

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA AMBIENTAL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

ANÁLISIS GENERAL DE IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIAL (AGIES) DEL PROYECTO DEFINITIVO DE LA REVISIÓN DE LA NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Noviembre de 2024

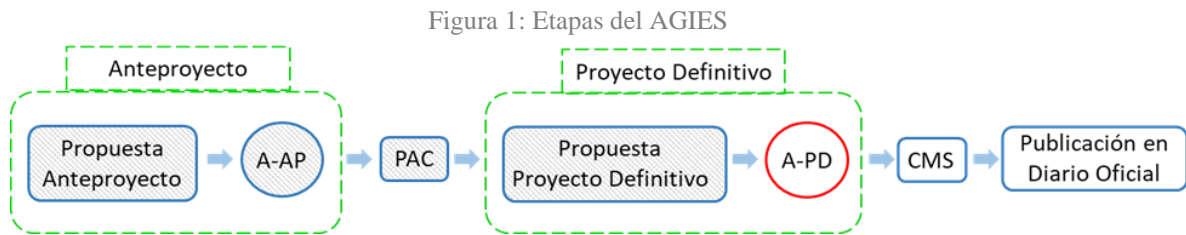
Presentación

El Ministerio del Medio Ambiente (MMA) es el encargado de proponer, facilitar y coordinar el proceso de generación de las Normas de Emisión, según lo establece el Artículo 40 y la letra n) de la Ley N°19.300 Sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Corresponde al MMA además, según el párrafo 4° del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión (D.S. N°38/2012), elaborar un Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) del Anteproyecto de Norma de Emisión, considerando la situación actual y la situación con normativa. En particular, el AGIES debe evaluar los costos y beneficios que implique el cumplimiento del Anteproyecto de Norma para la población, los titulares de las fuentes reguladas y el Estado.

El proceso de elaboración de una Norma de Emisión, desde el desarrollo del Anteproyecto hasta su aprobación, contempla la elaboración de dos documentos:

- AGIES del Anteproyecto (A-AP), para apoyar el proceso de participación ciudadana.
- Actualización de costos y beneficios para el Proyecto Definitivo (A-PD), que corresponde a una actualización de los valores del AGIES del Anteproyecto, según los cambios establecidos después del proceso de Participación Ciudadana (PAC), de tal forma de apoyar al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático (CMS) en la toma de decisión.

El presente documento corresponde a la actualización de los costos y beneficios para el Proyecto Definitivo (A-PD en rojo, Figura 1) de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, elaborado a partir del Decreto Supremo N°13 del 2011 del MMA.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante señalar que estos documentos son un apoyo a la toma de decisión de la autoridad y sirven para nutrir los procesos de PAC, el Consejo Consultivo y el CMS, por lo cual no debe ser considerado como el único o definitivo instrumento de evaluación. Tanto el AGIES del Anteproyecto como la actualización de costos y beneficios para el Proyecto Definitivo corresponden solamente a uno de los múltiples antecedentes para la toma de decisión. Otros antecedentes corresponden, por ejemplo, a información geográfica y demográfica, datos históricos, situación política y la percepción pública respecto a la contaminación.

Este análisis logra evaluar el impacto en la calidad del aire de las modificaciones entre el Anteproyecto y el Proyecto Definitivo de la revisión de la norma, a través de la estimación de los costos y beneficios asociados a nuevos límites normativos, nuevos plazos para el cumplimiento de dichos límites y la incorporación de nuevas fuentes de cogeneración.

Resumen

El presente documento corresponde a la actualización de los costos y los beneficios del AGIES de la revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas en su Proyecto Definitivo. El objetivo de la regulación se enfoca en proteger la salud de las personas mediante el establecimiento de límites de emisión al aire de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), mercurio (Hg), vanadio (V) y níquel (Ni), generadas por las centrales termoeléctricas.

El principal cambio entre el AGIES de Anteproyecto y la actualización de los costos y beneficios del Proyecto Definitivo radica en la actualización de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) y ajustes específicos asociados a nuevos insumos proporcionados por el Proceso de Participación Ciudadana (PAC) y por el Ministerio de Energía. Adicionalmente, los cambios en el documento que establece la norma de emisión para centrales termoeléctricas indican un ajuste en los límites de emisión propuestos y en los plazos para el cumplimiento de dichos límites. Estos cambios justifican la actualización del AGIES para el Proyecto Definitivo.

En consecuencia, el presente AGIES evalúa los costos y beneficios de los cambios asociados a las mejoras técnicas del análisis, a los límites de emisión para fuentes emisoras existentes y a los plazos de cumplimiento de la norma. Los resultados indican lo siguiente:

- Para efectos de este AGIES, solo se evaluaron las emisiones de 50 unidades de generación eléctrica (UGE) consideradas en la PELP^{1,2}, se sobrepasan 13 límites normativos de los propuestos por el Proyecto Definitivo³. La Figura A presenta un resumen de los incumplimientos por contaminante, siendo MP el contaminante con mayor cantidad de UGEs con superación.
- Al tratarse de nuevos contaminantes a medir, el *níquel* y el *vanadio* no fueron considerados en la evaluación por falta de información. Para el caso del contaminante *mercurio*, no fue posible implementar la metodología de evaluación económica debido a la falta de información.
- Los costos para dar cumplimiento a los límites propuestos ascienden a USD 199,1 millones por año y corresponden a la implementación de medidas de reducción para dar cumplimiento con los límites establecidos. En Tabla B se presentan los costos por contaminante evaluado.
- Por su parte, los beneficios asociados a la reducción de efectos de morbilidad y mortalidad prematura en la población corresponden a USD 57,4 millones para el período 2025-2040 (Tabla A).

