



Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía



DICIEMBRE 2024





PALABRAS DEL MINISTRO DE ENERGÍA

Diego Pardow Lorenzo



El mundo está viviendo un proceso de transformación productiva sin precedentes, impulsados por el objetivo de mitigar los efectos nocivos del cambio climático, cuyas consecuencias ya hemos comenzado a ver en el último tiempo. Frente a esto, la única respuesta es avanzar hacia una sociedad que promueva el desarrollo sostenible con atributos en materia económica, ambiental, territorial y social para así hacer frente a los graves resultados que se desatarían –según el análisis exhaustivo de la ciencia– frente a una acción climática insuficiente.

Cuando vemos nuestra realidad, como todas las cosas, existen desafíos y oportunidades a la vista. En primer lugar, somos uno de los países más expuestos al cambio climático, por ende, esta es una cruzada que no sólo nos interesa desde el ámbito colaborativo internacional, sino también desde el nacional e intergeneracional.

Otro aspecto desafiante es nuestra dependencia a la energía para el bienestar económico de Chile, entendiendo que el costo de la energía representa uno de los principales consumos intermedios de la actividad productiva del país, y además es gravitante en el día a día de la ciudadanía. Por ello, la descarbonización no se puede realizar a cualquier costo, sino más bien, debemos ser capaces de robustecer aquellas condiciones que han permitido el impulso de mercados competitivos y eficientes, y fomentar aún más los espacios colaborativos entre el sector público y privado desde la institucionalidad.

Por otra parte, este desarrollo también representa una gran oportunidad para nuestro país, en todos los ámbitos de la sostenibilidad: (1) Chile posee inmejorables condiciones naturales para el desarrollo eficiente de energías renovables y limpias; (2) para conseguir un sistema energético descarbonizado, disminuirémos nuestra alta dependencia actual a la importación de combustibles fósiles, sujetos a condiciones económicas y geopolíticas internacionales; (3) contamos con una institucionalidad robusta y un marco jurídico regulatorio que entrega certezas a la inversión eficiente; y, (4) el desarrollo sostenible es rentable en el largo plazo y permitirá contar con una economía más limpia y competitiva a nivel internacional. Para ello, tenemos muchos desafíos que realizar, y este Plan representa un paso fundamental desde lo institucional.

El desarrollo sostenible es rentable al largo plazo. Así lo han indicado distintos análisis y estudios, pero ello se conseguirá sólo si hacemos las cosas de manera responsable y ordenada. Este desarrollo es altamente intensivo en costos de capital (CAPEX) pues requiere una transformación tecnológica profunda que se lleva a cabo mediante inversión, no obstante, los costos operacionales (OPEX) serán sustancialmente menores y más estables, al incrementar el grado de autonomía y soberanía energética del país. En ese sentido, lo que nos impulsa es el costo de desarrollo de este proceso hacia un futuro sostenible de la energía. El rol de los privados, y particularmente de los entes financieros y bancarios no sólo es importante, sino crucial para poder percibir, en todo instante, los efectos positivos de estos menores costos de desarrollo; ello implica, promover mejores condiciones de endeudamiento para la inversión que permitan una amortización eficiente y un rápido retorno de beneficios vía reducción de costos de operación. Así, nuestra economía mantendrá y mejorará su competitividad interna e internacional, frente a un mercado global que se tiñe de verde rápidamente. Es una oportunidad única y la enfrentamos con una visión de Estado.



Sumado a lo anterior, desde hace unos años también contamos con una clara visión de Estado en términos climáticos. Durante 2019, en la COP25 que presidió nuestro país, ratificamos nuestro compromiso internacional de ser un país carbono neutral a 2050, lo que se materializó institucionalmente a través de la aprobación y publicación de la Ley Marco de Cambio Climático durante 2022. Esta visión país de largo plazo en materia energética y climática, nos permite pasar de un consenso estratégico hacia instrumentos tácticos que fijen nuestra acción de corto y mediano plazo, y que nos movilice ahora para avanzar hacia el cumplimiento del desafío mayor: ser carbono neutrales y resilientes antes de 2050, donde el sector energía es clave pues hoy es responsable de casi tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La Ley Marco de Cambio Climático estructuró una serie de instrumentos para tales fines, y a través del presente Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Ministerio de Energía, hemos definido medidas y acciones, concretas y pragmáticas, que permitan avanzar de manera eficiente y segura, pero a la vez ambiciosa, mezclando soluciones de transición y soluciones permanentes para los próximos cinco años, que permitan cumplir con los presupuestos de carbono sectorial definidos en el marco de la Estrategia Climática de Largo Plazo vigente.

En conclusión, estamos preparados para avanzar de manera concreta en este gran desafío y mediante este Plan disponemos la hoja de ruta para llevarlo a cabo, de manera responsable, segura y eficiente, y considerando también aquellos aportes provenientes de distintos actores del sector recibidos durante la consulta pública que se desarrolló oportunamente. El desafío es grande, pero lo lograremos a través un trabajo mancomunado y el esfuerzo de todas las partes.

Diego Pardow Lorenzo
Ministro de Energía

PALABRAS DEL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA

Luis Felipe Ramos Barrera



La Ley Marco de Cambio Climático o Ley 21.455, aprobada y publicada durante 2022, es el claro ejemplo de trabajo con visión de Estado por lo cual nuestro país es reconocido a nivel internacional. Fuimos uno de los primeros países que incorporamos la meta legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes de 2050, como respuesta a la necesidad imperiosa de contrarrestar los efectos del cambio climático, y a la vez, aprovechar las oportunidades de avanzar progresivamente a un desarrollo sostenible de la economía nacional de manera segura y eficiente, promoviendo acciones que permitan balancear las inversiones requeridas con las reducciones de costos operacionales que serán percibidos.

En ese sentido, el Estado tiene un rol crucial en guiar este camino, y alinear la acción de los distintos agentes para que las contribuciones individuales de este gran propósito consigan el desafío mayor de avanzar en el cumplimiento de nuestras metas climáticas. Para ello, la Ley 21.455 establece un conjunto de instrumentos clave que resguarden el avance efectivo, así como una serie de aspectos administrativos y procedimentales que fomentan la debida coordinación entre organismos; en particular, la Estrategia Climática de Largo Plazo ha definido los presupuestos de carbono sectorial, y este Plan define el conjunto de medidas, submedidas y acciones sectoriales clave para avanzar de manera efectiva en la reducción de gases de efecto invernadero para los próximos 5 años.

La coordinación intersectorial es crucial, y este Plan además cuenta con el compromiso de los distintos organismos que tienen un grado de responsabilidad, directa e indirecta, para el efectivo cumplimiento de las acciones, donde destaca por supuesto el rol coordinador del Ministerio del Medio Ambiente. Uno de los mayores desafíos de este Plan fue el desarrollo de medidas prácticas, concretas y eficientes, para ejecutar en el corto plazo hacia el 2030, que permitan cumplir con las metas de mitigación de gases de efecto invernadero e incrementar los niveles de resiliencia y adaptación de la matriz energética de Chile. Ello pone el acento en avanzar de manera concreta, equilibrando el pragmatismo con la ambición. Este Plan es reflejo de ello.

Uno de los aspectos fundamentales de nuestro sector y país es su atractivo para inversiones, debido a la certeza jurídica y regulatoria que son parte de nuestra institucionalidad; un activo esencial que está presente en este Plan. A partir de aquello, el instrumento permite vincular las medidas y acciones sectoriales con el cumplimiento de la Ley Marco de Cambio Climático. De esta manera, desde las bases institucionales hemos avanzado sustancialmente en robustecer nuestro marco legal, integrando los aspectos clave de nuestra regulación, en particular, contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, y todos los cuerpos reglamentarios y normativos asociados, con la Ley Marco de Cambio Climático. Promover el desarrollo eficiente de proyectos de energía que aporten a la ambición climática, es uno de los principales desafíos que se abordan en este aspecto.



Para finalizar, el Plan cuenta con cuatro pilares que lo sustentan en su visión técnica y estratégica para los siguientes 5 años: 1) reconversión productiva; 2) infraestructura resiliente y habilitante; 3) combustibles de transición; y, 4) financiamiento para la descarbonización. A partir de ello, se desprenden 6 medidas para la mitigación: 1) descarbonización de la matriz eléctrica; 2) uso de combustibles bajos en emisiones; 3) fomento al uso de hidrógeno verde; 4) impulso a la electromovilidad y transporte eficiente; 5) impulso a la eficiencia energética y energías renovables en sectores de consumo; y, 6) electrificación de usos finales. En cuanto a adaptación, el Plan contempla 4 medidas: 1) aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico; 2) aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector combustibles; 3) caracterización de vulnerabilidad y exposición climática en instrumentos energéticos; y, 4) seguridad y acceso energético, con foco en grupos vulnerables. Y, por último, contemplamos 3 medidas el eje de integración del Plan: 1) medios de implementación para una transición energética resiliente; 2) instrumentos de precio al carbono como habilitantes de la transición energética; y, 3) acciones para enfrentar la crisis climática considerando el contexto de los pueblos indígenas.

Este es el primer Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en energía vinculante a nuestra Ley Marco de Cambio Climático. Como sector, es nuestro compromiso para avanzar en la ambición climática progresivamente, haciendo de Chile un país ejemplar en materia climática, y, además, un país que logra resolver el desafío desde la oportunidad que resulta para nuestro territorio avanzar hacia un desarrollo sostenible, que ponga en valor las energías limpias y la autonomía energética.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Luis Felipe Ramos Barrera', with a horizontal line underneath.

Luis Felipe Ramos Barrera
Subsecretario de Energía

PRESENTACIÓN





15 ACCIONES CLAVE PARA ALCANZAR NUESTROS OBJETIVOS

1. Realizar los ajustes regulatorios para impulsar una electrificación costo-eficiente

Uno de los principales objetivos para alcanzar la carbono neutralidad antes de 2050 es promover una mayor electrificación –directa e indirecta– de los consumos energéticos actualmente suministrados de manera directa por combustibles fósiles, por dos motivos principales: acercar las energías renovables y limpias a la demanda, y aumentar los niveles de eficiencia energética. Ello se viabilizará sólo frente a condiciones de mercado propicias para que la demanda y consumos perciban los beneficios económicos del proceso de descarbonización y sitúe a Chile como un país altamente eficiente y competitivo a nivel internacional, de la mano de los vastos e inmejorables recursos energéticos renovables.

En ese sentido, se promueven distintas acciones para impulsar una electrificación costo-eficiente de la demanda, como: disponer de información de mercado más detallada que permita mejorar las condiciones de negociación en la suscripción de contratos de energía; potenciar incentivos financieros e instrumentos de fomento que promuevan la reconversión; reforzar la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica; habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios; entre otros.

2. Crear el concepto de obras estratégicas para la carbono neutralidad

La infraestructura de transmisión eléctrica es clave para habilitar una mayor colocación de energías bajas en emisiones de gases de efecto invernadero, lo que quedó ratificado como tal en la Estrategia Climática de Largo Plazo. Por este motivo, se identificará una cartera de obras de transmisión clave para la descarbonización y la ambición climática, a través de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), bajo la figura de “Obras Estratégicas”, que requieren una participación más activa del Estado para acelerar su ejecución y gestionar el riesgo de su concreción. Estas obras se definirán bajo aplicación de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).

Dada la relevancia de estas obras para el cumplimiento de la Ley Marco de Cambio Climático, contarán con un tratamiento diferenciado y prioritario, que se traduce en las siguientes propuestas: 1) un equipo de tramitación y gestión de permisos en el Ministerio de Energía; 2) vínculo entre EAE y EIA; 3) calificación automática como obras de interés nacional; 4) exención de informe SBAP; y, 5) priorización de los plazos de tramitación de autorizaciones sectoriales.

3. Facilitar la operación de los sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento son una pieza clave que permitirá continuar avanzando en la colocación de más energías renovables, pues permite mover la energía de manera temporal, por ejemplo, almacenar la energía solar e inyectarla en la noche, complementando a la infraestructura de transmisión, que permite mover la energía de manera espacial, a lo largo del territorio.

En ese sentido, hasta hace poco, los sistemas de almacenamiento se encontraban en una curva de adopción tecnológica que redundaba en una progresiva baja de costos, principalmente de inversión, los cuales han alcanzado a la fecha un alto nivel de eficiencia. No obstante, la regulación ha tenido un rol gravitante en ofrecer las condiciones comerciales que habilitan la viabilidad financiera de los sistemas de almacenamiento. En particular, la publicación de la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (Ley 21.505) durante 2022, y la actualización del Decreto supremo 62/2006 o Reglamento de Potencia mediante la toma de razón del Decreto supremo 70/2024 durante 2024, establecieron condiciones de certeza a la industria en cuanto a ingresos variables provenientes del mercado de corto plazo, e ingresos más estables provenientes



del reconocimiento de potencia y suficiencia en el mercado de potencia. La medida que se propone en el marco de este Plan es la actualización del Decreto supremo 125/2019 o Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el cual está en pleno proceso de desarrollo, y definirá las condiciones operacionales que aplicarán para los sistemas de almacenamiento.

4. Habilitación de la importación de combustibles renovables

El subsector de transporte es actualmente la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, seguido por el subsector de generación eléctrica. Por tal motivo, es imperativo avanzar en medidas concretas y prácticas que aporten a la mitigación efectiva del transporte. Hoy la electromovilidad es una alternativa económicamente eficiente para flotas de buses de uso intensivo, pero no para otro tipo de transporte de distinto y menor uso.

En ese sentido, los combustibles renovables surgen como una opción relevante a efectos de incorporar un energético que disminuye la huella de carbón en su proceso completo, particularmente en su etapa de producción, sin requerir modificaciones tecnológicas para su uso, pues pueden transportarse, almacenarse y utilizarse de igual manera que un combustible de origen fósil. De esa manera, sin requerir inversiones y costos de capital, es posible mitigar gases de efecto invernadero con el reemplazo de combustible renovable en vez de fósil. Es del caso mencionar que, al ser la etapa de producción la de mayor mitigación, es muy relevante promover que la importación y uso en territorio nacional aporte a la reducción de la NDC de Chile mediante la compra de certificados de reducción de emisión provenientes de los países productores de origen, al alero de un comercio de emisiones.

5. Creación de instrumentos de financiamiento para proyectos de hidrógeno verde y nuevas tecnologías


La industria del hidrógeno verde y derivados representa una ventana de oportunidad para la transformación económica del país y sus regiones, a través de la diversificación productiva y energética. Para que la industria del hidrógeno verde y derivados se desarrolle en Chile, y se logren materializar proyectos de distinta escala, el Estado debe generar condiciones de certidumbre y estabilidad, facilitar su competitividad y apalancar inversiones privadas a través de apoyos financieros desde la política pública, que logren disminuir costos y mitigar riesgos financieros.

6. Remover las barreras existentes para la adquisición de vehículos eléctricos

En Chile, el sector transporte, es el sector de mayor crecimiento en sus emisiones, con un notorio incremento sostenido de las ventas de automóviles a combustión. En este contexto, es imperativo generar condiciones que aceleren el despliegue de vehículos eléctrico en los mercados automotrices. La electromovilidad, además, contribuye a una mayor independencia y seguridad energética, aportando a la reducción de importación de combustibles fósiles y aprovechando los recursos renovables propios para la producción de electricidad, los cuales aumentan los beneficios ambientales y económicos.

7. Reforma integral a la distribución y proyecto de Ley de Sistemas Aislados

Los eventos climáticos extremos del 2024 han puesto sobre la palestra no solo la necesidad, si no la urgencia de contar con un sistema de distribución eléctrica moderno y capaz de adaptarse al escenario actual de crisis climática. Este ha sido un tema largamente discutido en el sector que debe materializarse para no tener que normalizar el no contar con suministro eléctrico frente episodios climatológicos que serán cada vez más frecuentes.



En la misma línea, y entendiendo que el acceso a la electricidad y la energía es un derecho humano básico, el proyecto de Ley de Sistemas Aislados debe permitir a los más de 10.000 usuarios a contar con un servicio de calidad, asequible, seguro y bajo en emisiones.

8. Metodología para incorporar resiliencia en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)

Uno de los mayores desafíos actuales de la adaptación climática es contar con metodologías que permitan cuantificarla, estimar sus costos y beneficios, implementar medidas concretas y, en particular, para el sector energético, incluirla en la planificación, desarrollo de infraestructura y operación de forma costo-efectiva. La PELP proyecta el futuro energético a 30 años, por lo que incorporar escenarios de cambio climático y la resiliencia como uno de sus pilares es fundamental para preparar al sector frente a los desafíos de la crisis climática y, principalmente, sus efectos e impactos negativos.

9. Cierre de la brecha de electrificación rural

La seguridad energética y resiliencia son el corazón de la transición energética, siendo atributos fundamentales para un suministro de calidad, que permita a la población satisfacer sus necesidades básicas y hacer frente a los desafíos del cambio climático. En ese sentido, la seguridad en el acceso al suministro eléctrico se plantea como una habilitante para avanzar en la disminución de la pobreza energética, con especial énfasis en los grupos vulnerables.

10. Piloto de Solución Basada en la Naturaleza en infraestructura crítica energética

Las soluciones basadas en la naturaleza (SbN) son acciones que permiten proteger, gestionar y restaurar ecosistemas, con el fin de abordar el cambio climático o el riesgo de desastres, de manera eficaz y adaptativa. Las experiencias exitosas a nivel internacional de SbN en el sector energía no abundan, sin embargo, es posible avanzar en concretar proyectos que incorporen este enfoque en la infraestructura energética crítica y esta acción busca materializarlo en Chile a través de un proyecto piloto que permita, en el futuro, escalar este tipo de soluciones.

11. Planes de Adaptación y Resiliencia para Infraestructura Energética

Reconociendo la importancia de avanzar hacia el establecimiento de metas y objetivos de adaptación a la crisis climática que sean específicos, medibles, alcanzables, realistas y de duración limitada en el sector energía. Lo anterior permite analizar y monitorear constantemente la efectividad de las medidas propuestas que se proponen, a la vez que se pueden llevar a cabo acciones correctivas en caso de ser necesario. La complejidad de este desafío radica, entre otros aspectos, en definir un único indicador para relacionar y medir estos conceptos dada la gran diversidad de tipos de infraestructura, formas de operación y ubicación de ellas, se propone avanzar, junto al sector privado, en planes específicos para afrontar los desafíos, tomando como punto de referencia los casos exitosos en sectores como el sanitario.



12. Corrección del impuesto a las emisiones en el sector eléctrico

Una de las particularidades del mecanismo actual, desde la perspectiva del sector eléctrico, es que el impuesto verde no será considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, cuando este afecte a la unidad de generación marginal del sistema junto con un mecanismo de compensaciones del pago. Una modificación, sumado a un aumento gradual del valor junto a un mecanismo de protección tarifaria de clientes vulnerables, es indispensable para avanzar hacia una mejor costo-efectividad de los instrumentos de precio al carbono existentes en el país.

13. Fondo de Acceso a la Energía (FAE) para Pueblos Indígenas

El FAE es una iniciativa del Ministerio de energía que permite facilitar el acceso a la electricidad en sectores rurales, aislados y/o vulnerables. Actualmente, los pueblos indígenas enfrentan una serie de barreras en la postulación a este fondo, por lo que en el compromiso de avanzar hacia una transición energética justa y abordar a los pueblos, que son un grupo particularmente vulnerable a los impactos del cambio climático, por lo que se propone una versión diferenciada para ello.

14. Creación de capacidades para la transición energética resiliente

En un contexto de transformación productiva hacia una nueva identidad que permita aprovechar las oportunidades de un desarrollo económico sustentable ligado a la energía, resulta fundamental implementar medidas orientadas a dotar al sector energético y sus actores claves de las competencias laborales y capacidades técnicas necesarias para enfrentar los retos de una economía baja en carbono y adaptada a los efectos del cambio climático.

15. Diseñar e implementar un sistema de comercio de emisiones en el sector energía

El Ministerio de Energía, con el apoyo del Banco Mundial y su programa Partnership for Market Implementation (PMI), avanzarán en la implementación y sofisticación de la combinación de instrumentos de precio al carbono, en particular, a través del diseño e implementación de un piloto que, en su primera fase, será voluntario y permitirá aprender de los beneficios del sistema y probar de forma efectiva las oportunidades que entrega para una descarbonización costo-efectiva.



RESUMEN EJECUTIVO

El Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía contempla un horizonte temporal de corto plazo con miras a alcanzar sus compromisos a 2030, un año que es vital debido a que marca las metas intermedias en el camino hacia los compromisos a 2050, alineados con el Acuerdo de París mediante la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile y el respectivo presupuesto sectorial de carbono para la presente década. Este plan cuenta con **cuatro pilares** que lo sustentan en su visión técnica y estratégica: 1) **Reconversión productiva**; 2) **Infraestructura resiliente y habilitante**; 3) **Combustibles de transición**; y, 4) **Financiamiento para la descarbonización**.

Las medidas de este Plan están divididas en submedidas que permiten desarrollar, de mejor manera, temáticas especiales dentro de un gran objetivo, donde cada submedida cuenta con sus acciones específicas y el detalle requerido de ellas. Esto ha permitido tener un plan más sintético en término de número de medidas, pero sin dejar fuera los temas relevantes que deben ser visibilizados. Así, contempla **13 medidas en total, distribuidas seis de mitigación, cuatro de adaptación y tres de integración/medios de implementación**.

En cuanto a mitigación, se considerando tanto medidas preevaluadas en procesos previos (NDC, ECLP, PELP 2023-2027) así como el levantamiento de medidas complementarias. Así, se simularon y evaluaron 20 submedidas de mitigación en las cuales el Ministerio de Energía tiene un rol de autoridad responsable o coadyuvante, las que fueron agrupadas en las seis medidas. Con esto, **se espera un presupuesto de emisiones para el sector durante la década de 264,2 Mt CO₂eq**, valor **2,8% menor** a las 271,8 Mt CO₂eq, **presupuesto asignado al Ministerio de Energía en la ECLP**. La mitigación total esperada de las medidas se encuentra en torno a las 47,2 Mt CO₂eq para el periodo 2020-2030, siendo el Ministerio de Energía responsable de un 85,5% de ellas, totalizando así 40,3 Mt CO₂eq, a lo que se le suma las emisiones por concepto de coadyuvante, que significa, en total, **1,9 Mt CO₂eq mayor que el esfuerzo indicativo de mitigación al 2030 establecido en la ECLP** para el Ministerio de Energía. Este margen positivo reduce el riesgo de no cumplimiento del presupuesto asignado en caso de que alguna las medidas o acciones no puedan ser implementadas de forma efectiva. El esfuerzo de mitigación del sector se explica principalmente por la medida “Descarbonización de la Matriz Eléctrica” (M1), que explica alrededor de la mitad de las reducciones esperadas en el periodo del Plan.

