858.82)
Dothertaxes-2019	-1,426.76 (1,406.53)	-1,395.54 (1,405.88)	-3,677.03* (1,714.14)	-2,913.61 (1,784.73)
Dothertaxes-2020	-2,875.36 (1,518.38)	-2,846.87 (1,513.41)	-5,100.86** (1,829.92)	-4,544.49* (1,844.41)
Dothertaxes-2021	-1,610.45 (1,306.51)	-1,627.69 (1,301.43)	-3,944.15* (1,678.51)	-3,263.11* (1,626.37)
Dothertaxes-2022	-2,498.48 (1,522.00)	-2,471.36 (1,514.01)	-4,742.03* (1,857.23)	-4,470.05* (1,885.85)
Variables de control				
<i>Biomasa</i>	5,691.63** (1,837.34)	5,725.42** (1,841.52)	6,452.85*** (1,848.36)	6,302.89*** (1,845.47)
<i>Biomasa & licor negro</i>	-24.04 (1,816.47)	208.67 (1,687.74)	1,794.10 (1,728.58)	1,725.11 (1,941.31)
<i>Licor negro</i>	6,199.45* (2,377.97)	6,255.17* (2,394.34)	8,168.69*** (2,396.94)	8,149.60*** (2,293.19)
<i>Butano</i>	13,494.24*** (3,413.59)	13,144.00*** (3,194.88)	13,003.97*** (3,035.11)	12,644.40*** (3,043.36)
<i>Carbón</i>	86,165.86*** (17,691.17)	80,726.08*** (18,111.53)	75,245.88*** (19,770.74)	75,251.74*** (19,739.22)
<i>Biogás</i>	4,270.56* (1,294.48)	4,224.91** (1,301.09)	4,246.97** (1,339.48)	4,247.45** (1,340.47)
<i>Gas natural</i>	40,598.13*** (10,836.32)	39,396.51*** (9,747.06)	35,658.79*** (8,591.48)	35,737.58*** (8,597.72)
<i>GLP</i>	-12,143.30** (3,594.15)	-12,163.68** (3,576.62)	-12,125.24*** (3,551.36)	-12,711.59*** (3,719.59)
<i>GNL</i>	9,142.48 (10,804.10)	9,793.52 (10,268.43)	12,953.44 (9,904.58)	12,909.95 (9,888.24)
<i>Petcoke</i>	30,349.31*** (2,127.13)	30,538.95*** (1,995.19)	32,136.03*** (1,962.33)	31,618.80*** (2,055.24)
<i>Petróleo diésel</i>	784.51 (2,877.65)	270.19 (2,438.26)	-860.31 (2,331.26)	-849.58 (2,325.52)
<i>Petróleo diésel & petróleo IFO 180</i>	144.65 (1,614.59)	-107.25 (1,389.25)	660.18 (1,454.99)	435.93 (1,507.33)
<i>Petróleo IFO 180</i>	-1,273.91 (1,399.97)	-1,098.90 (1,222.01)	-712.17 (1,148.10)	-834.36 (1,191.17)
<i>Petróleo IFO 380</i>	179.72 (1,596.90)	498.47 (1,318.60)	2,015.24 (1,364.00)	1,947.12 (1,351.07)
<i>Petróleo N°6</i>	-206.68 (1,478.50)	-333.94 (1,413.88)	-5,082.20 (3,559.67)	-4,869.12 (3,680.73)
<i>Propano</i>	-16,793.71** (5,039.42)	-16,235.49*** (4,448.05)	-13,764.62*** (3,828.20)	-13,662.23*** (3,864.17)
<i>Potencia</i>	174.51 (156.10)	174.51 (156.10)	143.05 (152.73)	141.39 (152.80)
<i>Generación de ERNC</i>			-0.01*** (0.00)	-0.01*** (0.00)
<i>Precio de electricidad</i>			460.93 (377.36)	476.56 (381.53)
<i>Volumen del embalse</i>				0.01* (0.01)
<i>Energía acumulada en embalse</i>				-0.00* (0.00)
<i>Precipitaciones</i>				-0.02 (1.87)
Intercepto	22,881.90*** (3,494.42)	3,276.47 (19,238.63)	-13,508.71 (35,554.77)	-18,046.13 (36,508.92)
Efectos fijos por mes	Si	Si	Si	Si
Efectos fijos por central termoeléctrica	Si	Si	Si	Si
Observaciones	9,828	9,828	9,828	9,828
R ² ajustado	0.18	0.18	0.20	0.20

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA. Nota: Los cluster-robust standard errors están entre paréntesis y agrupados a nivel de central. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

3.5.3. Impacto sobre el consumo de combustible

La Tabla 3.3 reporta los efectos temporales sobre el consumo de combustible de las centrales termoeléctricas gravadas, considerando explícitamente los dos tipos de impuestos ambientales aplicados en Chile. Los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* y *Dothertaxes* multiplicadas por el año de interés (entre 2015 y 2022)³³ capturan la heterogeneidad del efecto del tratamiento según tipo de impuesto y año. Sin embargo, todos estos coeficientes no son estadísticamente significativos. En consecuencia, ambos impuestos ambientales no reducen el consumo de combustible después de su implementación. Las variables de control dicotómicas *Carbón*, *Gas natural*, *GLP*, y *Petcoke* muestran coeficientes positivos y estadísticamente significativos en todas las especificaciones donde están incluidas. Esto implica que el uso de estos combustibles está relacionado con un mayor consumo energético. En contraste, las variables de control dicotómicas *Biomasa*, *Biomasa & licor negro*, *Licor negro*, *Butano*, *Biogás*, *GNL*, *Petróleo diésel*, *Petróleo diésel & petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 180*, *Petróleo IFO 380*, *Petróleo N°6*, *Propano* y las variables de control *Potencia*, *Generación de ERNC*, *Precio de electricidad*, *Volumen del embalse*, *Energía acumulada en embalse*, y *Precipitaciones* no son estadísticamente significativas en las especificaciones donde están incluidas. El R² ajustado es 0,48 en todas las especificaciones, reflejando que la incorporación de nuevas variables de control no mejora el poder explicativo de la regresión. Los coeficientes asociados a las variables de tratamiento *DCO₂tax* y *Dothertaxes* en los años previos a la intervención (2015 y 2016) no son estadísticamente significativos en ninguna de las especificaciones.³⁴ Por lo tanto, el consumo de combustible en los grupos de tratamiento y control eran similares antes de la aplicación de los impuestos ambientales, validando el supuesto de tendencias paralelas.

³³ El año 2014 es tomado como periodo base.

³⁴ El coeficiente asociado al año 2014 no se estima ya que este periodo es tomado como base.

Tabla 3.3. Estimaciones del modelo DiD dinámico sobre el consumo de combustible

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4
Variable de resultado				
<i>Consumo de combustible</i>				
Variables de tratamiento				
DCO2tax-2015	169.94 (325.53)	169.90 (325.61)	179.38 (328.19)	172.29 (327.44)
DCO2tax-2016	186.59 (264.58)	186.00 (264.65)	205.56 (268.09)	193.79 (268.82)
DCO2tax-2017	272.23 (330.19)	272.49 (330.19)	287.99 (335.57)	282.28 (334.10)
DCO2tax-2018	388.41 (354.93)	385.02 (355.01)	417.11 (347.80)	412.46 (348.06)
DCO2tax-2019	426.68 (418.40)	425.09 (418.55)	447.74 (405.94)	441.28 (406.55)
DCO2tax-2020	400.74 (374.01)	402.46 (373.77)	424.06 (363.16)	411.58 (360.69)
DCO2tax-2021	275.04 (254.33)	293.70 (253.09)	314.90 (243.57)	301.45 (238.78)
DCO2tax-2022	551.92 (409.95)	570.42 (408.20)	594.30 (393.95)	599.01 (396.26)
Dothertaxes-2015	39.01 (338.97)	38.55 (339.03)	35.12 (338.85)	46.81 (339.16)
Dothertaxes-2016	-112.58 (246.44)	-112.78 (246.48)	-120.76 (247.10)	-99.30 (248.56)
Dothertaxes-2017	-398.94 (367.20)	-399.17 (367.23)	-404.71 (369.81)	-395.41 (366.55)
Dothertaxes-2018	-141.20 (265.14)	-141.24 (264.97)	-158.85 (263.19)	-139.59 (259.52)
Dothertaxes-2019	-420.00 (352.63)	-419.54 (352.53)	-432.15 (347.37)	-410.40 (343.00)
Dothertaxes-2020	-251.01 (297.39)	-250.59 (297.28)	-263.09 (298.40)	-243.36 (299.44)
Dothertaxes-2021	501.17 (438.29)	500.92 (438.24)	488.22 (445.07)	511.19 (454.07)
Dothertaxes-2022	623.11 (738.44)	623.51 (738.39)	611.13 (745.82)	620.78 (749.86)
Variables de control				
<i>Biomasa</i>	4,255.54 (2,726.28)	4,256.04 (2,726.45)	4,257.92 (2,722.62)	4,250.58 (2,720.55)
<i>Biomasa & licor negro</i>	2,053.43 (1,575.35)	2,056.86 (1,574.15)	2,059.98 (1,565.99)	2,068.52 (1,569.78)
<i>Licor negro</i>	805.63 (878.11)	806.45 (878.42)	813.86 (874.62)	810.36 (869.78)
<i>Butano</i>	-291.94 (272.30)	-297.10 (271.91)	-295.35 (269.31)	-309.78 (281.18)
<i>Carbón</i>	888.79*** (176.70)	808.66*** (184.62)	783.53*** (197.67)	785.58*** (198.92)
<i>Biogás</i>	-28,817.68 (17,876.04)	-28,818.35 (17,877.03)	-28,818.89 (17,880.51)	-28,823.75 (17,878.97)
<i>Gas natural</i>	352.45** (129.92)	334.75** (115.66)	320.18** (106.70)	324.18** (106.61)
<i>GLP</i>	844.92*** (46.52)	844.62*** (46.33)	842.63*** (47.04)	823.71*** (55.46)
<i>GNL</i>	61.26 (112.69)	70.85 (104.71)	85.78 (97.05)	85.26 (96.64)
<i>Petcoke</i>	383.88*** (85.46)	386.68*** (84.90)	391.34*** (81.57)	373.11*** (79.11)
<i>Petróleo diésel</i>	83.58 (53.82)	76.01 (50.50)	72.02 (54.78)	73.15 (55.85)
<i>Petróleo diésel & petróleo IFO 180</i>	-299.27 (225.84)	-302.98 (225.67)	-299.42 (229.13)	-305.28 (236.03)
<i>Petróleo IFO 180</i>	-321.60 (243.13)	-319.02 (244.37)	-318.09 (247.11)	-326.19 (254.46)
<i>Petróleo IFO 380</i>	-443.48 (296.21)	-438.79 (295.99)	-430.98 (301.81)	-437.26 (304.98)
<i>Petróleo N°6</i>	-259.79 (258.96)	-261.67 (259.05)	-282.25 (243.77)	-276.45 (240.84)
<i>Propano</i>	-404.23* (194.64)	-396.01* (192.48)	-389.19 (206.00)	-383.07 (208.04)
<i>Potencia</i>		2.57 (1.83)	2.51 (1.78)	2.46 (1.79)
<i>Generación de ERNC</i>			0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>Precio de electricidad</i>			9.93 (7.61)	10.60 (8.01)
<i>Volumen del embalse</i>				0.00 (0.00)
<i>Energía acumulada en embalse</i>				0.00 (0.00)
<i>Precipitaciones</i>				0.12 (0.08)
Intercepto	935.34 (499.93)	646.55 (541.98)	-129.13 (957.77)	-317.12 (1,056.55)
Efectos fijos por mes	Si	Si	Si	Si
Efectos fijos por central termoeléctrica	Si	Si	Si	Si
Observaciones	9,828	9,828	9,828	9,828
R ² ajustado	0.48	0.48	0.48	0.48

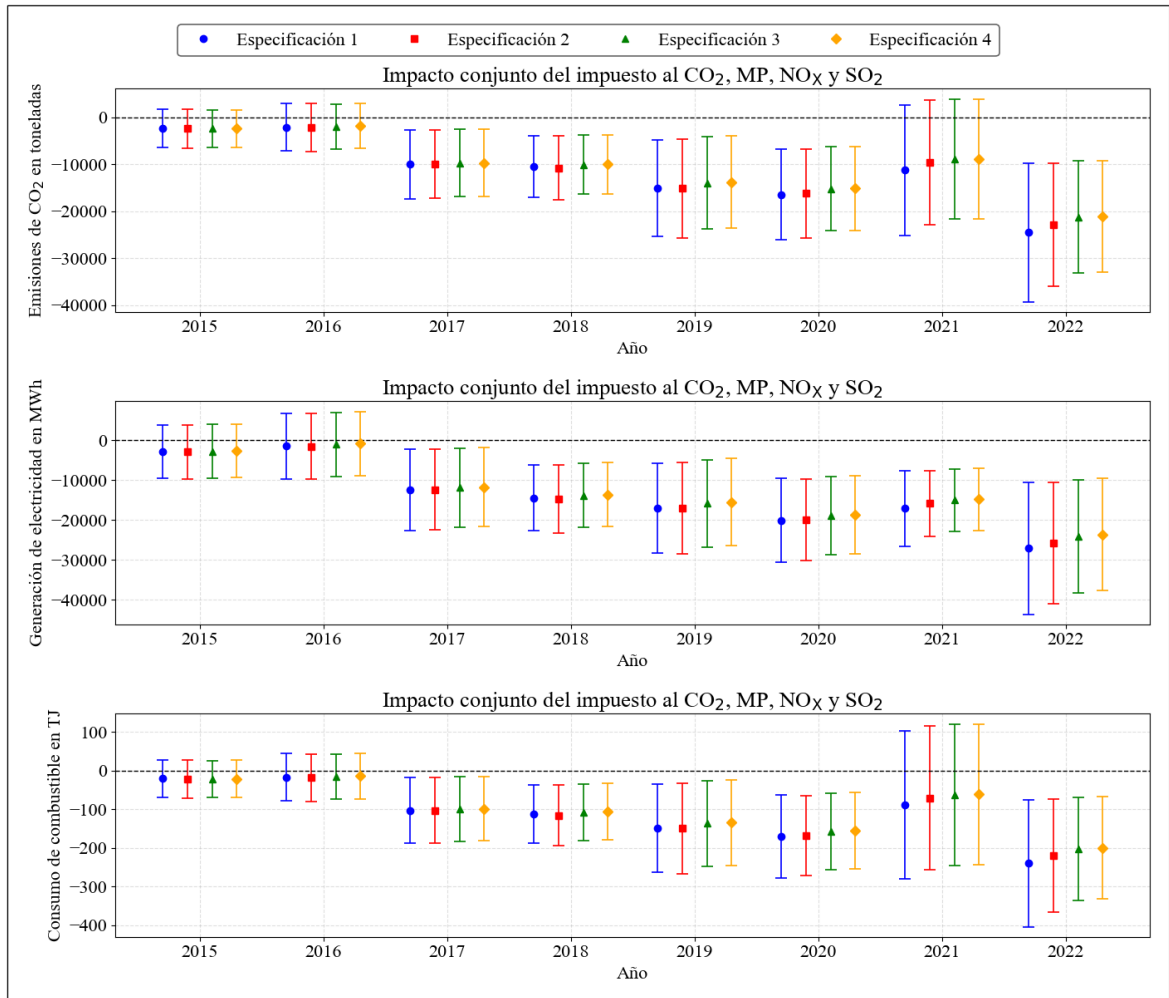
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA. Nota: Los cluster-robust standard errors están entre paréntesis y agrupados a nivel de central. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

3.5.4. Análisis de sensibilidad

Las centrales de generación termoeléctrica incluidas en la base de datos utilizan diversos tipos de combustibles fósiles, así que podría existir heterogeneidad en las respuestas frente a los dos tipos de impuestos ambientales evaluados. Por lo anterior, el primer análisis de sensibilidad excluye de la base de datos original a las centrales termoeléctricas que operan con biomasa ya que este tipo de centrales están exentas del impuesto al CO₂ según la legislación chilena. En este caso, no es posible estimar el impacto individual de ambos tipos de impuesto ya que las dos variables de tratamiento son idénticas para las centrales termoeléctricas que emplean carbón, gas y petróleo, así que solo se puede estimar el impacto conjunto de todos los impuestos ambientales (CO₂, MP, NO_x y SO₂). Los resultados resumidos en la Figura 3.1 muestran que el impuesto conjunto al CO₂, MP, NO_x y SO₂ tiene un impacto negativo y estadísticamente significativo sobre las emisiones de CO₂ y el consumo de combustible durante los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2022 en todas las especificaciones. También, se observa una disminución estadísticamente significativa en la generación de electricidad durante todo el período postratamiento (2017-2022) en cada especificación. Adicionalmente, los impactos estimados sobre las tres variables de resultado en los años 2015 y 2016 no son estadísticamente significativos en todas las especificaciones evaluadas, validando el supuesto de tendencias paralelas. Cabe señalar que estos resultados difieren notablemente de los impactos encontrados en las subsecciones 3.5.1, 3.5.2 y 3.5.3 donde solo se detectaron efectos sobre la generación de electricidad. Sin embargo, ellos coinciden con la evidencia reportada por Fernández-López & Mardones (2025), quienes utilizan el método DiD tradicional (efecto homogéneo) y datos a nivel de unidad de generación termoeléctrica para evaluar el impuesto al CO₂.³⁵

³⁵ Una central termoeléctrica agrupa una o más unidades de generación termoeléctricas.