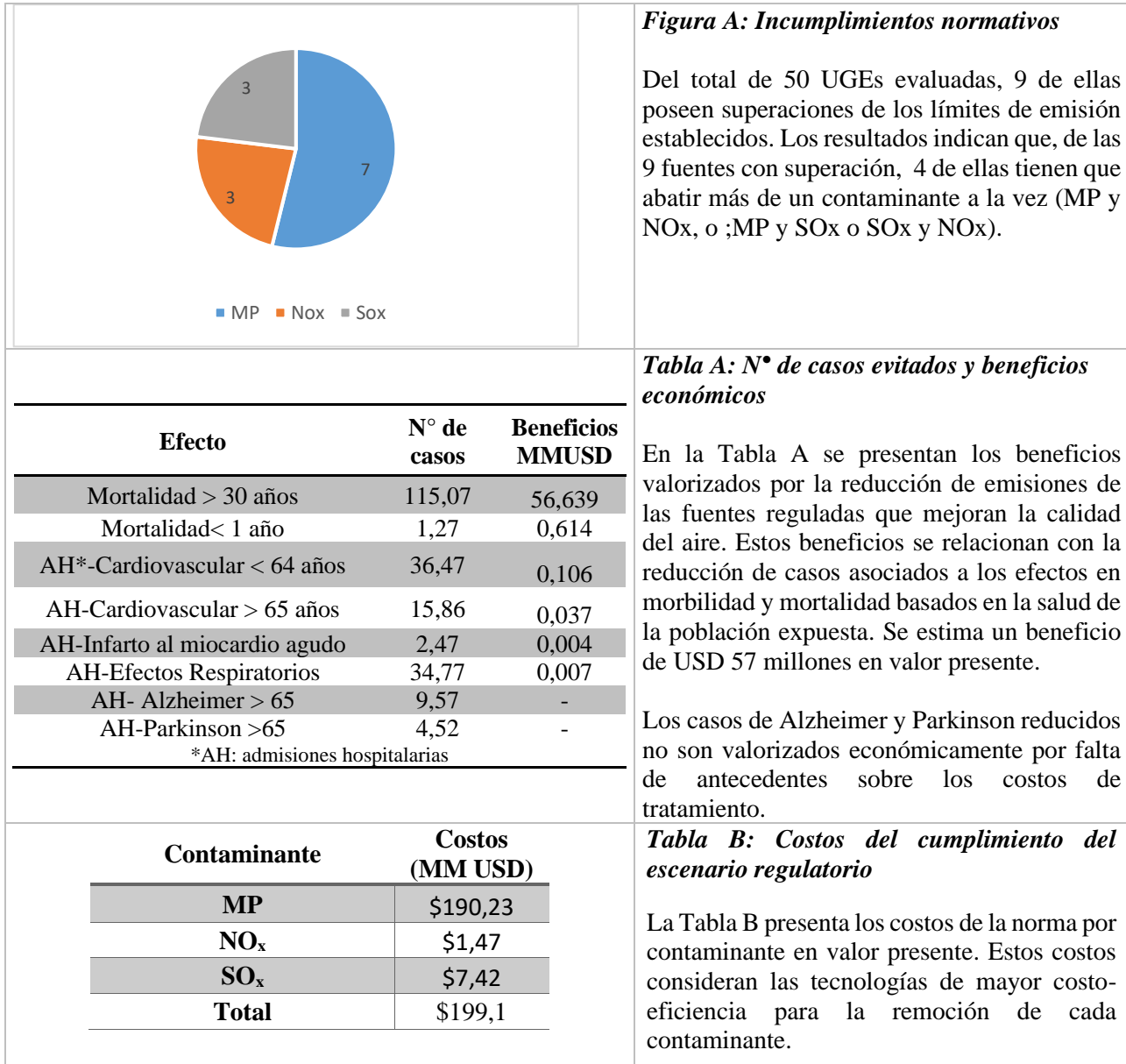
La estimación de los costos y beneficios de la norma de emisión para centrales termoeléctricas entrega una relación de 0,29 veces los beneficios sobre los costos. Si bien este valor es menor que 1 e indica que el proyecto tiene costos mayores a los

¹ Este proceso es liderado por el Ministerio de Energía y su principal objetivo es proyectar el futuro energético del país en un horizonte de 30 años. En esta planificación, se proyecta la generación de 69 unidades, las cuales son consideradas como potenciales UGEs a generar hacia el 2040.

² Se utiliza la proyección de la PELP, ya que esta permite conocer qué centrales serán las que potencialmente estarán en funcionamiento, de acuerdo con los plazos señalados en el Artículo 6 del Anteproyecto.

³La evaluación considera el percentil 100 para MP y SO_x, y el percentil 95 para NO_x de los datos de emisión de la concentración para el período denominado “en régimen” para el año 2021-2022.

beneficios, en general los análisis beneficio-costos (ACB) arrojarán beneficios bajos en estos casos, debido a la baja cantidad de población afectada. Sin embargo, esto no significa que la norma no proteja a la salud de la población o que no cumpla con el objetivo de protección ambiental.



1. Antecedentes

A continuación, se describen los principales cambios generados entre el Anteproyecto y el Proyecto Definitivo de la norma, una vez analizados los antecedentes aportados en el proceso de PAC y de la incorporación de sus respectivas observaciones.

1.1. Cambios entre el Anteproyecto y el Proyecto Definitivo

La Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas ha percibido modificaciones tanto a nivel técnico como a nivel del texto normativo. El primero de los cambios técnicos radica en la inclusión de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) más reciente del Ministerio de Energía, la cual data de mayo de 2024. En ella se encuentra la información necesaria para construir la proyección de la generación eléctrica y de las emisiones de las fuentes normadas hasta el año 2040. De este modo, este nuevo insumo determina una nueva línea base de emisiones y una nueva proyección de esta.

Por otro lado, los cambios entre el documento del Anteproyecto y el Proyecto Definitivo de la regulación se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1. Cambios evaluados en el AGIES entre el Anteproyecto y el Proyecto Definitivo

Sección del documento	Anteproyecto	Proyecto Definitivo		
Límites de emisión para fuentes emisoras reguladas por la presente norma	Artículo 3. Tabla N°1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm ³):			
	Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO _x)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
	Sólido	30	200 ⁽¹⁾	200
	Líquido	30	10	175
	Gaseoso	NA	NA	50
	⁽¹⁾ Se eximen del cumplimiento del límite de emisión aquellos equipos que utilicen biomasa como combustible.			
Plazos para la exigibilidad de los límites de emisión	Artículo 5. Las fuentes emisoras existentes deberán cumplir con:			
	a) Los valores límites de emisión de la Tabla N°1:			
	<ul style="list-style-type: none"> Material Particulado (MP), el 1° de enero siguiente luego de la entrada en vigencia del presente decreto, a excepción de aquellas fuentes que forman parte de procesos de cogeneración, y que fueron exceptuadas de dar cumplimiento al D.S. N°13 de 2011, del MMA, de conformidad a lo dispuesto en su Artículo 2; las cuales tendrán un plazo de 2 años contados desde el 1° de enero siguiente, luego de la entrada en vigencia del presente decreto; Dióxido de Azufre (SO_x), tendrán un plazo de 5 años contados desde el 1° de enero siguiente luego de la entrada en vigencia del presente decreto, a excepción de las fuentes 			
	Artículo 4. Tabla N°1: Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm ³):			
	Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO _x)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	20	200	200 ⁽¹⁾	
Líquido	20	10	175	
Gaseoso	NA	NA	50	
	⁽¹⁾ Las fuentes emisoras que utilicen biomasa como combustible, tendrán un límite de emisión de NO _x de 350 mg/Nm ³ .			
Artículo 6. Las fuentes emisoras deberán cumplir con los límites de emisión señalados en el Artículo 4 del presente acto en los plazos que a continuación se indican:				
a) Las fuentes emisoras existentes que operan con combustibles sólidos deberán dar cumplimiento a los límites de emisión señalados en la Tabla N°1 a partir de 5 años contados desde el 1° de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.				
b) Las fuentes emisoras existentes que operan con combustibles gaseosos deberán dar cumplimiento a los límites de emisión para NO _x señalados en la Tabla N°1 a partir del 1° de enero siguiente a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto.				
c) Las fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos deberán dar cumplimiento al				