En términos del nivel de costo-efectividad de las medidas, se estimaron los costos OPEX y CAPEX de cada submedida, lo que permitió obtener los **costos de abatimiento asociados**, cuyo **promedio del total de medidas está entre -146 y -178 USD/tCO₂eq**, es decir el paquete de medidas es costo efectivo. A un costo de abatimiento en torno a los 20 USD/tCO₂, la medida M1 es fundamental en el cumplimiento de la meta sectorial.

Respecto a las medidas de adaptación, estas se basan en las necesidades derivadas de los **principales riesgos climáticos que enfrenta el sector**, donde estos han sido identificados para los segmentos del sector, tanto en electricidad como en combustibles: la generación eléctrica, afectada principalmente por las variaciones de temperatura, sequía, eventos hidrometeorológicos extremos y variabilidad climática; la transmisión y distribución eléctrica, impactada principalmente por el aumento de temperatura, impactos ambientales y aluviones; la demanda energética, que se ve afecta por los cambios en los patrones de consumo por efectos del cambio climático, el acceso a la energía y la pobreza energética; y los puertos e infraestructura de combustibles, que sufre las consecuencias de marejadas, aumento del nivel del mar, eventos hidrometeorológicos extremos. Así, las **medidas de adaptación se centran en la actualización de la regulación energética** para incorporar criterios de resiliencia y adaptación climática como habilitante de su inclusión efectiva, el **desarrollo de metodologías** para los diferentes procesos de la planificación, operación e infraestructura del sector con el fin de cuantificar e internalizar los costos y beneficios de un sistema más resiliencia de forma costo-efectiva y garantizando los menores impactos a las tarifas y estabilidad regulatoria,



la **caracterización de la exposición climática y vulnerabilidad** de la infraestructura crítica en un contexto de crisis climática y, finalmente, el **cierre de la brecha de electrificación rural**, garantizando un servicio energético de calidad con especial foco en grupos vulnerables. Ello decanta en cuatro medidas con 11 submedidas, donde se han priorizado en cuanto a urgencia, es decir, su grado de importancia en cuanto a la habilitación de otras acciones (por ejemplo, cambios regulatorios) y costo-efectividad, dado que son priorizadas en la ejecución aquellas sin costo adicional o que ya cuentan con fuente financiamiento.

Finalmente, respecto a las medidas de integración/medios de implementación contiene aquellas acciones que son una sinergia entre adaptación y mitigación o abordar otros aspectos del cambio climático. Así, se ha diseñado **una medida que incluye los tres medios de implementación** de la Ley Marco de Cambio Climático (desarrollo de capacidades, transferencia tecnológica y financiamiento) con foco en fortalecer la implementación del presente Plan. También se incluye **una medida enfocada en instrumentos de precio al carbono** con foco en la implementación o impulso a los instrumentos como una forma de alcanzar las metas de reducción de emisiones de forma costo-efectiva y generar ingresos para ello. La última medida aborda los desafíos de un grupo vulnerable particular, los **pueblos indígenas, en el contexto de transición energética** y ha sido co-construida a través de un proceso participativo diferenciado.



RESUMEN – MEDIDAS Y SUBMEDIDAS POR EJE

| EJE | MEDIDA | SUBMEDIDA |
|------------------------------|--|---|
| MITIGACIÓN | Descarbonización de la Matriz Eléctrica | 1A. Reconversión de centrales a carbón y desarrollo de proyectos para la descarbonización 1B. Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización 1C. Introducción de tecnologías y energías bajas en emisiones en la matriz eléctrica |
| | Uso de Combustibles Bajos en Emisiones | 2A. Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo 2B. Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte 2C. Impulso al uso de combustibles sostenibles 2D. Plan de acciones transversales |
| | Fomento al Uso de Hidrógeno Verde | 3A. Aplicaciones de hidrógeno en la industria y en redes de gas natural 3B. Habilitación de la industria del hidrógeno |
| | Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente | 4A. Electromovilidad del transporte privado 4B. Electromovilidad en transporte público urbano menor 4C. Estándares de rendimiento energético para vehículos |
| | Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables en Sectores de Consumo | 5A. Introducción de energías renovables en procesos térmicos en la industria 5B. Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria 5C. Generación distribuida 5D. Eficiencia energética en sectores productivos y edificación 5E. Energía Distrital |
| | Electrificación de usos finales | 6A. Electrificación de usos térmicos y motrices en sector industria y minería 6B. Electrificación de usos energéticos en edificaciones 6C. Promoción de electrificación limpia de la demanda |
| ADAPTACIÓN | Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico | A1.A Incorporar la resiliencia climática y energética en el subsector eléctrico A1.B Incorporar la gestión del riesgo en el subsector eléctrico A1.C Caracterizar la exposición climática de la infraestructura crítica expuesta del sistema energético A1.D Incorporar criterios de cambio climático en la gestión de activos para aumentar la calidad del servicio A1.E Impulsar la digitalización del consumo eléctrico para mejorar la gestión de la demanda en escenarios de emergencia |
| | Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector combustibles | A2.A Desarrollar un plan de manejo de demanda de combustible considerando riesgos climáticos A2.B Incorporar la gestión del riesgo en el subsector combustibles |
| | Caracterización de vulnerabilidad y exposición climática en instrumentos energéticos | A3.A Incorporar resiliencia al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo A3.B Incorporar riesgos climáticos a los instrumentos energéticos locales |
| | Seguridad y acceso energético, con foco en grupos vulnerables | A4.A Cerrar la brecha de electrificación rural A4.B Catastrar la situación energética en servicios básicos rurales |
| INTEGRACIÓN E IMPLEMENTACIÓN | Medios de implementación para una transición energética resiliente | I1.A Preparación de capital humano para la transición energética I1.B Desarrollo y transferencia tecnológica para una transición energética resiliente I1.C Promover el financiamiento climático para avanzar en la implementación de las medidas de adaptación y mitigación del Plan Sectorial de Energía |
| | Instrumentos de precio al carbono como habilitantes de la transición energética | I2.A Diseñar e implementar un sistema de comercio de emisiones en el sector energía I2.B Actualizar el impuesto a las emisiones para el impulso a la descarbonización I2.C Impulsar los instrumentos y protección a la competitividad de la economía |
| | Acciones para enfrentar la crisis climática considerando el contexto de los pueblos indígenas | I3.A Acciones para enfrentar la vulnerabilidad energética en el contexto de la crisis climática I3.B Acciones que impulsen una participación pertinente y consideren la diversidad territorial y sociocultural de los pueblos indígenas en el marco de la transición energética I3.C Acciones que promuevan la puesta en valor del conocimiento ancestral de los pueblos indígenas en el uso de los recursos energéticos I3.D Acciones específicas para el pueblo Rapa Nui I3.E Gobernanza pertinente para la implementación y seguimiento de la medida |



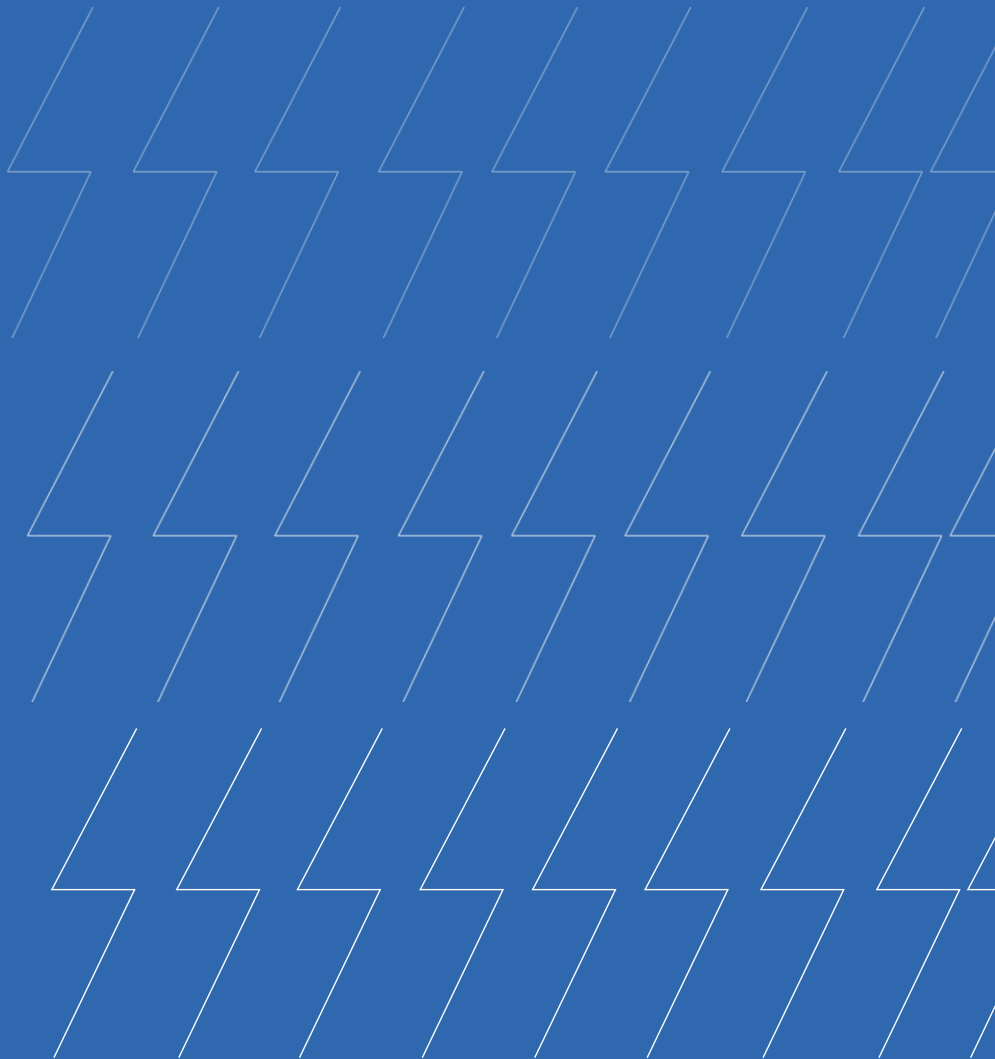
CONTENIDOS

| | |
|--|------------|
| PRESENTACIÓN | 6 |
| 15 ACCIONES CLAVE PARA ALCANZAR NUESTROS OBJETIVOS | 7 |
| RESUMEN EJECUTIVO | 11 |
| CONTENIDOS | 14 |
| 1 INTRODUCCIÓN | 16 |
| 2 CONTEXTO Y ANTECEDENTES DEL PLAN | 20 |
| 2.1 CONTEXTO GLOBAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO | 21 |
| 2.2 CONTEXTO NACIONAL DE POLÍTICAS PARA EL CAMBIO CLIMÁTICO | 21 |
| 2.3 DEFINICIONES DE POLÍTICA PÚBLICA PARA DESARROLLO ENERGÉTICO Y CAMBIO CLIMÁTICO | 22 |
| 2.4 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA | 24 |
| 2.5 PROCESOS PARTICIPATIVOS DEL PLAN | 29 |
| 3 DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO | 32 |
| 3.1 ANÁLISIS SECTORIAL DE EMISIONES | 33 |
| 3.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS, VULNERABILIDAD Y RIESGOS | 35 |
| 3.3 EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE | 38 |
| 4 PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA | 39 |
| 4.1 PLANIFICACIÓN, OBJETIVOS Y METAS DEL SECTOR ENERGÍA EN LA ECLP | 40 |
| 4.2 PILARES ESTRATÉGICOS DEL PLAN | 40 |
| 4.3 DESPLIEGUE TERRITORIAL COMO ELEMENTO CLAVE | 42 |
| 5 PROPUESTA DE MEDIDAS POR EJE | 44 |
| 5.1 EJE MITIGACIÓN | 47 |
| 5.2 EJE ADAPTACIÓN | 96 |
| 5.3 EJE INTEGRACIÓN Y/O MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN | 121 |
| 5.4 MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN MEDIDAS | 146 |
| 6 ARREGLOS INSTITUCIONALES | 150 |
| 6.1 GOBERNANZA DEL PLAN | 151 |
| 6.2 ARREGLOS DENTRO DE LA INSTITUCIÓN | 151 |
| 6.3 ARREGLOS INTERINSTITUCIONALES | 153 |
| 7 ENFOQUE TERRITORIAL Y RECOMENDACIONES | 155 |
| 8 CONTENIDOS FINALES | 158 |
| 8.1 ÍNDICE DE FIGURAS | 159 |
| 8.2 ÍNDICE DE TABLAS | 159 |



| | | |
|----------|--|------------|
| 8.3 | GLOSARIO | 160 |
| 8.4 | ACRÓNIMOS | 162 |
| 8.5 | BIBLIOGRAFÍA | 163 |
| 9 | ANEXO EXTENDIDO | 165 |
| 9.1 | FICHAS COADYUVANTES PLANES SECTORIALES DE MITIGACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO | 166 |
| 9.2 | ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES EN LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN LIDERADAS POR ENERGÍA 173 | |
| 9.3 | RESUMEN DE LA MITIGACIÓN ESPERADA E INFORMACIÓN DE COSTOS CAPEX, OPEX Y DE ABATIMIENTO A NIVEL DE SUBMEDIDA | 176 |
| 9.4 | RESPONSABLES Y COADYUVANTES DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN, MITIGACIÓN Y MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PSMYA | 186 |
| 9.5 | CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA | 189 |
| 9.6 | DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO | 196 |
| 9.7 | LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN | 207 |
| 9.8 | EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE | 209 |
| 9.9 | PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA | 211 |
| 9.10 | PROPUESTA DE MEDIDAS POR EJE | 213 |
| 9.11 | PROTOCOLO DE MONITOREO | 220 |

1 | INTRODUCCIÓN





El Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Ministerio de Energía (en adelante, el Plan) es un instrumento de gestión climática mandatado por la ley N° 21.455 o Ley Marco de Cambio Climático (LMCC). Al alero de ella, es un plan vinculante –a cargo del Ministerio de Energía– que establece el conjunto de acciones y medidas para lograr adaptar al cambio climático y aumentar la resiliencia climática del sector, a la vez que se reducen o absorben Gases de Efecto Invernadero (GEI), de manera de no sobrepasar el presupuesto sectorial de emisiones asignado a cada autoridad sectorial en la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), de acuerdo con el mandato establecido en la referida ley.

Los Planes Sectoriales de Mitigación al Cambio Climático (PSM) son los instrumentos de gestión del cambio climático que establecen el conjunto de acciones y medidas que deberá elaborar cada autoridad sectorial para reducir emisiones o absorber gases de efecto invernadero, de manera de no sobrepasar su presupuesto sectorial de emisiones asignado a éstas en la ECLP. El Ministerio de Energía (MEN) tiene asignado un presupuesto sectorial de emisiones de 268 millones de toneladas de carbono equivalente (MtCO₂eq) para el periodo 2020-2030, y, para no sobrepasar dicho volumen de emisiones, tiene asignado un esfuerzo de mitigación¹ de 39 MtCO₂eq (MMA, 2021). El MEN tiene a cargo el 70% del esfuerzo de mitigación de emisiones del país necesarios para no sobrepasar el presupuesto de carbono nacional comprometido en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (MMA, 2022).

En tanto, los Planes Sectoriales de Adaptación al Cambio Climático (PSA) son los instrumentos de gestión del cambio climático que establecen el conjunto de acciones y medidas para lograr adaptar al cambio climático aquellos sectores, sistemas humanos o naturales con mayor vulnerabilidad y aumentar su resiliencia climática, de conformidad con los objetivos y las metas de adaptación definidas en la ECLP.

El rol del sector energético es clave y protagónico para conseguir los objetivos de Chile, vinculantes a través de la LMCC, de alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de GEI al año 2050, adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático. Actualmente, el sector es el responsable del 75% de emisiones de GEI a nivel nacional, pero también concentra los mayores esfuerzos de mitigación y las principales alternativas de descarbonización de la economía nacional. Asimismo, es uno de los pilares del desarrollo económico y las actividades productivas del país, por lo que la descarbonización del sector significa avanzar hacia un desarrollo sostenible, basado en un equilibrio armónico entre la economía, el territorio, el medio ambiente y la sociedad. Descarbonizar la economía nacional debe ser sinónimo de mantener la competitividad, a través de la implementación de medidas que sean costo-efectivas, que mantengan y potencien el rol del sector energético como uno de los principales motores de la economía del país.

Lo anterior implica un proceso de transición energética que, a consecuencia del cambio tecnológico, requerirá de un desarrollo relevante en materia de infraestructura, especialmente aquella esencial y estratégica para habilitar este proceso, lo que a su vez conlleva un desafío importante en despliegue e inserción territorial, sin lo cual no es factible el cumplimiento del mandato de la Ley Marco de Cambio Climático, tanto por el sector energético como por el país, dado su participación predominante en las emisiones GEI a nivel nacional. Este es el mayor y principal desafío del que se debe hacer cargo el Plan, así como ya está siendo plasmado en otros instrumentos sectoriales del Ministerio de Energía, tales como la Política Energética Nacional, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, el Plan Nacional de Eficiencia Energética, la Estrategia Nacional de Electromovilidad, y el Plan de Descarbonización, entre otros, todos ellos que en conjunto y al alero del Plan establecen una hoja de ruta para abordar la dimensión territorial de la transición energética. Precisamente, será el Plan de Descarbonización el cual profundizará en las medidas habilitantes para alcanzar un sistema

¹ Los esfuerzos de mitigación son la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se deben reducir para no superar el presupuesto sectorial de emisiones. Cabe mencionar que estos esfuerzos de mitigación son indicativos, pero son necesarios para poder cuantificar si es que las medidas de mitigación de los PSM son las necesarias para no sobrepasar el presupuesto de emisiones.



eléctrico bajo en emisiones, y determinará las acciones que deben tomarse junto con el Ministerio del Medio Ambiente y otras instituciones, para enfrentar el desafío de la transición y dotar de mayor racionalización y eficacia a los procedimientos y permisos aplicables al sector², de manera complementaria con otros instrumentos del Estado como la Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa.

Es fundamental avanzar en la comprensión de que las energías renovables y limpias, junto con la infraestructura de transporte asociada, vectores energéticos como el hidrógeno verde y sus derivados, y tecnologías de captura de emisiones, entre otras que existen o puedan surgir, son un medio claro para el cumplimiento de las metas y compromisos climáticos no solo del sector, si no que de Chile. La coordinación será fundamental tanto para aunar esfuerzos en esta dirección como para asumir tareas sectoriales que apunten a dicho objetivo. A su vez, se releva la necesidad de continuar avanzando en una planificación y gestión energética con enfoque territorial y de naturaleza estratégica que identifique y promueva de manera concreta el emplazamiento de la infraestructura energética que requiere el país para avanzar con el mandato legal de la LMCC y la decisión consensuada hacia un desarrollo sostenible, emplazando generación de energía renovable, líneas de transmisión, almacenamiento energético y otras infraestructuras habilitantes necesarias para cumplir con el desafío.

En esta primera versión del Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Ministerio de Energía, se contempla un horizonte temporal de corto plazo con miras a alcanzar sus compromisos al 2030, un año que es vital debido a que marca las metas intermedias en el camino hacia los compromisos al 2050, alineados con el Acuerdo de París mediante la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile y el respectivo presupuesto sectorial de carbono para la presente década. Este plan cuenta con cuatro pilares que lo sustentan en su visión técnica y estratégica:

1. **Reconversión productiva:** transición energética como uno de los pilares hacia un desarrollo sostenible, con énfasis en la promoción de industria no contaminante.
2. **Infraestructura resiliente y habilitante:** reconocimiento del rol fundamental y crítico que desempeñan tecnologías e infraestructuras que son necesarias para alcanzar las metas de carbono neutralidad y resiliencia climática.
3. **Combustibles de transición:** rol que pueden cumplir algunos energéticos, como los combustibles renovables, biocombustibles o combustibles mixtos, en la disminución de emisiones y fortalecimiento de la seguridad del sistema energético con miras al 2030, dada su rápida adopción.
4. **Financiamiento para la descarbonización:** urgencia de asegurar el financiamiento de las nuevas inversiones a través de un mix robusto.

² El Plan de Descarbonización define el conjunto de medidas habilitantes que permitirán prescindir del carbón en la matriz eléctrica, materializando el acuerdo voluntario firmado entre las empresas propietarias de centrales a carbón y el Estado de Chile, en pleno desarrollo, que promueve el retiro y reconversión de las unidades de generación a carbón. Más información en <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>



Estos pilares permiten alinear los desafíos más actualizados del sector energético con los objetivos y metas del sector que fueron anteriormente comprometidos en la ECLP del 2021, y de los cuales se debe hacer cargo este Plan³.