Figura 3.1. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al CO₂, MP, NO_x y SO₂ excluyendo centrales de generación termoeléctrica a biomasa

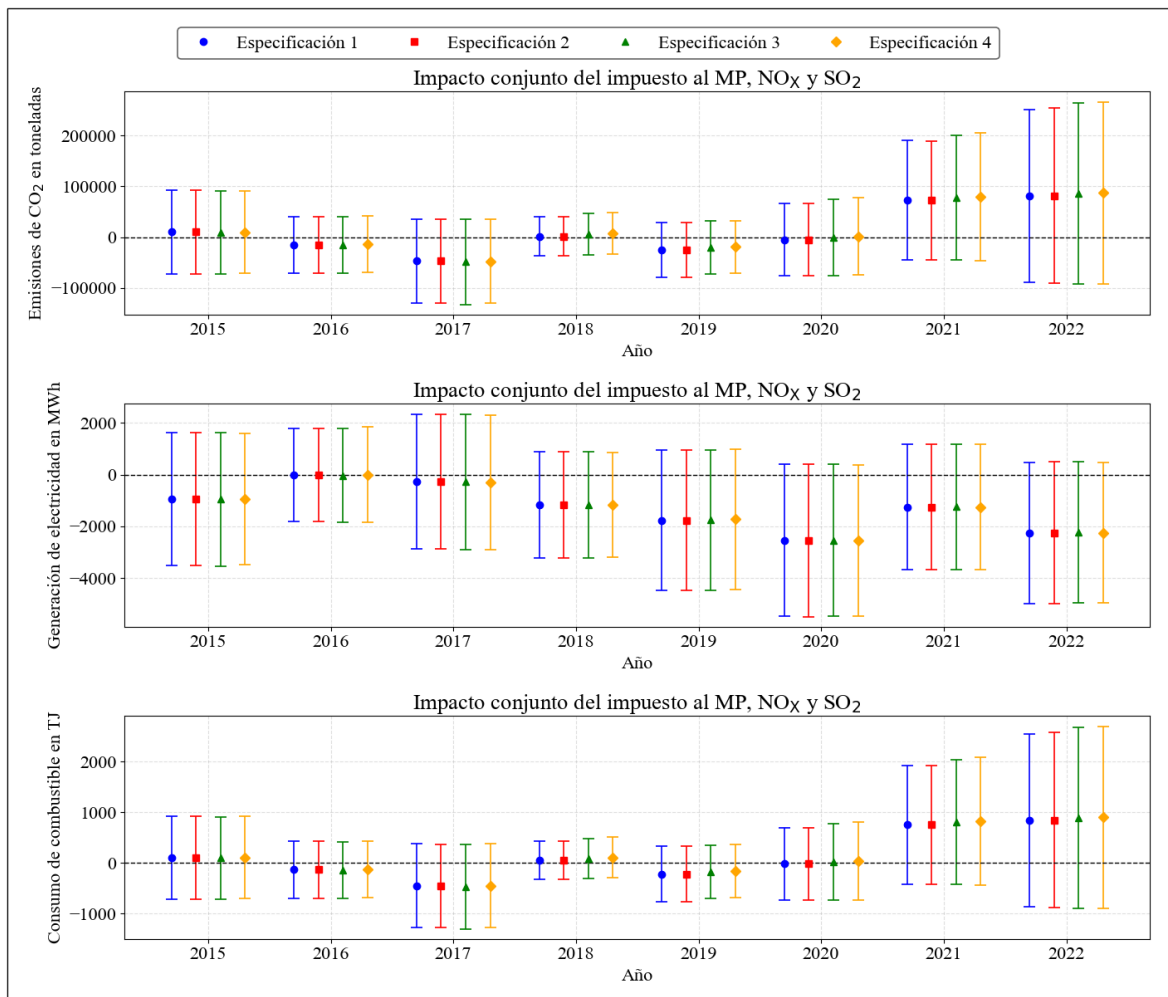


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

El segundo análisis de sensibilidad evalúa el efecto de los impuestos ambientales en las centrales termoeléctricas que emplean exclusivamente biomasa. Según la legislación chilena, estas instalaciones están exentas del impuesto al CO₂ y únicamente deben pagar impuestos por sus emisiones de MP, NO_x y SO₂. En consecuencia, solo se puede estimar el impacto conjunto de los impuestos a contaminantes locales del aire. La Figura 3.2 muestra que los impuestos al MP, NO_x y SO₂ no generan efectos estadísticamente significativos sobre las emisiones de CO₂, consumo de combustible y generación de electricidad en las centrales termoeléctricas a biomasa gravadas. Este resultado sugiere

que la carga tributaria aplicada actualmente a este tipo de centrales termoeléctricas no es suficiente para modificar sus patrones de operación. Adicionalmente, se puede inferir que la inclusión de estas centrales termoeléctricas en la base de datos original dificultó la identificación de impactos estadísticamente significativos para los impuestos ambientales en las subsecciones 3.5.1 y 3.5.3, así que no es recomendable su inclusión en los grupos de tratamiento y control.

Figura 3.2. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al MP, NO_x y SO₂ en centrales de generación termoeléctrica a biomasa

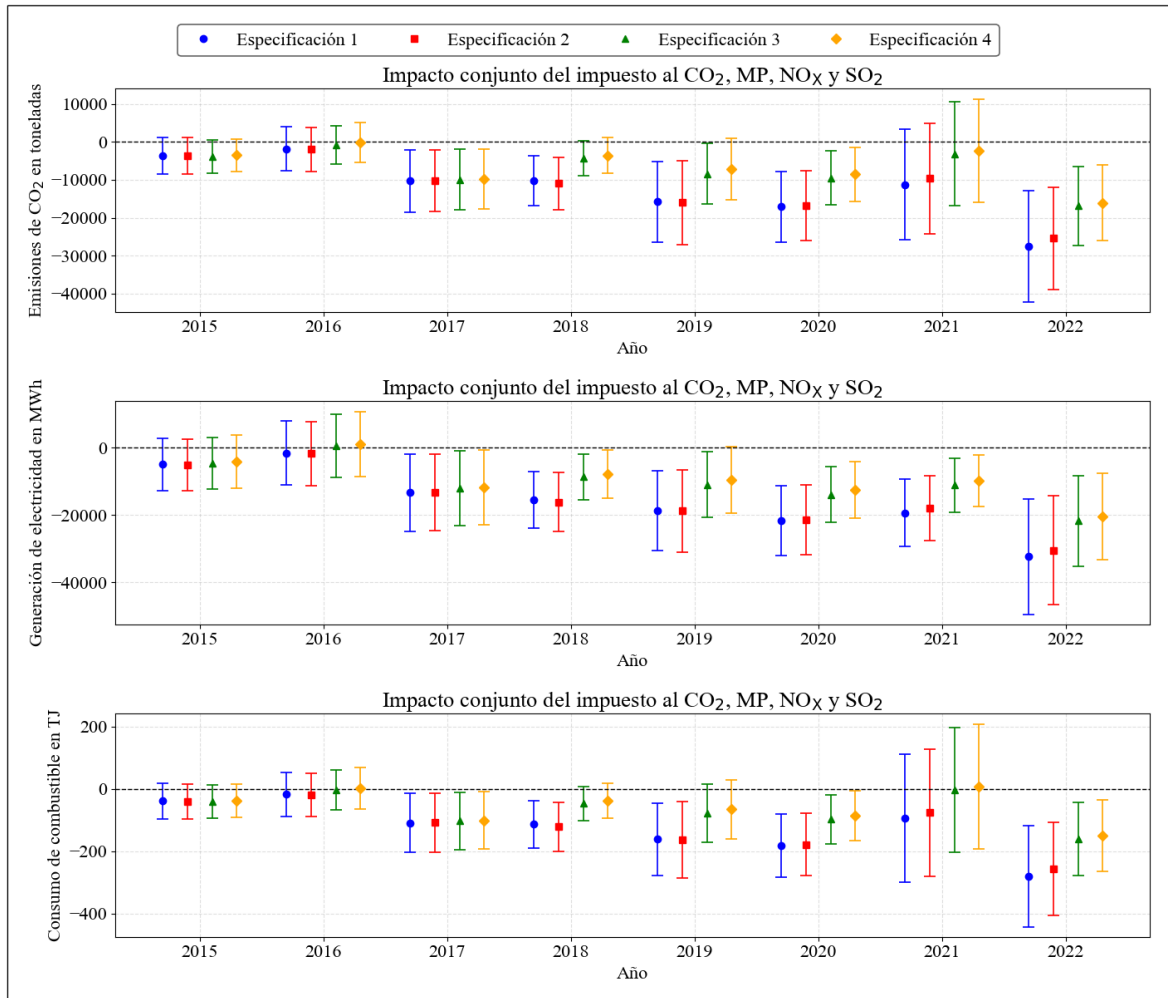


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

El último análisis de sensibilidad excluye de la base de datos original a las centrales termoeléctricas con potencia térmica inferior a 25 MW y a las centrales termoeléctricas

que operan con biomasa. Lo anterior, se explica porque las centrales termoeléctricas pequeñas están lejos del umbral que define a las fuentes gravadas (≥ 50 MW) y podrían comportarse de forma muy diferente lo que afectaría la conformación de un grupo de control adecuado, tal como ocurre con las centrales a biomasa que están exentas del impuesto al CO₂. Al igual que el segundo análisis de sensibilidad, no es posible estimar el impacto individual de ambos tipos de impuesto ya que las dos variables de tratamiento son idénticas para las centrales termoeléctricas que emplean carbón, gas y petróleo, así que solo se puede estimar el impacto conjunto de todos los impuestos ambientales (CO₂, MP, NO_x y SO₂). Los resultados resumidos en la Figura 3.3 muestran que el impuesto conjunto al CO₂, MP, NO_x y SO₂ tiene un impacto negativo y estadísticamente significativo sobre las emisiones de CO₂, generación de electricidad y el consumo de combustible durante los años 2017, 2020 y 2022 en todas las especificaciones. Además, los impactos estimados sobre cada variable de resultado en los años 2015 y 2016 no son estadísticamente significativos en todas las especificaciones evaluadas, validando el supuesto de tendencias paralelas y la pertinencia del grupo de control para obtener impactos causales.

Figura 3.3. Intervalos de confianza al 95% para el impacto conjunto del impuesto al CO₂, MP, NO_x y SO₂ en centrales de generación termoeléctrica con potencia térmica superior a 25 MW excluyendo aquellas que usan biomasa



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

3.6. Discusión e implicancias de política

A diferencia de investigaciones previas que han considerado únicamente efectos homogéneos del impuesto al carbono utilizando el método DiD tradicional (Fernández-López & Mardones, 2025; Harju et al., 2022; Ott & Weber, 2022; Arcila & Baker, 2022; Pretis, 2022; Runst & Thonipara, 2020; Yip, 2018), este trabajo explora la heterogeneidad temporal del impacto de diversos impuestos ambientales y ofrece una visión más detallada sobre la evolución de los efectos postratamiento. Adicionalmente, este estudio se distingue por el uso de microdatos, lo cual representa un aporte relevante por la escasez de

investigaciones que emplean este tipo de información (ver Fernández-López & Mardones, 2025; Harju et al., 2022; Yip, 2018).

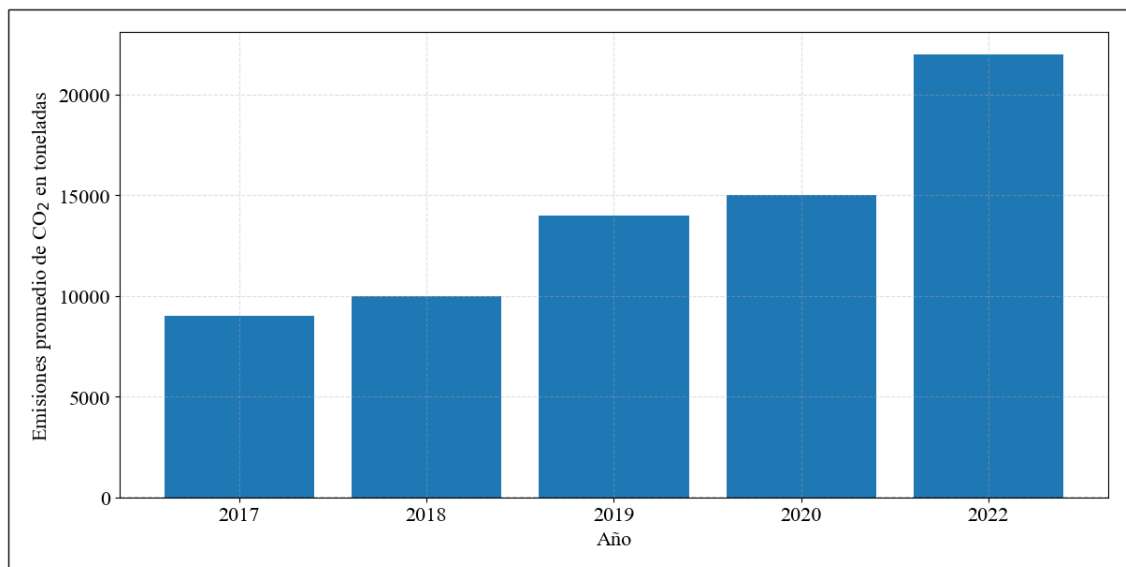
Al incorporar todas las centrales termoeléctricas en la evaluación de impacto, se concluye que el impuesto al CO₂ solo reduce significativamente la generación de electricidad, mientras que los impuestos al MP, NO_x y SO₂ no evidencian impactos robustos sobre esta variable de resultado. Sin embargo, al excluir las centrales termoeléctricas de menor tamaño y aquellas que operan con biomasa, los impuestos en conjunto generan disminuciones significativas en todas las variables de resultado analizadas. Lo anterior, se podría explicar porque en Chile las centrales termoeléctricas a biomasa están exentas del impuesto al CO₂ y solamente pagan impuestos por sus emisiones de MP, NO_x y SO₂, afectando la conformación de un grupo de control adecuado. Lo anterior, demuestra que la definición del grupo de control se vuelve un aspecto crítico para obtener estimaciones precisas de los impactos causados por los impuestos ambientales.

Por otro lado, las reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x sobre las emisiones de CO₂ alcanzan valores promedio de aproximadamente 9 mil toneladas de CO₂ por central termoeléctrica en 2017, 10 mil toneladas en 2018, 14 mil toneladas en 2019, 15 mil toneladas en 2020 y 22 mil toneladas en 2022 (ver Figura 3.4). Al expresarse en términos anuales, estas reducciones representan entre el 16% y 38% de las emisiones promedio de CO₂ registradas en las centrales afectas a los impuestos ambientales. En consecuencia, el impacto conjunto de estos impuestos sobre las emisiones de CO₂ implicaría una reducción total estimada de entre 5 y 11 millones de toneladas de CO₂ por año, considerando el conjunto de las centrales termoeléctricas actualmente gravadas. Lo anterior, representa aproximadamente del 6% al 14% de las emisiones nacionales.³⁶ Estos porcentajes son insuficientes frente al compromiso del país de reducir su intensidad de emisiones de CO₂ en al menos un 25%

³⁶ Según el último Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Chile 1990-2022, este país emitió 111,0 millones de toneladas de CO₂ equivalente (CO₂eq) en 2022, de las cuales 84,3 millones corresponden a emisiones de CO₂.

al año 2030 respecto a 2016, establecido en su segunda NDC³⁷. Por lo tanto, se sugiere elevar gradualmente la tasa del impuesto al CO₂ y la tasa de los impuestos al MP, NO_x y SO₂, así como también, ampliar la cobertura de los impuestos ambientales sobre centrales termoeléctricas de menor potencia térmica.