	<p>que operan con combustibles líquidos, cuyo plazo será el 1° de enero siguiente luego de la entrada en vigencia del presente decreto.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Óxidos de Nitrógeno (NO_x), tendrán un plazo de 5 años contados desde el 1° de enero siguiente, luego de la entrada en vigencia del presente decreto; a excepción de aquellas fuentes que operan con combustibles gaseosos, cuyo plazo será desde el 1° de enero siguiente luego de la entrada en vigencia del presente decreto. 	<p>límite de emisión para MP señalado en la Tabla N°1 en un plazo de 2 años contados desde el 1° de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.</p> <p>d) Las fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos deberán dar cumplimiento al límite de emisión para SO₂ señalado en la Tabla N°1 a partir del 1° de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.</p> <p>e) Las fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos deberán dar cumplimiento al límite de emisión para NO_x señalados en la Tabla N°1 en un plazo de 5 años contados desde el 1° de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.</p>
<p>Criterios de evaluación del cumplimiento de los límites de emisión de la norma para MP, SO₂ y NO_x para fuentes emisoras</p>	<p>Artículo 6. a) Los valores límites de emisión para los parámetros MP, SO_x y NO_x, se evaluarán sobre la base de promedios horarios durante un año calendario, el que se deberá cumplir el 100% de las horas de operación en régimen (RE). Las horas de operación en régimen que superen el límite de emisión, si no puede justificarse, se considerará un incumplimiento a la norma. Las justificaciones deberán considerar las causales especificadas en la presente normativa.</p>	<p>Artículo 7. El cumplimiento de los valores límites de emisión indicados en el Artículo 4 para los parámetros MP, SO₂ y NO_x se evaluará sobre la base de promedios horarios durante las horas de operación en régimen.</p> <p>Los valores límites de emisión de emisión para los parámetros MP y SO₂ se deberán cumplir en la totalidad de las horas en régimen.</p> <p>Los valores límite de emisión para el parámetro NO_x deberán cumplirse, durante los 2 primeros años de exigibilidad de dichos límites, el 90% de las horas en régimen. Una vez concluidos los 2 primeros años de exigibilidad de dichos límites, las unidades de generación eléctrica deberán cumplir con dichos límites en un 95% de las horas en régimen.</p> <p>Las horas de emisión en régimen en que se supere un límite de emisión serán consideradas como incumplimiento al respectivo límite de emisión.</p>
<p>Criterios de aplicación de promedios horarios a unidades de generación eléctrica que comparten una chimenea en común</p>	<p>Artículo 7. c) Los valores medidos que se considerarán como promedio de cada hora corresponderán a las siguientes situaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> Cuando ambas unidades simultáneamente están en un mismo estado, se caracterizará en ese estado, según corresponda. Cuando una unidad está en “horas de operación en régimen” y la otra unidad está en “estado de apagado” o “horas de detención programada” o “horas de detención no programada”, los valores medidos como promedio de cada hora se caracterizan como el estado de unidad que no esté en “horas de operación en régimen”. Cuando una unidad está en “horas de operación en régimen” y la otra unidad está en “horas de encendido” o “horas de apagado” o “horas de falla” o “horas de pruebas operacionales”, los valores medidos como promedio de cada hora se caracterizan 	<p>Artículo 9. Criterios de aplicación de promedios horarios a unidades de generación eléctrica que comparten una chimenea en común. Tratándose de unidades de generación eléctrica que comparten una chimenea en común, sus emisiones se considerarán para la evaluación del cumplimiento de los límites de emisión de conformidad a lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> -Si ambas unidades se encuentran simultáneamente en un mismo estado, los valores de promedios horarios se considerarán como pertenecientes en ese estado. -Si al menos una de las unidades se encuentra en el estado de “horas de operación en régimen”, los valores de promedios horarios obtenidos se considerarán como pertenecientes a dicho estado. <p>Para el resto de los escenarios en los que las unidades se encuentren en diferentes estados operacionales, los valores de promedios horarios se considerarán de acuerdo con las instrucciones establecidas por la</p>

	<p>como el estado de unidad que no esté en “horas de operación en régimen”.</p>	<p>Superintendencia del Medio Ambiente para dichos efectos.</p> <p>3.-De acuerdo a lo anterior, los promedios horarios considerados como pertenecientes a estados diferentes a “horas de operación en régimen” no serán considerados para la evaluación del cumplimiento de los límites de emisión señalados en el artículo 4°, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 7°.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, el titular de las unidades de generación eléctrica que compartan una chimenea en común deberá informar a la Superintendencia del Medio Ambiente si los equipos de control de emisiones (sistemas de abatimiento) son de cada unidad en forma independiente o si las dos unidades comparten los mismos equipos de control.</p>
<p>Criterio de aplicación para el caso de unidades de generación eléctrica que se reconviertan</p>	<p>Artículo 10. En el caso que una unidad de generación eléctrica existente se reconvierta, seguirá conservando la categoría de existente.</p> <p>Los límites de emisión que debe cumplir una fuente emisora reconvertida dependerán del tipo de combustible que ocupará, ya sea sólido, líquido o gaseoso, de conformidad a lo establecido en la Tabla N°1 del Artículo 3. Cuando la fuente reconvertida realice co-combustión en una hora de operación en régimen (RE), se deberá ocupar el siguiente criterio: El límite de emisión aplicable para la evaluación de cumplimiento normativo es la suma ponderada de acuerdo con el porcentaje de combustibles utilizados en una hora por su respectivo límite de emisión. El cálculo se realizará bajo la siguiente ecuación:</p> $\text{Límite de emisión de mezcla de combustible} = (\% \text{ combustible A}) \times (\text{límite de emisión combustible A}) + (\% \text{ combustible B}) \times (\text{límite de emisión de combustible B})$ <p>Para verificar lo anterior, el titular de la fuente emisora deberá instalar para cada tipo de combustible un flujómetro inviolable y sin vuelta a cero. Además de disponerlos en línea con los sistemas informáticos de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), que permita verificar la información con resolución horaria. Por otro lado, deberán presentar un informe ante la SMA, señalando los combustibles a utilizar, los porcentajes que se mezclarán de cada combustible durante cada hora de funcionamiento y un cronograma donde se señale el tiempo que se utilizarán dichas mezclas o co-combustión, con el objetivo de ir transitando al uso 100% de combustibles de bajas emisiones.</p>	<p>Artículo 12. En el caso de que una unidad de generación eléctrica existente se reconvierta, conservará la categoría de fuente emisora existente. Los límites de emisión que deberá cumplir la fuente emisora una vez reconvertida dependerá del tipo de combustible que ocupará, ya sea sólido, líquido o gaseoso, de conformidad a lo establecido en la Tabla N°1 del artículo 4°. Durante el periodo de reconversión las fuentes emisoras deberán cumplir con el límite del combustible usado previo a la reconversión.</p>
<p>Exención del límite de emisión de NOx para</p>	<p>Artículo 19. Aquellas fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan un combustible en estado líquido (de máximo 15 ppm de azufre) o</p>	<p>Artículo 24. Las fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas con una potencia máxima de 150 MWt, que utilicen combustible en estado gaseoso o líquido de máximo 15 ppm de</p>