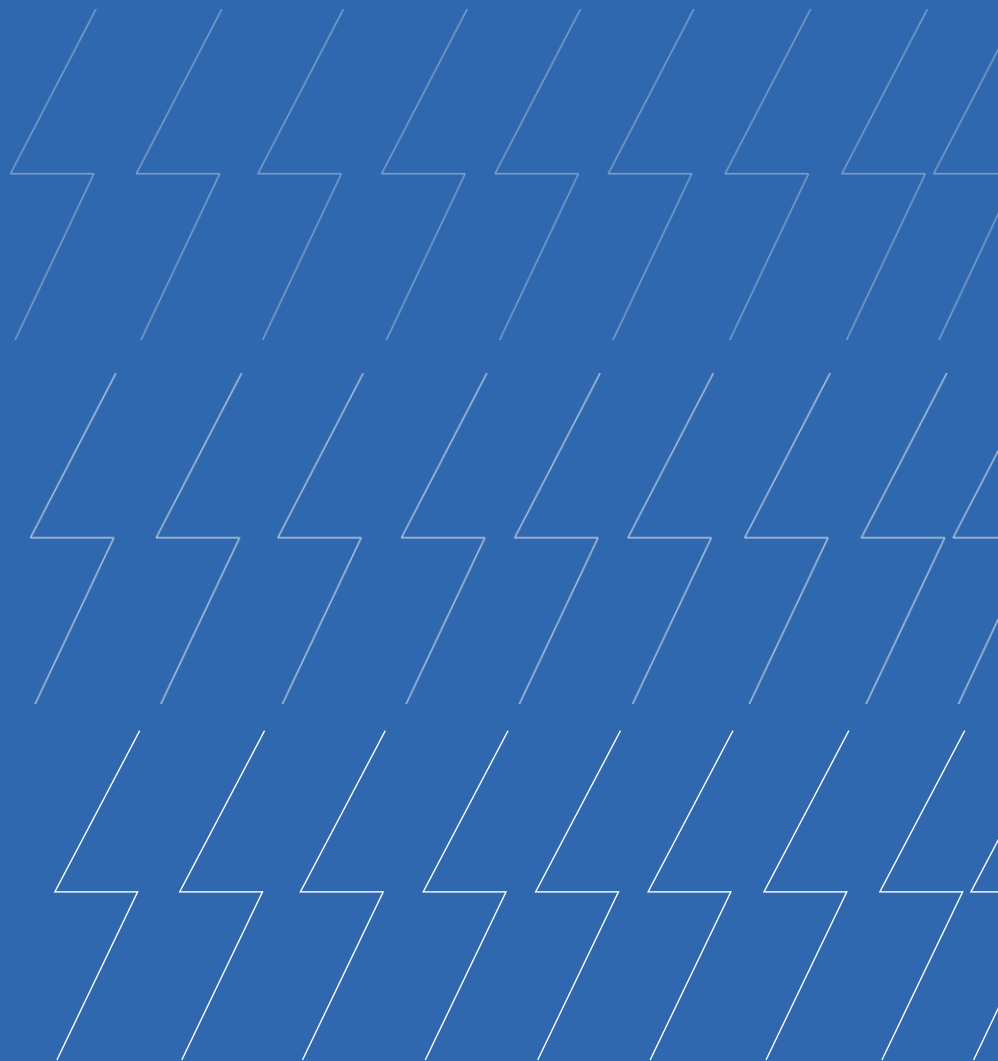
Figura 1: Objetivos del sector energía establecidos dentro de la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) y su vínculo con los pilares de energía dentro del Plan.



Fuente: Ministerio de Energía.

³ Mayor detalle respecto de los objetivos y metas sectoriales de la ECLP, así como la definición de los pilares propuestos, se encuentra en el capítulo 4.2

2 | CONTEXTO Y ANTECEDENTES DEL PLAN





2.1 CONTEXTO GLOBAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental y una de las principales amenazas para la seguridad global. Su origen reside en el calentamiento progresivo del planeta, producto de la acumulación excesiva de GEI y otros forzantes climáticos en la atmósfera, provenientes de actividades productivas desarrolladas por el ser humano, especialmente la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas. Si bien el cambio climático suele asociarse justamente a estas temperaturas más cálidas, lo cierto es que sus consecuencias son mucho más amplias y complejas. Estos cambios se traducen en una amplia gama de impactos, desde escasez hídrica o sequías con lluvias extremas y aluviones, pasando por el derretimiento de polos y glaciares junto a un aumento del nivel del mar, pérdida de biodiversidad, hasta la intensificación de eventos meteorológicos extremos.

En este sentido, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), ha determinado que, para reducir estos impactos, se requieren "reducciones de emisiones ambiciosas" y "cambios rápidos, profundos y sin precedentes en todos los aspectos de la sociedad". Aquí radica la importancia de la mitigación de GEI para detener el aumento de la temperatura promedio mundial, y la adaptación climática para abordar los impactos y consecuencias negativas de los sistemas naturales y humanos. Una respuesta a ello es el Acuerdo de París, que determina las diferentes metas mundiales para abordar el desafío del cambio climático y, particularmente, limitar el aumento de la temperatura muy por debajo de los 2°C, preferiblemente a 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales. En lo concreto para Chile, esto significa que las emisiones de GEI necesitarán disminuir en aproximadamente un 45% (respecto a niveles 2010) para 2030, logrando carbono neutralidad al 2050, meta que el país ha establecido de forma vinculante a través de su Ley Marco de Cambio Climático (LMCC o Ley N° 21.455).

Asimismo, la transición energética, a escala mundial y nacional, es crucial en este camino y constituye un reto significativo para el sector en las próximas décadas. La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que será necesario triplicar globalmente la capacidad de generación renovable (aproximadamente 11.000 GW) y duplicar la tasa anual mundial de mejora de la eficiencia energética (de 2% a 4% anualmente) al 2030, lo que se traduce en un desafío en todos los sectores económicos, puesto que ninguno de ellos es ajeno a los impactos de la crisis climática (IEA, 2024).

2.2 CONTEXTO NACIONAL DE POLÍTICAS PARA EL CAMBIO CLIMÁTICO

Consciente de que el cambio climático constituye uno de los principales desafíos del presente siglo, el país ha generado un marco regulatorio y de política pública integrado que da sustento a las metas comprometidas en esta materia. La LMCC refuerza la institucionalidad en materia de cambio climático y crea o ratifica una serie de instrumentos de gestión climática para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, entre ellos, los planes sectoriales de mitigación y adaptación. Al incorporar en la Ley instrumentos como la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) o la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), dota de un carácter vinculante a sus metas, medidas y compromisos.

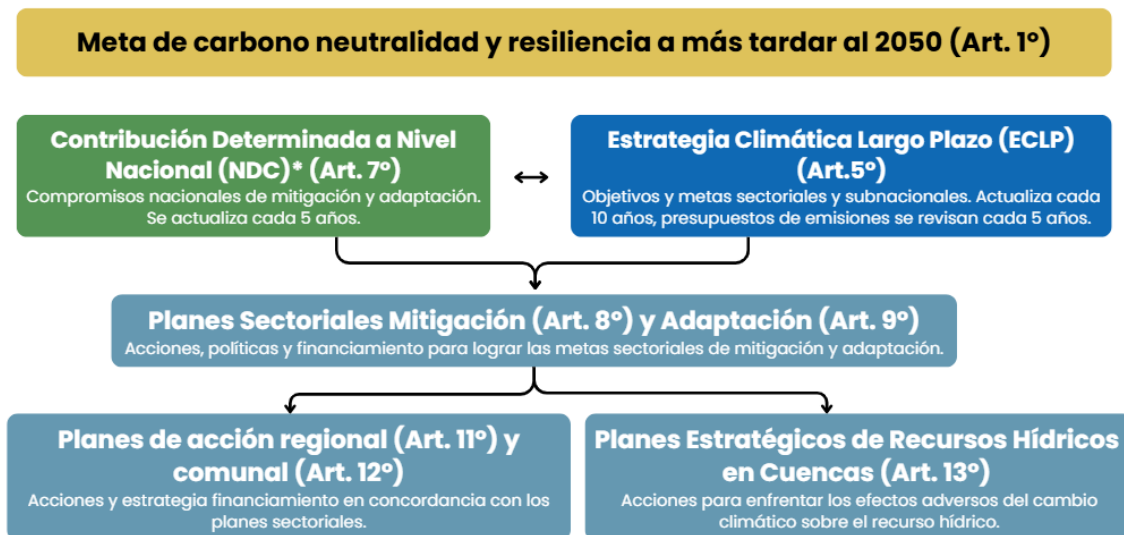
Los Planes Sectoriales de Mitigación al Cambio Climático (PSM) son los instrumentos de gestión del cambio climático que establecen el conjunto de acciones y medidas que deberá elaborar cada autoridad sectorial para reducir emisiones o absorber GEI, de manera de no sobrepasar su presupuesto sectorial de emisiones asignado a éstas en la ECLP, que en el caso del Ministerio de Energía equivale a 268 millones de toneladas de carbono equivalente (MtCO₂eq) para el periodo 2020-2030, y para no sobrepasar dicho volumen de emisiones



se estima debe realizar un esfuerzo de mitigación⁴ de 39 MtCO₂eq (ECLP, 2021). Por tanto, el Ministerio de Energía tiene a cargo el 70% del esfuerzo de mitigación de emisiones del país necesarios para no sobrepasar el presupuesto de carbono nacional comprometido en la NDC.

En tanto, los Planes Sectoriales de Adaptación al Cambio Climático (PSA) son los instrumentos de gestión del cambio climático que establecen el conjunto de acciones y medidas para lograr adaptar al cambio climático aquellos sectores, sistemas humanos o naturales con mayor vulnerabilidad y aumentar su resiliencia climática, de conformidad con los objetivos y las metas de adaptación definidas en la ECLP.

Figura 2: Instrumentos de Gestión al Cambio Climático dentro de la LMCC



Fuente: Ministerio de Medio Ambiente.

2.3 DEFINICIONES DE POLÍTICA PÚBLICA PARA DESARROLLO ENERGÉTICO Y CAMBIO CLIMÁTICO

El Ministerio de Energía ha generado diversos instrumentos de política pública en los que ha incorporado la problemática del cambio climático, dada la relación intrínseca que existe entre el desarrollo energético y las acciones para abordarlo, cimentando así una visión sectorial de largo plazo a través de políticas de Estado.

El instrumento insigne y orientador para el desarrollo del sector es la *Política Energética Nacional (PEN)*⁵, construida a través de un proceso participativo amplio donde confluyen las preocupaciones e intereses de distintos tipos de actores, definiendo así una visión común de desarrollo energético de cara al futuro. La PEN considera la temática del cambio climático como un elemento crucial para la transición energética al instaurar

⁴ Los esfuerzos de mitigación son la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se deben reducir para no superar el presupuesto sectorial de emisiones. Cabe mencionar que estos esfuerzos de mitigación son indicativos, pero son necesarios para poder cuantificar si es que las medidas de mitigación de los PSM son las necesarias para no sobrepasar el presupuesto de emisiones.

⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf



como uno de sus propósitos el ser “protagonistas de la ambición climática” mediante un liderazgo en la transición energética para alcanzar un desarrollo sustentable y superar la crisis climática. En equilibrio con este propósito, la PEN propone otros objetivos y acciones habilitantes para lograr un desarrollo energético sustentable, eficiente, inclusivo, resiliente, accesible y respetuoso de los derechos humanos y de la diversidad de culturas de nuestro territorio. Al alero de la Política Energética Nacional y en línea con el cumplimiento de sus objetivos, se han desarrollado distintos planes y estrategias que contribuyen a las metas climáticas sectoriales⁶. Entre ellos, destacan los siguientes:

Acuerdo público-privado de retiro y/o reconversión de centrales a carbón: En 2019, se materializó un acuerdo de origen voluntario entre el Gobierno de Chile y las empresas Enel Generación Chile S.A. GasAtacama Chile S.A, ENGIE Energía Chile S.A., Colbún S.A. y AES GENER S.A., en el cual se estableció: (i) que no se iniciarían nuevos proyectos de generación a carbón en el país que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono, (ii) término de uso de carbón al 2040 mediante el cierre y/o reconversión gradual de las centrales actualmente en operación, y (iii) cronograma inicial de las primeras 8 plantas en cerrar en los primeros 5 años del acuerdo. Esta corresponde a una de las medidas más importantes en Chile para gatillar la descarbonización tanto del sector energético como de los distintos sectores que utilizan electricidad en sus consumos, siendo uno de los principales avances a la fecha y demostrando el compromiso del sector privado, así como la colaboración con el Estado. Para continuar materializando este acuerdo, se deben establecer las condiciones habilitantes que permitan prescindir del carbón sin afectar la seguridad y calidad del sistema eléctrico, lo cual se está discutiendo a través del plan de descarbonización explicado a continuación.

Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales: promulgada en 2008 establece que las generadoras de energía convencional con una capacidad instalada superior a 200 MW deben acreditar que un 10% de esa energía proviene de ERNC o centrales hidroeléctricas, incluyendo un cargo de 0,4 Unidad Tributaria Mensual (UTM) por cada MWh de incumplimiento.

Plan de Descarbonización: En consulta ciudadana a noviembre de 2024, tiene por objetivo habilitar las condiciones en el sistema eléctrico para prescindir del carbón lo antes posible, teniendo en cuenta atributos como seguridad y calidad de suministro, sustentabilidad y reducción de emisiones de contaminantes globales y locales, y eficiencia en los mercados asociados que repercutan en bajos costos y competitividad para usuarios finales de la energía eléctrica. El plan contempla medidas como el retiro o reconversión de centrales a carbón, nueva generación con energía renovable o de bajas emisiones, mejoras en transmisión eléctrica existente y construcción de nuevas líneas, almacenamiento, pilotaje de nuevas tecnologías, e inserción territorial de las nuevas inversiones, entre otras, integrando los desafíos que supone la transición y la necesidad de dotar de mayor racionalización y eficacia a los procedimientos y permisos aplicables al sector para este compromiso.

Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030: publicado en 2024, reconoce el rol sustancial que el hidrógeno verde y sus derivados tendrá en la descarbonización de la economía nacional y en alcanzar la meta de carbono neutralidad del país. Para ello, establece una hoja de ruta para esta década que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde, sus derivados y toda su cadena de valor e identifica líneas de acción, metas e hitos a alcanzar en este periodo, que incluyen instalación de infraestructura para la producción y distribución de hidrógeno verde y derivados, el impulso de proyectos piloto en distintos sectores como el transporte, la industria y la generación de energía, y la creación de un marco regulatorio y de incentivos para promover la adopción de tecnologías de hidrógeno verde.

⁶ Asimismo, existen cuerpos normativos en vigor como lo son la Ley de Eficiencia Energética y la Ley de Almacenamiento de Energía Eléctrica y Electromovilidad, y proyectos de ley como el de Impulso a las Energías Renovables en la Matriz Eléctrica y el de Transición Energética, que tendrán un impacto directo en el cumplimiento de las metas de carbono neutralidad.



Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026: proporciona un marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética a fin de materializar el potencial de ahorro energético que permita alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. El Plan compromete metas de reducción de la intensidad energética para corto, mediano y largo plazo, y ha definido un conjunto de medidas en sectores productivos, transporte, edificaciones y ciudadanía para cumplirlas. Entre estas, se encuentra la implementación de sistemas de gestión de energía, la promoción de la electrificación de usos térmicos y motrices en la industria y minería; el establecimiento de estándares de eficiencia energética para vehículos, y el impulso a la renovación energética y reacondicionamiento térmico de edificaciones.

Estrategia Nacional de Electromovilidad: promueve la adopción y desarrollo de vehículos eléctricos en el país. La estrategia tiene como objetivo principal fomentar la movilidad sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte. Contempla medidas tales como incentivos fiscales para la compra de vehículos eléctricos, la instalación de infraestructura de carga a lo largo de todo el país, la promoción de flotas de vehículos eléctricos en el sector público y privado, y el impulso de la investigación y desarrollo en tecnologías relacionadas con la electromovilidad.

Ley N° 21.499 que regula los Biocombustibles Sólidos: tiene como objetivo regular la calidad de los biocombustibles sólidos (BCS), tales como la leña, el pellet, las briquetas y el carbón vegetal que se produzcan, transporten y comercialicen en Chile, de manera que cumplan con especificaciones mínimas de calidad obligatorias, que permitan una combustión eficiente, y que disminuya el riesgo para la salud y la seguridad de las personas. Junto con ello busca avanzar en la formalización del mercado de la leña mediante registros de actores del mercado, todo ello respetando y fomentando el autoconsumo de leña, los usos tradicionales de leña por parte de comunidades indígenas y focalizando fomento a la actividad de pequeños productores de biocombustibles. La ley mandata que, cada cinco años, el Ministerio elaborará un Plan Nacional para la Modernización del Mercado de los Biocombustibles Sólidos, en colaboración con el Ministerio de Agricultura y las instituciones y organismos competentes.

Estrategia de Adaptación del Sector Energía a la Crisis Climática: está en etapa de edición final. Su objetivo es tener una hoja de ruta hacia 2050 que oriente y materialice las transformaciones requeridas en el sector energía para que este pueda anticipar, resistir, absorber, adaptar y recuperarse de los efectos de la crisis climática. Cuenta con 17 metas divididas en seis ámbitos de acción (enfoque regional y local, enfoque técnico, incentivos e instrumentos económicos e instrumentos, políticas y regulación, coordinación multinivel y empoderamiento) y seis enfoques transversales (género, derechos humanos, gobernanza, divulgación y educación, cooperación internacional y financiamiento).

Hoja de Ruta de Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF): tiene por objeto aportar a la descarbonización del transporte aéreo, proponiendo como meta para el 2050 que los SAF representen el 50% del uso de combustible utilizado en la aviación nacional e internacional de Chile. Esta meta asume los compromisos internacionales en materia climática y se vincula fuertemente a otras políticas nacionales, como la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), la Política Energética Nacional (PEN), la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, y otras que aportan al proceso de descarbonización del transporte aéreo en Chile. También, sentará las bases para que Chile avance en la independencia energética, potencie el desarrollo productivo local y sostenible, y genere una industria del SAF pionera en la región.

2.4 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA

El sector energía comprende todos los sectores de consumo y segmentos de la cadena de valor de la oferta de la energía. Los principales sectores de consumo final incluyen los hogares, el transporte, el comercio, la industria y la minería. Por su parte, la oferta del sector energético distingue entre el suministro de energía eléctrica y de combustibles. Según el Balance Nacional de Energía (BNE) de 2022, la matriz de energía primaria

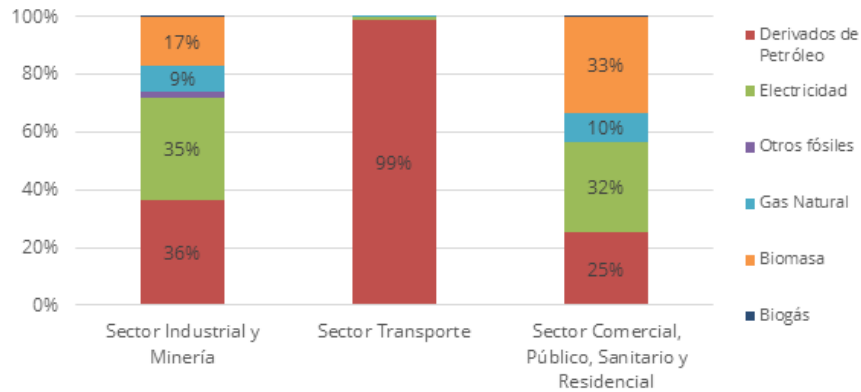


alcanzó casi 328 mil Tcal. De este consumo, el 60% corresponde a combustibles fósiles y 40% a fuentes renovables, mientras que el consumo total de Chile alcanzó casi las 607 mil Tcal.

Chile importa el 98% del petróleo crudo utilizado para producir derivados de petróleo en las refinerías de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y el 61% de los derivados de petróleo que se consumen tanto en los sectores de consumo final como en los centros de transformación, el resto de estos se produce con petróleo crudo cuyo origen es principalmente externo. Así, casi la totalidad del petróleo consumido en el país proviene del extranjero. En el caso del gas natural, las importaciones representan alrededor de 80%. En 2022 el consumo final alcanzó casi 328 mil teracalorías, dominando en los sectores de demanda final los derivados de petróleo, biomasa y electricidad que en conjunto representan casi el 92% del consumo.

Los sectores industria y minería (38%) y el sector transporte (34%) representan los principales consumos de demanda final. Le siguen en participación los sectores comerciales, público, sanitario y residencial (24%). El consumo en empresas de generación de energía y refinerías de petróleo, por su parte, representan el 4% (Ministerio de Energía, 2022). La desagregación de ello se presenta a continuación y releva los desafíos respecto a la meta de carbono neutralidad, en cuanto presentan la relevancia de medidas asociadas a la electromovilidad, electrificación y uso de combustibles bajos en emisiones.

Figura 3: Participación de energéticos en los principales sectores de consumo final, año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

2.4.1. Subsector eléctrico

La legislación eléctrica actual en Chile establece un marco en el que el mercado eléctrico es operado por empresas privadas encargadas de la generación y comercialización de la energía eléctrica. Existen tres segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución de electricidad⁷.

El sector de la generación de energía permite libre entrada de oferta de energía, mediante su producción a través de distintas tecnologías, siempre y cuando se adhieran a la normativa existente. La transmisión de la energía producida a los distintos puntos de demanda, en largas distancias, es gracias a instalaciones de transmisión, cuya planificación es un proceso que consta de varias etapas, en las cuales participan el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional

⁷ La actual Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL 4) no contempla que un agente externo al mercado eléctrico, sin activos de generación y distinto a la empresa distribuidora, pueda encargarse de la comercialización de la energía eléctrica. Esto significa que las empresas generadoras pueden actuar simultáneamente como productoras y comercializadoras, permitiendo transacciones entre generadores, empresas de generación y distribución, empresas de generación y clientes libres, y empresas de distribución y clientes finales (regulados y libres).



(CEN). Luego, se proyectan y licitan obras de transmisión que posteriormente son construidas por la empresa privada. En cuanto al segmento distribución, se encarga de distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un determinado punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende. Estas actividades son llevadas a cabo íntegramente por empresas privadas, que realizan las inversiones requeridas conforme a la normativa específica aplicable a cada sector. De esta manera, los sectores de transmisión y distribución operan dentro de un marco regulado debido a su naturaleza monopólica, mientras que el sector de generación funciona bajo principios de libre competencia.

En Chile, el mercado eléctrico de generación se compone del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 10 Sistemas Medianos agrupados en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes, y más de 100 sistemas aislados distribuidos en 11 regiones del país. El SEN cubre una extensión geográfica que abarca desde las regiones de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé extendiéndose por más de 3.100 km. La capacidad instalada del SEN representa más del 99% del total nacional y abastece al 98,5% de la población del país. En el SEN, existen más de 38.403 km de líneas de transmisión (CEN, 2024).

Los avances del subsector en cuanto a descarbonización han sido acelerados en los últimos años, a diciembre de 2024, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, se ha retirado 11 unidades por un total de 1,7 GW, y se estima que al 2026 existirán otras 9 unidades disponibles para retiro o reconversión por un total de 2,2 GW. Esto evidencia un compromiso transversal del sector y sus empresas para dar cumplimiento a las metas propuestas.