Figura 3.4. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x sobre las emisiones de CO₂

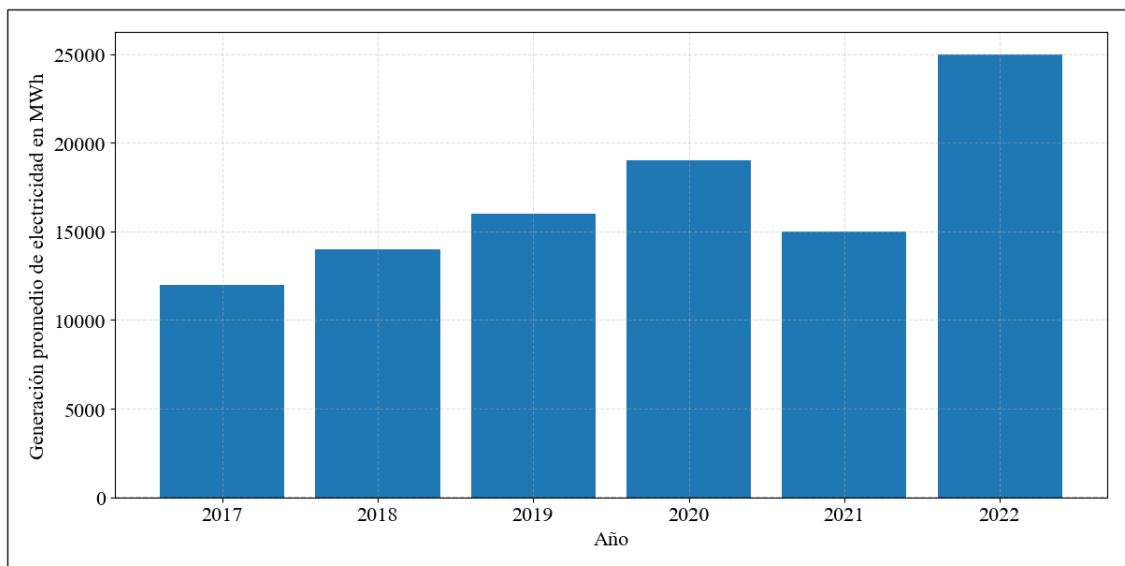


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

Cabe señalar que, las reducciones en la generación de electricidad atribuibles al impacto conjunto de los impuestos ambientales alcanzan valores de 12 mil MWh en 2017, 14 mil MWh en 2018, 16 mil MWh en 2019, 19 mil MWh en 2020, 15 mil MWh en 2021 y 25 mil MWh en 2022 por central termoeléctrica (ver Figura 3.5). Estos valores cuando se anualizan corresponden a disminuciones entre el 16% y 33% respecto a los niveles promedio de generación en las centrales gravadas.

³⁷ Ministerio de Medio Ambiente. Acceso septiembre de 2025. <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/>

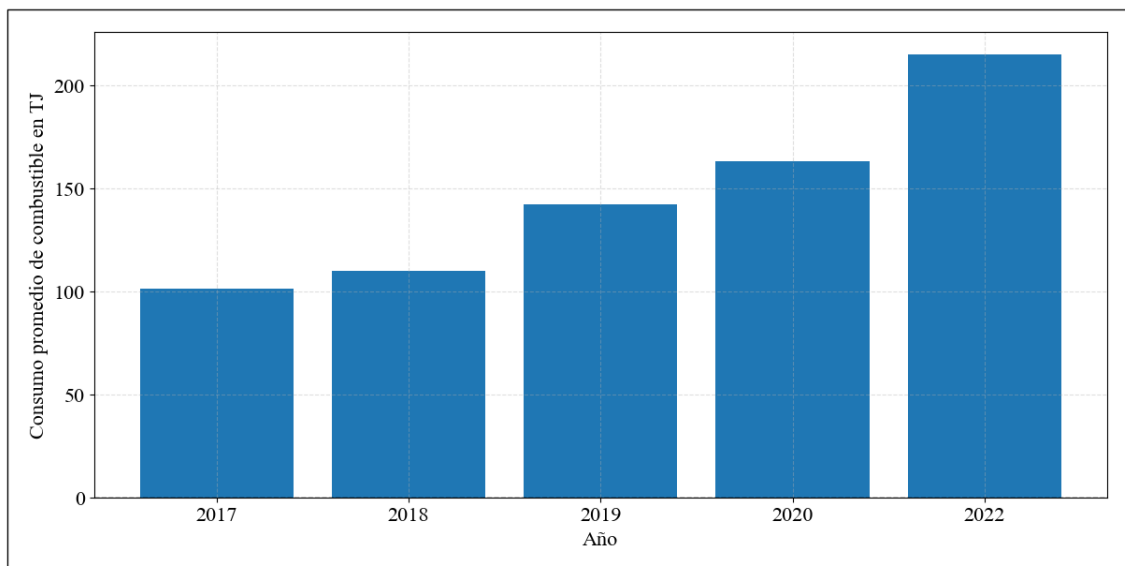
Figura 3.5. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x sobre la generación de electricidad



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

En cuanto al consumo de combustible fósiles, el efecto combinado de los impuestos ambientales se traduce en reducciones promedio de 101 TJ en 2017, 110 TJ en 2018, 142 TJ en 2019, 163 TJ en 2020 y 215 TJ en 2022 por central termoeléctrica (ver Figura 3.6). Una vez anualizados, estos resultados implican reducciones relativas entre el 15% y 32% en el consumo de combustible en las centrales sujetas a los tributos.

Figura 3.6. Reducciones estimadas asociadas al efecto conjunto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x sobre el consumo de combustible



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

3.7. Conclusiones

Los impuestos al CO₂ y a otros contaminantes locales del aire (MP, SO₂ y NO_x) aplicados a las emisiones de las centrales termoeléctricas constituyen instrumentos económicos orientados a la reducción de las emisiones de dichos contaminantes. Por lo tanto, evaluar su efectividad es importante para fortalecer el diseño regulatorio y avanzar en la transición hacia un sistema energético más sostenible. En Chile, el año 2017 se implementaron cuatro impuestos ambientales que gravan las emisiones anuales de CO₂, MP, SO₂ y NO_x provenientes de grandes fuentes fijas (con potencia térmica ≥ 50 MW). Sin embargo, sus efectos ambientales y económicos han sido analizados principalmente mediante metodologías de evaluación ex – ante. En consecuencia, el presente estudio aplica el método DiD dinámico para estimar los efectos temporales de dichos impuestos, ofreciendo una aproximación más detallada de su desempeño a lo largo del tiempo. Además, esta investigación presenta varios elementos novedosos, entre ellos el uso de datos mensuales a nivel de central termoeléctrica, variedad de impactos evaluados, validación de supuestos y múltiples análisis de sensibilidad. Cabe señalar que los estudios

de evaluación de impacto internacionales existentes evalúan de forma aislada el impuesto al CO₂ sin considerar regulaciones o instrumentos sobre otros contaminantes.

Los resultados muestran que los efectos de los impuestos ambientales se concentran en la generación de electricidad cuando se utiliza el total de los datos disponibles. En este caso, el impuesto al CO₂ produce reducciones significativas entre 2017 y 2022 para esta variable de resultado, mientras que los impuestos al MP, SO₂ y NO_x no evidencian efectos robustos debido a su relativamente baja carga tributaria. Sin embargo, al excluir las centrales de biomasa o de menor tamaño, emergen impactos negativos y estadísticamente significativos en las emisiones de CO₂, generación de electricidad y consumo de combustible. Esto sugiere que las diferencias tecnológicas entre las centrales termoeléctricas son relevantes para explicar la reacción ante los impuestos ambientales. Por otro lado, la magnitud de los impactos sobre las emisiones revela que se requieren ajustes en el diseño impositivo actual. En particular, el efecto conjunto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x generan reducciones promedio de entre 9 mil y 22 mil toneladas de CO₂ por central entre 2017 y 2022. Esto equivale al 16% y 38% de las emisiones de CO₂ en las centrales gravadas cuando se anualizan los impactos estimados, representando una disminución anual de entre 6% y 14% de las emisiones nacionales. Aunque el impacto es significativo, resulta insuficiente para cumplir la meta de reducción del 25% al 2030 establecida en la NDC. Por lo tanto, se sugiere elevar gradualmente la tasa del impuesto al CO₂ y la tasa de los impuestos al MP, NO_x y SO₂, así como también, ampliar la cobertura de los impuestos ambientales sobre centrales termoeléctricas de menor potencia térmica. Por otro lado, se observan disminuciones anuales de entre 16% y 33% en la generación de electricidad y de 15% a 32% en el consumo de combustibles fósiles, consistentes con los efectos estimados sobre las emisiones.

Cabe señalar que no es posible evaluar directamente el efecto de los impuestos ambientales sobre las emisiones de MP, NO_x y SO₂ ya que muchas centrales termoeléctricas cuentan con tecnologías de abatimiento, imposibilitando la medición de las emisiones a partir de los datos de consumo de combustibles. A pesar de esta limitación,

el estudio ofrece evidencia relevante sobre el impacto temporal de diferentes impuestos ambientales en Chile, constituyendo una aproximación valiosa para otros países que busquen implementar políticas similares como parte de su estrategia de mitigación climática y control de la contaminación local del aire. Además, el estudio muestra que la magnitud del impacto sobre las variables analizadas presenta una trayectoria relativamente creciente a lo largo del período posterior a la implementación de los impuestos. Esto refleja una respuesta progresiva de las centrales termoeléctricas gravadas frente a la señal tributaria. Finalmente, se sugiere que futuras investigaciones amplíen el análisis hacia dimensiones económicas y sociales, tales como el impacto sobre el empleo, precios de la energía o pobreza energética. Lo anterior, permitiría aportar evidencia sobre el efecto de los impuestos ambientales sobre un conjunto más amplio de variables de resultado.

4. Capítulo IV. Discusión y conclusiones generales

4.1 Discusión

Los resultados obtenidos a lo largo de esta tesis doctoral confirman que los impuestos ambientales implementados en Chile bajo la Ley N° 20.780³⁸ constituyen instrumentos efectivos para reducir las emisiones de contaminantes del sector eléctrico. Sin embargo, la magnitud de sus efectos revela una contribución aún limitada frente a los compromisos climáticos asumidos por el país. En el primer análisis, centrado exclusivamente en el impuesto al CO₂, se estimaron reducciones promedio anuales entre 15,6% y 18,0% en las emisiones de CO₂ de las unidades termoeléctricas gravadas. En concordancia con este resultado, el consumo de combustibles fósiles disminuyó entre 13,1% y 14,9% al año, mientras que la generación de electricidad se redujo entre 14,8% y 15,3% al año. Aunque estos resultados son estadísticamente significativos, permanecen lejos de la meta nacional de disminuir en al menos un 25% la intensidad de emisiones al año 2030 respecto al 2016,

³⁸ Biblioteca Central del Congreso Nacional de Chile. Acceso septiembre de 2025. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194>

según lo establecido en la segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC)³⁹ de Chile.

El análisis del efecto conjunto del impuesto al CO₂ y de los impuestos aplicados al MP, SO₂ y NO_x demuestra reducciones más amplias en las variables de resultado. Las emisiones de CO₂ disminuyen entre un 16% y 38% al año respecto a los niveles de referencia por central termoeléctrica para el período 2017-2022, equivalentes a una reducción total estimada de entre 5 y 11 millones de toneladas de CO₂ por año. Esto corresponde aproximadamente entre 6% y 14% de las emisiones nacionales. De manera similar, el consumo de combustibles fósiles cae entre 15% y 32% al año, y la generación de electricidad entre 16% y 33% al año. Estos resultados evidencian que los impactos son mayores cuando se consideran simultáneamente todos los impuestos ambientales y cuando se excluyen del análisis a las centrales termoeléctricas de menor tamaño o centrales exentas al impuesto al CO₂, como las que operan con biomasa. Lo anterior, subraya la importancia de una adecuada conformación del grupo de control para obtener estimaciones precisas en las evaluaciones de impacto.

Cabe señalar que, las estimaciones empíricas obtenidas difieren de los resultados reportados por estudios en Chile que utilizan simulaciones basadas en modelos de equilibrio general computable, modelos input-output o modelos de optimización (Mardones, 2024; Mardones & Mena, 2020; Vera & Sauma, 2015). Estas divergencias pueden atribuirse al enfoque metodológico adoptado en esta tesis, el cual identifica efectos causales observados ex – post mediante técnicas de evaluación de impacto aplicadas a microdatos. En contraste, la mayoría de los enfoques ex – ante proyectan impactos potenciales utilizando información sectorial agregada.

Por otro lado, los hallazgos obtenidos también tienen implicancias relevantes para la formulación de políticas públicas. Si bien, la tasa impositiva vigente en Chile de 5

³⁹ Ministerio de Medio Ambiente. Acceso noviembre de 2025. <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/>

USD/tCO₂ muestra efectos de mitigación significativos, es baja en comparación con los estándares internacionales. La literatura ex – ante sugiere que tasas entre 50 y 100 USD/tCO₂ serían necesarias para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París al año 2030 (O’Ryan et al., 2023). Sin embargo, cualquier incremento en la tasa impositiva debe considerar cuidadosamente sus posibles efectos económicos, sociales y políticos. Asimismo, la evidencia obtenida en esta tesis demuestra que la combinación de impuestos sobre GEI y contaminantes locales amplifica los beneficios ambientales, lo que refuerza la complementariedad entre políticas climáticas y de calidad del aire. Finalmente, los resultados resaltan la necesidad de ampliar la base tributaria, tanto extendiendo la cobertura a unidades o centrales termoeléctricas de menor potencia térmica como aumentar la tasa impositiva.

4.2 Conclusiones generales

La presente tesis doctoral desarrolla una evaluación empírica exhaustiva del impacto de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x aplicados al sector energético en Chile basada en microdatos. El análisis se fundamenta en métodos de evaluación de impacto, empleando el estimador DiD tradicional y su extensión dinámica para identificar respectivamente cambios causales en el comportamiento operativo de las unidades de generación termoeléctrica y centrales termoeléctricas gravadas. Los resultados demuestran que estos instrumentos tributarios inducen ajustes medibles en las operaciones de generación, lo que confirma su capacidad para reducir emisiones, disminuir el uso de combustibles fósiles y moderar los niveles de producción de electricidad.

En el caso del impuesto al CO₂, se estiman reducciones anuales estadísticamente significativas en las emisiones de CO₂ que varían entre 15,6% y 18,0%, entre 13,1% y 14,9% en el consumo de combustibles fósiles, y entre 14,8% y 15,3% en la generación de electricidad. Por otro lado, la implementación conjunta de los impuestos al CO₂, MP, SO₂ y NO_x genera reducciones anuales en las emisiones de CO₂ que varían entre 16,0% y 38,0%, entre 15,0% y 32,0% en el uso de combustibles, y entre 16,0% y 33,0% en la generación de electricidad. Un aporte central de esta tesis es mostrar que los impactos del

impuesto al CO₂ e impuestos aplicados a contaminantes locales del aire no solo existen, sino que se sostienen bajo múltiples especificaciones, periodicidades y criterios de desagregación. Estos resultados constituyen una validación ex – post poco frecuente en la literatura latinoamericana sobre políticas de fijación de precios al carbono, donde predominan los estudios basados en metodologías ex – ante.

Los resultados obtenidos también permiten concluir que el efecto de los impuestos ambientales en Chile se encuentra condicionado por factores estructurales, tales como la tecnología de combustión. En particular, las centrales que operan con carbón, gas y petróleo presentan las respuestas más pronunciadas ante la señal tributaria. Esto indica que los instrumentos actuales interactúan con características tecnológicas que deben ser consideradas en el diseño de futuras reformas regulatorias. A pesar de los efectos identificados, esta tesis concluye que la capacidad mitigadora del sistema tributario vigente es limitada para cumplir los compromisos climáticos del país. La baja tasa del impuesto al CO₂ y las restricciones de cobertura reducen la magnitud del efecto agregado, lo que sugiere la necesidad de avanzar hacia un fortalecimiento gradual del diseño impositivo, ya sea aumentando progresivamente las tasas o ampliando la base tributaria a unidades de generación termoeléctrica y centrales termoeléctricas de menor potencia térmica. En este sentido, la evidencia generada constituye una base empírica relevante para orientar decisiones regulatorias más efectivas en el marco de la descarbonización del sector eléctrico.