<p>determinadas fuentes emisoras existentes</p>	<p>gaseoso y que operen menos de 876 horas en un año calendario, es decir, menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.</p> <p>Esta condición deberá ser puesta en conocimiento del Coordinador Eléctrico Nacional y la SMA, a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.</p> <p>Aquellas fuentes que sobrepasen el límite de horas señalado en el inciso primero del presente artículo, no podrán acogerse a la presente eximición, por lo que, deberán dar cumplimiento al límite de emisión de NO_x el 100% de las horas de operación en régimen (RE).</p>	<p>azufre, y operen menos de 438 horas en un año calendario; estarán exentas de cumplir con límites de emisión indicados en el Artículo 4 para NO_x.</p> <p>Esta condición deberá ser puesta en conocimiento del Coordinador Eléctrico Nacional y la SMA, a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.</p> <p>Para las fuentes emisoras existentes señaladas en el inciso primero que sobrepasen el límite de horas señalado, producto del cumplimiento de las disposiciones establecidas en un decreto de racionamiento eléctrico vigente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos; será exigible, durante la vigencia del periodo de aplicación del respectivo decreto, el siguiente límite de emisión para NO_x:</p> <p>Tabla N°4: Límites de emisión para NO_x (mg/Nm³) aplicable a fuentes emisoras existentes exentas de cumplir con el límite de emisión de NO_x consagrado en el Artículo 4:</p> <table border="1" data-bbox="1034 898 1426 1032"> <thead> <tr> <th>Combustible</th> <th>Óxidos de Nitrógeno (NO_x)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Líquido/gaseoso</td> <td>200</td> </tr> </tbody> </table>	Combustible	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	Líquido/gaseoso	200
Combustible	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)					
Líquido/gaseoso	200					
<p>Límite temporal para fuentes que informen su reconversión</p>		<p>Artículo 4° transitorio: Límite temporal de emisión para fuentes que informen su reconversión.</p> <p>Las fuentes emisoras que utilicen combustible sólido y que informen su reconversión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 12; tendrán un límite de emisión de NO_x de 350 mg/Nm³, a contar desde el cumplimiento del plazo señalado en el literal a) del artículo 5 hasta el 31 de diciembre de 2040.</p>				

Fuente: Elaboración propia.

El **Artículo 4** del Anteproyecto establece los límites máximos de emisión a cumplir por las centrales reguladas por la norma, distinguiendo por tipo de contaminante y estado del combustible utilizado. En el Proyecto Definitivo, se bajan los límites de emisión para MP en fuentes existentes que operan con combustibles sólidos y líquidos, de 30 mg/Nm³ a 20 mg/Nm³. Adicionalmente, se ajusta el límite de emisión de NO_x para fuentes que operan con combustibles líquidos, siempre y cuando se trate de fuentes emisoras que sean consideradas como existentes en los términos del Decreto Supremo N°13 de 2011 del MMA, pasando de 120 mg/Nm³ en el Anteproyecto a 175 mg/Nm³ en el Proyecto Definitivo. En el caso de las unidades de generación que utilizan biomasa como combustible, estas dejan de estar eximidas del cumplimiento del límite de emisión de SO_x y se les da una mayor holgura para sus emisiones de NO_x, permitiéndoles un límite de emisión de hasta 350 mg/Nm³.

Estos cambios se traducen en que el análisis de cumplimiento, el cual evalúa la línea base de emisiones con respecto a los límites propuestos por la norma, entregará resultados distintos en el Proyecto Definitivo. De acuerdo con los nuevos límites normativos, se identifican 7 incumplimientos para el contaminante MP, 3 incumplimientos para el

contaminante NO_x y 3 incumplimientos para el contaminante SO_x. En contraste con el número de incumplimientos del Anteproyecto (3, 25 y 6 para los contaminantes MP, NO_x y SO_x respectivamente), los cambios en los límites regulatorios para MP generan un aumento en el número de UGE que deberán disminuir sus emisiones.

Cabe mencionar que los límites para las emisiones de MP y NO_x también se ven modificados para el caso de las fuentes emisoras nuevas. Sin embargo, estas no son evaluadas dado que su entrada debe realizarse bajo el cumplimiento de estos límites, por consiguiente, estos cambios no significan modificaciones en los costos y beneficios de la norma.

Por otra parte, el **Artículo 7** del Anteproyecto se refiere a los plazos de cumplimiento de los límites de emisión, los cuales se modifican para dar mayor gradualidad en la implementación de las medidas aplicables en los contaminantes NO_x y SO_x. En este sentido, se da un mayor plazo para el cumplimiento de los límites de emisión de MP para centrales que operan con combustibles sólidos y líquidos, en concordancia con la reducción de los límites aplicables a ellas referidas en el Artículo 4.

Dentro de los criterios de evaluación del cumplimiento de los límites de emisión de NO_x, el **Artículo 7** permite un 10% de incumplimiento durante las horas de operación en régimen durante los primeros dos (2) años contados desde la entrada en vigencia de los límites establecidos en el Artículo 6. Luego de este período, el incumplimiento permitido se reduce a un 5% de las horas de operación en régimen. Al contrario, el Anteproyecto establecía el cumplimiento de los valores límites para los tres (3) parámetros durante el 100% de las horas de operación en régimen. Para efectos de la modelación del AGIES, se consideró en la evaluación el cumplimiento del escenario más restrictivo, esto quiere decir que el incumplimiento permitido se reduce a un 5% de las horas de operación para NO_x.

Del mismo modo, la modificación del **Artículo 12** el cual establece el criterio de aplicación cuando una unidad de generación eléctrica se reconvierte, consiste en una reescritura de éste para estar en línea con los instrumentos de descarbonización indicados en el D.S. N°50/2020 del MMA, el cual aprueba los acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.