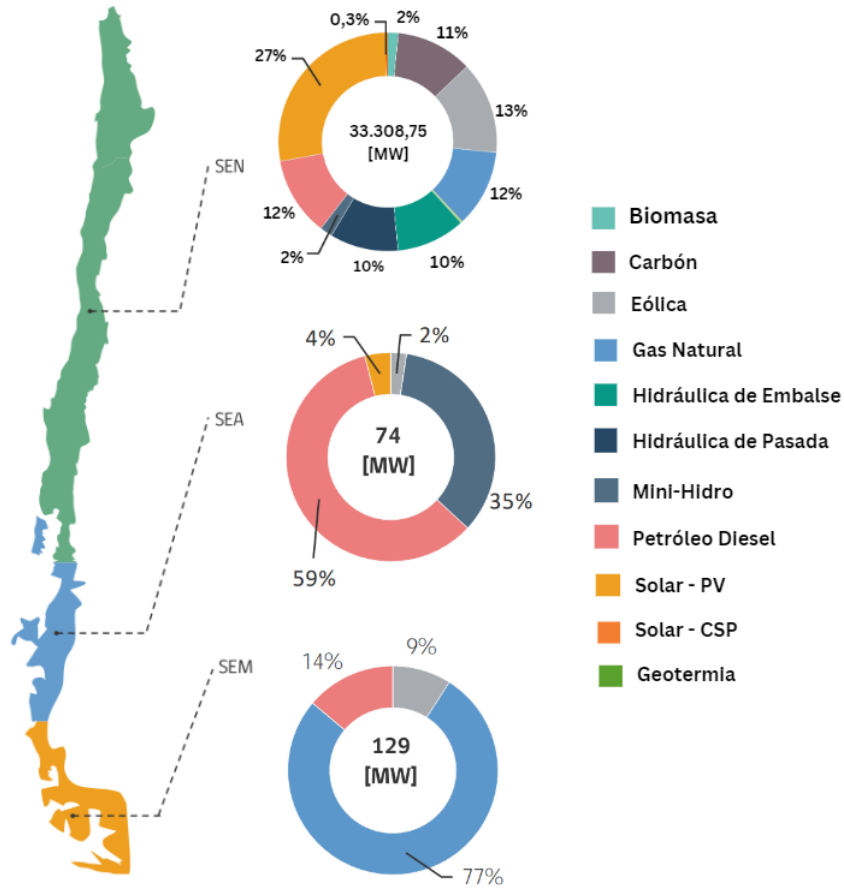
Por otro lado, los Sistemas Eléctricos Medianos de Los Lagos, Aysén y Magallanes, se componen de la agrupación de una serie de Sistemas Medianos de cada región, que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define como sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kilowatts. El Sistema Mediano de Los Lagos agrupa los sistemas medianos de las comunas de Hornopirén y Cochamó sumando una potencia instalada de 10,5 MW, asociada a generación de Petróleo Diésel con un 77%, e Hidráulica con un 23%. El Sistema Mediano de la Región de Aysén se caracteriza por agrupar los Sistemas Medianos de las comunas de Aysén, General Carrera y Palena, con una capacidad instalada de 74 MW, asociada a generación mediante Petróleo Diesel (59%), Mini-Hidro (35%), Solar (4%) y Eólica (2%), respectivamente. Análogamente, el Sistema Mediano de la región de Magallanes, corresponde a la agrupación de los Sistemas Medianos de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, con una capacidad instalada de 129 MW, concentrada principalmente en unidades que operan con Gas Natural (77%), Petróleo Diesel (14%) y Eólica (9%), respectivamente (CEN, 2024).

En cuanto a los 109 sistemas aislados, estos abastecen a más de 10.000 usuarios en Chile y la mayor parte de dichos sistemas tiene una capacidad instalada de generación menor a 500 kW, de los cuales el 65% presenta capacidades menores a 100 kW. Casi en su totalidad corresponden a sistemas de generación en base a combustible diésel que entregan suministro permanente a solo el 83% de sus usuarios, y donde el 17% restante cuenta con electricidad precaria, ineficiente, parcial entre 2 y 18 horas al día, y de baja calidad. Las dificultades y brechas que enfrentan estos sistemas en cuanto a tarifas y calidad de servicio eléctrico entregado no han sido resueltas por la regulación vigente, derivando en características disímiles entre ellos, altos costos de suministro, importantes niveles de precariedad en la operación, y una alta dependencia a los subsidios estatales tanto para el financiamiento de la infraestructura como para la operación. Por otra parte, el costo de la energía para usuarios finales es mucho mayor que el costo promedio en el SEN, con precios que pueden ser hasta 25 veces mayores, dada la operación en zonas extremas y aisladas, la baja cantidad de usuarios y una menguada demanda energética.

A julio de 2024, la capacidad instalada neta de generación eléctrica alcanza los 33.308,75 MW⁹, donde aproximadamente el 65% de la capacidad instalada neta corresponde a energías renovables y el 35% restante a fuentes térmicas convencionales (CEN, 2024). De estas cifras, 33.106 MW corresponden al SEN, es decir un 99,4% del total de capacidad neta. La capacidad instalada neta de generación restante se encuentra distribuida entre los Sistemas Eléctrico de Aysén (0,2%) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (0,4%). En 2023, la generación anual fue de 83.637 GWh registrándose una demanda máxima anual de 11.549 MW (CEN, 2024).



Figura 4: Composición de la capacidad instalada de generación eléctrica (SEN) a julio de 2024.



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2024. Datos: Energía Abierta. Fecha obtención datos: 24/07/24.

2.4.2. Subsector combustibles

El sector combustible puede dividirse en tres segmentos: los combustibles líquidos (gasolinas automotrices y de aviación, kerosene doméstico y de aviación, petróleo diésel, petróleos combustibles y GLP), combustibles gaseosos (gas natural) y los combustibles fósiles sólidos (como el carbón) o biocombustibles sólidos (como la leña certificada, la biomasa, pellet, entre otros).

Nacionalmente la gasolina automotriz, el petróleo diésel, el kerosene, el kerosene de aviación, los petróleos combustibles y el gas licuado representan la principal energía consumida, representando el 51% del consumo final de la matriz energética secundaria (BNE, 2022), mientras que los derivados del petróleo en su conjunto representan un 55,7%. Solo el petróleo diésel explica el 28,5% del consumo final de energía, la gasolina el 12,7% y el gas licuado de petróleo (GLP) el 5,6%. A nivel de consumo sectorial, los combustibles representan el 98% del consumo del sector transporte, el 31% del sector industria y minas y un 25% del sector residencial-comercial. Chile es principalmente un importador de combustibles, dado que 82% del GLP proviene del exterior, lo que también ocurre para un 77% del petróleo diésel, para un 51% del kerosene de aviación y para



un 41% la gasolina. La importación de combustibles líquidos se realiza por naves del tipo *Handy*⁸ y la distribución al interior del país se realiza a través de cabotaje marítimo, oleoductos y camiones. El país cuenta con 26 terminales marítimas, de los cuales 20 son privados y 6 pertenecen a ENAP⁹.

La capacidad de almacenamiento de combustibles a nivel nacional es del orden 2,2 MM m³, de dicha capacidad de almacenamiento, los combustibles líquidos tienen una participación de 81% (1,8 MM de m³) y el GLP con un 19% (423 mil m³). De los combustibles líquidos, el diésel es aquel combustible 178 que tiene mayor capacidad, 906 mil m³ (50%) seguido por gasolina automotriz con 473 mil m³ (26,1%), petróleo combustible con 192 mil m³ (10,6%), kerosene de aviación con 201 mil m³ (11,1%), kerosene doméstico con 35,6 mil m³ (2,0%) y gasolina de aviación con 5,7 mil m³ (0,3%)¹⁰.

En cuanto al GLP, Chile es un país importador y exportador de este combustible. Como se señaló, el 82% del consumo final de GLP es importado. Pero a su vez, por las barreras de logística y de calidad del producto para comercializar en el país, el 55% del GLP producido en Chile se exporta. El mercado de GLP se divide entre el negocio de envasado y de granel. El primero representa el 61% del consumo de este combustible, y sus canales de distribución son venta directa, subdistribuidores y operadores. El mercado de granel, que representa el 39% del consumo de GLP, solo usa la venta directa tanto para los clientes con tanques como aquellos conectados a una red de distribución no concesionada con marcadores individuales.

En Chile, los combustibles derivados de la madera, especialmente la leña y los residuos forestales, aportan a través de la biomasa forestal un 26,4% de participación en la matriz primaria de energía (BNE, 2022). Estos combustibles se utilizan para calefacción, cocción de alimentos y una serie de otros usos, en los sectores residencial, industrial, comercial y público. Del total aportado por la biomasa forestal, un 54% se destina a usos térmicos (industriales y residenciales) y 46% a la generación eléctrica en centros industriales para autoconsumo (SEN) (CONAF, 2023).

La leña representa el 40% del consumo energético residencial a nivel nacional (MEN, InData, 2019). Dos millones de viviendas entre Rancagua y Aysén, es decir, un 72%, usan leña. Estos altos consumos de leña se encuentran entre los más elevados del mundo. El pellet es un biocombustible sólido cuyo uso en el sector residencial en Chile ha sido promovido mediante programas de fomento estatales como parte de los esfuerzos por desplazar el uso de artefactos de combustión de baja eficiencia y además desplazar el uso de leña de baja calidad (en su mayoría húmeda), principal causa de contaminación del aire por material particulado fino (MP 2,5) en la macrozona centro sur del país (MEN, 2023).

Por otra parte, el hidrógeno verde y sus derivados se han presentado como una oportunidad para transformar a Chile en uno de los principales exportadores de energía limpia a nivel global, permitiendo la creación de puestos de trabajo y nuevas inversiones. Como se ha mencionado anteriormente, existen una serie de políticas e instrumentos que han buscado su impulso, así como el desarrollo de la normativa necesaria para ella.

⁸ Los buques Handy/Handymax son los barcos usados tradicionalmente para carga seca y de menos de 60.000 TPM. Un *Handymax* mide normalmente entre 150-200 m de largo (eslora). Son los barcos de carga más comunes y por su tamaño, pueden entrar en todos los puertos.

⁹ Los terminales de combustibles líquidos se encuentran en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Isla de Pascua, Coquimbo, Quintero, San Vicente, Coronel, Calbuco, Chacabuco, Punta Arenas y Punta Delgada.

¹⁰ Entre las regiones de Valparaíso y Biobío se tiene 1,5MM m³ de capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos, y en el norte, entre las regiones de Arica y Parinacota y Coquimbo, una capacidad de 415M m³. La logística de almacenamiento está conformada por plantas en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Coquimbo, Puchuncaví, Quintero, Concón, Isla de Pascua, Maipú, San Fernando, Linares, Chillán, Hualpén, Talcahuano, Coronel, Lautaro, Osorno, Calbuco, Coyhaique, Gregorio y Punta Arenas.



2.5 PROCESOS PARTICIPATIVOS DEL PLAN

Los procesos participativos del Plan tuvieron lugar entre la elaboración del Anteproyecto (14 de marzo al 26 de julio) y la consulta ciudadana (29 de julio al 25 de octubre). A continuación, se describe brevemente cada proceso.

Participación ciudadana temprana

Entre abril y mayo de 2024 se comenzó a realizar las instancias participativas abiertas a la ciudadanía, a través de cuatro talleres virtuales de 90 minutos focalizados en sector privado, sector público, academia y sociedad civil, cuyo objetivo fue presentar los avances del Anteproyecto y recibir retroalimentación desde la perspectiva de cada uno de los sectores para iniciar un análisis colectivo de la lista preliminar de medidas asociadas al plan. Se contó con la participación de 148 personas, donde el 49% fueron mujeres.

Para complementar y profundizar la difusión y la participación temprana, durante la primera semana de junio se realizaron cinco talleres presenciales de tres horas de duración en las regiones de Tarapacá, Valparaíso, Metropolitana, Biobío y Los Lagos, cuyo objetivo fue presentar avances del Plan y propiciar un análisis colectivo de la implementación de las medidas previstas, con foco territorial. Se contó con la participación de 232 personas, donde el 41% fueron mujeres.

Proceso participativo diferenciado para pueblos indígenas y originarios

A través de un proceso participativo diferenciado con pueblos indígenas en el marco de la elaboración Plan se buscó responder de manera pertinente al requerimiento de participación de comunidades y dirigencias indígenas en un proceso participativo temprano y diferenciado basado en la normativa señalada en el Artículo 7° del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y de la normativa nacional señalada en la Ley N° 19.253.

La realización de estas instancias, orientadas a disponer de una participación temprana de grupos de pueblos indígenas a lo largo del país, se sustenta en el derecho de estos a decidir sus propias prioridades de desarrollo y la necesidad de estos de participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente, tal como podría ser el caso de los planes sectoriales de adaptación y mitigación del cambio climático que el Ministerio de Energía pone a disposición de los territorios en esta etapa de co-diseño de medidas.

El proceso participativo diferenciado contempló tres etapas:

- Fase 1: Diálogos participativos regionales e interregionales con miembros de los pueblos indígenas, instancias desarrolladas entre junio y julio. En los cuales el objetivo fue recoger insumos para elaborar el anteproyecto con sus medidas y acciones para enfrentar el cambio climático desde el sector energético.
- Fase 2: Encuentros macrozonales con representantes electos por los participantes de la primera etapa. Se desarrollaron cuatro instancias entre agosto y octubre (Austral en Punta Arenas, Norte en Antofagasta, Centro en Santiago y Sur en Temuco). El objetivo de estos fue tener una revisión de las medidas y acciones propuestas en el anteproyecto sometido a consulta ciudadana, y analizar si se cumplieron con las aspiraciones o problemas planteados en la primera etapa para enriquecer o mejorar las medidas.
- Fase 3: Un encuentro nacional con miembros de cada pueblo indígena elegidos por quienes participaron en las instancias anteriores, con el objetivo de acordar los últimos contenidos y modificaciones a la propuesta de medida planteada desde los pueblos indígenas para enfrentar el cambio climático.

A través de estas instancias de diálogo participativo realizadas desde las regiones de Arica y Parinacota a Magallanes y la Antártica Chilena, incluyendo Rapa Nui, se ha logrado generar un levantamiento de información para identificar las principales amenazas e impactos del cambio climático en estos territorios,



reforzando al mismo tiempo la entrega de información referida a estos procesos, así como a los esfuerzos que está realizando nuestro país en el marco de su proceso de transición energética.

La convocatoria a estas primeras instancias se hizo contactando a dirigencias y miembros de los pueblos a partir de la base de datos de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (CONADI), complementadas con los registros del Ministerio de Energía de los procesos participativos anteriores, tales como la Consulta Indígena del Reglamento de la Ley de Biocombustibles Sólidos.

Por otra parte, en cuanto a las instancias macrozonales y la nacional, la convocatoria se realizó invitando a los representantes electos por cada pueblo en la primera instancia, de los cuales se tiene su información personal para coordinar la logística y asegurar su participación. Cabe destacar que el Ministerio de Energía se hizo cargo de los gastos de traslado, movilización, alojamiento y alimentación para la participación, considerando la complejidad que supone el traslado de las dirigencias desde sus comunidades.

La estrategia metodológica y los resultados parciales, tanto de la fase 1 y 2, se detallan en el Anexo. El resultado final del proceso se ve reflejado en la medida I5 “ACCIONES PARA ENFRENTAR LA CRISIS CLIMÁTICA CONSIDERANDO EL CONTEXTO DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS” divididas, a su vez, en cinco submedidas y 22 acciones, con foco exclusivo en los pueblos originarios de Chile, además de la participación activa en la gobernanza del Plan.

Participación con juventudes

El Ministerio de Energía procura llevar adelante su trabajo considerando los marcos normativos, jurídicos y políticos que orientan la protección y el respeto de los Derechos Humanos. En este sentido, la construcción de la política pública energética para hacer frente a los efectos del cambio climático debe considerar el involucramiento de los grupos vulnerables, y en específico las voces de las niñas y jóvenes, por cuanto ellos/as experimentan los impactos del cambio climático de manera diferenciada, poseen una mirada auténtica, crítica e innovadora, y porque será a quienes, en el futuro, les tocará enfrentar los efectos de las decisiones que tomemos hoy.

A partir del apoyo técnico y la supervisión de UNICEF como punto focal de protección, se desarrolló un taller con representantes de organizaciones juveniles para co-construir la visión de cambio de los tres ejes, a partir del trabajo en 3 medidas prioritarias del Anteproyecto. A continuación, se detalla los resultados:

- **Descarbonización (Eje mitigación):** A 2050, Chile es un país que produce y consume su energía de manera consciente y responsable, con una matriz 100% limpia y renovable, bajo los principios de justicia, equidad, descentralización y suficiencia energética. Las centrales a carbón han sido retiradas y/o reconvertidas, y las zonas en transición se encuentran recuperadas ambiental y socialmente, encontrando una nueva identidad productiva. Asimismo, los nuevos proyectos de energía renovable se planifican considerando las variables socioculturales, ambientales y de trayectoria de los territorios, y existe una participación considerable de energía ciudadana, gracias a la expansión de la generación distribuida.
- **Acceso a la energía (Eje adaptación):** A 2050, el 100% de los hogares rurales y vulnerables de Chile tiene acceso a energía eléctrica equitativa y sostenible, a través de soluciones seguras, eficientes y adecuadas a la realidad de cada territorio, promoviéndose la autonomía energética y el uso de energías renovables en zonas aisladas y vulnerables energéticamente. Las y los beneficiarios, en particular las comunidades rurales aisladas, se han organizado y capacitado como agentes partícipes de su propia provisión de energía, proliferando la creación de cooperativas y comités de electrificación rural, con apoyo del Estado para su conformación, operación y mantención.
- **Creación de capacidades y empoderamiento (Eje integración):** A 2050, las niñas y jóvenes son conscientes de donde proviene la energía que utilizan, cómo se genera, transmite y distribuye. Asimismo, se entrega educación cívica y se promueve una participación efectiva en todos los niveles educativos, de



manera de empoderar a las y los estudiantes, y que su voz se encuentre representada en los procesos de toma de decisión. Los espacios de educación superior incorporan de manera transversal un enfoque de cambio climático, eficiencia energética y sostenibilidad. Asimismo, fomentan la innovación pública y facilitan el flujo de ideas provenientes de las/os jóvenes hacia los desarrolladores de las políticas energéticas.

Consulta ciudadana

Se llevó a cabo entre el 29 de julio y el 25 de octubre de 2024, dando cumplimiento a los 60 días hábiles mandatados por la Ley Marco de Cambio Climático. Esta etapa, además de continuar con el proceso participativo diferenciado y el diálogo con juventudes, inició con dos seminarios virtuales para difundir el Anteproyecto del Plan y sus contenidos, abiertos a la ciudadanía.

Seguido a ello, se desarrollaron cinco talleres presenciales macrozonales en La Serena, Santiago, Rancagua, Concepción, Punta Arenas. Estos talleres contaron con una metodología participativa desarrollada especialmente para recoger observaciones de los actores involucrados y poder mejorar las medidas y sus acciones.

Finalmente, lo anterior fue complementado con tres talleres virtuales sectoriales (sector privado, sociedad civil y academia) para ahondar en algunas medidas y submedidas específicas definidas previamente para cada grupo, con el fin de recabar comentarios más específicos y detallados.

En total, a través de las reuniones, talleres y diálogos, durante la consulta ciudadana formal se contó con cerca de 600 observaciones al anteproyecto. Además, en ellas participaron un total de 663 personas, de las cuales 361 (54,5%) eran mujeres y 320 (48,3%) pertenecen a pueblos indígenas.

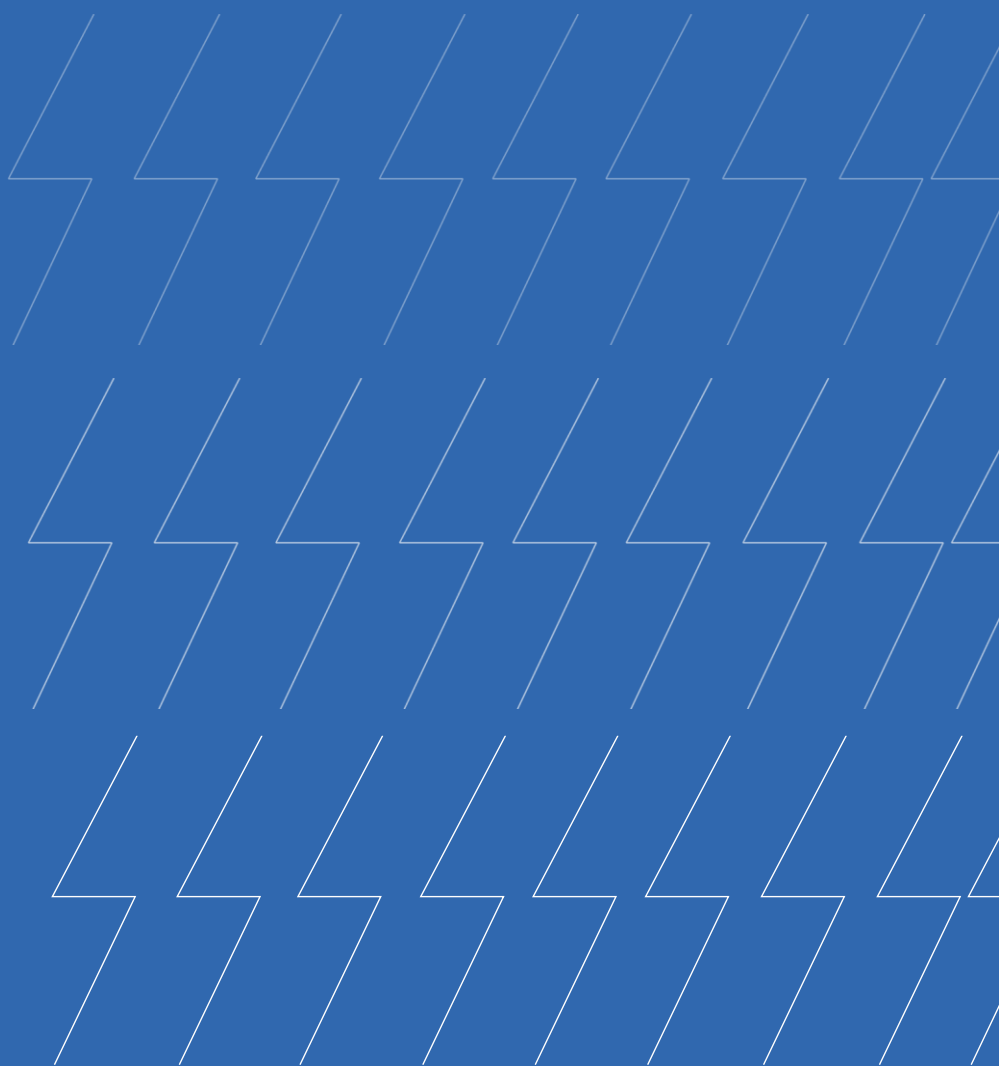
En paralelo, el Ministerio de Energía puso a disposición un formulario para la recepción de observaciones de la ciudadanía a través de su sitio web¹¹ durante el periodo formal de la consulta. Se recibieron, en total, 597 observaciones individualizadas a través de 49 personas naturales o jurídicas. De ellas, 579 fueron consideradas admisibles¹², a las cuales se les entregó una respuesta formal y, en la medida de lo posible y siempre y cuando estuviera dentro del alcance del Plan y las potestades del Ministerio de Energía, fueron acogidas de alguna forma en el proyecto definitivo. El detalle de todo el proceso está disponible en el Informe de la Consulta Ciudadana y Proceso Participativo, disponible en el Expediente Público¹³.