Cabe señalar que, desde una perspectiva metodológica, esta tesis doctoral destaca la importancia de emplear evaluaciones de impacto (o evaluaciones ex – post) para medir el desempeño real de los instrumentos económicos ambientales. También, resalta que las pruebas de validez interna aplicadas como el test de tendencias paralelas, test de placebo y las múltiples estimaciones y especificaciones del modelo DiD, contribuyen a reforzar la credibilidad y solidez de los resultados obtenidos. Sin embargo, se reconoce que la estimación causal está sujeta a la aplicación del supuesto de no interferencia entre unidades (SUTVA), lo cual constituye la restricción metodológica más relevante de la

presente tesis doctoral. En un mercado eléctrico interconectado, donde las decisiones operativas de una unidad o central termoeléctrica pueden influir indirectamente en otra, el cumplimiento estricto de este supuesto no puede garantizarse plenamente.

Por lo anterior, esta tesis identifica algunas líneas de investigación futuras orientadas a superar las limitaciones asociadas al supuesto de no interferencia entre unidades o centrales termoeléctricas y ampliar el análisis de los efectos de los impuestos ambientales. Un desafío central es avanzar hacia enfoques que permitan modelar explícitamente la existencia de efectos indirectos entre unidades de generación termoeléctrica y centrales termoeléctricas, incorporando métodos desarrollados dentro del propio marco DiD, tales como los modelos de interferencia parcial. Por ejemplo, los enfoques de mapeo de exposición (exposure mapping), extensiones espaciales o en redes del estimador DiD, los cuales permiten capturar spillovers tecnológicos, geográficos u operativos entre unidades o centrales termoeléctricas relacionadas. Estos métodos no pudieron aplicarse en esta tesis debido a la ausencia de información detallada sobre interacciones operativas, flujos de despacho o estructuras de proximidad que permitan construir medidas válidas de exposición o matrices de conexión entre centrales. También, se plantea la necesidad de profundizar en el estudio de otros contaminantes y dimensiones socioeconómicas, así como en el análisis de la interacción entre el impuesto al carbono y políticas energéticas complementarias, ámbitos que requieren microdatos ambientales, tarifarios y laborales que actualmente no se encuentran disponibles con la granularidad requerida para implementar metodologías causales robustas. Avanzar en estas direcciones permitirá generar evaluaciones más completas y fortalecer el diseño de instrumentos económicos capaces de contribuir de manera efectiva a la mitigación del cambio climático y a la mejora de la calidad del aire.

Referencias generales

Abadie, A., & Cattaneo, M. (2018). Econometric methods for program evaluation. *Annual Review of Economics*, 10(1), 465-503. <https://doi.org/10.1146/annurev-economics-080217-053402>

Akkemik, K., Borges, J., & Dang, P. (2024). Assessing carbon tax using a CGE model with firm heterogeneity: An application to Vietnam. *Journal of Environmental Management*, 365, 121585. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.121585>

Abadie, A., Athey, S., Imbens, G., & Wooldridge, J. (2023). When should you adjust standard errors for clustering? *The Quarterly Journal of Economics*, 138(1), 1-35. <https://doi.org/10.1093/qje/qjac038>

Angrist, J., & Pischke, J. (2009). *Mostly harmless econometrics: An empiricist's companion*. Princeton University Press.

Athey, S., & Imbens, G. (2022). Design-based analysis in difference-in-differences settings with staggered adoption. *Journal of Econometrics*, 226(1), 62-79. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2020.10.012>

Abadie, A., Diamond, A., & Hainmueller, J. (2010). Synthetic control methods for comparative case studies: estimating the effect of California's tobacco control program. *Journal of the American Statistical Association*, 105(490), 493-505. <https://doi.org/10.1198/jasa.2009.ap08746>

Abadie, A., & Gardeazabal, J. (2003). The economic costs of conflict: a case study of the Basque Country. *American Economic Review*, 93(1), 113-132. <https://doi.org/10.1257/000282803321455188>

Andersson, J. (2019). Carbon taxes and CO₂ emissions: Sweden as a case study. *American Economic Journal: Economic Policy*, 11(4), 1-30. <https://doi.org/10.1257/pol.20170144>

Angrist, J., & Pischke, J. (2014). *Mastering 'metrics: The path from cause to effect*. Princeton University Press.

Arcila, A., & Baker, J. (2022). Evaluating carbon tax policy: A methodological reassessment of a natural experiment. *Energy Economics*, 111, 106053. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106053>

Ashenfelter, O., & Card, D. (1985). Using the longitudinal structure of earnings to estimate the effect of training programs. *The Review of Economics and Statistics*, 67(4), 648-660. <https://doi.org/10.2307/1924810>

Athey, S., & Imbens, G. (2017). The State of Applied Econometrics: Causality and policy evaluation. *Journal of Economic Perspectives*, 31(2), 3-32. <https://doi.org/10.1257/jep.31.2.3>

Azevedo, D., Wolff, H., & Yamazaki, A. (2023). Do carbon taxes kill jobs? firm-level evidence from British Columbia. *Climate Change Economics*, 14(2), 1-46. <https://doi.org/10.1142/S2010007823500100>

Bertrand, M., Duflo, E., & Mullainathan, S. (2004). How much should we trust differences-in-differences estimates? *Quarterly Journal of Economics*, 119(1), 249-275. <https://doi.org/10.1162/003355304772839588>

Bettarelli, L., Furceri, D., Pisano, L., & Pizzuto, P. (2025). Greenflation: Empirical evidence using macro, regional and sectoral data. *European Economic Review*, 174, 104983. <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2025.104983>

Borusyak, K., Jaravel, X., & Spiess, J. (2024). Revisiting event-study designs: robust and efficient estimation. *Review of Economic Studies*, 91(6), 3253-3285. <https://doi.org/10.1093/restud/rdae007>

- Brzezinski, M., & Kaczan, M. (2025). Carbon taxes in Europe do not hurt the poor: Evidence from existing taxation schemes. *Ecological Economics*, 233, 108585. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2025.108585>
- Bhat, A., & Mishra, P. (2020). Evaluating the performance of carbon tax on green technology: Evidence from India. *Environmental Science and Pollution Research*, 27(2), 2226-2237. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-06666-x>
- Baker, A., Larcker, D., & Wang, C. (2022). How much should we trust staggered difference-in-differences estimates? *Journal of Financial Economics*, 144(2), 370-395. <https://doi.org/10.1016/j.jfineco.2022.01.004>
- Bernard, J., & Kichian, M. (2021). The impact of a revenue-neutral carbon tax on GDP dynamics: The case of British Columbia. *Energy Journal*, 42(3), 205-224. <https://doi.org/10.5547/01956574.42.3.jber>
- BCN (2024). Implementation of the green tax in Chile. Available at: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/26723/1/BCN___Implementacion_de_Impuesto_Verde_en_Chile.pdf. (Acceded 29 June 2024).
- Chu, L., Dung, H., & Thanh, T. (2024). A step towards energy efficiency in G7 countries: analyzing the role of economic complexity and shadow economy on energy intensity. *Energy Efficiency*, 17(8), 97. <https://doi.org/10.1007/s12053-024-10278-x>
- Chen, R., Howley, P., & Kesidou, E. (2024). The impact of ETS on Productivity in developing economies: A micro-econometric evaluation with Chinese firm-level data. *Energy Economics*, 107376. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107376>
- Costa-Dias, M., & Blundell, R. (2009). Alternative approaches to evaluation in empirical microeconomics. *Journal of Human Resources*, 44(3), 565-640. <https://doi.org/10.3368/jhr.44.3.565>

Callaway, B., & Karami, S. (2023). Treatment effects in interactive fixed effects models with a small number of time periods. *Journal of Econometrics*, 233(1), 184-208. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2022.02.001>

Callaway, B., & Sant'Anna, P. (2021). Difference-in-differences with multiple time periods. *Journal of Econometrics*, 225(2), 200-230. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2020.12.001>

Charlier, D., Fodha, M., & Kirat, D. (2023). Residential CO₂ emissions in Europe and carbon taxation: a country-level assessment. *The Energy Journal*, 44(5), 187-206. <https://doi.org/10.5547/01956574.44.4.dcha>

Cui, G. (2024). How do environmental taxes affect the environmental investment of high-emission enterprises: Evidence from China. *Journal of Environmental Management*, 370, 122629. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.122629>

Clarke, D., & Tapia-Schyte, K. (2021). Implementing the panel event study. *The Stata Journal*, 21(4), 853-884. <https://doi.org/10.1177/1536867X211063144>

Dehejia, R., & Wahba, S. (1999). Causal effects in, nonexperimental studies: Reevaluating the evaluation of training programs. *Journal of the American Statistical Association*, 94(448), 1053-1062. <https://doi.org/10.2307/2669919>

Dhar, R., Sarkar, S., Luo, C., Anand, M., Dasgupta, S., Neogi, U., & Routh, J. (2025). The energy-health-environment nexus: assessing the transboundary impacts of coal-fired power plants. *Frontiers in Public Health*, 13, 1581460. <https://doi.org/10.3389/fpubh.2025.1581460>

Döbbeling-Hildebrandt, N., Danilenko, D., Lamb, W., & Minx, J. (2025). Under what conditions and why is carbon pricing effective? A realist synthesis of ex-post evidence. *Environmental Research Letters*, 20, 103005. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ae03d8>

Donald, S., & Lang, K. (2007). Inference with difference-in-differences and other panel data. *Review of Economics and Statistics*, 89(2), 221-233. <https://doi.org/10.1162/rest.89.2.221>

de Chaisemartin, C., & D'Haultfœuille, X. (2023). Two-way fixed effects and differences-in-differences estimators with several treatments. *Journal of Econometrics*, 236(2), 105480. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2023.105480>

Egze, A., Zeleke, T., & Seyoum, A. (2023). The impact of involuntary resettlement on households' livelihood: A case study of railway infrastructure induced resettlement in South Wello zone of Amhara Region, Ethiopia. *Journal of Cleaner Production*, 420, 138402. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138402>

Fernández-López, R., & Mardones, C. (2025). Impact evaluation of the carbon tax in Chile using the difference-in-differences method. *Energy*, 134863. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134863>

Ferraro, P., & Miranda, J. (2013). Heterogeneous treatment effects and mechanisms in information-based environmental policies: Evidence from a large-scale field experiment. *Resource and Energy Economics*, 35(3), 356-379. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2013.04.001>

Ghazouani, A., Xia, W., Jebli, M., & Shahzad, U. (2020). Exploring the role of carbon taxation policies on CO2 emissions: Contextual evidence from tax implementation and non-implementation european countries. *Sustainability (Switzerland)*, 12(20), 1-16. <https://doi.org/10.3390/su12208680>

Gloriant, S. (2018). A quantified evaluation of the French «carbon tax». *Economics and Policy of Energy and the Environment*, 2018(1), 69-115. <https://doi.org/10.3280/EFE2018-001004>

Green, J. (2021). Does carbon pricing reduce emissions? A review of ex-post analyses. *Environmental Research Letters*, 16(4), 043004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abdae9>

Government of Chile (2020). Chile's nationally determined contribution. Update 2020. Retrieved from <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/>

Harju, J., Kosonen, T., Laukkanen, M., & Palanne, K. (2022). The heterogeneous incidence of fuel carbon taxes: Evidence from station-level data. *Journal of Environmental Economics and Management*, 112, 102607. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102607>

Heckman, J., & Todd, P. (2009). A note on adapting propensity score matching and selection models to choice based samples. *The Econometrics Journal*, 12(s1), 230-234. <https://doi.org/10.1111/j.1368-423X.2008.00269.x>

Heckman, J., & Vytlačil, E. (1999). Local instrumental variables and latent variable models for identifying and bounding treatment effects. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 96(8), 4730-4734. <https://doi.org/10.1073/pnas.96.8.4730>

High-Level Commission on Carbon Prices (2017). Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. Washington, DC. World Bank. Available at: https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53decccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing_FullReport.pdf

Hsu, C., Zhang, Y., Aqdas, R., Chupradit, S., & Nawaz, A. (2021). A step towards sustainable environment in China: The role of eco-innovation renewable energy and environmental taxes. *Journal of Environmental Management*, 299, 113609. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113609>

- Hu, X., Wu, H., Ni, W., Wang, Q., Zhou, D., & Liu, J. (2023). Quantifying the dynamical interactions between carbon pricing and environmental protection tax in China. *Energy Economics*, 126, 106912. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106912>
- Imbens, G., & Angrist, J. (1994). Identification and estimation of local average treatment effects. *Econometrica*, 62(2), 467-475. <https://doi.org/10.2307/2951620>
- IEA (2025). Global Energy Review 2025-Electricity. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/electricity>. (Acceded 28 September 2025).
- IEA (2024). Electricity generation from coal in Chile. Available at: <https://www.iea.org/countries/chile/coal>. (Acceded 13 August 2024).
- Imbens, G., & Wooldridge, J. (2009). Recent developments in the econometrics of program Evaluation. *Journal of Economic Literature*, 47(1), 5-86. <https://doi.org/10.1257/jel.47.1.5>
- IPCC (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the IPCC*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001>
- Jiang, H., Liu, L., & Deng, H. (2022). Co-benefit comparison of carbon tax, sulfur tax and nitrogen tax: The case of China. *Sustainable Production and Consumption*, 29, 239-248. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.10.017>
- Karmaker, S., Hosan, S., Chapman, A., & Saha, B. (2021). The role of environmental taxes on technological innovation. *Energy*, 232, 121052. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121052>
- Kim, Y., Tanaka, K., & Matsuoka, S. (2020). Environmental and economic effectiveness of the Kyoto Protocol. *Plos One*, 15(7). <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0236299>

Köppel, A., & Schratzenstaller, M. (2023). Carbon taxation: A review of the empirical literature. *Journal of Economic Surveys*, 37(4), 1353-1388. <https://doi.org/10.1111/joes.12531>

Lee, M., & Kang, C. (2006). Identification for difference in differences with cross-section and panel data. *Economics Letters*, 92(2), 270-276. <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2006.03.007>

Lépissier, A., & Mildenerger, M. (2021). Unilateral climate policies can substantially reduce national carbon pollution. *Climatic Change*, 166(3-4). <https://doi.org/10.1007/s10584-021-03111-2>

Leroutier, M. (2022). Carbon pricing and power sector decarbonization: Evidence from the UK. *Journal of Environmental Economics and Management*, 111, 102580. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102580>

Lilliestam, J., Patt, A., & Bersalli, G. (2021). The effect of carbon pricing on technological change for full energy decarbonization: A review of empirical ex-post evidence. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 12(1), e681. <https://doi.org/10.1002/wcc.681>

Lin, B., & Li, X. (2011). The effect of carbon tax on per capita CO₂ emissions. *Energy Policy*, 39(9), 5137-5146. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.050>

Li, J., Fang, F., Chen, Y., Yu, S., Liu, J., Du, Y., ... & Niu, Y. (2025). Properly positioning coal power in decarbonizing the global power systems. In press. *Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2025.06.019>

Li, G., Zhang, R., & Masui, T. (2021). CGE modeling with disaggregated pollution treatment sectors for assessing China's environmental tax policies. *Science of The Total Environment*, 761, 143264. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143264>

- Lilliestam, J., Eckardt, J., & Bersalli, G. (2025). Sequencing, spending, and symbolism: Low carbon taxes primarily serve purposes other than emissions reduction. *One Earth*, 101390. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2025.101390>
- Luo, C., Sarkar, S., Gesmond, F., Anand, M., Singamshetty, K., & Routh, J. (2025). Unmasking emissions: Tracing organic aerosols around a coal-fired power plant in India. *Atmospheric Environment*, 121428. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2025.121428>
- Lu, Z., Gou, D., Yang, L., Wu, Z., & Feng, H. (2025). The impact of environmental tax reform on industrial green development: evidence from China. *Frontiers in Environmental Science*, 13, 1593549. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2025.1593549>
- Mardones, C., & García, C. (2020). Effectiveness of CO₂ taxes on thermoelectric power plants and industrial plants. *Energy*, 206, 11815. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118157>
- Mardones, C., & Cabello, M. (2019). Effectiveness of local air pollution and GHG taxes: the case of Chilean industrial sources. *Energy Economics*, 83, 491-500. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.08.007>
- Mardones, C., & Flores, B. (2018). Effectiveness of a CO₂ tax on industrial emissions. *Energy Economics*, 71, 370-382. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.03.018>
- Matterne, I., Roggeman, A., & Verleyen, I. (2024). The impact of environmental taxation on innovation: Evidence from Canada. *Energy Policy*, 187, 114054. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114054>
- Mideksa, T. (2024). Pricing for a cooler planet: An empirical analysis of the effect of taxing carbon. *Journal of Environmental Economics and Management*, 127, 103034. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2024.103034>
- Mehta, D., & Derbeneva, V. (2024). Impact of environmental fiscal reforms on carbon emissions of EURO-4 countries: CS-NARDL approach. *International Journal of Thermofluids*, 21, 100550. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100550>