Finalmente, el **Artículo 24** del Anteproyecto, que consiste en una exención, se refiere a las fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas con potencia entre 50 MWt y 150 MWt que utilizan combustible en estado líquido o gaseoso y operan menos de un 10% del tiempo en base anual. El porcentaje de exención se reduce a un 5% en el Proyecto Definitivo, pasando de operaciones menores a 876 horas en un año calendario a tan solo 438 horas, para efectos de la evaluación del AGIES, existen centrales que, según los datos de los años 2019, 2020, 2021 poseen menos de 438 horas, esas fuentes no fueron evaluadas.

Adicionalmente, el **Artículo 4 transitorio**, establece un límite temporal de emisión para fuentes que informen su reconversión. Las fuentes emisoras que utilicen combustible sólido y que informen su reconversión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 12; tendrán un límite de emisión de NO_x de 350 mg/Nm³, a contar desde el cumplimiento del plazo señalado en el literal a) del artículo 5 hasta el 31 de diciembre de 2040. Para efectos de este AGIES, se consideraron todas las centrales que poseen un plan de reconversión definido en algún instrumento

legal, se incorporan a las ya adheridas al plan de descarbonización del Ministerio de Energía.

2. Resultados

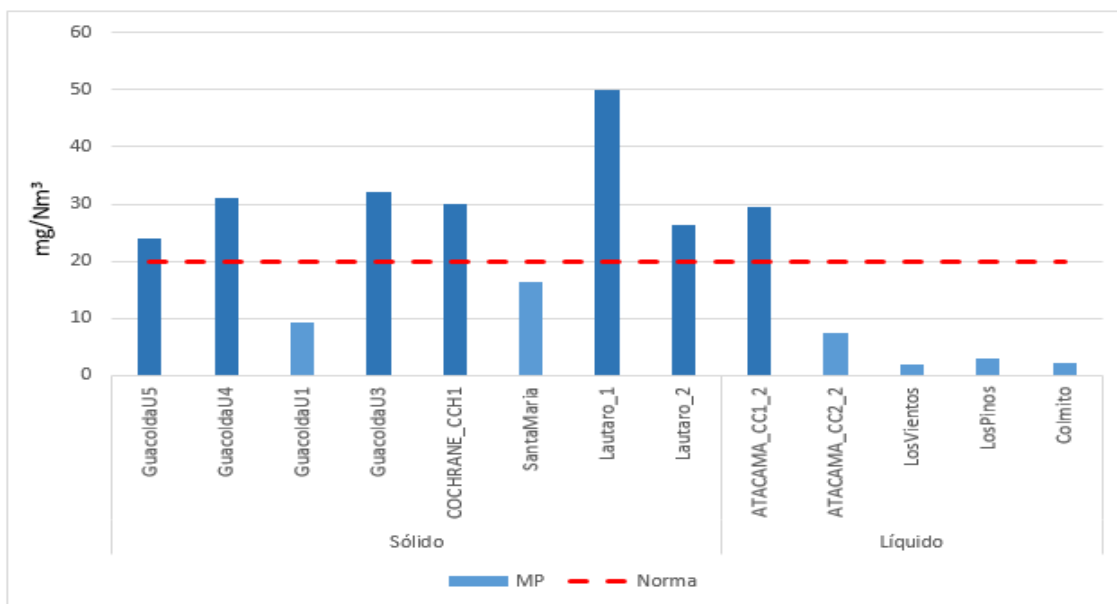
A continuación, se presentan los resultados asociados a la evaluación del Proyecto Definitivo de la norma. Esta evaluación considera a aquellas centrales que (1) poseen información de emisión de concentración en mg/m^3 (ver Anexo 1) y (2) poseen una proyección de la PELP más allá del año 2026, que es la estimación del año de entrada del primer límite regulatorio (ver Anexo 3.1).

La información sobre emisiones se obtuvo del Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA) de la SMA, se analizaron los datos de los años 2019 a 2023, sin embargo, para efectos de la evaluación final, se utilizaron los datos del 2021, con la finalidad de dar una continuidad a la evaluación del anteproyecto- que también utilizó los datos del año 2021- y el proyecto definitivo. Es importante recalcar que no hay mayor variabilidad en los resultados al utilizar los datos del año 2021 respecto a otros años.

2.1. Análisis de cumplimiento

Para el caso de MP, se observa que, de las 46 UGEs evaluadas⁴ 42 de ellas poseen emisiones dentro del período de evaluación, solo 7 de ellas presentan emisiones mayores que el límite propuesto por la norma. 1 de estas superaciones corresponden a UGEs que utilizan combustible líquido y 6 corresponden al uso de combustible sólido, principalmente carbón⁵ y biomasa.

Figura 2: Evaluación de cumplimiento para MP en mg/m^3



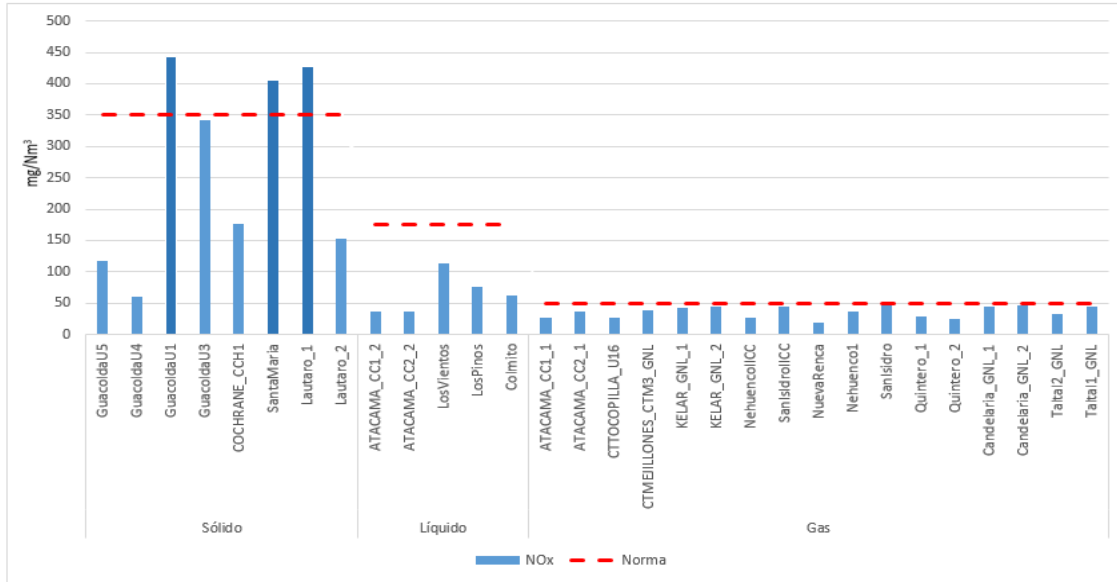
Fuente: Elaboración propia en base a datos del Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA) (2021).