¹¹ Más detalles disponibles en: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-mitigacion-y-adaptacion-al-cambio-climatico-del-sector-energia>

¹² 18 fueron consideradas inadmisibles, debido a que 9 observaciones habían sido ingresadas previamente en idénticos términos por la misma persona y 9 observaciones no tenían relación con el instrumento en consulta.

¹³ Disponible en: <https://energia.gob.cl/cambioclimatico/expediente>

3 | DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO





Chile ha establecido una visión de largo plazo en el sector energético de manera responsable y consensuada a través de la Política Energética Nacional (PEN). Entre las metas de la Política Energética Nacional actualizada en 2022 se incluyen metas explícitas sobre seguridad de suministro y resiliencia como también sobre reducción de emisiones, consistentes con la carbono neutralidad antes del año 2050. En consistencia con la PEN, la Ley Marco de Cambio Climático, publicada en junio de 2022, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes del 2050 (MMA, 2022). Ello releva la urgencia de avanzar hacia un sistema energético limpio y renovable, en el entendido que el sector eléctrico será clave y habilitante en la consecución de los objetivos para alcanzar la carbono neutralidad. En la presente sección se sintetiza el análisis del sector según sus emisiones, así como los potenciales impactos y riesgos climáticos.

Según análisis de la Agencia Internacional de Energía (IEA), a nivel general, la tasa de aumento de la temperatura media anual en Chile se ha acelerado en las últimas décadas, a un ritmo de 0,18°C por década en 1981-2022 y las proyecciones climáticas muestran que este calentamiento continuará, con una variación regional significativa. El calentamiento varía en todo el país, y las regiones costeras generalmente se calientan a un ritmo más lento debido a los efectos oceánicos, mientras que el valle central y las regiones andinas se calientan mucho más rápido (IEA, 2024). En un país cuya matriz energética tiene una alta participación de la hidroelectricidad, cabe destacar que, junto con la disminución de las precipitaciones generales, Chile se ha visto gravemente afectado por las sequías y, de hecho, en 2023, el 52% del territorio continental estuvo afectado por algún grado de sequía, donde el mayor porcentaje (28%) se presentó en la categoría anormalmente seco, cerca de un 17% en la categoría de sequía moderada, un 2% en sequía severa con un 0,1% llegó a Sequía Extrema (Dirección Meteorológica de Chile, 2024), lo que no es extraño, ya que, desde 2010 se han observado estos impactos de manera clara, con una tendencia a la sequía en el centro y centro sur del país provocada por un déficit hídrico promedio de precipitaciones del 25-40%, sin precedente histórico en el último milenio (Garreaud et al., 2017), tendencia que alcanzó su extremo entre 2019 y 2021, con condiciones de *hiper-sequía* marcadas por déficits de precipitaciones superiores al 80%, llevando a los ecosistemas, asentamientos humanos y actividades productivas al borde del colapso (Arroyo et al., 2021).

Se prevé que las precipitaciones continúen disminuyendo, lo que provocará sequías más frecuentes o intensas, aunque el nivel de cambios en las precipitaciones puede variar en todo el país. Estos cambios afectan en particular la generación de energía eléctrica. Los modelos de la IEA proyectan que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir alrededor de un 14% en un escenario de bajas emisiones y alrededor de un 25% en un escenario de altas emisiones hasta finales de siglo, si no se implementan medidas de resiliencia (IEA, 2024).

3.1 ANÁLISIS SECTORIAL DE EMISIONES

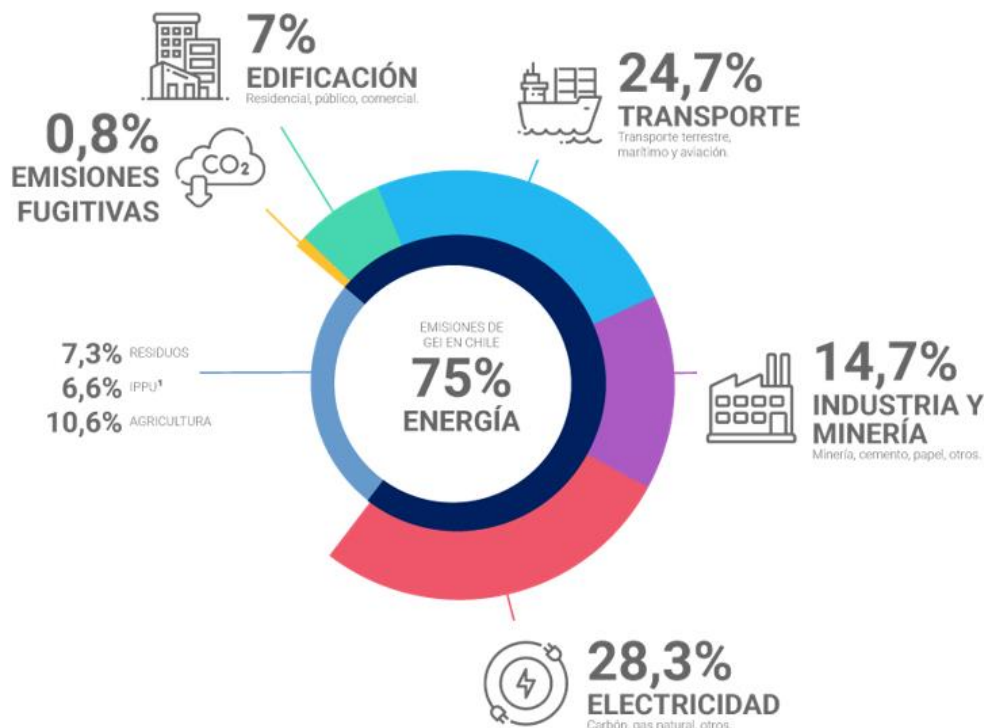
3.1.1 Inventario de emisiones del sector energía

En 2020, las emisiones de GEI del sector Energía contabilizaron 79.724 ktCO₂eq, incrementándose en un 139% desde 1990 y disminuyendo en un 5% desde 2018. A contar de 2015 se aprecia que las emisiones se mantienen estables, debido principalmente a una disminución en el consumo de carbón en la generación eléctrica, asociado al ingreso de nuevas fuentes de energía renovable (solar, eólica, geotérmica), así como también por la incorporación de nuevas centrales a gas natural, pero también contrarrestado por un constante crecimiento en el consumo de gasolinas y diésel en el transporte terrestre, que ha sostenido su crecimiento al igual que en los últimos años.

Asimismo, para el año 2020, se tuvo una caída significativa respecto a la tendencia de los últimos años, atribuible a la pandemia, la cual redujo la actividad económica y social durante varios meses dentro del año debido a las restricciones impuestas (cuarentenas), reduciendo principalmente las emisiones asociadas al

transporte terrestre y aéreo, junto con el uso energético en el sector comercial y público. La siguiente figura resume las emisiones de GEI, en base al último inventario, por sector.

Figura 5: Emisiones de GEI (kt CO2 eq) por sector. Elaboración propia en base a datos del MMA (2022). [1] Sector Procesos industriales y uso de productos (IPPU por sus siglas en inglés).



3.1.2 Asignación sectorial de emisiones bajo la ECLP

La ECLP estableció metas y objetivos climáticos sectoriales. Por esto, se asignaron las categorías de emisiones del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) a cada autoridad sectorial establecida en la LMCC, considerando grado de injerencia y competencias.

El Ministerio de Energía es responsable de una parte de las emisiones relacionadas con la industria de la energía y la industria manufacturera del país. Esto queda establecido en la ECLP, donde las categorías de emisiones del INGEI asignadas al Ministerio de Energía son: (1.A.1.b.) Refinación de petróleo, (1.A.1.c.) Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía, (1.A.2.c.) Sustancias químicas, (1.A.2.d.) Pulpa, papel e imprenta, (1.A.2.m.) Industria no especificada, (1.B.) Emisiones fugitivas de combustibles, (2.B.8.) Producción petroquímica y de negro de humo, (2.G.1.) Equipos eléctricos, (1.A.4.a.) Comercial/Institucional¹⁴, (1.A.2.a.) Hierro y acero, (1.A.2.f.) Minerales no metálicos, (2.F.1.c.) Refrigeración industrial, (2.F.1.a.) Refrigeración comercial, (2.F.1.b.) Refrigeración doméstica, (2.F.1.e.) Aire acondicionado fijo, (1.A.1.a.i.) Generación de electricidad¹⁵ (Consumo Comercial, Industrial, Público y Propio).

¹⁴ Los presupuestos se calculan separando el consumo público del comercial, pero en el INGEI se reportan en conjunto.

¹⁵ Generación de electricidad se divide entre autoridades sectoriales según donde ocurre el consumo.



De acuerdo con esta definición, las emisiones atribuibles a la autoridad sectorial del Ministerio de Energía no son todas las emisiones correspondientes a todas las categorías del sector energía del INGEI, por lo que, de acuerdo con lo establecido en INGEI 2020, las emisiones atribuibles al Ministerio de Energía alcanzaron los 26,5 Millones de tCO₂eq, correspondientes al 25,1% del total de emisiones, solo superadas por las fuentes asignadas al Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones que alcanzan el 26%, seguido por 17,5% del Ministerio de Minería, 11,6% del Ministerio de Agricultura, 9,5% del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 6% del Ministerio de Salud y 4,2% del Ministerio de Obras Públicas.

3.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS, VULNERABILIDAD Y RIESGOS

Los riesgos climáticos que afectan al sector energético son diversos y dependen del subsector analizado, la localización geográfica y la perspectiva del impacto (infraestructura, operación, cliente final, etc.). El análisis realizado por el Ministerio de Energía se divide en segmentos clave, como la generación eléctrica, que es afectada principalmente por las variaciones de temperatura, sequía, eventos hidrometeorológicos extremos y variabilidad climática; mientras que el transporte de electricidad (transmisión y distribución) se ve impactada principalmente por el aumento de temperatura, impactos ambientales, vientos extremos y aluviones; por su parte la demanda energética, se relaciona con los cambios en los patrones de consumo por efectos del cambio climático, el acceso a la energía y la pobreza energética; y, en cuanto a los combustibles, los puertos e infraestructura, sufre las consecuencias de marejadas, aumento del nivel del mar y eventos hidrometeorológicos extremos.

Existen diversos casos que demuestran lo anterior. Por ejemplo, en 2021 un aluvión dejó sin suministro eléctrico a más de 14.500 hogares en las regiones de Ñuble y Los Lagos. En 2023, una gran inundación en todo el país dejó a más de 23.500 personas sin electricidad durante días, lo que provocó un daño económico total de 759 millones de dólares y más recientemente, el temporal de la zona centro-sur con ráfagas de vientos que alcanzaron los 125 kilómetros por hora en agosto de 2024, dejó a más de 2,4 millones de viviendas sin suministro eléctrico, con casos que llegaron incluso a las tres semanas.

3.2.1 Subsector eléctrico

Generación eléctrica

El cambio climático afecta a todas las tecnologías de generación de energía, aunque los niveles de impacto pueden variar. La generación hidroeléctrica se ve afectada principalmente por las variaciones en los patrones de las precipitaciones y, por lo tanto, la disponibilidad de agua. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica, una de las mayores fuentes de electricidad de Chile (28,6% en 2023), es sensible a los cambios en las precipitaciones. Una disminución de las precipitaciones puede reducir el factor de capacidad de las centrales hidroeléctricas como parte de complejos procesos hidrológicos que afectan al caudal de los arroyos, la disponibilidad de agua, el deshielo de los glaciares, la escorrentía y la evaporación. A medida que las precipitaciones y la escorrentía disminuyan a lo largo del siglo debido al cambio climático, es probable que la generación de energía hidroeléctrica se vea afectada negativamente. De hecho, la mayoría de las centrales hidroeléctricas están instaladas en regiones centrales del país, donde la disminución de las precipitaciones es más notable. En un escenario de aumento de la temperatura alrededor y sobre 3°C, se prevé que al menos el 70% de la capacidad hidroeléctrica instalada en Chile estará expuesta a un clima moderado o significativamente más seco a finales de siglo (IEA, 2024).

La IEA proyecta que, si no se aplican a tiempo medidas adicionales de resiliencia, el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir en torno a un 25% hasta finales del siglo en un escenario de altas emisiones (sobre los 3°C) e incluso en un escenario de bajas emisiones (por debajo de 2°C), se prevé que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile disminuya en un 14%. La disminución prevista en la generación



hidroeléctrica puede tener un efecto más amplio en todo el sistema eléctrico de Chile, añadiendo tensiones a otras partes del sistema, como el caso del 2021, donde la reducción de la generación hidroeléctrica durante la sequía obligó a aumentar el uso del carbón, gas y, particularmente, diésel, para abastecer el suministro eléctrico durante el periodo de estrechez.

El cambio climático también afecta la generación solar en hogares debido a la nubosidad y temperatura. A medida que la capacidad instalada crece en Chile, los impactos son considerables. Cambios en la frecuencia de días nublados variarán según la región, pudiendo aumentar la generación solar en un 30% en la zona centro-sur al 2050, en contraposición con disminuirla por un aumento de hasta 20% de los días nublados en el centro-norte.

La temperatura también influye directamente, con coeficientes de pérdida de eficiencia entre -0,3% y -0,5% por cada 1°C de aumento en centrales térmicas. Por su parte, la generación eólica es sensible a los patrones de viento, que a su vez están influenciados por cambios en el clima. Si bien los vientos pueden variar naturalmente, el cambio climático puede alterar la frecuencia y la intensidad de los patrones de viento, lo que podría afectar la producción de energía eólica en diferentes regiones (GIZ, 2022).

Finalmente, la generación de energía a partir de biomasa y biogás se ve afectada también por una serie de eventos climáticos extremos, incluyendo olas de calor, inundaciones, incendios forestales, sequías y temperaturas extremas.

Transmisión y distribución eléctrica

Los eventos climáticos extremos como olas de calor, frío, lluvias extremas, ráfagas de viento y otros afectan la infraestructura de los sistemas eléctricos, comprometiendo la seguridad y suficiencia del suministro. Mientras estos eventos se están haciendo cada vez más frecuentes, la resiliencia de la transmisión y la distribución eléctrica se convierte en un factor crítico para enfrentar estos impactos. Los impactos del cambio climático en la transmisión y distribución energética tienen el potencial de traducirse en riesgos de cortes de suministro energético más frecuentes, afectando de manera relevante a usuarios vulnerables como, por ejemplo, electrodependientes, con bajos estándares de aislación térmica, aislamiento geográfico, entre otros factores. A nivel general, se constata la falta de herramientas de medición y metodologías para evaluar los costos y la capacidad de adaptación ante estos impactos, y a nivel local, existe una limitada capacidad de gestión y respuesta frente a eventos climáticos extremos que afectan el suministro eléctrico y su transporte y/o distribución (Ministerio de Energía, 2023).

Los eventos climáticos extremos en conjunto con los incendios forestales son responsables de aproximadamente el 33% de la energía no suministrada acumulada para el periodo 2017-2021 del SEN, a nivel de distribución. En un escenario de cambio climático, esto es especialmente crítico debido al aumento de los eventos meteorológicos extremos y las condiciones propicias para los incendios forestales que, para el periodo 2021-2022 aumentaron en un 389% respecto al periodo anterior, lo que ha obligado al sector energético a tomar medidas.

En particular, las altas temperaturas provocan un aumento en la extensión de los cables de las líneas de transmisión, en la resistencia eléctrica de estos, y en las pérdidas de electricidad en las líneas de transmisión. De esta manera, la capacidad de transmisión disminuye un 10% en las líneas aéreas, un 4% en los cables subterráneos y un 7,5% en los transformadores de la red de distribución. El aumento de las pérdidas de electricidad debido al aumento de la temperatura se estima en un 0,4%/°C para los conductores de aluminio y cobre (International Atomic Energy Agency, 2019).

Los incendios forestales también afectan al sistema de distribución eléctrica de los centros poblados, en particular analizando las zonas de afectación históricas de incendios forestales y las líneas de distribución existentes actualmente da cuenta del nivel de exposición pudiendo superar el 60% de la infraestructura de



distribución en regiones como Valparaíso y Biobío, así como superando el 40% en las regiones del Maule y Ñuble¹⁶.

3.2.2 Subsector combustibles

Los impactos en el subsector combustibles son diversos y abarcan distintos aspectos. En primer lugar, la mayor frecuencia e intensidad de las marejadas, calificadas incluso como 'anormales' por su distinta dirección, período y altura, puede llevar a la indisponibilidad de terminales portuarios, afectando la descarga de combustibles y la infraestructura misma. Se ha demostrado que el cambio climático ha alterado la frecuencia e intensidad de las marejadas en las costas del país, reportándose daños en el litoral durante eventos especialmente extremos (Winckler, y otros, 2020). Además de las marejadas, el aumento del nivel del mar influye negativamente en los tiempos de descarga y en la infraestructura portuaria, causando indisponibilidad de combustibles e inseguridad energética, así como un incremento en los costos debido a diversos factores, como daños en la infraestructura, procesos más costosos, menor eficiencia, entre otros. Asociado a esto, se identifica la pérdida de infraestructura por eventos extremos, lo que agrava la inseguridad del suministro energético (GIZ, 2023).

La actividad marítima en Chile ha sido afectada por fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos, que -según los registros históricos y recientes- han aumentado los eventos de marejadas, limitando las operaciones en puertos (Armada de Chile, 2020). Esto, a su vez, ha llevado a un importante aumento de los días al año en que bahías y puertos deben cerrar sus operaciones, por ejemplo, a agosto de 2021, en los 12 meses anteriores, los puertos de Quintero debieron cerrar 132 días, San Antonio 80 días, Antofagasta 73 días, Mejillones 43 días, Arica 27 días y Lirquén 19 días (CAMPORT, 2021). Por su parte, los activos de generación eléctrica cercanos a la costa de Chile podrían verse afectados por el aumento del nivel del mar dado que actualmente, alrededor del 30% de la capacidad total instalada de las centrales eléctricas de carbón y el 7% de las centrales eléctricas de gas natural se encuentran en zonas de baja altitud y cerca de la costa (IEA, 2024).

La infraestructura de combustibles también se ha visto cada vez más afectada por los impactos climáticos, por ejemplo, las inusuales inundaciones del invierno de 2023 provocaron la rotura de un gasoducto y una red de distribución primaria en la zona centro sur de Chile. Los incidentes, ocurridos en los ríos Laja y Chillán, pusieron en peligro la continuidad de suministro de gas natural de más de 14.000 hogares en las ciudades de Los Ángeles y Chillán; las empresas de gas implementaron medidas de contingencia para dar continuidad al servicio y para la reparación de las redes, pero las nuevas crecidas fluviales invernales y las condiciones climáticas adversas han demorado las reparaciones definitivas de la infraestructura afectada.

3.2.2 Demanda energética

El cambio climático ejerce influencia sobre la demanda energética, especialmente en sectores como el residencial, industrial y la agricultura. Las variaciones en temperatura y eventos climáticos extremos modifican los patrones de consumo y necesidades energéticas, aumentando la demanda eléctrica debido a la necesidad de climatización frente a episodios de temperaturas extremas (tanto frío como calor). Se proyecta que la demanda energética aumentará entre un 2,3% y 2,8% en 2050, y entre un 3,8% y 4,3% en 2060 solo por efectos del cambio climático, para un escenario base y de carbono neutralidad respectivamente. Cabe destacar que este aumento se explica principalmente por la creciente electrificación necesaria para cumplir los compromisos de mitigación, que a su vez afectará directamente al sector generación eléctrica, que deberá

¹⁶ Análisis realizado por E2BIZ en base a la información de ITREND e IDE Energía.



hacer frente a esta demanda energética adicional al mismo tiempo que se adapta a los efectos negativos de la crisis climática (GIZ, 2023).

Esto último es especialmente relevante porque aproximadamente 1 de cada 3 viviendas en Chile carece de aislamiento térmico adecuado, cifra que se incrementa con viviendas no regularizadas, lo cual suele pasarse por alto (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2017). A su vez, según la Encuesta de Bienestar Social del 2021, el 35,5% de las personas declaró pasar frío en sus viviendas, lo que evidencia el desafío actual que existe, desde la perspectiva energética y la dimensión de pobreza energética, para enfrentar temperaturas de los episodios de olas de frío y/o calor, que se verán exacerbadas por la crisis climática. Cabe resaltar que las mujeres son quienes principalmente administran la demanda dentro de los hogares y aun así enfrentan una mayor pobreza energética.

3.3 EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE

El Ministerio de Energía publicó su Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2018-2023 en diciembre de 2018, que contó con 15 medidas divididas, a su vez, en 44 acciones. Este plan, vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, alcanzó un 88% de cumplimiento global de sus medidas¹⁷.

Las principales barreras del plan fueron el financiamiento y la coordinación interinstitucional. También, a nivel de la gobernanza y las brechas en la implementación, se identifican la pertinencia de las medidas comprometidas y el rol o responsabilidad que efectivamente el Ministerio de Energía era capaz de ejecutar. Por otra parte, durante el proceso de auditoría desarrollado por la Contraloría General de la República (CGR) entre 2022 y 2023¹⁸, en el cual se basa la evaluación de este instrumento, se relevan la falta de procedimientos, lineamientos y/o directrices específicas para controlar la implementación, evaluar la puesta en práctica y efectuar un seguimiento a corto y mediano plazo de las medidas y acciones.

Las lecciones aprendidas derivadas del diseño, desarrollo, implementación y evaluación del plan precedente, así como los resultados y recomendaciones de la auditoría de la CGR han sido parte fundamental de la elaboración del presente Plan. Cabe destacar que ninguna de las medidas (independiente de su grado de cumplimiento) han sido consideradas en el proceso de actualización del Plan Sectorial de Adaptación, sin perjuicio de que los aprendizajes son base esencial del proceso de construcción. Además, derivado de dicho proceso, se han definido criterios y medios de verificación en base a los cuales se construirá la información financiera que reportará anualmente, así como un protocolo de control interno¹⁹.