- Murad, S., Rahman, A., & Mohsin, A. (2025). From policy to progress: Environmental taxation to mitigate air pollution in OECD countries. *Journal of Environmental Management*, 374, 124143. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2025.124143>
- Ma, J., & Kuo, J. (2021). Environmental self-regulation for sustainable development: Can internal carbon pricing enhance financial performance? *Business Strategy and the Environment*, 30(8), 3517-3527. <https://doi.org/10.1002/bse.2817>
- Mardones, C., & Correa, M. (2025). Methodological proposal to approximate the sectoral impacts of a carbon tax at the regional level—the case of Chile. *Economic Systems Research*, 37(1), 52-75. <https://doi.org/10.1080/09535314.2024.2397974>
- MMA (2024). Report on the state of the environment in Chile. Available at: <https://sinia.mma.gob.cl/estado-del-medio-ambiente/reporte-del-estado-del-medio-ambiente-2023/>. (Acceded 29 June 2024).
- Martin, R., de Preux, L., & Wagner, U. (2014). The impact of a carbon tax on manufacturing: Evidence from microdata. *Journal of Public Economics*, 117, 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2014.04.016>
- Mardones, C. (2024). Measuring the efficiency gains of merging carbon markets—A microsimulation for thermoelectric and industrial sources. *Energy*, 290, 130108. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130108>
- Mardones, C., & Muñoz, T. (2017). Impuesto al CO₂ en el sector eléctrico chileno: efectividad y efectos macroeconómicos. *Economía Chilena*, 20(1), 004-025. <https://doi.org/10.36923/economia.v20i1.200>
- Mardones, C. (2024). Contribution of the carbon tax, phase-out of thermoelectric power plants, and renewable energy subsidies for the decarbonization of Chile— A CGE model and microsimulations approach. *Journal of Environmental Management*, 352, 120017. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.120017>

- Mardones, C., & Ortega, J. (2023). The individual and combined impact of environmental taxes in Chile – A flexible computable general equilibrium analysis. *Journal of Environmental Management*, 325, 116508. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.116508>
- Mardones, C., & Mena, C. (2020). Economic, environmental and distributive analysis of the taxes to global and local air pollutants in Chile. *Journal of Cleaner Production*, 259, 120893. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120893>
- Nchare, K., & Makioka, R. (2023). Quantile difference in differences with time-varying qualification in panel data. *Journal of Econometric Methods*, 12(1), 105-116. <https://doi.org/10.1515/jem-2021-0032>
- Noubissi, E., Nkengfack, H., Messie, T., & Ngounou, B. (2024). Economic impact of the carbon tax: evaluation of the reduction in CO₂ emissions. *Natural Resources Forum*, 48(3), 859-886. <https://doi.org/10.1111/1477-8947.12348>
- O’Ryan, R., Nasirov, S., & Osorio, H. (2023). Assessment of the potential impacts of a carbon tax in Chile using dynamic CGE model. *Journal of Cleaner Production*, 403, 136694. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136694>
- Olale, E., Yiridoe, E., Ochuodho, T., & Lantz, V. (2019). The effect of carbon tax on farm income: Evidence from a Canadian Province. *Environmental and Resource Economics*, 74(2), 605-623. <https://doi.org/10.1007/s10640-019-00337-8>
- Ott, L., & Weber, S. (2022). How effective is carbon taxation on residential heating demand? A household-level analysis. *Energy Policy*, 160, 112698. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112698>
- Pan, Y., Zhang, C., Lee, C., & Lv, S. (2024). Environmental performance evaluation of electric enterprises during a power crisis: Evidence from DEA methods and AI prediction algorithms. *Energy Economics*, 130, 107285. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.107285>

- Qiao, K., Feng, Z., Sun, H., Li, H., & Su, P. (2024). The development and experience of international carbon tax policy practice: a mini review. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 19, 2328-2334. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctae178>
- Pretis, F. (2022). Does a carbon tax reduce CO2 emissions? Evidence from British Columbia. *Environmental and Resource Economics*, 83(1), 115-144. <https://doi.org/10.1007/s10640-022-00679-w>
- Rosenbaum, P., & Rubin, D. (1983). The central role of the propensity score in observational studies for causal effects. *Biometrika*, 70(1), 41-55. <https://doi.org/10.1093/biomet/70.1.41>
- Runst, P., & Thonipara, A. (2020). Dosis facit effectum why the size of the carbon tax matters: Evidence from the Swedish residential sector. *Energy Economics*, 91, 104898. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104898>
- Rambachan, A., & Roth, J. (2023). A more credible approach to parallel trends. *The Review of Economic Studies*, 90(5), 2555-2591. <https://doi.org/10.1093/restud/rdad018>
- Roth, J., & Sant'Anna, P. (2023). When is parallel trends sensitive to functional form? *Econometrica*, 91(2), 737-747. <https://doi.org/10.3982/ECTA19402>
- Rivera, N., Ruiz-Tagle, J., & Spiller, E. (2024). The health benefits of solar power generation: Evidence from Chile. *Journal of Environmental Economics and Management*, 126, 102999. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2024.102999>
- Roth, J., & Sant'Anna, P. (2023). When is parallel trends sensitive to functional form? *Econometrica*, 91(2), 737-747. <https://doi.org/10.3982/ECTA19402>
- Shi, X., Xu, Y., & Liu, C. (2024). China's environmental tax reform achieves the co-management of carbon and haze: The role of optimizing energy utilization. *Atmospheric Pollution Research*, 15(8), 102180. <https://doi.org/10.1016/j.apr.2024.102180>

Sarpong, K., Xu, W., Gyamfi, B., & Ofori, E. (2023). Can environmental taxes and green-energy offer carbon-free E7 economies? An empirical analysis in the framework of COP-26. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(18), 51726-51739. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-25904-x>

Sen, S., & Vollebergh, H. (2018). The effectiveness of taxing the carbon content of energy consumption. *Journal of Environmental Economics and Management*, 92, 74-99. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.08.017>

The World Bank (2024). State and Trends of Carbon Pricing Dashboard. *The World Bank*. Available at: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/instrument-detail>

United Nations (2024). *Global Stocktake 2024: Pathways for accelerating climate action*. United Nations Climate Change Secretariat, Bonn.

UNFCCC (2015). *The Paris Agreement*. United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn.

Vrolijk, K., & Sato, M. (2023). Quasi-experimental evidence on carbon pricing. *World Bank Research Observer*, 38(2), 213-248. <https://doi.org/10.1093/wbro/lkad001>

Vera, S., & Sauma, E. (2015). Does a carbon tax make sense in countries with still a high potential for energy efficiency? Comparison between the reducing-emissions effects of carbon tax and energy efficiency measures in the Chilean case. *Energy*, 88, 478-488. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.067>

Wang, C., Wang, R., Fei, X., & Li, L. (2024). Price effects of residents' consumption carbon emissions: Evidence from rural and urban China. *Energy Economics*, 107662. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107662>

Wang, K., Wang, J., Hubacek, K., Mi, Z., & Wei, Y. (2020). A cost-benefit analysis of the environmental taxation policy in China: A frontier analysis-based environmentally

extended input–output optimization method. *Journal of industrial ecology*, 24(3), 564-576. <https://doi.org/10.1111/jiec.12947>

Wang, K., Liu, Y., Wang, S., & Li, C. (2023). The spatial spillover effect of higher SO₂ emission tax rates on PM_{2.5} concentration in China. *Scientific Reports*, 13(1), 4966. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-31663-z>

Wang, Y., Zhou, K., Wang, X., Yang, T., & Chen, H. (2024). Can carbon tax revenue recycling coordinate climate mitigation and energy poverty alleviation? *Energy*, 308, 132363. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132363>

Xiang, D., & Lawley, C. (2019). The impact of British Columbia's carbon tax on residential natural gas consumption. *Energy Economics*, 80, 206-218. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.12.004>

Xie, Y., Dai, H., & Dong, H. (2018). Impacts of SO₂ taxations and renewable energy development on CO₂, NO_x and SO₂ emissions in Jing-Jin-Ji region. *Journal of Cleaner Production*, 171, 1386-1395. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.057>

Xu, L., & Yang, J. (2024). Carbon pricing policies and renewable energy development: Analysis based on cross-country panel data. *Journal of Environmental Management*, 366, 121784. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.121784>

Yue, X., Peng, M., Anser, M., Nassani, A., Haffar, M., & Zaman, K. (2022). The role of carbon taxes, clean fuels, and renewable energy in promoting sustainable development: How green is nuclear energy? *Renewable Energy*, 193, 167-178. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.017>

Yamazaki, A. (2017). Jobs and climate policy: Evidence from British Columbia's revenue-neutral carbon tax. *Journal of Environmental Economics and Management*, 83, 197-216. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2017.03.003>

Yip, C. (2018). On the labor market consequences of environmental taxes. *Journal of Environmental Economics and Management*, 89, 136-152. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.03.004>

Zhang, H., Meng, J., & Yau, K. (2024). Carbon pricing or non-pricing for developing countries? A dual-track strategy for decarbonization in China. *Applied Economics Letters*, 31(5), 477-483. <https://doi.org/10.1080/13504851.2022.2138812>

Zhang, J. (2021). Impacts of the emissions policies on tourism: An important but neglected aspect of sustainable tourism. *Journal of Hospitality and Tourism Management*, 47, 453-461. <https://doi.org/10.1016/j.jhtm.2021.02.006>

Zhang, T., Tan, Q., & Cai, Y. (2024). General equilibrium analysis of carbon tax policy on water-energy-food nexus efficiency. *Energy*, 132079. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132079>

APÉNDICE A

Tabla A1. Parámetros para la determinación de las emisiones de CO₂

Combustible	Unidad	Densidad (t/Unidad)	PCI (TJ/t)	FE (tCO₂/TJ)
<i>Biogás</i>	m ³	0.12	0.504	54.6
<i>Biomasa</i>	t	1	0.156	100
<i>Biomasa</i>	m ³	0.59	0.156	100
<i>Biomasa licor negro</i>	m ³	1.08	0.118	95.3
<i>Butano</i>	t	1	0.04	63.1
<i>Carbón</i>	t	1	0.258	94.6
<i>Carbón petcoke</i>	t	1	0.2,915	96.05
<i>GLP</i>	t	1	0.473	63.1
<i>GLP</i>	m ³	0.55	0.473	63.1
<i>GNL</i>	m ³	0.65	0.442	64.2
<i>Gas natural</i>	m ³	0.65	0.048	56.1
<i>Gas natural</i>	MMbtu	0.1,807	0.048	56.1
<i>Licor negro</i>	Tss	1	0.118	95.3
<i>Petcoke</i>	t	1	0.325	97.5
<i>Petróleo diésel</i>	t	1	0.404	74.1
<i>Petróleo diésel</i>	m ³	0.855	0.043	74.1
<i>Petróleo diésel fuel oil</i>	t	1	0.404	77.4
<i>Petróleo diésel petróleo ifo-180</i>	t	1	0.404	77.4
<i>Petróleo ifo-180</i>	t	1	0.404	77.4
<i>Petróleo ifo-380</i>	t	1	0.404	77.4
<i>Petróleo n°6</i>	t	1	0.404	77.4
<i>Propano</i>	t	1	0.473	63.1

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IPCC

Tabla A2. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos trimestrales

Variable	Control		Tratamiento		Valor t
	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	
Variables de resultado					
<i>co2</i>	22,282.24	68,857.99	115,780.54	166,387.03	20.38 ***
<i>cons_t</i>	261.51	760.40	1,358.23	1,903.27	21.02 ***
<i>g_mwh</i>	29,185.93	89,384.40	166,369.74	231,673.99	21.72 ***
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	0.00	0.00	1.00	0.00	∞ ***
<i>post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	56.27 ***
<i>tratamiento*post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	56.27 ***
Variables de control					
<i>butano</i>	0.00	0.04	0.00	0.00	-1.41
<i>carbon</i>	0.08	0.27	0.33	0.47	18.04 ***
<i>gasnatural</i>	0.04	0.20	0.11	0.32	7.38 ***
<i>glp</i>	0.00	0.00	0.01	0.11	4.50 ***
<i>gnl</i>	0.00	0.00	0.01	0.11	4.50 ***
<i>biogas</i>	0.05	0.22	0.00	0.00	-8.46 ***
<i>petcoke</i>	0.00	0.00	0.02	0.14	5.80 ***
<i>petroleodiesel</i>	0.59	0.49	0.38	0.49	-11.69 ***
<i>propano</i>	0.01	0.07	0.00	0.00	-2.65 **
<i>petroleodieselpetroleoifo180</i>	0.02	0.12	0.00	0.00	-4.50 ***
<i>petroleoifo180</i>	0.01	0.09	0.01	0.09	0.21
<i>petroleoifo380</i>	0.01	0.11	0.00	0.00	-4.15 ***
<i>petroleon6</i>	0.04	0.18	0.00	0.04	-6.45 ***
<i>potencia</i>	40.67	71.22	181.81	124.44	38.29 ***
<i>pmm</i>	83.64	4.42	83.71	4.36	0.40
<i>volumen_m3</i>	421,914.57	697,802.80	240,393.29	569,967.87	-7.60 ***
<i>energia_mwh</i>	216,401,945.96	460,892,379.21	167,278,367.26	470,047,695.70	-2.84 **
<i>agua_caida</i>	93.81	188.10	46.77	126.21	-7.77 ***
Observaciones	1,332		1,584		

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE. Nota: Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A3. Estadística descriptiva según unidad de generación termoeléctrica con datos anuales

Variable	Control		Tratamiento		Valor t
	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	
Variables de resultado					
<i>co2</i>	89,128.96	247,802.58	463,122.17	561,428.91	11.94 **
<i>cons_t</i>	1,046.03	2,725.05	5,432.92	6,255.73	12.60 ***
<i>g_mwh</i>	116,743.70	317,604.71	665,478.97	769,362.80	12.94 ***
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	0.00	0.00	1.00	0.00	∞ ***
<i>post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	28.11 ***
<i>tratamiento*post</i>	0.00	0.00	0.67	0.47	28.11 ***
Variables de control					
<i>butano</i>	0.00	0.05	0.00	0.00	-1.00
<i>carbon</i>	0.08	0.27	0.34	0.47	9.23 ***
<i>gasnatural</i>	0.06	0.23	0.16	0.37	4.56 ***
<i>glp</i>	0.00	0.00	0.02	0.15	3.03 **
<i>gnl</i>	0.00	0.00	0.02	0.15	3.03 **
<i>biogas</i>	0.05	0.23	0.00	0.00	-4.36 ***
<i>petcoke</i>	0.00	0.00	0.02	0.15	3.03 **
<i>petroleodiesel</i>	0.73	0.45	0.53	0.50	-5.53 ***
<i>propano</i>	0.02	0.12	0.00	0.00	-2.25 *
<i>petroleodieselpetroleoifo180</i>	0.02	0.15	0.00	0.00	-2.86 **
<i>petroleoifo180</i>	0.01	0.11	0.02	0.13	0.63
<i>petroleoifo380</i>	0.02	0.14	0.00	0.00	-2.67 **
<i>petroleon6</i>	0.05	0.22	0.01	0.09	-3.39 ***
<i>potencia</i>	40.67	71.30	181.81	124.56	19.13 ***
<i>pmm</i>	83.33	3.62	83.39	3.56	0.23
<i>volumen_m3</i>	394,546.86	632,591.30	224,172.63	515,190.88	-3.94 ***
<i>energia_mwh</i>	197,392,109.68	405,219,560.66	153,073,147.77	415,456,378.38	-1.45
<i>agua_caida</i>	113.03	164.11	56.53	113.98	-5.30 ***
Observaciones	333		396		