⁴ Para efectos del AGIES, se consideraron como UGE separadas aquellas UGE que consideran el uso de 2 combustibles, esta separación se realiza para facilitar la modelación matemática y la evaluación de los artículos del Decreto.

⁵ Es importante señalar que existen centrales que han anunciado una reconversión para el uso de otros combustibles a futuro. Sin embargo, en la actualidad no existe ningún instrumento legal que las obligue a esa reconversión, por lo que se optó por mantenerlas en su evaluación sin los cambios anunciados para disminuir la incertidumbre.

Para el caso de NO_x, de las 46 UGEs evaluadas, 3 de ellas superan los límites propuestos por la norma, correspondiendo a fuentes que utilizan combustible sólido. Esto se presenta en la Figura 3 a continuación.

Figura 3: Evaluación de cumplimiento para NO_x en mg/m³

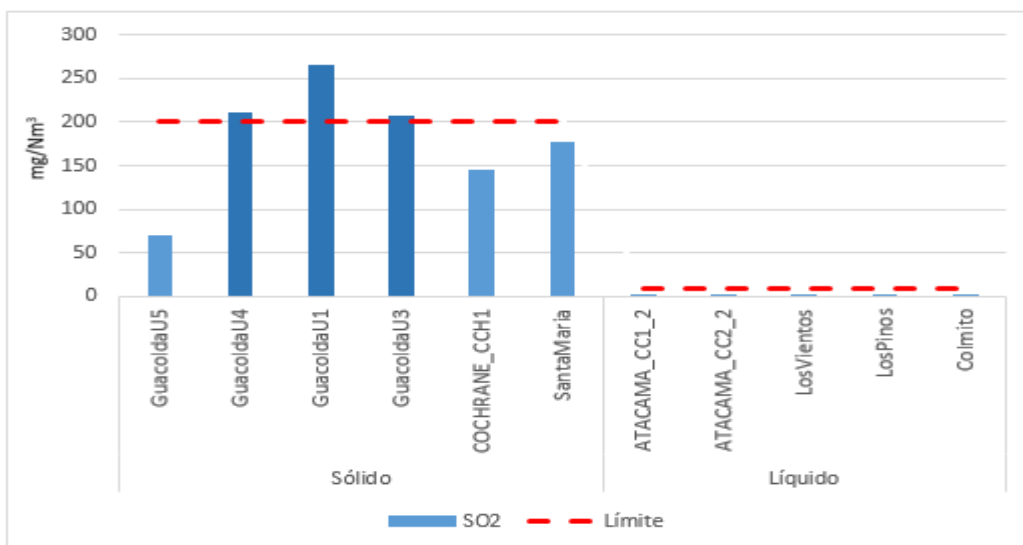


Fuente: Elaboración propia en base a datos del SNIFA (2021).

Los límites para NO_x para el combustible sólido en la Figura 3 corresponde a aquellos dictaminados por el artículo 4 transitorio del decreto, ya que el complejo de centrales Guacolda, la central Cochrane, y la central Santa María, presentaron un plan de reconversión. Por otra parte, la central Lautaro al utilizar como combustible biomasa tiene una excepción en el artículo 4 para NO_x.

La Figura 4 presenta la evaluación de cumplimiento para SO_x, en la cual se observa que existen 3 superaciones, todas ellas en UGEs que utilizan combustibles sólidos.

Figura 4: Evaluación de cumplimiento para SO_x en mg/m³



Fuente: elaboración propia en base a datos del SNIFA (2021)

Los valores de emisión para cada UGE y con los cuales se construyen estos gráficos se presentan en Anexo 3.1 el del presente documento.

2.2. Beneficios

Para el caso de los beneficios, se ajustaron los beneficios de cada año del período de evaluación, esto es, entre 2025 y 2040. Los beneficios consisten en la evaluación de los efectos en salud en forma de casos evitados a causa de la mejora en la calidad del aire provocada por la reducción de las emisiones al nivel normativo.

El cumplimiento de los límites normativos significa ahorros para la sociedad evaluados en MM USD 57 para el período de evaluación 2025-2040. La Tabla 2 presenta el número de casos y los beneficios totales valorizados para cada uno de los efectos considerados.

Número de casos y beneficios valorizados por efecto.

Efecto	N° de casos	Beneficios MMUSD
Mortalidad > 30 años	115,07	56,639
Mortalidad < 1 año	1,27	0,614
AH*-Cardiovascular < 64 años	36,47	0,106
AH-Cardiovascular > 65 años	15,86	0,037
AH-Infarto al miocardio agudo	2,47	0,004
AH-Efectos Respiratorios	34,77	0,007
AH- Alzheimer > 65	9,57	-
AH-Parkinson >65	4,52	-

*AH: admisiones hospitalarias

Fuente: Elaboración propia.

La principal causa evitada es la mortalidad prematura de personas mayores a 30 años y que a su vez es la que genera mayores beneficios, por otra parte, se obtienen reducción de admisiones hospitalarias para efectos cardiovasculares asociados principalmente a la reducción de Material Particulado, efectos respiratorios asociados a MP, y SO₂ principalmente. Se cuantifican los casos de Alzheimer y Parkinson asociados a estos contaminantes, sin embargo, estos no se valorizan económicamente, debido a falta de información respecto a los costos de tratamiento.

La Tabla 3 Presenta la valorización de los beneficios para las comunas beneficiadas, las cuales corresponden a las comunas en donde se encuentran emplazadas las UGEs que deberán reducir sus emisiones. Los beneficios consideran la valorización económica de los casos presentados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para el delta de emisión que cada central deberá reducir al dar cumplimiento a la norma propuesta (ver Anexo 3.4).

Tabla 3: beneficios en MM USD por comuna

Comuna	Beneficio MM USD
Arauco	\$12,1
Coronel	\$39,2
Huasco	\$4,5
Mejillones	\$1,6
Total	\$57,4

Fuente: Elaboración propia

2.3. Costos

A continuación, se presentan los costos de inversión, operación y mantención para cada uno de los contaminantes evaluados. Para el cálculo de estos costos se consideró la anualización de los valores, teniendo en cuenta una vida útil de 20 años de las tecnologías y una tasa social de descuento del 6% real anual (MIDESO, 2018). Estos costos se resumen en la Tabla 44. Se considera un total de USD 199,12 millones al año por concepto de abatimiento, distribuidos en 10 centrales a nivel nacional.