¹⁷ El detalle de las medidas, su nivel de cumplimiento y el grado de avance por acciones se encuentra disponible en el Anexo Complementario, disponible en: <https://energia.gob.cl/cambioclimatico/expediente>.

¹⁸ Informe final disponible aquí: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_de_auditoria_del_plan_de_adaptacion_al_cambio_climatico.pdf

¹⁹ Más detalle disponible en el Anexo 8.7

4 | PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA





4.1 PLANIFICACIÓN, OBJETIVOS Y METAS DEL SECTOR ENERGÍA EN LA ECLP

La NDC reconoce que el Ministerio de Energía tiene la mayor participación en el diseño e implementación de medidas de mitigación para lograr la carbono neutralidad, asimismo, define 7 objetivos y 29 metas sectoriales para el cumplimiento de los compromisos, tanto de mitigación como de adaptación. A continuación, se listan ellos.

Objetivo 1: Alcanzar una matriz energética baja en carbono al 2050. Incluyen las metas 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 y 1.5.

Objetivo 2: Establecer la eficiencia energética como pilar de desarrollo en sectores industrial, residencial, entre otros. Eficiencia energética como acción habilitadora fundamental para la descarbonización. Incluye las metas 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5.

Objetivo 3: Incrementar el uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones, como por ejemplo el uso de hidrógeno verde, en todos los sectores de la economía. Incluye las metas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6.

Objetivo 4: Lograr el acceso equitativo a servicios energéticos de calidad que permitan satisfacer las necesidades energéticas de las personas y contribuir al desarrollo humano. Incluye las metas 4.1, 4.2 y 4.3.

Objetivo 5: Descentralización y diversificación de los recursos energéticos para un sector energético más resiliente y bajo en emisiones, incluyendo tanto el autoconsumo de energía como las tecnologías renovables de gran escala. Incluye las metas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4.

Objetivo 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático y facilitar su integración en el desarrollo y gestión del sector energía. Incluye las metas 6.1, 6.2 y 6.3.

Objetivo 7: Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos, incorporando mejoras en los existentes, para acelerar la transición energética en línea con los objetivos climáticos y lo que mandata la ciencia. Incluye las metas 7.1, 7.2 y 7.3.

4.2 PILARES ESTRATÉGICOS DEL PLAN

Los objetivos y metas del sector energía establecidos hace cinco años, al amparo del instrumento de la ECLP siguen vigentes porque sus contribuciones hacia la descarbonización y aumento de resiliencia del sector siguen siendo reales y válidas. Sin embargo, los desafíos, problemáticas e inclusive costos del sector energético cambian constantemente, con la misma rapidez que evolucionan las tecnologías e innovación dentro del sector. Por lo anterior, este Plan se construye en base a cuatro pilares estratégicos, que permiten incorporar estos cambios y problemáticas conforme a la rapidez de los cambios que experimenta el sector. A continuación, se describen los cuatro pilares:

I. RECONVERSIÓN PRODUCTIVA

Tomando como base los desafíos y avances en materia de transición justa, el PSMYA Energía busca impulsar que la transición energética sea uno de los pilares hacia un desarrollo sostenible. Sus medidas y acciones van en línea con impulsar un crecimiento que sea económico, ambiental y socialmente sostenible, con énfasis en la promoción de industria no contaminante que permita mantener y mejorar el desarrollo económico local y nacional, promoviendo más empleos de calidad, y apoyando la competitividad país mediante un desarrollo costo eficiente para toda la economía nacional.

Para ello, un objetivo central de los resultados del Plan y sus propuestas es mejorar la productividad del sector energético y del país, a la vez que se impulsa una diversificación y sofisticación de la matriz productiva



nacional, incorporando más conocimiento, capital humano e innovación para generar oportunidades en nuevas áreas de desarrollo, creando empleo de calidad y promoviendo la eficiencia en el uso del territorio.

II. COMBUSTIBLES DE TRANSICIÓN

El hidrógeno verde y la electromovilidad representan casi la mitad de los esfuerzos de mitigación en el escenario hacia la carbono neutralidad. El Ministerio de Energía ha avanzado a paso firme en estos compromisos, materializados a través de su Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, y de la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile, entre otros, que presentan acciones concretas para, en el corto plazo, masificar y aumentar la incorporación efectiva de estas tecnologías. Sin embargo, estos elementos, si bien son clave y requieren acciones de corto plazo para su habilitación, muchas de ellas en curso, también deben ponerse en una perspectiva de mediano y largo plazo en cuanto a su materialización y aporte a la reducción de emisiones.

De esta manera, y considerando la proyección temporal de cinco años que tiene este PSMYA Energía, en esta primera versión del plan sectorial se releva el rol que pueden cumplir algunos energéticos, como los combustibles renovables, biocombustibles o combustibles mixtos, en la disminución de emisiones y fortalecimiento de la seguridad del sistema, relevando los desafíos actuales con miras al 2030.

III. FINANCIAMIENTO PARA LA DESCARBONIZACIÓN

Actualmente, a nivel mundial existe una brecha de financiamiento climático, la que se intensifica también en la región de América Latina y el Caribe. Según CEPAL (2023)²⁰ cumplir con los compromisos climáticos requiere una inversión de entre 3,7% y 4,9% del PIB regional por año hasta 2030, pero –por ejemplo- en 2020 fue solo del 0,5%. Cerrar la brecha de financiamiento climático requiere aumentar la movilización de recursos nacionales e internacionales entre 7 y 10 veces.

Las medidas y acciones propuestas en este Plan, así como la transición energética en general, tienen la urgencia de asegurar el financiamiento de las nuevas inversiones necesarias. Este financiamiento no será único, sino más bien una combinación robusta entre fondos públicos, privados, provenientes de la banca multilateral, instrumentos financieros y de precio al carbono, mecanismos cooperativos, acceso a fondos climáticos, entre otros. Ejemplos de instrumentos existentes son el impuesto a las emisiones y su sistema de compensación, el sistema de normas y certificados bajo la LMCC o el artículo 6 del Acuerdo de París, donde el sector energía es uno de los sectores estratégicos y cuyo uso podría apalancar el cierre financiero de proyectos fundamentales para la transición. Además, destaca el diseño e implementación de instrumentos vanguardistas, como la propuesta de un sistema de comercio de emisiones. Estos mecanismos y formas de financiamiento deben tener como norte el financiamiento de proyectos concretos con efectos directos en la mitigación y adaptación climática.

En particular, el Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono, tanto nacionales como internacionales para apoyar las inversiones necesarias en el sector, con especial foco en los sistemas de almacenamiento de energía, el avance de las energías renovables en sistemas medianos y aislados, así como para el autoconsumo en sectores productivos clave, permitiendo tanto el autoabastecimiento como la electrificación, recambio tecnológico que permita la transición desde combustibles fósiles hacia nuevos energéticos o combustibles bajos en emisiones así como a la electrificación, la factibilidad o adelanto del cierre y/o reconversión de centrales térmicas, los sistemas de captura de carbono, entre otras nuevas

²⁰ The Economics of Climate Change in Latin America and the Caribbean, 2023: financing needs and policy tools for the transition to low-carbon and resilient economies” disponible en: <http://www.cepal.org/en/publications/68712-economics-climate-change-latin-america-and-caribbean-2023-financing-needs-and>



tecnologías que puedan concretarse durante el periodo de implementación del Plan y permitan acelerar, adelantar o cerrar brechas en la disminución de emisiones del sector.

IV. INFRAESTRUCTURA HABILITANTE Y RESILIENTE

La transición energética, como se ha mencionado, no está exenta de importantes desafíos que requieren esfuerzos intersectoriales para promover la infraestructura requerida en oportunidad y eficiencia. La descarbonización del sector eléctrico y la disminución del consumo y dependencia de combustibles fósiles requieren de condiciones habilitantes que permitan que esta transición se realice de manera segura y resiliente, pero también planificada, responsable, eficiente y consensuada, permitiendo avanzar en la incorporación e internalización de los costos y beneficios de las medidas.

El PSMYA Energía reconoce el rol fundamental y crítico que desempeñan tecnologías e infraestructuras que son necesarias para alcanzar las metas de carbono neutralidad y resiliencia climática que fija la LMCC. En esta línea, se plantea la importancia de su reconocimiento, a nivel nacional y transversal, como infraestructura clave para la acción climática y, como tal, plantea la urgencia de su desarrollo, a la vez que se cumplen y respetan los debidos procesos y etapas. El almacenamiento de energía, la transmisión eléctrica, la distribución como piedra angular de la calidad del servicio, las nuevas fuentes y tecnologías de generación de energía renovable, las tecnologías que entregan flexibilidad y seguridad al sistema, entre otras, son obras clave para alcanzar los compromisos climáticos. En este sentido es fundamental apuntar hacia la economía procedimental, que dote de eficacia y eficiencia en el otorgamiento de permisos, pero donde además sea posible encadenar instrumentos de gestión ambiental, para que, a diferencia de lo que ocurre actualmente con procesos duplicados de evaluación, la planificación del sector sea trascendente y simplifique la evaluación de los proyectos. Asimismo, la infraestructura habilitante debe ser priorizada en la acción del Estado a través de estrategias donde puede aportar desde un rol articulador y facilitador, en cooperación y/o complemento a las iniciativas privadas, todo ello en el marco de una planificación orientada a identificar obras esenciales y estratégicas para el logro de las metas planteadas en la LMCC, que permita focalizar este rol.

4.3 DESPLIEGUE TERRITORIAL COMO ELEMENTO CLAVE

Para alcanzar los compromisos y las metas propuestas por este plan al ritmo previsto, se requiere del potenciamiento y el consecuente despliegue territorial de las energías renovables (incluida su infraestructura asociada). En este contexto, se requiere reforzar la planificación energética con miras a robustecer el enfoque territorial a través del perfeccionamiento de instrumentos sectoriales existentes y de consideraciones de sustentabilidad en su proceso, tales como los criterios y variables ambientales y territoriales previstas en el artículo 87 de la LGSE, ampliando además su alcance al segmento de combustibles (tanto fósiles como renovables o biocombustibles); coordinar dicha planificación con instrumentos de otras carteras en materia de infraestructura, que permitan usar de forma más eficiente el territorio; reforzar su naturaleza estratégica, en miras de identificar aquella infraestructura clave y de interés nacional, por ser habilitante del cumplimiento de la LMCC, en la que el Estado debe focalizar su gestión y que debe ser reconocido en el marco de los procesos de permisos ambientales y sectoriales, acorde a la urgencia de su materialización; y en coherencia con lo anterior, incorporar en la normativa e instrumentos territoriales la relevancia de dar cabida a la infraestructura energética que contribuye al cumplimiento de la ambición climática.

Por ello, es que, a fin de acelerar el ritmo de desarrollo de los proyectos, es necesario adoptar normas y directrices del Estado que, en materia de instrumentos de gestión ambiental existentes, busquen:

- Establecer una coordinación intersectorial a efectos de dar un tratamiento prioritario a obras clave, tanto aquellas que refieren a reconversión de centrales termoeléctricas, así como para aquellas obras de transmisión que el Ministerio de Energía defina como estratégicas en el marco de su planificación.



- Ponderar el aporte a las metas de cambio climático de los proyectos estratégicos de energía renovable en los criterios de evaluación ambiental por sobre otros efectos que puedan considerarse menos significativos.
- Apuntar al estrechamiento o reducción efectiva de los plazos de evaluación ambiental de proyectos, en consideración a cómo estos proyectos resultan fundamentales en el cumplimiento de los compromisos propuestos.
- Propender a un tratamiento proporcional de aquellas infraestructuras que, siendo claves para el cumplimiento de los compromisos, propendan a la reconversión y/o reutilización de las instalaciones y del territorio.
- Encadenar con mayor fuerza los instrumentos de gestión ambiental, para que a diferencia de lo que ocurre actualmente, la planificación del sector sea trascendente y simplifique la evaluación de los proyectos.

Todo lo anterior pretende destrabar los obstáculos y reducir la incertidumbre de las inversiones en proyectos de energías renovables y sus infraestructuras relacionadas, que dificultan su despliegue y/o reconversión e impiden el cumplimiento de los compromisos.

5 | PROPUESTA DE MEDIDAS POR EJE





El Plan estructura su propuesta de medidas en tres ejes: mitigación, adaptación, y un tercero que agrupa medidas de integración y medios de implementación. El eje de mitigación consta de seis grandes medidas de mitigación, que a su vez constan de submedidas de mitigación que buscan hacerse cargo de temáticas específicas dentro de los objetivos de la ECLP. A su vez, el eje de adaptación consta de cinco medidas, en donde algunas de ellas también se dividen en submedidas para poder abordar temáticas específicas. Por último, el tercer eje consta de tres medidas de medios de implementación, una medida que aborda instrumentos económicos y precio al carbono, y una que aborda las problemáticas y desafíos relacionados con los pueblos indígenas y originarios y la transición energética.

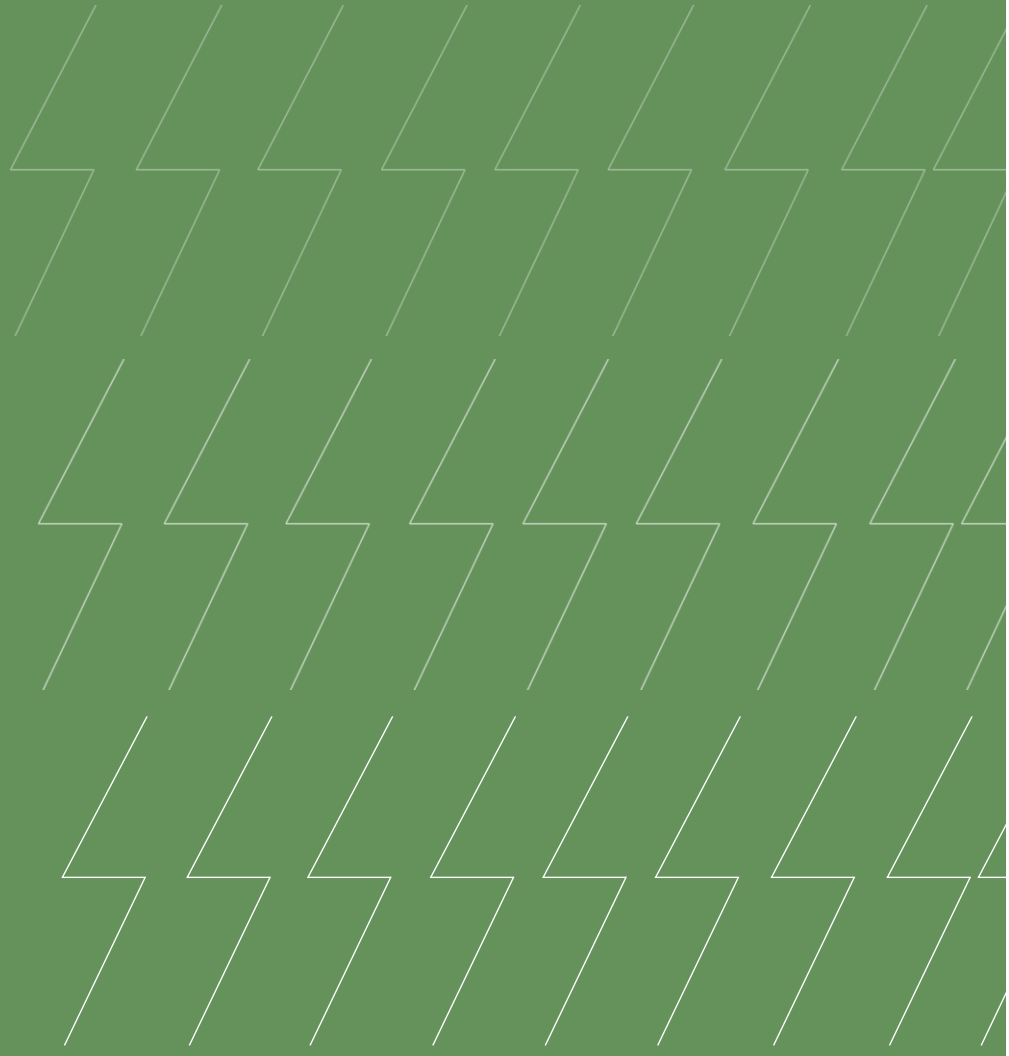
La tabla a continuación presenta el resumen de todas las medidas propuestas en el Plan y su relación con los pilares estratégicos y los objetivos de la ECLP comprometidos por el sector energía.

Mayor detalle de todas las submedidas se encuentran en los subcapítulos correspondientes a cada eje.

Tabla 1: Resumen de Medidas Propuestas por Eje y su Vínculo con los Pilares Estratégicos del Plan y Objetivos de la ECLP.

| ID | MEDIDA | PILAR ESTRATÉGICO PSMYA | OBJETIVO ECLP COMPROMISO ENERGÍA |
|--|---|--|--|
| EJE DE MITIGACIÓN | | | |
| M1 | Descarbonización de la Matriz Eléctrica | Reconversión Productiva | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 5: Recursos energéticos para un sector resiliente y bajo en emisiones |
| M2 | Uso de Combustibles Bajos en Emisiones | Combustibles de Transición | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 3: Incrementar tecnologías y energéticos bajos en emisiones |
| M3 | Fomento al Uso de Hidrógeno Verde | Reconversión Productiva Combustibles de Transición | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 3: Incrementar tecnologías y energéticos bajos en emisiones |
| M4 | Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente | Reconversión Productiva | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 3: Incrementar tecnologías y energéticos bajos en emisiones |
| M5 | Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables en Sectores de Consumo | Reconversión Productiva | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 2: Eficiencia energética como acción habilitadora |
| M6 | Electrificación de usos finales | Reconversión Productiva | Obj. 1: Matriz energética baja en carbono al 2050 |
| EJE DE ADAPTACIÓN | | | |
| A1 | Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico | Infraestructura Habilitante y Resiliente | Obj. 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático |
| A2 | Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector combustibles | Infraestructura Habilitante y Resiliente | Obj. 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático |
| A3 | Caracterización de vulnerabilidad y exposición climática en instrumentos energéticos | Infraestructura Habilitante y Resiliente | Obj. 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático |
| A4 | Seguridad y acceso energético, con foco en grupos vulnerables | Infraestructura Habilitante y Resiliente | Obj. 4: Acceso equitativo a servicios energéticos de calidad |
| EJE DE INTEGRACIÓN / MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN | | | |
| I1 | Medios de implementación para una transición energética resiliente | Reconversión Productiva Financiamiento para la Descarbonización | Obj. 1: Alcanzar una matriz energética baja en carbono al 2050 Obj. 3: Incrementar uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones Obj. 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático |
| I2 | Instrumentos de precio al carbono como habilitantes de la transición energética | Financiamiento para la Descarbonización | Obj. 7: Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos |
| I3 | Acciones para enfrentar la crisis climática considerando el contexto de los pueblos indígenas | Transversal | Obj. 4: Acceso equitativo a servicios energéticos de calidad Obj. 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático |

EJE MITIGACIÓN



5.1 EJE MITIGACIÓN

Los PSM deberán considerar un horizonte de implementación al 2030 y en sus actualizaciones un horizonte al 2040 y 2050, con el objetivo de cumplir con el presupuesto asignado en la ECLP. Se plantea una revisión al menos cada 5 años, en línea con la actualización y formulación de las NDC.

A continuación, se presentan las medidas de mitigación del sector energía y las sinergias entre estas y otros instrumentos de política energética. Posteriormente las fichas de cada una de las medidas contienen el detalle de acciones, potenciales de mitigación, costos, roles, y plazos, entre otros.

5.1.1. Análisis prospectivo de GEI

Considerando tanto medidas preevaluadas en procesos previos (la NDC y la ECLP, además de la última PELP 2023-2027) así como el levantamiento de medidas complementarias, en este plan se simuló y evaluaron 20 submedidas de mitigación en las cuales el Ministerio de Energía tiene un rol ya sea como autoridad responsable o coadyuvante. Se estimó su impacto en reducción de emisiones y cuantificaron los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) asociados, de modo de evaluar la costo-efectividad del cumplimiento del presupuesto de carbono asignado al sector energía. Estas submedidas fueron agrupadas bajo 6 grandes medidas de mitigación, tal como se puede observar en la Tabla 2 siguiente.

Los resultados arrojan que las emisiones de GEI del sector para el periodo 2020-2030 alcanza los 296,0 Mt CO₂eq. Estas son 10,4 Mt CO₂eq (3,4% menores) a las calculadas en el Escenario de Referencia estimadas para la NDC 2020-2030 y utilizadas para la distribución de presupuestos de emisiones de GEI establecidas en la ECLP. De acuerdo con los resultados obtenidos, se espera un presupuesto de emisiones para el sector durante la década de 264,2 Mt CO₂eq, valor 2,8% menor a las 271,8 Mt CO₂eq, presupuesto asignado al Ministerio de Energía en la ECLP.

La mitigación total esperada de las medidas se encuentra en torno a las 47,2 Mt CO₂eq para el periodo 2020-2030²¹, siendo el Ministerio de Energía responsable de un 85,5% de ellas, totalizando así 40,3 Mt CO₂eq, a lo que se le debe sumar el 20% de las reducciones de emisiones de las medidas de "Electromovilidad en Transporte público en Regiones" y "Electromovilidad en Transporte público de Santiago, Sistema RED" lideradas por el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, por concepto de autoridad coadyuvante (equivalentes a 538,25 ktCO₂eq). Esto es 1,9 Mt CO₂eq mayor que el esfuerzo indicativo de mitigación al 2030 establecido en la ECLP para el Ministerio de Energía. Este margen positivo reduce el riesgo de no cumplimiento del presupuesto asignado en caso de que alguna las medidas o acciones no puedan ser implementadas de forma efectiva.

El esfuerzo de mitigación del sector se explica principalmente por la medida "Descarbonización de la Matriz Eléctrica", que explica alrededor de la mitad de las reducciones esperadas en el periodo del Plan. Las medidas de "Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente" e "Impulso a la Eficiencia Energética & Energías Renovables en Sectores de Consumo" contribuirán también de forma significativa en la mitigación del sector hacia el final de la década, con participaciones de un 22% y 20% respectivamente.