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE. Nota: Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A4. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos anuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	439,811.30*** (104,424.90)	8,296.80 (32,420.60)	8,552.70 (32,516.00)	10,773.10 (34,809.80)	13,486.80 (34,971.50)
<i>post</i>	-24,255.30* (9,869.20)	-19,929.90 (10,770.80)	-19,021.00 (11,717.20)	-17,680.00 (11,435.10)	-18,113.60 (11,534.70)
<i>tratamiento*post</i>	-98,727.10** (36,750.10)	-99,885.50** (37,063.50)	-99,896.10** (37,005.60)	-100,811.00** (36,834.50)	-100,862.70** (36,854.10)
Variables de control					
<i>butano</i>		-364.50 (25,914.10)	-1,244.10 (26,353.70)	-13,041.10 (27,531.60)	-12,496.00 (27,069.90)
<i>carbon</i>		730,463.00*** (77,798.00)	730,110.70*** (78,796.80)	738,774.30*** (78,713.10)	744,114.00*** (79,343.50)
<i>gasnatural</i>		6,750.40 (33,301.00)	6,365.40 (33,060.80)	2,826.80 (33,150.40)	5,865.20 (32,945.10)
<i>glp</i>		-264,259.60** (82,950.10)	-264,137.80** (82,932.10)	-269,327.60** (80,753.90)	-266,183.40** (79,945.00)
<i>gnl</i>		-58,529.60 (53,772.20)	-57,808.20 (53,363.30)	-35,876.40 (46,914.60)	-32,009.20 (47,095.00)
<i>biogas</i>		110,974.90* (47,754.50)	111,345.30* (47,878.90)	129,008.30* (48,910.40)	136,232.20** (49,710.50)
<i>petcoke</i>		426,918.40*** (43,597.90)	427,173.20*** (43,562.10)	337,037.10*** (87,872.80)	338,217.50*** (87,276.70)
<i>petroleodiesel</i>		-4,554.50 (32,817.30)	-4,590.40 (32,918.90)	-16,972.00 (34,536.20)	-16,575.60 (33,913.80)
<i>propano</i>		16,518.80 (37,077.30)	16,932.80 (36,806.70)	29,849.40 (41,774.70)	34,747.20 (42,772.60)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-27,150.80 (37,462.50)	-26,723.40 (37,465.80)	-9,354.30 (37,220.60)	-2,090.10 (38,042.20)
<i>petroleoif180</i>		5,236.10 (25,774.80)	5,489.60 (25,745.30)	24,305.90 (26,464.20)	29,453.20 (28,454.50)
<i>petroleoif380</i>		22,030.40 (16,960.60)	22,396.60 (16,954.80)	48,721.00 (25,349.50)	55,705.20* (27,747.00)
<i>petroleon6</i>		35,339.60* (17,334.00)	35,503.10* (17,351.50)	27,907.30 (25,422.20)	33,717.90 (26,969.40)
<i>potencia</i>		1,857.90*** (343.60)	1,856.00*** (342.10)	1,854.20*** (319.90)	1,847.60*** (317.30)
<i>pmm</i>			-529.80 (2,726.20)	-1,795.30 (2,402.40)	-1,767.90 (2,405.10)
<i>volumen_m3</i>				0.04 (0.03)	0.00 (0.04)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					173.80 (132.60)
intercepto	105,299.20* (46,534.60)	-34,550.80 (36,594.70)	9,058.60 (226,828.50)	96,986.30 (201,377.20)	87,780.90 (203,810.70)
Observaciones	729	729	729	729	729
R ² ajustado	0.15	0.77	0.77	0.77	0.77
Test de tendencias paralelas	2.33	1.59	1.39	1.67	1.50
Test Wald para placebo	1.11	1.58	1.48	1.47	1.07
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.32	0.02	0.01	0.01	0.02
Test de Wooldridge para la correlación serial	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A5. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos anuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	4,970.60*** (1,119.80)	-206.00 (388.80)	-208.00 (390.50)	-178.70 (411.90)	-149.60 (413.40)
<i>post</i>	-309.50** (109.20)	-269.30* (116.10)	-276.60* (133.60)	-263.40* (131.00)	-268.00* (132.20)
<i>tratamiento*post</i>	-875.60* (422.40)	-958.10* (416.50)	-958.00* (417.60)	-965.60* (417.10)	-966.10* (417.30)
Variables de control					
<i>butano</i>		32.79 (279.00)	39.85 (278.60)	-72.74 (293.90)	-66.89 (290.00)
<i>carbon</i>		6,975.50*** (868.20)	6,978.30*** (878.50)	7,050.90*** (883.50)	7,108.10*** (894.10)
<i>gasnatural</i>		550.00 (377.20)	553.10 (373.80)	521.70 (386.00)	554.30 (387.40)
<i>glp</i>		-3,312.60** (1,027.70)	-3,313.60** (1,025.00)	-3,363.90** (1,010.80)	-3,330.20** (1,005.30)
<i>gnl</i>		-341.70 (616.30)	-347.50 (601.00)	-157.50 (568.20)	-116.10 (575.10)
<i>biogas</i>		1,839.20* (698.30)	1,836.20* (700.10)	2,000.70** (704.90)	2,078.10** (712.10)
<i>petcoke</i>		4,318.10*** (500.60)	4,316.10*** (498.80)	3,516.80*** (880.10)	3,529.50*** (875.50)
<i>petroleodiesel</i>		-47.97 (359.30)	-47.68 (358.70)	-167.60 (377.80)	-163.30 (372.60)
<i>propano</i>		-246.70 (386.30)	-250.00 (383.30)	-153.30 (432.50)	-100.80 (440.90)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-376.20 (400.50)	-379.60 (400.70)	-218.00 (399.40)	-140.10 (411.00)
<i>petroleoif180</i>		111.90 (312.20)	109.80 (310.70)	276.00 (310.80)	331.20 (335.60)
<i>petroleoif380</i>		276.30 (201.20)	273.40 (202.90)	521.70 (274.20)	596.60 (301.00)
<i>petroleon6</i>		444.60* (206.50)	443.30* (207.40)	331.10 (296.70)	393.40 (314.70)
<i>potencia</i>		25.11*** (4.15)	25.12*** (4.10)	25.13*** (3.95)	25.06*** (3.93)
<i>pmm</i>			4.25 (31.66)	-7.36 (29.05)	-7.06 (29.06)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					1.86 (1.61)
intercepto	1,252.40* (511.70)	-457.80 (413.00)	-807.60 (2,577.40)	-4.30 (2,379.30)	-103.00 (2,406.10)
Observaciones	729	729	729	729	729
R ² ajustado	0.17	0.74	0.74	0.74	0.74
Test de tendencias paralelas	2.70	1.75	1.60	1.88	1.72
Test Wald para placebo	1.59	1.99	1.91	1.90	1.56
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.24	0.02	0.05	0.05	0.03
Test de Wooldridge para la correlación serial	0.78	0.72	0.72	0.73	0.73

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A6. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos anuales

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	618,191.70*** (134,122.50)	-73,399.20 (54,095.00)	-75,642.10 (54,583.10)	-72,185.60 (57,373.60)	-68,556.70 (57,295.80)
<i>post</i>	-36,005.60* (14,371.40)	-33,974.20* (15,325.60)	-41,941.00* (18,790.20)	-40,467.60* (18,485.40)	-41,047.40* (18,683.00)
<i>tratamiento*post</i>	-104,184.70* (40,527.40)	-116,976.80** (39,256.50)	-116,883.80** (40,079.70)	-117,695.60*** (40,101.30)	-117,764.80** (40,124.70)
Variables de control					
<i>butano</i>		8,318.80 (42,804.80)	16,029.40 (41,602.50)	3,586.80 (44,047.60)	4,315.80 (43,845.20)
<i>carbon</i>		590,561.10*** (127,466.00)	593,649.50*** (127,997.60)	601,395.40*** (129,951.90)	608,536.10*** (131,815.10)
<i>gasnatural</i>		83,576.60 (55,463.60)	86,951.30 (54,534.40)	83,547.00 (55,886.70)	87,610.30 (56,501.50)
<i>glp</i>		-1,263,772.20*** (179,393.10)	-1,264,840.40*** (178,498.20)	-1,270,422.40*** (177,108.50)	-1,266,217.90*** (176,630.90)
<i>gnl</i>		11,441.10 (97,823.40)	5,117.30 (93,983.90)	25,592.50 (93,492.80)	30,764.20 (95,178.90)
<i>biogas</i>		139,856.20* (68,473.50)	136,609.70* (68,527.50)	154,673.30* (68,909.20)	164,333.70* (70,433.00)
<i>petcoke</i>		343,132.70*** (78,024.00)	340,898.70*** (77,511.10)	254,206.50* (116,863.80)	255,785.00* (116,651.50)
<i>petroleodiesel</i>		5,716.20 (56,541.60)	6,030.20 (55,851.30)	-7,266.70 (58,703.30)	-6,736.40 (58,435.00)
<i>propano</i>		-33,019.50 (51,854.80)	-36,648.80 (51,060.10)	-26,677.10 (57,003.40)	-20,127.40 (57,757.20)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-43,466.90 (59,907.00)	-47,213.50 (59,731.90)	-29,469.00 (60,207.80)	-19,754.80 (62,019.70)
<i>petroleoif180</i>		32,779.50 (47,961.10)	30,556.90 (47,452.50)	48,556.00 (48,034.70)	55,439.40 (51,893.80)
<i>petroleoif380</i>		45,890.60 (31,418.00)	42,680.80 (31,851.90)	70,041.20 (39,545.30)	79,381.00 (43,231.60)
<i>petroleon6</i>		71,997.10* (33,324.80)	70,564.00* (33,855.80)	57,096.10 (44,900.20)	64,866.40 (47,677.50)
<i>potencia</i>		4,015.30*** (686.60)	4,032.00*** (674.40)	4,032.70*** (662.20)	4,024.00*** (660.20)
<i>pmm</i>			4,644.10 (4,352.70)	3,374.00 (4,040.90)	3,410.60 (4,046.90)
<i>volumen_m3</i>				0.05 (0.06)	0.01 (0.08)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					232.40 (254.60)
intercepto	140,747.50* (60,725.70)	-92,329.20 (65,885.00)	-474,595.10 (349,280.10)	-386,779.80 (327,282.90)	-399,090.10 (331,933.70)
Observaciones	729	729	729	729	729
R ² ajustado	0.17	0.76	0.76	0.76	0.76
Test de tendencias paralelas	1.21	0.70	0.75	0.88	0.92
Test Wald para placebo	0.85	1.28	1.12	1.10	0.97
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.04	0.82	0.97	0.97	0.90
Test de Wooldridge para la correlación serial	11.10**	19.30***	19.15***	19.08***	19.08***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A7. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos mensuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	36,650.90*** (8,694.60)	-2,526.70 (2,494.40)	-2,633.20 (2,474.50)	-2,477.40 (2,535.30)	-2,398.10 (2,538.00)
<i>post</i>	-1,615.00** (564.40)	-1,643.30* (643.70)	-1,548.40* (646.90)	-1,663.10* (643.40)	-1,751.80** (650.20)
<i>tratamiento*post</i>	-7,331.70** (2,229.40)	-6,607.80** (2,044.20)	-6,612.90** (2,068.00)	-6,595.60** (2,056.40)	-6,533.60** (2,054.90)
Variables de control					
<i>butano</i>		1,990.90 (1,269.50)	2,981.60* (1,475.50)	3,160.30* (1,500.50)	3,335.70* (1,548.70)
<i>carbon</i>		76,431.60*** (6,552.80)	76,797.60*** (6,638.70)	78,003.30*** (6,657.60)	78,166.20*** (6,665.60)
<i>gasnatural</i>		-1,683.90 (4,475.30)	-1,363.30 (4,353.80)	-660.90 (4,033.60)	-500.60 (3,990.80)
<i>glp</i>		-44,966.30*** (7,087.30)	-44,885.70*** (7,038.50)	-44,152.60*** (6,649.60)	-43,849.60*** (6,563.20)
<i>gnl</i>		981.30 (4,923.60)	842.00 (4,894.20)	2,316.50 (4,518.40)	2,528.00 (4,474.90)
<i>biogas</i>		11,611.60*** (3,252.10)	11,537.00*** (3,247.40)	13,548.30*** (3,535.10)	13,845.60*** (3,614.50)
<i>petcoke</i>		47,271.60*** (2,181.60)	47,300.60*** (2,178.80)	41,298.70*** (4,057.40)	40,713.70*** (4,401.90)
<i>petroleodiesel</i>		377.80 (1,519.60)	584.20 (1,459.70)	648.90 (1,451.80)	559.10 (1,456.90)
<i>propano</i>		3,659.40 (3,463.10)	3,060.30 (3,359.80)	3,456.00 (3,295.30)	3,911.60 (3,405.80)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-580.60 (1,439.20)	-692.70 (1,434.40)	1,224.40 (1,899.80)	1,623.30 (2,080.50)
<i>petroleoif180</i>		3,885.10*** (1,115.80)	3,916.30*** (1,142.50)	4,939.10*** (1,378.00)	5,220.10*** (1,520.00)
<i>petroleoif380</i>		2,536.80* (1,135.20)	2,402.60* (1,114.40)	4,308.40* (1,726.90)	4,625.80* (1,890.90)
<i>petroleon6</i>		3,564.00* (1,507.50)	3,883.10* (1,611.50)	2,491.30 (2,631.00)	2,550.60 (2,736.90)
<i>potencia</i>		139.10*** (27.29)	139.70*** (27.07)	139.90*** (25.58)	139.70*** (25.35)
<i>pmm</i>			182.10 (207.70)	100.90 (192.80)	94.25 (191.40)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					5.64 (4.14)
intercepto	9,057.40* (4,019.00)	-3,820.00 (1,951.80)	-18,892.10 (17,222.50)	-14,463.30 (16,165.80)	-13,713.50 (15,972.20)
Observaciones	5,832	5,832	5,832	5,832	5,832
R ² ajustado	0.14	0.77	0.77	0.77	0.77
Test de tendencias paralelas	2.62	2.09	2.10	2.04	2.11
Test Wald para placebo	1.12	0.53	0.49	0.48	0.33
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.66	0.05	0.06	0.11	0.13
Test de Wooldridge para la correlación serial	149.53***	143.85***	144.08***	140.98***	141.12***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A8. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos trimestrales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	109,952.80*** (26,092.70)	-5,929.60 (7,772.40)	-6,437.70 (7,655.90)	-5,634.60 (7,859.40)	-5,853.60 (7,818.00)
<i>post</i>	-4,845.10** (1,693.80)	-6,036.00** (1,801.80)	-5,764.90** (1,801.90)	-6,199.60*** (1,789.80)	-5,975.80** (1,830.00)
<i>tratamiento*post</i>	-21,995.00** (6,690.40)	-19,584.40** (6,216.80)	-19,580.90** (6,287.60)	-19,534.90** (6,254.70)	-19,683.70** (6,294.10)
Variables de control					
<i>butano</i>		-25,090.30* (10,351.50)	-20,554.30* (10,173.10)	-21,592.30* (10,376.10)	-21,676.20* (10,361.40)
<i>carbon</i>		196,508.10*** (19,382.50)	198,063.80*** (19,624.20)	201,661.10*** (19,341.30)	201,285.70*** (19,476.50)
<i>gasnatural</i>		-27,405.50 (14,535.60)	-26,253.00 (14,197.50)	-24,104.70 (13,428.60)	-24,482.20 (13,375.90)
<i>glp</i>		-167,403.60*** (25,093.50)	-167,201.90*** (24,930.60)	-164,956.30*** (23,966.60)	-165,598.50*** (23,954.40)
<i>gnl</i>		-21,301.20 (16,234.80)	-21,767.40 (16,089.40)	-17,441.70 (15,358.40)	-18,132.50 (15,283.30)
<i>biogas</i>		17,721.60 (10,283.50)	17,642.50 (10,253.60)	24,006.90* (10,537.30)	23,330.40* (10,811.30)
<i>petcoke</i>		118,214.10*** (9,347.20)	118,496.30*** (9,300.20)	102,432.50*** (13,376.10)	103,924.40*** (15,139.50)
<i>petroleodiesel</i>		-18,808.20* (7,272.20)	-18,017.60* (7,093.90)	-18,741.90* (7,210.30)	-18,264.50* (7,419.40)
<i>propano</i>		1,534.00 (11,420.70)	-369.50 (11,033.70)	-832.70 (10,518.10)	-1,660.60 (10,991.60)
<i>petroleodieselpetroleoifol80</i>		-42,720.90*** (8,999.90)	-43,278.70*** (9,066.20)	-37,247.90*** (8,577.00)	-38,455.90*** (9,039.10)
<i>petroleoifol80</i>		-12,150.60 (7,883.60)	-12,168.50 (7,785.70)	-8,698.90 (9,493.50)	-9,529.70 (9,643.30)
<i>petroleoifol380</i>		7,209.50 (3,709.10)	6,416.70 (3,688.70)	13,382.30* (5,466.90)	12,474.80 (6,427.40)
<i>petroleon6</i>		-8,952.80 (6,033.70)	-8,217.30 (5,857.50)	-16,675.40 (10,762.20)	-16,783.50 (10,553.40)
<i>potencia</i>		466.00*** (84.30)	468.10*** (83.16)	468.90*** (79.39)	469.70*** (79.64)
<i>pmm</i>			666.70 (687.80)	367.00 (666.90)	381.10 (662.50)
<i>volumen_m3</i>				0.02 (0.01)	0.02* (0.01)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-18.03 (37.99)
intercepto	28,834.10* (11,559.00)	8,515.50 (6,333.60)	-46,255.80 (55,448.70)	-28,017.80 (54,138.60)	-29,548.00 (53,615.90)
Observaciones	1,944	1,944	1,944	1,944	1,944
R2 ajustado	0.17	0.71	0.71	0.71	0.71
Test de tendencias paralelas	2.54	1.92	1.96	2.48	2.92
Test Wald para placebo	1.12	0.80	0.77	0.82	0.95
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.09	0.00	0.01	0.00	0.00
Test de Wooldridge para la correlación serial	167.35***	166.23***	170.74***	159.13***	158.97***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A9. Estimaciones del modelo DiD para las emisiones de CO₂ con datos anuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>co2</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	439,811.30*** (104,533.30)	-9,789.80 (32,260.40)	-12,062.40 (31,888.10)	-10,792.10 (33,663.90)	-8,260.70 (33,807.60)
<i>post</i>	-19,380.60** (6,785.90)	-17,765.90* (7,495.00)	-16,542.40* (7,646.10)	-17,852.80* (7,461.10)	-20,026.50* (7,648.40)
<i>tratamiento*post</i>	-87,980.00** (26,803.30)	-81,041.60** (27,465.80)	-81,067.40** (27,859.30)	-81,909.20** (27,771.30)	-80,620.20** (27,681.20)
Variables de control					
<i>butano</i>		-22,470.80 (33,023.90)	-12,911.60 (32,589.80)	-26,019.70 (34,418.10)	-25,908.30 (34,090.20)
<i>carbon</i>		774,610.40*** (75,551.80)	781,047.80*** (76,974.10)	786,156.80*** (76,664.50)	793,186.00*** (77,401.00)
<i>gasnatural</i>		-109,528.60 (59,990.00)	-103,774.80 (57,679.60)	-104,541.50 (53,591.60)	-98,476.10 (52,710.00)
<i>glp</i>		-587,565.60*** (75,170.20)	-586,465.20*** (74,419.40)	-592,116.80*** (72,300.00)	-587,884.70*** (71,185.60)
<i>gnl</i>		-96,375.50 (61,713.20)	-98,963.30 (61,045.00)	-79,187.20 (56,875.60)	-74,077.70 (56,705.60)
<i>biogas</i>		98,998.50 (57,290.20)	98,305.60 (56,522.30)	111,889.00* (56,221.90)	120,996.50* (56,745.70)
<i>petcoke</i>		479,609.90*** (49,982.70)	480,633.60*** (49,339.40)	404,423.70*** (86,251.90)	405,233.90*** (85,733.20)
<i>petroleodiesel</i>		-35,472.30 (42,884.30)	-33,255.30 (41,551.60)	-44,763.90 (43,363.50)	-43,650.40 (42,836.30)
<i>propano</i>		129,684.10* (60,044.80)	121,313.10* (57,530.30)	131,277.00* (57,622.40)	135,005.10* (57,965.50)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-55,744.70 (46,507.00)	-57,443.40 (45,667.00)	-43,524.60 (44,154.40)	-34,677.50 (44,399.90)
<i>petroleoif180</i>		-599.10 (24,353.60)	-1,830.30 (24,421.00)	12,986.30 (26,591.90)	20,078.20 (28,403.00)
<i>petroleoif380</i>		15,092.40 (21,675.30)	12,824.60 (21,678.50)	34,124.20 (26,121.60)	42,596.60 (28,512.90)
<i>petroleon6</i>		23,329.60 (28,998.70)	25,966.60 (28,612.10)	9,507.60 (35,720.80)	17,957.90 (36,285.80)
<i>potencia</i>		1,989.80*** (337.40)	1,997.90*** (332.30)	1,994.30*** (314.30)	1,985.20*** (311.10)
<i>pmm</i>			2,952.50 (3,626.90)	1,422.60 (3,472.50)	1,409.00 (3,469.10)
<i>volumen_m3</i>				0.03 (0.03)	-0.01 (0.04)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					173.00 (138.60)
<i>intercepto</i>	105,299.20* (46,582.90)	-11,243.50 (46,745.90)	-256,434.20 (299,002.60)	-142,274.90 (286,913.30)	-149,121.80 (289,294.00)
Observaciones	486	486	486	486	486
R ² ajustado	0.15	0.84	0.84	0.84	0.84
Test de tendencias paralelas	2.18	1.62	1.60	1.49	1.49
Test Wald para placebo	1.11	1.58	1.48	1.47	1.07
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.32	0.02	0.01	0.01	0.02
Test de Wooldridge para la correlación serial	7.80**	8.72**	9.08**	9.08**	9.06**