Tabla 4: costos en MM USD por UGE por contaminante

UGE	MP	NO _x	SO _x
ATACAMA_CC1_2	\$47,66		
COCHRANE_CCH1	\$44,96		
GuacoldaU1	-	\$0,53	\$5,50
GuacoldaU3	\$30,18		\$0,77
GuacoldaU4	\$31,52		\$1,16
GuacoldaU5	\$13,46		
Lautaro_1	\$19,78	\$0,12	
Lautaro_2	42,66		
Santa Maria	-	\$0,82	
ATACAMA_CC1_2	47,66		
Total	\$190,23	\$1.47	\$7.42

En el Anexo 4 (ver Tabla 8) se presentan los resultados diferenciados por fuente, contaminante, delta de reducción, costos y medida de abatimiento seleccionada (considerando criterio de costo eficiencia) para la modelación.

Al tratarse de la revisión de una norma vigente no se consideraron costos de fiscalización y/o monitoreo por parte del estado ya que se asume como supuesto que ya existe la capacidad instalada y se considera que los cambios propuestos en este Proyecto Definitivo no alteran su capacidad fiscalizadora.

Es importante recalcar que el AGIES es una estimación de los potenciales costos, y que, al tratarse de un análisis general, por consiguiente, no realiza evaluaciones específicas de cada central, o evalúa efectos más allá de los que son posibles de identificar con la información disponible al momento de la evaluación. Adicionalmente se debe hacer énfasis en que las medidas de abatimiento evaluadas no constituyen una obligatoriedad de la norma, ya que solo es un ejercicio de cuantificación de la implementación normativa utilizando las tecnologías de mayor costo-efectividad.

3. Anexos

3.1. Anexo 1. Emisión en mg/m³ para los contaminantes evaluados

Tabla 5: emisión en mg/m³ por unidad de generación

UGE	MP	NO _x	SO _x
GuacoldaU5	23,85	117,79	71,02
GuacoldaU4	31,09	103,16	210,99
GuacoldaU1	9,25	442,28	265,76
GuacoldaU3	33,03	341,78	207,16
GuacoldaU2	-	-	-
ATACAMA_CC1_1	5,10	27,00	0,75
ATACAMA_CC1_2	29,60	170,31	0,39
ATACAMA_CC2_1	3,10	46,00	0,75
ATACAMA_CC2_2	7,40	189,46	0,07
CTTOCOPILLA_U16	13,78	27,30	0,00
CTMEJILLONES_CTM3_GNL	29,80	44,60	0,10
CTMEJILLONES_CTM2	47,62	499,66	224,65
CTMEJILLONES_CTM1	47,62	499,66	224,65
CTANGAMOS2_ANG2	49,90	382,48	322,62
CTANGAMOS1_ANG1	49,90	382,48	322,62
COCHRANE_CCH2	0,00	0,00	0,00
COCHRANE_CCH1	29,99	177,04	145,55
KELAR_GNL_1	53,41	42,60	0,10
KELAR_GNL_2	25,55	45,51	0,16
NehuencoIICC	0,36	26,70	0,21
SanIsidroIICC	0,85	45,50	0,47
NuevaRenca	14,00	20,00	0,38
IEM	-	-	-
SantaMaria	16,33	404,93	177,92
NehuencoI	4,20	36,95	0,30
BocaminaII	14,58	402,81	255,42
SanIsidro	1,04	46,51	3,54
CTNORGENER_NTO2	16,42	436,05	205,10
CTNORGENER_NTO1	25,60	438,95	209,33
Campiche	-	-	-
LosGuindos_1	29,33	92,49	1,51
LosGuindos_2	29,33	93,68	2,02
NuevaVentanas	4,85	429,48	308,59
Quintero_1	0,00	28,51	0,00
Quintero_2	0,00	24,17	0,00
Candelaria_GNL_1	3,88	44,00	0,47
Candelaria_GNL_2	3,41	47,00	0,40

Taltal2_GNL	2,13	33,00	3,32
Taltal1_GNL	2,13	44,00	3,24
Ventanas2	15,64	475,79	298,66
CTHORNITOS_CTH	-	-	-
CTANDINA_CTA	49,97	533,26	293,95
Cardones	9,05	183,04	0,70
SantaLidia	2,13	95,24	0,32
LosVientos	1,91	112,81	0,20
LosPinos	3,05	75,21	0,50
Colmito	2,18	63,25	0,97
Coronel	10,07	51,00	0,05
Lautaro_1	49,93	425,97	0,00
Lautaro_2	26,42	152,08	0,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos SNIFA.

3.2. Anexo 2. Reducción de Emisiones en mg/m³

Tabla 6: reducción en mg/m³ de las Emisiones en toneladas/año

UGE	MP	NO _x	SO _x
GuacoldaU5	3,85		
GuacoldaU4	11,09		10,99
GuacoldaU1		92,28	65,76
GuacoldaU3	12,00		7,16
ATACAMA_CC1_2	9,60		
COCHRANE_CCH1	9,99		
SantaMaria		54,93	
Lautaro_1	29,93	75,97	
Lautaro_2	6,42		

Fuente: Elaboración propia.