5.1.2. Curva de Costos de Abatimiento

En términos del nivel de costo-efectividad de las medidas, se estimaron los costos OPEX y CAPEX de cada submedida, lo que permitió obtener los costos de abatimiento asociados en concordancia con la metodología

²¹ Considerando un rango de tolerancia de un 10%, la cota inferior de la mitigación esperada alcanza las 42,5 Mt CO₂eq, de las cuales 36,5 Mt CO₂eq serían responsabilidad del Ministerio de Energía. Esto se encuentra levemente por debajo del esfuerzo de mitigación establecido en la ECLP. Sin embargo, aun cuando es menor a dicho valor, se cumple con no sobrepasar el presupuesto de emisiones.



presentada en (MMA, 2024). La siguiente tabla presenta a nivel de medida un resumen la mitigación esperada para el período 2020-2030, el Valor Actual Neto de los costos (CAPEX y OPEX) estimados para el mismo período y el costo de abatimiento esperado para el período 2020-2050. En el anexo 8.7 se presenta un mayor detalle a nivel de submedida, así como también una descripción general de los supuestos de cálculo.

Tabla 2. Resumen del nivel de mitigación y costos esperados por medida para el período 2020-2030 y costos de abatimiento calculados para el período 2020-2050²²

| MEDIDAS | Mitigación (ktCO ₂ e) 2020-2030 | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) 2020-2030 | | | Costo de Abatimiento (USD / tCO ₂ eq) 2020-2050 |
|--|--|--|--------------------------|-----------------------|--|
| | | CAPEX | OPEX | Total | |
| M1. Descarbonización de la matriz eléctrica | [20.210;24.710] | [270;330] | [330;410] | [600;740] | [18;22] |
| M2. Uso de combustibles de baja emisión | [2.100;2.560] | 0 | [340;420] | [340;420] | [159;195] |
| M3. Fomento al uso de Hidrógeno Verde | [630;770] | [20;30] | [10;20] | [30;50] | [-24;-30] |
| M4. Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente | [9.320;11.390] | [4.510;5.510] | [-3.190;-3.900] | [1.320;1.610] | [-106;-129] |
| M5. Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables en sectores de consumo | [8.570;10.480] | [4.800;5.870] | [-11.030;-13.490] | [-6.230;-7.620] | [-485;-593] |
| M6. Electrificación de usos finales en distintos sectores de consumo | [1.650;2.020] | [330;400] | [-370;-460] | [-40;-60] | [-82;-100] |
| Total | [42.490;51.930] | [9.930;12.140] | [-13.910;-17.000] | [-3.980;4.860] | [-146;-178] |

Fuente: Ministerio de Energía en base a información aportada por E2biz, 2024

La Figura 6 a continuación presenta la curva de abatimiento (comúnmente llamada “curva MAC” por sus siglas en inglés) con la reducción de emisiones por submedida de mitigación para el periodo 2020-2030. Las curvas de mitigación presentan las medidas de mitigación ordenadas de la más costo-efectiva al lado izquierdo, hasta la menos costo-efectiva, al extremo derecho de la gráfica. A su vez, el ancho de cada barra representa el volumen de emisiones que reduce cada submedida. Se observa entonces gráficamente lo mencionado anteriormente: las medidas más costo-efectivas para esta década tienen relación con la eficiencia energética

²² Sobre el valor estimado del OPEX y CAPEX se consideró un rango de error de un ±10% y se redondeó la unidad. Sobre el valor estimado del costo de abatimiento se consideró un rango de error de un ±10% y se redondearon los decimales. En el caso de los valores negativos, un mayor valor absoluto representa un mayor ahorro operacional, por lo que se presenta el rango considerando el orden de los valores absolutos para dar cuenta de la magnitud del ahorro.



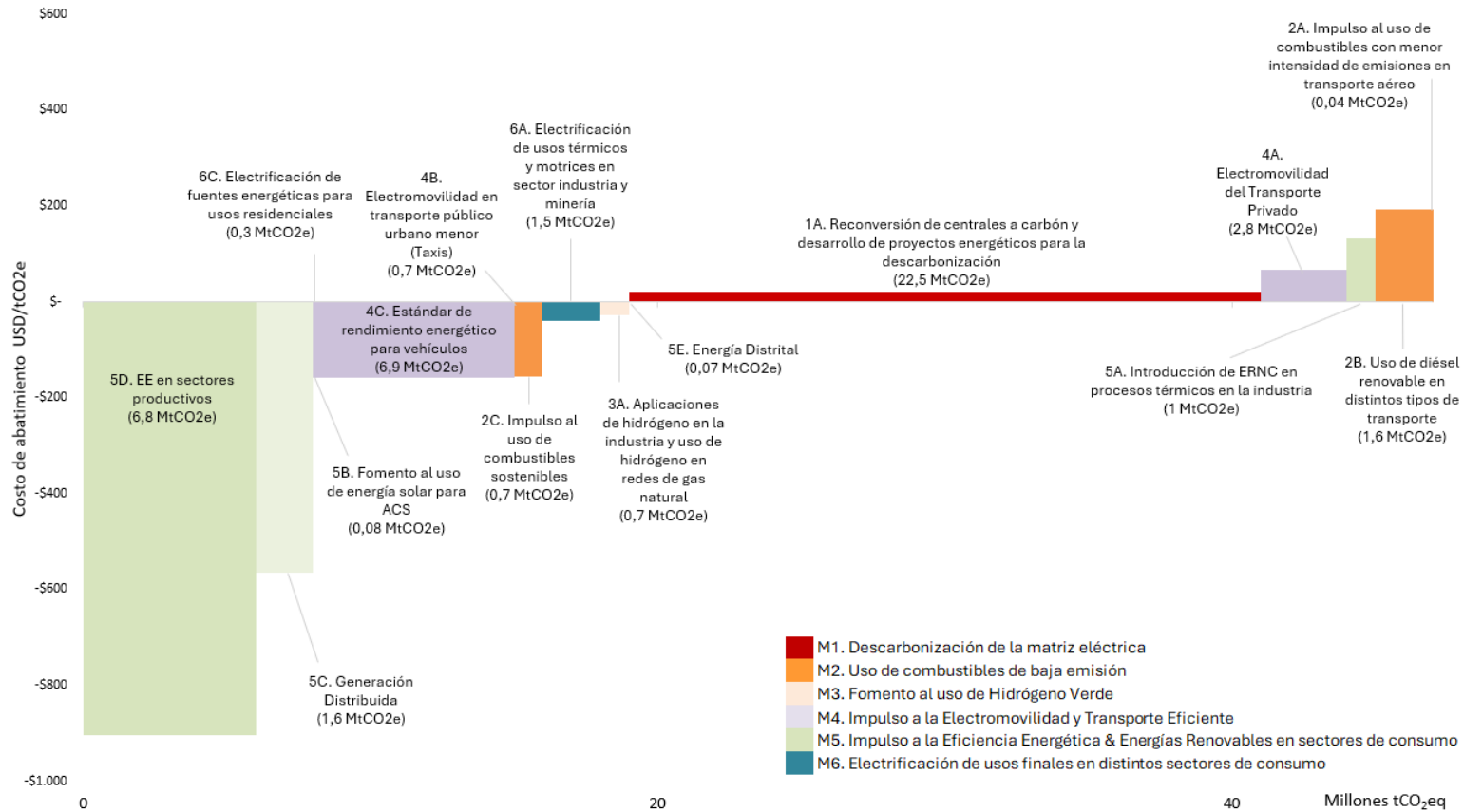
en sectores productivos y estándares de rendimiento energético para vehículos; a su vez el retiro y reconversión de centrales a carbón es por lejos la que mayor cantidad de emisiones reduce.

A un costo de abatimiento en torno a los 20 USD/tCO₂, la medida de retiro y reconversión de centrales a carbón es fundamental en el cumplimiento de la meta sectorial por su gran contribución en mitigación. Retrasos en su implementación pondría en riesgo del cumplimiento del presupuesto sectorial.

Es importante mencionar que las reducciones de emisiones de GEI presentadas en el eje X de la curva MAC corresponde al potencial total de la medida. Basados en el principio de la costo-efectividad, las medidas de mitigación deben priorizarse de izquierda a derecha de lo presentado en la figura anterior hasta alcanzar la cantidad de reducción de emisiones necesarias para no sobrepasar el presupuesto de carbono asignado al Ministerio de Energía, esto podría incluir entonces, medidas que pudieran no ser costo efectivas. Se debe considerar, además, que existen medidas de mitigación que evalúan tecnologías innovadoras y que podrían ser más costosas en este periodo, pero cambiar a costo-efectivas en los periodos siguientes. Se remarca que, considerando la estrechez de recursos del Estado y la eficiencia de los mismos, se prioriza la implementación de las medidas costo eficientes en el corto plazo, y las que aún no lo son, serán reevaluadas en las revisiones continuas.



Figura 6: Curva MAC para Sector Energía, agrupado por 6 grandes medidas propuestas para el periodo 2020-2030.



Fuente: Ministerio de Energía en base a información aportada por E2biz, 2024²³. Entre paréntesis se presenta la contribución promedio esperada de mitigación.

²³ Por su menor contribución en mitigación, las submedidas “fomento al uso de energía solar para ACS”, “electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales”, “electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis)”, “energía distrital” e “impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo” no aparecen visualizadas en la curva MAC presentada. Sin embargo, para efectos ilustrativos, se indicaron en la figura con líneas cuyo origen se encuentra entre las submedidas visualizadas.

5.1.2. Fichas medidas de mitigación

M1 - DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|---|--|
| Identificación | ID | M1 |
| | Nombre | DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA |
| | Descripción | <p>Para avanzar en el proceso de descarbonización y continuar avanzando hacia una matriz energética baja en emisiones, se deben establecer condiciones que habiliten el retiro y la reconversión de centrales a carbón, junto con la correcta integración de energías renovables (ER) y limpias, considerando todas las posibles escalas, incluido el rol que cumplen y seguirán cumpliendo los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), relevando los atributos de seguridad y eficiencia en la operación del sistema, lo que requiere de infraestructura clave como la inserción de almacenamiento y transmisión eléctrica eficiente. La implementación de tecnologías de almacenamiento e infraestructura adaptada de transmisión y distribución eléctrica son esenciales para garantizar un suministro energético constante, confiable y equitativo en todo el país.</p> <p>El cierre y reconversión de centrales termoeléctricas a carbón es una acción crucial en la transición hacia un sistema eléctrico más limpio y sostenible. Esta medida implica dejar de operar o reconvertir progresivamente las plantas a carbón, un combustible fósil altamente contaminante, reduciendo así las emisiones de gases de efecto invernadero. A su vez, el gas natural, como fuente de energía de bajas emisiones en comparación con otros combustibles fósiles, puede complementar la intermitencia y variabilidad intrínseca de las energías renovables que utilizan el sol y viento como fuente de energía primaria, asegurando la estabilidad del sistema energético durante la transición. La flexibilidad operativa de las centrales a gas lo convierten en un complemento y respaldo seguro y eficiente mientras se desarrollan tecnologías de almacenamiento y soluciones tecnológicas que apoyen un mayor abatimiento de emisiones.</p> <p>El Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono internacionales, por ejemplo, al alero del Artículo 6° del Acuerdo de París, para impulsar tecnologías innovadoras en cuanto a la descarbonización de la matriz eléctrica tales como: sistemas de almacenamiento de energía (puros, híbridos e hibridación); medios de generación y almacenamiento de pequeña escala (PMGD); proyectos de generación renovable no convencional para autoconsumo (conectados o no a la red de distribución) o conectados a sistemas medianos y aislados; cierre y/o reconversión de centrales térmicas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional; entre otras soluciones que pudieran promover la disminución de emisiones a través de otras alternativas.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2024 |
| | Normativas, reglamentos y/o instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) - Decreto supremo N° 62/2006 Reglamento Potencia - Decreto supremo N° 113/2019 Reglamento de Sistemas Complementarios (SSCC) - DS N° 134/2016 que aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo - Decreto supremo N° 139/2017 que Aprueba el Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión - Decreto supremo N° 125/2019 Reglamento de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional - Decreto supremo N° 88/2020 Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala - Plan de Descarbonización - Decreto supremo N° 13/2022 o norma de emisiones de centrales termoeléctricas |



| | | | | | | | |
|---|---|---|-----------------|--------------------------------------|------------------|-----------------------------|-----------------|
| | | <ul style="list-style-type: none"> - Reglamentos del Ministerio del Medio Ambiente (EAE y SEA), - Proyecto de Ley Reforma N° 19.300 (Boletín N° 16.552-12) - Decreto supremo N° 40 (Reglamento del SEIA), - Ley N° 21.600 que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas | | | | | |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía | | | | | |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible | | | | | |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes fijas | | | | | |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; NOx; Material Particulado, Carbono Negro | | | | | |
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | Meta 5.1 y Meta 5.2. | | | | | |
| Potencial de Mitigación de la medida | Mitigación esperada [kt CO₂eq] | 2020 – 2030 | | | [20.220; 24.710] | | |
| | | 2031 – 2040 | | | [1.250; 1.520] | | |
| | | 2041 – 2050 | | | [340; 420] | | |
| | Medida modelada | Retiro o reconversión de centrales a carbón | | Porcentaje de responsabilidad | | Ministerio de Energía: 100% | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | | [18; 22] | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | | [100; 120] | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | | [340; 410] | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | | 460 | 800 | 1.090 | 1.130 | 1.160 | 1.160 |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | Esta medida depende fuertemente del desarrollo de nueva infraestructura energética (tanto para la generación renovable como la habilitante de ella) la que, en el contexto del mercado eléctrico chileno, depende del sector privado. En ese sentido, uno de los principales riesgos es que, de no materializarse o presentar atrasos en sus respectivos procesos de desarrollo y tramitación, podrían existir riesgos de seguridad de abastecimiento de la demanda y la seguridad operacional. Derivado de ello, también costos de operación podrían aumentar. | | | | | |
| | Co-beneficios | La descarbonización de la matriz eléctrica significa directamente una reducción de contaminantes locales en las zonas donde actualmente existen centrales técnicas, lo que tiene directa relación con mejoras en la calidad del aire, la salud humana y de los ecosistemas. Por otro lado, esta medida es una habilitante de la reducción de emisiones de alcance 2, es decir, emisiones indirectas por consumo de electricidad en procesos productivos o consumos en general. | | | | | |



| | | |
|--|---|---|
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | <ul style="list-style-type: none"> a) Cantidad de centrales a carbón retiradas o reconvertidas b) Cantidad de MW renovable ingresados al sistema eléctrico nacional por año c) Seguimiento del factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional d) Convenios de colaboración firmados e) Cantidad de normativas modificadas f) Cantidad de estudios finalizados g) Piloto finalizado |
| | Brechas | Para el cumplimiento de la medida es necesario promover las inversiones para generación renovable, así como en sistemas de almacenamiento de energía y transmisión eléctrica. Desde el punto de vista técnico, es necesario aumentar la estabilidad de un sistema eléctrico con mayor colocación de fuentes renovables variables, con foco en aspectos operacionales como el control de frecuencia y tensión, niveles de inercia sistémica y fortaleza de red; así como adaptar el diseño del mercado eléctrico mayorista, incluyendo los mercados de energía, potencia y servicios complementarios, el perfeccionamiento de los mecanismos de formación de precios, cálculo de costos marginales, entre otros. |
| Análisis de Género | | La medida de descarbonización de la matriz eléctrica puede ser responsiva en cuanto al género si se promueve activamente la inclusión de mujeres en todas sus acciones. Es crucial fomentar la participación de mujeres en roles técnicos y de liderazgo dentro de la operación y mantenimiento de las nuevas tecnologías asociadas a energías renovable, almacenamiento de energía e infraestructura energética. Esto se puede lograr promoviendo programas de capacitación y fomentando, por ejemplo, el acceso a empleos en la operación y mantenimiento de estas tecnologías. Acciones concretas para ello se abordan en la medida 11. |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | | Esta medida debe considerar como un eje transversal la transición justa, con el fin de abordar los impactos distributivos, con especial foco en los grupos vulnerables. Se considera que el cierre y/o la reconversión de centrales termoeléctricas no debe implicar mayores costos en las tarifas eléctricas para los grupos vulnerables, sobre todo en las zonas de transición, asegurando el principio de equidad y justicia climática de la Ley Marco de Cambio Climático. Además, la localización de la nueva infraestructura de energía renovable y almacenamiento debe tomar en cuenta a las comunidades locales, especialmente a las indígenas, respetando sus costumbres y sitios relevantes, así como los impactos ambientales. Por último, se debe considerar el impacto en el empleo y promover programas de reconversión laboral y apoyo para los trabajadores de las centrales cerradas, asegurando que no se vulneren sus derechos y que puedan integrarse en nuevos roles dentro del sector energético. |
| M1.A RETIRO Y RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN | | |
| Descripción y justificación | A la fecha, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, ya se ha retirado 11 unidades por un total de 1,7 GW, y se estima que al 2026 existirán otras 9 unidades disponibles para retiro o reconversión por un total de 2,2 GW. Si bien, históricamente, la generación eléctrica en base a la quema de carbón ha jugado un rol clave desde el punto de vista del aprovisionamiento de energía segura y eficiente del país, contribuyendo además con desarrollo económico local en las ciudades en que se emplazan, también la tecnología ha generado impactos negativos de índole ambiental y climática a nivel mundial: son importantes emisoras de contaminantes locales y globales, pudiendo afectar la salud de las personas y ecosistemas. Por ello, ante la urgencia de mitigar los efectos del cambio climático y reducir los niveles de contaminación local, y en línea con la disminución de los costos de las energías limpias, políticas públicas favorables y apertura del mercado eléctrico, Chile se ha sumado a la tendencia de transitar hacia fuentes de energía renovable y tecnologías más limpias o menos emisoras, promoviendo medidas de mercado que fomenten su integración eficiente. | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, Oficina de Relaciones Internacionales | |
| Otros actores involucrados | Servicio de Evaluación Ambiental, Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático (Acción 2) CORFO, Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (Acción 4) | |



| Alcance territorial | La implementación de la submedida tendrá consecuencias en aquellas regiones que poseen centrales termoeléctricas a carbón en proceso de cierre y/o reconversión. Esto releva la importancia de poder generar sinergias con las medidas energéticas contenidas en las futuras actualizaciones de los Planes de Acción Regionales, como el de Antofagasta, Atacama, Valparaíso y Biobío, asegurando que las acciones contenidas en esta medida sean ejecutadas en concordancia, y complementando las iniciativas locales de los Planes de Acción Comunales. | | | | | |
|--|---|-----------------------|-------------------------------|-----------------|--|-------------|
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Potenciar incentivos financieros e instrumentos de fomento, de CORFO y otros organismos, con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro eléctrico ante el retiro de centrales a carbón y otras tecnologías habilitantes tales como el almacenamiento, como proyectos de demanda de energía limpia que apoyen la descarbonización de la oferta. | Técnico | Ministerio de Energía | CORFO | Público-Privado | Convenio de colaboración | 2026 |
| 2. Implementar espacios de diálogo y acuerdos en los territorios que prioricen el desarrollo de proyectos para la transición energética, de manera de habilitar sustentablemente la infraestructura energética clave para la descarbonización. | Otro | Ministerio de Energía | | Público | Convenios de colaboración Acuerdos voluntarios | 2025 - 2030 |
| 3. Apoyo al Ministerio del Medio Ambiente en la actualización de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (Decreto supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente) para favorecer reducción de emisiones globales y locales, y una transición energética sostenible. | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | Público | Decreto Supremo 13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente | 2025 |
| 4. Realizar análisis continuo de vigilancia tecnológica y regulatoria respecto a las alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas en el mundo, mediante el uso de combustibles de transición utilizando, por ejemplo, co-combustión (<i>cofiring</i>) o mezcla (<i>blending</i>) con combustibles derivados del hidrógeno verde, tal que permita evaluar los posibles impactos ambientales y la efectividad climática y económica de estas opciones y, en función de ello, revisar la pertinencia de establecer adecuaciones regulatorias e incentivos. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público-Privado | Plan de acción con medidas concretas de los memorándum de entendimiento y cooperación con Japón y Corea vigentes | 2025 - 2030 |
| M1.B DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA CLAVE PARA LA DESCARBONIZACIÓN | | | | | | |
| Descripción y justificación | La transición hacia un mercado eléctrico más sostenible plantea diversos desafíos: por un lado, el retiro de centrales a carbón implica una reducción en la capacidad de generación de base, que tradicionalmente ha proporcionado energía confiable y a precios competitivos, y, por otro lado, la integración masiva al sistema eléctrico nacional de las energías renovables ha sido significativo desde 2015, pero sigue imponiendo importantes desafíos. La infraestructura y la regulación existentes permitieron con éxito la primera oleada de proyectos renovables, pero actualmente requiere de aspectos complementarios que le | | | | | |



| | <p>permitan adaptarse de manera óptima a la creciente variabilidad y volatilidad intrínseca de las fuentes renovables, particularmente aquellas provenientes de un recurso primario variable como el sol y el viento, por ello, se proponen acciones para impulsar el desarrollo de infraestructura clave que permita compensar el retiro y reconversión de centrales a carbón, considerando acciones regulatorias que permitan una mejor operación, planificación y desarrollo de los distintos procesos asociados al desarrollo de proyectos de transmisión, distribución, y generación.</p> | | | | | |
|---|--|-----------------------|--------------------|-----------------------|---|---------------|
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Desarrollo de Proyectos, División de Mercados Eléctricos | | | | | |
| Otros actores involucrados | Servicio de Evaluación Ambiental (Acción 4) | | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de esta submedida tiene un alcance territorial nacional, pero cuya implementación podría materializarse con un enfoque prioritario en aquellas regiones donde la infraestructura energética, en especial la transmisión, requiere modernización o expansión para garantizar una transición efectiva hacia una matriz energética descarbonizada, tales como en las regiones las de la zona norte del país. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| <p>1. Evaluar e implementar acciones regulatorias que mejoren la planificación de la transmisión, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Perfeccionar los modelos utilizados considerando la complejidad de la operación y los nuevos desafíos de una red descarbonizada. b) Reforzar la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica a través de adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampillado mixto y evaluar la incorporación de un esquema financiero de gestión de riesgos de transmisión. c) Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada. | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos | 2025 – 2027 |
| <p>2. Optimizar el uso de infraestructura eficiente a través del perfeccionamiento de los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión; y a través de evaluar y establecer incentivos en la remuneración de la transmisión que promuevan el uso eficiente de la infraestructura eléctrica y la incorporación de nuevas tecnologías.</p> | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Modificación del Decreto 37 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión | 2027 |
| <p>3. Modificar el proceso de expansión de la transmisión y las atribuciones de organismos que forman parte del mismo, y crear el concepto de “obras estratégicas” para la carbono neutralidad. En concordancia a ello, evaluar en conjunto con las autoridades pertinentes, la necesidad de una institucionalidad intersectorial que permita gestionar los permisos ambientales y/o sectoriales</p> | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos | 2026 |



| | | | | | | |
|--|-----------|-----------------------|-------------------------------|---------|---|-------------|
| para obras estratégicas de transmisión que serán tramitadas por el Ministerio de Energía. | | | | | | |
| 4. Promover, en coordinación con organismos competentes, tales como el Ministerio de Medio Ambiente, en dar certeza y acortar los tiempos de tramitación ambiental y permisos sectoriales de infraestructura energética que aporten a la descarbonización, sin disminuir el estándar de protección ambiental, actualizando la regulación y optimizando los procedimientos administrativos cuando corresponda | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | Público | Modificación Reglamentaria presentada al CMSCC | 2025 |
| 5. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes y obras que ya se encuentren planificadas mediante análisis técnico especializado que permita identificar y categorizar aquellas obras estratégicas de interés nacional para determinadas tramitaciones (PAS 150). | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Implementación de la Ley de Transición Energética | 2025 |
| 6. Realizar mejoras al sistema de distribución eléctrica como habilitador de la transición energética, evaluando su capacidad para absorber de manera segura el crecimiento de la demanda eléctrica para nuevos usos, así como incentivos para el consumo eficiente mediante gestión de la demanda o participación de comercializadores, entre otros. | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Ingresar Proyecto de Ley | 2025 – 2027 |