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A10. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos mensuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	414.20*** (93.24)	-47.94 (29.71)	-49.21 (29.58)	-47.42 (30.34)	-46.63 (30.40)
<i>post</i>	-21.23** (6.60)	-22.08** (7.42)	-20.94** (7.38)	-22.13** (7.40)	-23.02** (7.49)
<i>tratamiento*post</i>	-74.24** (24.82)	-70.55** (22.87)	-70.61** (23.15)	-70.39** (23.07)	-69.77** (23.04)
Variables de control					
<i>butano</i>		34.11* (16.69)	45.98* (17.67)	47.22* (17.92)	48.97** (18.27)
<i>carbon</i>		762.90*** (71.63)	767.30*** (72.61)	779.70*** (72.92)	781.30*** (73.00)
<i>gasnatural</i>		53.92 (49.07)	57.76 (48.41)	64.97 (46.39)	66.56 (46.18)
<i>glp</i>		-615.10*** (90.34)	-614.10*** (89.89)	-606.70*** (87.20)	-603.70*** (86.67)
<i>gnl</i>		73.38 (62.38)	71.71 (61.81)	86.60 (59.83)	88.71 (59.61)
<i>biogas</i>		188.10*** (53.79)	187.20*** (53.79)	208.00*** (55.39)	211.00*** (55.83)
<i>petcoke</i>		487.50*** (27.31)	487.80*** (27.32)	427.30*** (40.57)	421.50*** (43.73)
<i>petroleodiesel</i>		1.47 (20.83)	3.94 (20.02)	4.51 (19.86)	3.61 (19.95)
<i>propano</i>		-2.73 (36.54)	-9.91 (36.46)	-6.31 (35.46)	-1.77 (36.20)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-12.25 (17.45)	-13.59 (17.51)	6.28 (21.59)	10.25 (23.11)
<i>petroleoif180</i>		49.12*** (13.29)	49.49*** (13.47)	59.59*** (15.99)	62.39*** (17.13)
<i>petroleoif380</i>		32.13* (13.83)	30.52* (13.68)	50.34* (19.13)	53.50* (20.65)
<i>petroleon6</i>		42.85* (18.51)	46.68* (19.30)	30.66 (31.32)	31.25 (32.32)
<i>potencia</i>		1.83*** (0.33)	1.84*** (0.32)	1.84*** (0.31)	1.84*** (0.31)
<i>pmm</i>			2.18 (2.24)	1.35 (2.11)	1.28 (2.10)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					0.06 (0.04)
intercepto	108.20* (43.98)	-44.96 (24.56)	-225.60 (182.70)	-179.90 (174.20)	-172.50 (172.50)
Observaciones	5 837	5 837	5 837	5 837	5 837
R ² ajustado	0.15	0.74	0.74	0.74	0.74
Test de tendencias paralelas	3.03	2.55	2.55	2.51	2.57
Test Wald para placebo	1.60	0.89	0.85	0.84	0.68
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.47	0.04	0.03	0.08	0.10
Test de Wooldridge para la correlación serial	142.73***	116.52***	116.45***	113.46***	113.62***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A11. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos trimestrales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	1,242.70*** (279.80)	-131.60 (90.34)	-138.00 (89.69)	-129.10 (92.37)	-132.50 (91.95)
<i>post</i>	-63.70** (19.81)	-80.90*** (20.76)	-77.49*** (20.55)	-82.00*** (20.67)	-78.56*** (21.17)
<i>tratamiento*post</i>	-222.70** (74.48)	-204.10** (69.58)	-204.00** (70.46)	-203.40** (70.27)	-205.70** (70.56)
Variables de control					
<i>butano</i>		-200.40 (120.50)	-143.40 (118.20)	-155.80 (121.10)	-157.10 (120.80)
<i>carbon</i>		1,910.60*** (213.90)	1,930.20*** (217.10)	1,966.50*** (215.70)	1,960.70*** (217.20)
<i>gasnatural</i>		-164.80 (155.00)	-150.30 (152.80)	-128.50 (147.30)	-134.30 (147.00)
<i>glp</i>		-2,230.10*** (304.40)	-2,227.60*** (302.50)	-2,205.10*** (296.00)	-2,215.00*** (297.80)
<i>gnl</i>		-97.16 (194.40)	-103.00 (191.80)	-59.75 (190.00)	-70.38 (190.00)
<i>biogas</i>		371.50* (167.50)	370.50* (167.30)	435.90* (168.70)	425.50* (169.70)
<i>petcoke</i>		1,199.10*** (112.90)	1,202.60*** (112.70)	1,041.30*** (143.50)	1,064.30*** (158.30)
<i>petroleodiesel</i>		-212.60* (93.31)	-202.70* (90.89)	-210.80* (91.91)	-203.50* (94.35)
<i>propano</i>		-111.00 (119.60)	-134.90 (118.60)	-141.00 (113.50)	-153.80 (117.20)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-502.60*** (102.40)	-509.60*** (103.50)	-447.70*** (99.91)	-466.30*** (102.90)
<i>petroleoif180</i>		-118.40 (96.00)	-118.70 (94.78)	-84.21 (113.60)	-97.00 (113.30)
<i>petroleoif380</i>		88.81* (44.46)	78.84 (44.96)	150.90* (61.35)	136.90 (69.43)
<i>petroleon6</i>		-90.39 (75.08)	-81.15 (72.50)	-173.60 (125.50)	-175.30 (122.60)
<i>potencia</i>		6.16*** (1.01)	6.18*** (1.00)	6.19*** (0.96)	6.20*** (0.97)
<i>pmm</i>			8.38 (7.54)	5.30 (7.39)	5.51 (7.36)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00* (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-0.28 (0.40)
intercepto	353.30** (127.50)	93.29 (85.20)	-595.30 (600.50)	-407.50 (592.90)	-431.00 (588.70)
Observaciones	1,944	1,944	1,944	1,944	1,944
R ² ajustado	0.19	0.69	0.69	0.69	0.69
Test de tendencias paralelas	2.94	2.30	2.33	2.84	3.26
Test Wald para placebo	1.60	1.13	1.11	1.15	1.37
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.16	0.00	0.01	0.00	0.00
Test de Wooldridge para la correlación serial	193.00***	190.97***	197.12***	182.45***	182.51***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A12. Estimaciones del modelo DiD para el consumo de combustible con datos anuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>cons_t</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	4,970.60*** (1,121.00)	-367.90 (380.20)	-400.70 (379.80)	-386.10 (397.70)	-360.20 (399.00)
<i>post</i>	-254.80** (79.35)	-250.10** (85.98)	-232.40** (86.40)	-244.00** (85.72)	-266.30** (88.66)
<i>tratamiento*post</i>	-890.90** (298.40)	-829.60** (301.80)	-830.00** (307.30)	-837.10** (307.60)	-823.90** (306.50)
Variables de control					
<i>butano</i>		-264.30 (395.50)	-126.00 (373.10)	-244.60 (399.30)	-243.50 (397.90)
<i>carbon</i>		7,348.50*** (796.50)	7,441.50*** (810.80)	7,484.80*** (814.30)	7,556.90*** (827.60)
<i>gasnatural</i>		-961.20 (650.10)	-878.00 (620.30)	-883.90 (586.70)	-821.60 (581.80)
<i>glp</i>		-8,313.00*** (879.70)	-8,297.00*** (867.90)	-8,347.70*** (854.20)	-8,304.30*** (847.20)
<i>gnl</i>		-716.80 (706.40)	-754.20 (691.00)	-582.50 (680.10)	-530.00 (685.80)
<i>biogas</i>		1,744.80* (830.20)	1,734.80* (821.70)	1,857.00* (816.90)	1,950.40* (821.90)
<i>petcoke</i>		4,765.30*** (591.60)	4,780.20*** (582.00)	4,112.60*** (908.90)	4,120.90*** (906.00)
<i>petroleodiesel</i>		-456.80 (517.70)	-424.80 (496.00)	-529.60 (520.40)	-518.20 (517.40)
<i>propano</i>		1,207.20* (602.60)	1,086.20 (573.70)	1,165.50* (575.10)	1,203.70* (578.60)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-767.30 (539.60)	-791.80 (528.80)	-666.80 (515.40)	-576.00 (520.40)
<i>petroleoif180</i>		24.29 (302.40)	6.49 (302.80)	134.10 (324.10)	206.80 (346.70)
<i>petroleoif380</i>		169.10 (264.60)	136.30 (267.40)	328.60 (300.20)	415.50 (325.20)
<i>petroleon6</i>		281.30 (358.90)	319.40 (350.80)	149.50 (438.60)	236.20 (445.60)
<i>potencia</i>		26.60*** (3.98)	26.71*** (3.89)	26.69*** (3.77)	26.59*** (3.75)
<i>pmm</i>			42.69 (39.88)	29.02 (38.87)	28.88 (38.83)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					1.77 (1.67)
intercepto	1,252.40* (512.20)	-125.00 (582.70)	-3,670.20 (3,224.20)	-2,650.70 (3,159.80)	-2,721.00 (3,185.90)
Observaciones	486	486	486	486	486
R ² ajustado	0.17	0.83	0.83	0.83	0.83
Test de tendencias paralelas	2.52	1.72	1.74	1.66	1.68
Test Wald para placebo	1.59	1.99	1.91	1.90	1.56
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.24	0.02	0.05	0.05	0.03
Test de Wooldridge para la correlación serial	7.35**	10.66**	10.84**	10.87**	10.86**