3.3. Anexo 3. Proyección de la PELP 2022-2040

Tabla 7: Proyección de generación eléctrica en Giga watt/año

UGE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
GuacoldaU5	1.055	1.049	976	1.034	1.063	1.069	1.063	1.080	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	801	601	401	200	0
GuacoldaU4	1.000	967	899	943	1.010	1.003	1.009	1.030	906	906	906	906	906	906	725	544	362	181	0
GuacoldaU1	982	949	882	899	988	989	976	1.024	871	871	871	871	871	871	697	523	348	174	0
GuacoldaU3	1.065	1.056	1.011	1.060	1.082	1.082	1.078	1.082	1.061	1.061	1.061	1.061	1.061	1.061	848	636	424	212	0
GuacoldaU2	924	859	788	810	877	899	885	957	654	654	654	654	654	654	524	393	262	131	0
ATACAMA_CC1_1	686	677	649	701	847	911	898	627	432	429	425	421	417	414	401	387	374	361	348
ATACAMA_CC1_2	781	771	739	798	964	1.037	1.022	714	492	488	484	479	475	471	456	441	426	411	396
ATACAMA_CC2_1	492	486	469	554	652	667	671	680	507	472	438	403	368	333	329	326	322	319	315
ATACAMA_CC2_2	1.038	1.025	988	1.170	1.376	1.407	1.417	1.434	1.070	997	923	849	776	702	695	687	680	672	665
CTTOCOPILLA_U16	1.277	1.349	1.311	1.593	1.756	1.786	1.800	1.499	1.168	1.130	1.092	1.054	1.016	978	958	939	919	899	880
CTMEJILLONES_CTM3_GNL	649	882	831	922	1.010	1.050	1.032	489	226	252	278	304	330	356	346	335	324	313	303
CTMEJILLONES_CTM2	745	471	363	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTMEJILLONES_CTM1	510	442	309	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTANGAMOS2_ANG2	2.065	2.023	1.864	2.049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTANGAMOS1_ANG1	1.719	1.609	1.510	1.651	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COCHRANE_CCH2	1.456	1.353	1.268	1.384	1.512	1.522	1.491	1.638	1.256	1.256	1.256	1.256	1.256	1.256	1.005	753	502	251	0
COCHRANE_CCH1	1.558	1.467	1.364	1.492	1.588	1.615	1.587	1.670	1.271	1.271	1.271	1.271	1.271	1.271	1.017	763	509	254	0
KELAR_GNL_1	0	0	0	111	652	710	748	204	4	21	38	55	72	88	88	87	86	86	85
KELAR_GNL_2	0	0	0	70	415	453	476	130	3	13	24	35	46	56	56	55	55	54	54
NehuencoICC	652	1.353	1.538	1.570	1.941	2.018	1.931	799	326	370	414	458	502	547	606	666	725	784	844
SanIsidroICC	1	22	111	859	1.520	1.654	1.644	467	113	141	169	197	225	253	253	254	254	255	256
NuevaRenca	1.927	1.960	2.025	1.850	2.315	2.345	2.244	1.134	725	735	745	756	766	777	802	828	853	879	904
IEM	2.872	2.696	2.430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SantaMaria	2.898	2.858	2.853	2.867	2.918	2.920	2.910	2.173	906	906	906	906	906	906	724	543	362	181	0
Nehuenco1	0	106	556	743	1.116	1.114	1.094	336	102	131	161	190	219	249	251	254	257	260	263
BocaminaII	994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SanIsidro	0	0	23	449	845	1.073	986	142	27	50	74	97	120	144	138	132	127	121	115
CTNORGENER_NTO2	955	937	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTNORGENER_NTO1	953	802	133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Campiche	1.719	1.702	1.711	1.623	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LosGuindos_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	4
LosGuindos_2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	4	5	5	6
NuevaVentanas	1.965	1.983	1.985	1.870	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quintero_1	0	0	0	0	16	52	60	1	0	3	7	10	13	17	18	19	21	22	24
Quintero_2	0	0	0	0	17	57	65	1	0	4	7	11	15	18	20	21	23	24	26
Candelaria_GNL_1	0	0	0	0	207	214	228	11	0	8	15	22	29	36	37	37	38	38	38
Candelaria_GNL_2	0	0	0	0	254	262	280	14	0	9	18	27	36	45	45	46	46	47	47
Taltal2_GNL	0	0	0	0	5	11	41	41	41	35	30	24	19	13	14	16	17	18	19
Taltal1_GNL	0	0	0	0	52	70	112	6	6	9	12	15	18	21	21	22	23	24	25
Ventanas2	1.449	1.151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTHORNITOS_CTH	1.050	783	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTANDINA_CTA	1.051	810	539	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cardones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	4	6	7	9	11	13
SantaLidia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	5	7	9	11	13
LosVientos	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	5	7	9	10	12
LosPinos	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	10
Colmito	0	0	0	0	10	22	37	2	2	3	4	4	5	6	6	6	5	5	5
Coronel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lautaro_1	242	227	207	189	181	189	189	109	129	134	140	146	151	157	151	144	138	132	126
Lautaro_2	131	123	112	102	97	102	102	59	69	72	75	78	82	85	81	78	74	71	68

Fuente: Elaboración propia en base a la PELP.

3.4. Anexo 4. Delta de emisión, Concentración base, Costo de la medida y Medidas seleccionadas.

Tabla 8: Delta de emisión en mg/m³, costos en MM USD y medida de abatimiento

UGE	Contaminante	Delta Requerido [mg/m ³]	Concentración Línea Base [mg/m ³]	Costo medida [MM USD]	Medida seleccionada
GuacoldaU5	MP	3,85	23,85	\$13,5	Filtro Manga (Pulse Jet)
GuacoldaU4	MP	11,09	31,09	\$31,5	Filtro Manga (Pulse Jet)
GuacoldaU3	MP	12,00	32,00	\$30,2	Filtro Manga (Pulse Jet)
ATACAMA_CC1_2	MP	9,60	29,60	\$47,7	Filtro Manga (Pulse Jet)
COCHRANE_CCH1	MP	9,99	29,99	\$45,0	Filtro Manga (Pulse Jet)
Lautaro_1	MP	29,93	49,93	\$19,8	Filtro Manga (Pulse Jet)
Lautaro_2	MP	6,42	26,42	\$2,7	Filtro Manga (Pulse Jet)
GuacoldaU1	Nox	92,28	442,28	\$0,5	SNCR
SantaMaria	Nox	54,93	404,93	\$0,8	SNCR
Lautaro_1	Nox	75,97	425,97	\$0,1	SNCR
GuacoldaU4	Sox	10,99	211,00	\$1,2	FGD Wet Scrubber
GuacoldaU1	Sox	65,76	265,80	\$5,5	FGD Wet Scrubber
GuacoldaU3	Sox	7,16	203,20	\$0,8	FGD Wet Scrubber

Fuente: Elaboración propia.

4. Ficha resumen AGIES

ÍTEM	GLOSA	DESCRIPCIÓN
Identificación	Nombre AGIES	Análisis General de Impacto Económico y Social del Proyecto Definitivo de la Revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas
	Nombre del instrumento normativo que da origen al AGIES	Aprueba Proyecto Definitivo de la Revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas
	Tipo de regulación	Norma de emisión
	Fecha de término del AGIES	Noviembre de 2024
	Alcance geográfico	Nacional
	Instrumento nuevo o revisión	Revisión
	Área de aplicación	Asuntos atmosféricos
Metodología	Metodología	Análisis Costo-Beneficio. Beneficios para la salud en base a MMA (2013).
	Nivel de evaluación de costos	Se valoraron costos por tecnologías de abatimiento.
	Nivel de evaluación de beneficios	Se valoraron beneficios monetarios por reducción de emisiones de contaminantes MP, SO _x y NO _x en forma de casos evitados a causa de la mejora en la calidad del aire.
	Tasa de descuento	5.5%
	Años de evaluación	2025-2040
Parámetros	Valor del dólar	863,6 pesos/dólar (promedio móvil de Marzo de 2022 a Marzo de 2023)
	Valor de la UF	35,708 pesos/UF (20 de abril de 2023)
Resultados	Costos estimados en MM USD/año	199,1
	Beneficios estimados en MM USD/año	57,4
	Razón beneficio-costo	0,29

Fuente: Elaboración propia.