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A13. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos mensuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	51,516.00*** (11,167.20)	-10,962.10* (4,515.20)	-11,206.80* (4,513.40)	-10,976.50* (4,638.40)	-10,880.80* (4,645.30)
<i>post</i>	-2,797.40** (1,055.90)	-3,302.40* (1,271.00)	-3,084.20* (1,271.90)	-3,240.40* (1,283.60)	-3,347.50* (1,295.20)
<i>tratamiento*post</i>	-7,608.20** (2,791.00)	-7,671.60** (2,741.30)	-7,683.20** (2,788.50)	-7,654.90** (2,787.30)	-7,579.90** (2,782.50)
Variables de control					
<i>butano</i>		2,811.50 (2,755.10)	5,087.90 (2,665.30)	5,266.80 (2,706.30)	5,478.60* (2,733.80)
<i>carbon</i>		71,374.90*** (9,565.40)	72,215.90*** (9,653.40)	73,838.80*** (9,779.00)	74,035.50*** (9,797.20)
<i>gasnatural</i>		10,981.80 (7,077.80)	11,718.30 (7,013.70)	12,664.70 (6,845.10)	12,858.20 (6,837.40)
<i>glp</i>		-98,964.90*** (15,836.80)	-98,779.80*** (15,755.20)	-97,798.90*** (15,541.00)	-97,433.00*** (15,506.10)
<i>gnl</i>		21,537.80 (11,084.40)	21,217.80 (10,966.70)	23,178.90* (10,876.00)	23,434.30* (10,875.10)
<i>biogas</i>		11,274.00** (3,685.30)	11,102.60** (3,685.60)	13,833.70*** (4,024.80)	14,192.70*** (4,098.60)
<i>petcoke</i>		40,834.30*** (4,207.90)	40,900.90*** (4,213.40)	32,933.60*** (5,365.10)	32,227.10*** (5,711.70)
<i>petroleodiesel</i>		-1,370.40 (3,659.90)	-896.00 (3,527.10)	-819.00 (3,501.40)	-927.40 (3,520.60)
<i>propano</i>		-3,261.50 (5,171.40)	-4,638.00 (5,222.80)	-4,153.10 (5,078.70)	-3,602.90 (5,122.20)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-3,003.70 (2,636.80)	-3,261.30 (2,664.50)	-657.80 (3,151.10)	-176.00 (3,294.60)
<i>petroleoif180</i>		6,544.10** (2,327.60)	6,615.80** (2,284.90)	7,951.60** (2,829.10)	8,291.00** (2,902.00)
<i>petroleoif380</i>		4,827.40* (2,133.80)	4,519.00* (2,127.10)	7,114.60* (2,793.50)	7,498.00* (2,976.00)
<i>petroleon6</i>		5,150.20 (2,857.20)	5,883.40* (2,946.50)	3,824.90 (4,650.70)	3,896.50 (4,764.20)
<i>potencia</i>		284.90*** (52.97)	286.20*** (52.30)	286.50*** (50.88)	286.30*** (50.69)
<i>pmm</i>			418.50 (281.50)	308.60 (265.40)	300.60 (263.70)
<i>volumen_m3</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					6.81 (5.52)
<i>intercepto</i>	12,239.00* (5,164.10)	-5,909.90 (3,842.40)	-40,540.60 (22,553.40)	-34,554.90 (21,464.90)	-33,649.30 (21,277.70)
Observaciones	5,832	5,832	5,832	5,832	5,832
R ² ajustado	0.15	0.67	0.67	0.67	0.67
Test de tendencias paralelas	1.36	1.13	1.17	1.18	1.20
Test Wald para placebo	0.86	0.36	0.32	0.31	0.24
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.04	0.00	0.00	0.01	0.01
Test de Wooldridge para la correlación serial	131.12***	103.91***	103.54***	101.35***	101.48***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A14. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos trimestrales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	154,547.90*** (33,513.20)	-31,753.00* (13,543.80)	-33,000.00* (13,564.90)	-32,023.30* (14,037.00)	-32,467.90* (13,988.40)
<i>post</i>	-8,392.10** (3,168.80)	-11,374.10** (3,591.70)	-10,709.10** (3,597.80)	-11,271.40** (3,639.50)	-10,817.10** (3,686.90)
<i>tratamiento*post</i>	-22,824.50** (8,375.90)	-21,538.80* (8,325.60)	-21,530.00* (8,474.10)	-21,488.50* (8,482.80)	-21,790.50* (8,477.80)
Variables de control					
<i>butano</i>		-24,896.70 (17,712.90)	-13,767.10 (16,922.90)	-14,930.80 (17,201.10)	-15,101.00 (17,155.80)
<i>carbon</i>		168,117.80*** (29,266.40)	171,935.20*** (29,593.20)	176,703.00*** (29,844.50)	175,941.00*** (30,090.90)
<i>gasnatural</i>		-12,910.60 (21,405.60)	-10,082.90 (21,142.90)	-7,250.50 (20,657.80)	-8,016.80 (20,613.40)
<i>glp</i>		-345,109.20*** (50,623.20)	-344,614.30*** (50,247.80)	-341,612.70*** (49,728.90)	-342,916.30*** (50,142.70)
<i>gnl</i>		17,740.80 (31,817.80)	16,596.80 (31,269.60)	22,374.20 (31,585.70)	20,971.90 (31,589.10)
<i>biogas</i>		14,126.80 (14,895.70)	13,932.80 (14,790.60)	22,240.60 (14,991.00)	20,867.20 (14,973.20)
<i>petcoke</i>		92,674.40*** (16,774.60)	93,366.90*** (16,772.10)	71,982.60*** (19,890.30)	75,011.20*** (21,570.70)
<i>petroleodiesel</i>		-25,957.60 (15,466.10)	-24,017.60 (15,059.00)	-24,890.60 (15,154.10)	-23,921.30 (15,536.10)
<i>propano</i>		-18,811.20 (17,397.70)	-23,481.80 (17,402.50)	-23,942.00 (16,887.10)	-25,622.60 (17,256.10)
<i>petroleodiesel*petroleoif180</i>		-63,359.80*** (14,539.00)	-64,728.50*** (14,770.50)	-56,850.40*** (14,555.30)	-59,302.70*** (14,663.70)
<i>petroleoif180</i>		-9,177.80 (14,696.20)	-9,221.70 (14,453.00)	-4,559.60 (16,870.10)	-6,246.10 (16,733.20)
<i>petroleoif380</i>		12,754.40 (6,628.10)	10,809.00 (6,790.50)	19,851.30* (8,850.60)	18,009.00 (9,707.10)
<i>petroleon6</i>		-8,446.60 (11,719.30)	-6,641.90 (11,314.50)	-17,074.10 (17,959.80)	-17,293.60 (17,572.10)
<i>potencia</i>		953.00*** (165.60)	958.10*** (162.50)	958.90*** (159.10)	960.50*** (160.20)
<i>pmm</i>			1,635.80 (975.50)	1,245.00 (946.90)	1,273.50 (943.40)
<i>volumen_m3</i>				0.02 (0.01)	0.02 (0.01)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					-36.60 (48.27)
intercepto	42,353.00** (15,261.90)	8,563.20 (14,753.90)	-125,827.30 (76,548.30)	-102,054.70 (75,171.80)	-105,161.00 (74,760.50)
Observaciones	1,944	1,944	1,944	1,944	1,944
R ² ajustado	0.18	0.63	0.63	0.64	0.64
Test de tendencias paralelas	1.32	1.04	1.07	1.41	1.65
Test Wald para placebo	0.85	0.51	0.47	0.48	0.66
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	2.61	0.13	0.12	0.14	0.19
Test de Wooldridge para la correlación serial	257.47***	248.65***	257.67***	240.18***	240.62***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

Tabla A15. Estimaciones del modelo DiD para la generación de electricidad con datos anuales pre COVID 2014-2019

Variable	Especificación 1	Especificación 2	Especificación 3	Especificación 4	Especificación 5
Variables de resultado					
<i>g_mwh</i>					
Variables de tratamiento					
<i>tratamiento</i>	618,191.70*** (134,261.70)	-106,663.40 (57,008.10)	-114,235.90 (57,622.00)	-113,117.50 (60,231.70)	-109,759.90 (60,162.90)
<i>post</i>	-33,568.40** (12,695.00)	-35,960.60* (14,533.90)	-31,883.90* (14,808.50)	-33,154.70* (14,864.30)	-36,037.90* (15,467.00)
<i>tratamiento*post</i>	-91,297.90** (33,555.60)	-84,323.20* (34,919.40)	-84,408.90* (36,020.10)	-85,236.70* (36,242.70)	-83,527.00* (36,114.90)
Variables de control					
<i>butano</i>		-35,230.60 (68,066.20)	-3,378.70 (62,674.50)	-15,997.80 (66,861.80)	-15,850.00 (66,928.10)
<i>carbon</i>		620,656.00*** (112,480.80)	642,106.00*** (112,565.50)	647,123.90*** (114,214.70)	656,447.10*** (116,879.30)
<i>gasnatural</i>		-123,343.60 (96,868.00)	-104,171.80 (91,376.00)	-104,946.30 (87,855.10)	-96,901.40 (87,921.20)
<i>glp</i>		-1,360,907.10*** (157,375.20)	-1,357,240.50*** (154,348.20)	-1,362,698.10*** (153,071.40)	-1,357,084.70*** (152,398.10)
<i>gnl</i>		-2,984.70 (115,878.10)	-11,607.30 (112,469.20)	7,670.70 (113,876.40)	14,447.80 (115,851.60)
<i>biogas</i>		92,120.90 (102,378.90)	89,812.10 (99,562.70)	102,912.20 (98,020.80)	114,992.10 (99,012.10)
<i>petcoke</i>		361,175.60*** (97,356.50)	364,586.80*** (95,373.00)	290,492.50* (132,722.00)	291,567.00* (132,718.00)
<i>petroleodiesel</i>		-51,025.30 (89,470.80)	-43,638.00 (85,133.00)	-54,694.50 (89,019.10)	-53,217.60 (88,944.00)
<i>propano</i>		162,630.40 (83,799.40)	134,737.90 (78,246.20)	144,692.10 (79,197.90)	149,636.90 (79,624.80)
<i>petroleodieselpetroleoif180</i>		-100,756.20 (90,036.60)	-106,416.30 (87,647.30)	-92,986.80 (86,036.50)	-81,252.30 (87,032.80)
<i>petroleoif180</i>		22,209.10 (50,622.90)	18,106.80 (50,409.80)	32,585.40 (53,230.90)	41,992.00 (56,993.70)
<i>petroleoif380</i>		28,451.80 (43,237.40)	20,895.40 (43,626.20)	41,411.30 (46,612.00)	52,648.80 (50,002.70)
<i>petroleon6</i>		47,344.40 (60,739.40)	56,131.10 (60,019.90)	40,986.20 (73,425.70)	52,194.50 (74,869.90)
<i>potencia</i>		4,153.40*** (656.30)	4,180.50*** (640.50)	4,176.80*** (630.60)	4,164.80*** (628.70)
<i>pmm</i>			9,837.80 (5,262.80)	8,359.50 (5,102.60)	8,341.50 (5,103.10)
<i>volumen_m3</i>				0.03 (0.06)	-0.02 (0.08)
<i>energia_mwh</i>				0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
<i>agua_caida</i>					229.40 (259.40)
intercepto	140,747.50* (60,788.80)	-39,512.20 (101,945.10)	-856,504.20* (420,424.40)	-746,162.80 (412,727.00)	-755,244.40 (417,094.10)
Observaciones	486	486	486	486	486
R2 ajustado	0.17	0.78	0.79	0.79	0.79
Test de tendencias paralelas	1.14	0.66	0.70	0.68	0.64
Test Wald para placebo	0.85	1.28	1.12	1.10	0.97
Test de Wald para placebo con asignación aleatoria	0.04	0.82	0.97	0.97	0.90
Test de Wooldridge para la correlación serial	7.94**	12.65***	12.68***	12.78***	12.72***

Fuente: Elaboración propia. Nota: Los errores estándar robustos están entre paréntesis y agrupados a nivel de unidad. Los asteriscos *, ** y *** denotan significancia al 5%, 1% y 0,1%, respectivamente.

APÉNDICE B

Tabla B1. Caracterización de las variables disponibles

Variable	Descripción de la variable	Unidad
Variables de resultado		
<i>Emisiones de CO₂</i>	Emisiones de CO ₂ en toneladas	tCO ₂
<i>Generación de electricidad</i>	Generación de energía en mega watt hora	MWh
<i>Consumo de combustible</i>	Consumo total de combustibles en terajulios	TJ
Variables de tratamiento		
<i>DCO₂tax</i>	Variable dicotómica que indica si la central termoeléctrica paga el impuesto al CO ₂	binaria
<i>Post^{CO₂tax}</i>	Variable dicotómica que indica el periodo a partir del cual se aplica el impuesto al CO ₂	binaria
<i>Dothertaxes</i>	Variable dicotómica que indica si la central termoeléctrica paga otros impuestos	binaria
<i>Post^{othertaxes}</i>	Variable dicotómica que indica el periodo a partir del cual se aplica otros impuestos	binaria
<i>Dalltaxes</i>	Variable dicotómica que indica si la central termoeléctrica paga impuestos al CO ₂ , MP, NO _x y SO ₂	binaria
<i>Post^{Dalltaxes}</i>	Variable dicotómica que indica el periodo a partir del cual se aplica todos los impuestos	binaria
Variables de control		
<i>Biomasa</i>	Variable dicotómica que indica consumo de biomasa	binaria
<i>Biomasa & licor negro</i>	Variable dicotómica que indica consumo de biomasa & licor negro	binaria
<i>Licor negro</i>	Variable dicotómica que indica consumo de licor negro	binaria
<i>Butano</i>	Variable dicotómica que indica consumo de butano	binaria
<i>Carbón</i>	Variable dicotómica que indica consumo de carbón	binaria
<i>Biogás</i>	Variable dicotómica que indica consumo de biogás	binaria
<i>Gas natural</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas natural	binaria
<i>GLP</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas licuado del petróleo	binaria
<i>GNL</i>	Variable dicotómica que indica consumo de gas natural licuado	binaria
<i>Petcoke</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petcoke	binaria
<i>Petróleo diésel</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo diésel	binaria
<i>Petróleo diésel & petróleo IFO 180</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo diésel & petróleo IFO-180	binaria
<i>Petróleo IFO 180</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo IFO-180	binaria
<i>Petróleo IFO 380</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo IFO-380	binaria
<i>Petróleo N°6</i>	Variable dicotómica que indica consumo de petróleo N° 6	binaria
<i>Propano</i>	Variable dicotómica que indica consumo de propano	binaria
<i>Potencia</i>	Capacidad instalada en mega watt	MW
<i>Precio de electricidad</i>	Precio promedio de los contratos informados a CNE en pesos chilenos a diciembre de 2,022	CLP/kWh
<i>Volumen del embalse</i>	Volumen del embalse en metros cúbicos	m ³
<i>Energía acumulada en embalse</i>	Energía acumulada dentro del embalse en mega watt hora	MWh
<i>Precipitaciones</i>	Precipitaciones dentro del embalse en milímetros	mm
<i>Generación de ERNC</i>	Generación nacional de energía solar y eólica	MWh

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.

Tabla B2. Estadística descriptiva para centrales termoeléctricas clasificadas según situación tributaria

Variable	Sin pago de impuestos				Pago de impuestos al CO ₂ , MP, NO _x y SO ₂				Pago de impuestos al MP, NO _x y SO ₂			
	Antes		Después		Antes		Después		Antes		Después	
	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.	Media	Desv. Est.
Variables de resultado												
<i>Emisiones de CO₂</i>	177,980.76	1,040,131.37	110,075.33	827,617.65	58,650.35	78,725.77	42,638.61	64,054.18	55,428.47	38,385.02	39,689.75	29,194.43
<i>Generación de electricidad</i>	2,889.53	5,311.60	2,135.22	4,943.52	76,301.17	97,312.11	59,570.29	81,033.05	11,798.08	7,806.78	10,219.19	5,869.23
<i>Consumo de combustible</i>	1,778.78	10,401.19	1,103.45	8,275.82	662.44	859.63	501.80	763.69	531.68	362.42	395.81	289.73
Variables de tratamiento												
<i>DCO₂tax</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Post^{CO2}tax</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Dothertaxes</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00
<i>Post^{othertaxes}</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.14	0.00	0.00	1.00	0.00
<i>Dalltaxes</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Post^{Dalltaxes}</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00
Variables de control												
<i>Biomasa</i>	0.24	0.43	0.22	0.42	0.02	0.14	0.02	0.14	0.81	0.39	0.93	0.25
<i>Biomasa & licor negro</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.12	0.00	0.06	0.13	0.33	0.02	0.15
<i>Licor negro</i>	0.05	0.21	0.02	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.35	0.05	0.22
<i>Butano</i>	0.00	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Carbón</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.47	0.31	0.46	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Biogás</i>	0.05	0.22	0.06	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Gas natural</i>	0.02	0.14	0.01	0.11	0.06	0.23	0.10	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>GLP</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.11	0.01	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>GNL</i>	0.00	0.00	0.01	0.10	0.23	0.42	0.28	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petcoke</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.15	0.02	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petróleo diésel</i>	0.36	0.48	0.38	0.49	0.29	0.46	0.29	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petróleo diésel & petróleo IFO</i>	0.01	0.11	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petróleo IFO 180</i>	0.01	0.11	0.00	0.05	0.00	0.06	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petróleo IFO 380</i>	0.02	0.13	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Petróleo N°6</i>	0.04	0.21	0.02	0.13	0.00	0.00	0.00	0.04	0.06	0.24	0.01	0.12
<i>Propano</i>	0.00	0.06	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Potencia</i>	21.00	29.29	21.02	29.28	211.44	191.56	214.45	195.75	68.10	29.40	68.10	29.40
<i>Generación de ERNC</i>	1,874,025.24	765,039.66	2,777,110.25	791,304.45	1,709,261.63	896,533.07	2,748,689.25	841,891.21	2,075,402.98	495,181.48	2,811,847.02	723,754.69
<i>Precio de electricidad</i>	89.04	4.63	89.24	4.46	88.43	4.80	88.96	4.85	89.40	4.49	89.40	4.21
<i>Volumen del embalse</i>	466,697.63	706,244.28	486,229.50	708,712.63	291,957.27	595,454.76	296,042.24	609,445.77	504,630.63	734,976.09	516,305.69	757,500.23
<i>Energía acumulada en embalse</i>	219,603,084.7	440,573,874.2	235,268,791.2	457,391,386.6	183,941,146.1	457,564,813.0	191,940,087.6	476,952,446.0	364,634,262.2	609,481,642.6	382,182,430.2	634,649,010.3
<i>Precipitaciones</i>	123.57	260.73	132.65	269.45	72.01	190.71	72.06	193.89	119.87	240.91	130.72	244.62
Observaciones	1,440		2,880		1,584		3,168		252		504	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CEN y MMA.