M1.C INTRODUCCIÓN DE TECNOLOGÍAS Y ENERGÍAS BAJAS EN EMISIONES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA

| | |
|---|--|
| Descripción y justificación | Dado el proceso de retiro o reconversión de unidades a carbón, es necesario reforzar las señales e incentivos para contar con una matriz eléctrica segura y resiliente. Para poder incorporar estos atributos –principalmente en materia de seguridad– a los mercados existentes, es necesario generar mecanismos e incentivos para que los distintos agentes puedan prestar estos atributos al sistema. Por ello, en la presenta submedida se incluyen medidas que buscan mejorar el mercado eléctrico en ámbitos como la gestión de incertidumbre, la flexibilidad, y la operación eficiente del sistema, con el objetivo de avanzar de manera eficiente y segura un sistema eléctrico con una alta penetración de energías renovables variables, mejorando así la confiabilidad, la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico. |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Mercados Eléctricos, División Jurídica, División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible |
| Otros actores involucrados | Coordinador Eléctrico Nacional (Acción 1 y 4) |
| Alcance territorial | El alcance territorial de esta submedida es nacional, ya que las medidas descritas impactan de manera transversal al sistema eléctrico del país. La implementación de estas medidas buscará asegurar que todas las regiones del país puedan beneficiarse de los atributos de seguridad, flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico, especialmente en aquellas donde la penetración de energías renovables variables (como solar y eólica) es más significativa. |



| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|---|---------------------|-----------------------|-------------|----------------|---|--------|
| <p>1. Incorporar consideraciones sobre los atributos de flexibilidad en la operación del sistema eléctrico mediante mejoras en mercados de los distintos productos eléctricos, en particular:</p> <p>a) Implementar modificaciones en la programación y operación del sistema eléctrico, que promuevan una mejor gestión de la incertidumbre y los requerimientos de flexibilidad.</p> <p>b) Establecer definiciones relativas a la operación de sistemas de almacenamiento y otros aspectos clave en la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incluyendo los sistemas generación-consumo.</p> | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | DS 125/2019 Reglamento de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional | 2026 |
| <p>2. Incorporar consideraciones sobre los atributos de flexibilidad en el mercado, en particular:</p> <p>a) Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, así como en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios necesarios;</p> <p>b) Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios.</p> | Normativa | Ministerio de Energía | | Público | Modificación a LGSE, DS 62/2006 y/o DS 113/2019 | 2027 |
| <p>3. Una mayor precisión en la programación anticipada de la operación permite dar una respuesta más segura, confiable y económica a ante las variabilidades propias de la operación real, por ello se buscará incorporar una etapa financieramente vinculante a la programación de la operación, con el objeto de reconocer la causalidad de los desvíos en la operación en tiempo real (mercado <i>day-ahead</i>).</p> | Normativa | Ministerio de Energía | | Público | Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos | 2027 |
| <p>4. Perfeccionar la conformación de precios en el mercado mayorista tal que entreguen las señales de operación en el corto plazo y viabilicen la competitividad de tecnologías y energías bajas en emisiones. Para ello se deberá:</p> <p>a) Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema.</p> <p>b) Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales que</p> | Normativa | Ministerio de Energía | | Público | Modificación DS 125/2019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional. | 2026 |



| | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|
| representen las restricciones inter temporales de la operación que permita gestionar de mejor manera los incentivos de mercado. | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|

M2 - USO DE COMBUSTIBLES BAJOS EN EMISIONES

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|---------------------|---|--|
| Identificación | ID | M2 |
| | Nombre | USO DE COMBUSTIBLES BAJOS EN EMISIONES |
| | Descripción | <p>La mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovables constituye un eje central de las medidas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales en esta materia. Se busca reemplazar combustibles fósiles en distintos sectores de la economía, por combustibles de baja emisión como combustibles sintéticos, bioetanol, diésel renovable, entre otros. Cabe mencionar que, el gas natural es un combustible de menor impacto ambiental que otros fósiles, como el carbón o el diésel, y puede desempeñar un papel importante en la reducción de emisiones en el corto plazo, sectores de difícil electrificación, como la industria pesada y el transporte de carga.</p> <p>El Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono internacionales, por ejemplo, al alero del Artículo 6 del Acuerdo de París, para impulsar la penetración de combustibles bajos en emisiones, considerando especialmente la oportunidad para acelerar la adopción de nuevos energéticos y los requerimientos de recambio tecnológico, siempre y cuando ello signifique una reducción efectiva de emisiones de gases de efecto invernadero y/o forzantes de vida corta en Chile.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2024 |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - DFL 1/1979 del Minsiterio de Minería, Decreto 132/1979 del Ministerio Minería - Decreto 11/2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Decreto 160/2009 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción - Decreto 60/2012 del Ministerio de Energía - Hoja de Ruta SAF 2050 (2024) |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible |
| | Fuente emisora afectada | Transporte caminero; Transporte aéreo; Fuentes Móviles y Estacionarias de la industria |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; NOx; Material Particulado, Carbono Negro |



| | | | | | | | |
|---|---|---|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Objetivos y Metas asociados ECLP | Meta 3.2 y Meta 3.6. | | | | | |
| Potencial de Mitigación de la medida | Mitigación esperada [kt CO₂eq] | 2020 – 2030 | [2.100; 2.560] | | | | |
| | | 2031 – 2040 | [15.830; 19.350] | | | | |
| | | 2041 – 2050 | [23.930; 29.250] | | | | |
| Porcentaje de responsabilidad | Esta medida consta de varias acciones modeladas energéticamente, las que han sido agrupadas en submedidas. Existen distintos niveles de responsabilidad para varias autoridades sectoriales, las cuales han materializado su porcentaje responsabilidad a través de acciones concretas en sus respectivos Planes Sectoriales, contribuyendo directamente a la ejecución de la medida de acuerdo al nivel de responsabilidad asignado. Los porcentajes de responsabilidad por autoridad son detallados a nivel de submedida, en el caso que corresponda. Adicionalmente, en la sección del Anexo 8.7 se encuentra el resumen de asignación de responsabilidad de acuerdo con las simulaciones, así como los supuestos utilizados para estimar valores de CAPEX y OPEX. | | | | | | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | [159; 195] | | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | 0 | | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | [7.400; 9.060] | | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | | 710 | 700 | 750 | 750 | 750 | 750 |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | Entre los riesgos de esta medida se encuentran la disponibilidad y suministro, especialmente si no se cuenta con una infraestructura adecuada para la producción, distribución y almacenamiento. Por otra parte, la importación y/o producción de combustibles bajos en emisiones tienen hoy una serie de barreras regulatorias, por lo que atrasos en aquellos procesos, podría significar impedimentos para avanzar en la materia. La falta de incentivos para utilizar combustibles bajos en emisiones también podrían ser una barrera en su uso, donde la experiencia comparada (Unión Europea o Estados Unidos) muestra modelos que podría ser de interés analizar. Se identifica la necesidad de desarrollar una base sólida de conocimientos en cuanto a estos combustibles, sus materias prima, el proceso productivo y la regulación o necesidades en general. Finalmente, pueden existir riesgos en cuanto a los efectos colaterales de la producción de biocombustibles si no existe un manejo sostenible. | | | | | |
| | Co-beneficios | El uso de combustibles bajos en emisiones podría derivar en una reducción de la contaminación local y, con ello, beneficios en la salud de las personas y ecosistemas. Por otra parte, en algunos casos, como el diésel renovable y SAF, la infraestructura de distribución y almacenamiento no requiere cambios ni adaptaciones respecto a la utilizada por combustibles fósiles, lo que podría facilitar su implementación. | | | | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | a) Cantidad de normativas modificadas b) Cantidad de estudios finalizados c) Piloto(s) finalizado (s) d) Producción de combustibles bajo en emisiones (volumen anual) | | | | | |
| | Brechas | Una de las principales brechas radica en los mayores costos de algunos combustibles bajos en emisiones, por ejemplo, los SAF son entre 3 y 4 veces más costosos que el kerosene de aviación. Además, baja disponibilidad de materias prima para su producción a nivel local, así como una industria que puede estar en etapas tempranas de desarrollo. Una de las principales brechas es la falta de incentivos y metas que fomenten el uso de combustibles renovables, SAF y biocombustibles sólidos de calidad, así como la ausencia de un marco normativo actualizado que facilite la importación y comercialización. | | | | | |



| | |
|---|---|
| Análisis de Género | Medida ciega al género. Se considera como una medida transversal, con foco en la habilitación regulatoria que permita el uso de combustibles renovables. |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | No se consideran impactos específicos a grupos vulnerables y/o pueblos indígenas dado que esta medida tiene su foco en cambios regulatorios para habilitar la importación de combustibles bajos en emisiones. Podría ser un elemento para considerar, en el futuro, los impactos y efectos distributivos de la producción de este tipo de energéticos a través de proyectos nacionales, pero como ello no está incluido en esta etapa, es un desafío próximo. |

M2.A IMPULSO AL USO DE COMBUSTIBLES CON MENOR INTENSIDAD DE EMISIONES EN TRANSPORTE AÉREO

| | | | |
|---|--|---|--|
| Descripción y justificación | Chile es parte de acuerdos internacionales para la descarbonización del sector aviación, lo cual plantea el desafío de promover el despliegue de combustibles de aviación sostenibles (SAF por sus siglas en inglés). Los SAF generan el mayor aporte a la descarbonización del transporte aéreo por tres características: se pueden producir a partir de biomasa, desechos orgánicos, CO2 atmosférico, o hidrógeno; son de sustitución directa, por lo que pueden utilizarse en las aeronaves actuales con la infraestructura aeroportuaria existente; podrían reducir hasta un 99% de GEI al considerar el ciclo de vida completo. La Hoja de Ruta SAF plantea que los SAF representen el 50% del uso de combustible utilizado en la aviación nacional e internacional de Chile al 2050. | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad |
| | Uso de combustibles de aviación sostenibles | [40; 50] | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones 20% |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Combustibles y Nuevos Energéticos | | |
| Otros actores involucrados | Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas de combustibles, líneas aéreas (Acción 2) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (Acción 3) | | |
| Alcance territorial | El alcance territorial de esta acción es nacional, con un énfasis particular en las regiones que albergan infraestructura aeroportuaria relevante para el transporte aéreo comercial, como las regiones Metropolitana, Valparaíso, Antofagasta, Biobío y Los Lagos, entre otras, y en donde se pudieran materializar los principales hitos derivados de la implementación de la medida. | | |

| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|--|----------------------------|-----------------------|---|-----------------------|--------------------------------------|---------------|
| 1. Estudiar y verificar especificaciones del kerosene de aviación respecto de las definiciones en el Decreto 60 de 2012 del Ministerio de Energía en relación con combustibles sostenibles para aviación, incluyendo la realización de estudios técnicos y la promulgación de normativas correspondientes, así como de otros instrumentos (NCH 1.937 of 2000/ASTM D 1655). | Técnico | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Listado de normativa correspondiente | 2025-2028 |



| | | | | | | |
|--|----------|-----------------------|--|-----------------|------------------------------|-------------|
| 2. Continuar el trabajo de la mesa de trabajo técnica público - privado para promover y habilitar el despliegue de los combustibles de aviación sostenibles (SAF) en el país (actualmente llamada "Mesa SAF"). | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones Ministerio del Medio Ambiente Superintendencia de Electricidad y Combustibles Comisión Nacional de Energía | Internacional | Actas de la mesa de trabajo | 2025-2027 |
| 3. Continuar el trabajo e implementación del programa Vuelo Limpio a través de la Agencia de Sostenibilidad Energética. | Programa | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Público-privado | Reporte anual de actividades | 2025 - 2030 |

M2.B USO DE DIÉSEL RENOVABLE EN DISTINTOS TIPOS DE TRANSPORTE

| | | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------|------------------------------|---------------|
| Descripción y justificación | El diésel renovable (HVO), así como los combustibles bajos en emisiones en general, son una alternativa sostenible al uso de combustibles fósiles especialmente en el transporte terrestre, en particular, es una solución ya existente para reducir las emisiones del transporte de carga pesada. El HVO puede reducir entre un 65% a 90% de las emisiones de gases de efecto invernadero comparado con un diésel fósil, y también reduce emisiones de material particulado fino, monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NOx). Una de las ventajas es que es un sustituto directo del diésel convencional, pudiendo utilizarse en infraestructura existente y motores diésel, siendo una opción costo-efectiva y con menores barreras. Existe un potencial de producción vía co-procesado en instalaciones de refinación existentes, con una producción local que habilite la reutilización de residuos, como el aceite usado en cocina, siendo también un aporte a la economía circular. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad | | | |
| | Uso de diésel renovable en transporte de larga distancia | [90; 120] | Ministerio de Energía: 100% | | | |
| | Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX | [1.370; 1.680] | Ministerio de Energía: 53% Ministerio de Minería: 47% | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Combustibles y Nuevos Energéticos | | | | | |
| Otros actores involucrados | Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas de combustibles, líneas aéreas (Acción 2) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (Acción 3) | | | | | |
| Alcance territorial | El alcance territorial de esta acción es nacional, con un énfasis particular en las regiones que albergan infraestructura aeroportuaria relevante para el transporte aéreo comercial, como las regiones Metropolitana, Valparaíso, Antofagasta, Biobío y Los Lagos, entre otras, y en donde se pudieran materializar los principales hitos derivados de la implementación de la medida. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |



| | | | | | | |
|--|-----------|-----------------------|--|-----------------|---|-----------|
| 1. Modificar decreto supremo N° 60, de 2012, del Ministerio de Energía para habilitar la importación de diésel renovable, así como cualquier otra normativa relacionada o pertinente, promoviendo la compra de certificados de reducción de emisiones vía Artículo 6.2 del Acuerdo de París. | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Modificación del decreto supremo N° 60, de 2012, del Ministerio de Energía | 2025 |
| 2. Impulsar el desarrollo e implementación de laboratorios y entidades de certificación para el uso de diésel renovable, recogiendo las experiencias en mercados con mayor desarrollo, como la Unión Europea y Estados Unidos, así como esquemas de certificación existentes (ISCC). Abarcando las tareas asociadas al análisis de los requisitos para su autorización, definición de protocolos, diseño de mecanismo de acreditación de actores, y otras actividades complementarias. | Técnico | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles Ministerio de Minería | Internacional | Convenios de colaboración firmados por el Ministerio de Energía y otras instituciones | 2025-2035 |
| 3. En conjunto con el Ministerio de Minería y articulación de empresas y centros de pilotaje de minería, impulsar el desarrollo e implementación de pilotos de uso de diésel renovable en equipos mineros, como por ejemplo camiones CAEX. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería | Público-privado | Proyecto de pilotaje | 2025-2027 |
| 4. En conjunto con el Ministerio de Minería estudiar e impulsar políticas y acciones de fomento a la utilización de combustibles sostenibles a lo largo de la cadena de valor de la minería. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería | Público | Informes de estudio finalizado | 2025-2028 |
| 5. Analizar, definir e incorporar en el Decreto 132 de 1979 de Ministerio de Minería a los combustibles sostenibles y/o renovables, y las diferentes mezclas permitidas de diésel renovable, para efectos de su comercialización. Evaluando y estableciendo los | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | D132/1979 | 2025-2026 |



| | | | | | | |
|--|---|---|---|-----------------------|--|---------------|
| combustibles renovables mecanismos que habiliten la exigencia de certificación de renovabilidad para su comercialización. | | | | | | |
| M2.C IMPULSO AL USO DE COMBUSTIBLES SOSTENIBLES | | | | | | |
| Descripción y justificación | Para descarbonizar subsectores como el transporte terrestre, industria y minería, es necesario explorar diversas alternativas de combustibles sostenibles que permitan avanzar hacia la disminución de la dependencia de combustibles fósiles, contribuyendo a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mejorar la calidad del aire a nivel local. Por otro lado, se busca establecer especificaciones técnicas mínimas de calidad (estándares de calidad) obligatorios para los biocombustibles sólidos que se comercialicen en Chile, relevando el rol de este energético en distintos sectores de consumo, y en línea con las iniciativas que el Ministerio de Energía ha impulsado. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad | | | |
| | Uso de bioetanol en mezclas de gasolina | [590; 720] | Ministerio de Energía: 100% | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Combustibles y Nuevos Energéticos | | | | | |
| Otros actores involucrados | | | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de combustibles sostenibles en Chile presenta un gran potencial, especialmente en regiones con una alta concentración de actividades industriales y mineras, como aquellas de la zona centro norte y centro sur. Estas regiones, al ser grandes consumidoras de combustibles fósiles, se verían significativamente beneficiadas por la transición hacia alternativas más limpias | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Evaluar y definir el establecimiento de una política de cuotas de mezclas a los combustibles comercializados o bien de un umbral de emisiones a la canasta de combustibles comercializados por las empresas distribuidoras u otros mecanismos de incentivo. Considerando para ello análisis de costo-eficiencia e impacto en el mercado y los diferentes actores clave. | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Estudio finalizado | 2025-2030 |
| 2. Diseñar y modificar límites de oxigenado permitido para la gasolina, y otros parámetros relacionados, del Decreto 60 de 2012 del Ministerio de Energía. | Técnico Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Internacional | Modificación del decreto supremo N° 60, de 2012, del Ministerio de Energía | 2025-2028 |



| | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------------|--|---------|--------------------------------------|------|
| 3. Desarrollar el Reglamento de la ley N° 21.499 que regula los biocombustibles sólidos, para impulsar las especificaciones técnicas mínimas de calidad y disminuir las emisiones de contaminantes locales. | Técnico Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Ingreso a Contraloría del Reglamento | 2025 |
|---|-------------------|-----------------------|--|---------|--------------------------------------|------|

M2.D PLAN DE ACCIONES TRANSVERSALES

| | |
|---|---|
| Descripción y justificación | La habilitación y despliegue del uso de combustibles sostenibles en el corto plazo requiere de la modificación de una serie de instrumentos normativos que aplican a varios tipos de combustibles sostenibles. |
| Potencial de mitigación de la submedida | La submedida no cuenta con un paquete de medidas modeladas computacionalmente. |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Combustibles y Nuevos Energéticos |
| Otros actores involucrados | |
| Alcance territorial | La implementación de combustibles sostenibles en Chile presenta un gran potencial, especialmente en regiones con una alta concentración de actividades industriales y mineras, como aquellas de la zona centro norte y centro sur. Estas regiones, al ser grandes consumidoras de combustibles fósiles, se verían significativamente beneficiadas por la transición hacia alternativas más limpias. |

| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|--|---------------------|-----------------------|--|----------------|--------------------------------|-----------|
| 1. En conjunto con el Ministerio de Minería analizar y evaluar requisitos de calidad y cumplimiento reglamentario de combustibles sostenibles, renovables y combustibles mezclas, respecto a exigencias establecidas en el DFL 1 de 1979 de Minería para los derivados del petróleo. | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Modificación del DFL N° 1/1979 | 2025-2030 |
| 2. Evaluar y realizar potenciales modificaciones al decreto supremo N° 11, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo en el análisis de la incorporación de combustibles sostenibles, biocombustibles y/o combustibles sintéticos, sus especificaciones de calidad y otros | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Internacional | Modificación del DS 11/2008 | 2025-2026 |



| | | | | | | |
|---|-----------|-----------------------|---|-----------------|-------------------------------|-----------|
| atributos complementarios; así como en el análisis de los requerimientos exigibles a estos combustibles respecto de los derivados del petróleo. | | | | | | |
| 3. Analizar y definir las exigencias técnicas de seguridad que serán aplicables a los combustibles sostenibles, biocombustibles y combustibles sintéticos mediante una modernización del decreto supremo N° 160, de 2009, de Economía, Fomento y Turismo. | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público-privado | Modificación del DS160/2009 | 2025-2027 |
| 4. Desarrollo, evaluación e implementación de normativa para certificación de huella de carbono de los combustibles sostenibles. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | Internacional | Informe de estudio finalizado | 2026-2030 |

M3 – FOMENTO AL USO DE HIDRÓGENO VERDE

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--|---|--|
| Identificación | ID | M3 |
| | Nombre | FOMENTO AL USO DE HIDRÓGENO VERDE |
| | Descripción | <p>El hidrógeno verde no representa un volumen significativo de reducción de emisiones para el periodo 2020-2030, sin embargo, tanto las proyecciones nacionales como internacionales dan cuenta que es un energético esencial para la descarbonización en las siguientes décadas, y así alcanzar la meta de carbono neutralidad de los países. El enorme potencial de energías renovables de nuestro país favorece la producción de este energético. Las submedidas y acciones de esta medida se desprenden del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, publicado el primer semestre de 2024, en donde se abordan de manera integral las acciones necesarias para viabilizar la producción y consumo de hidrógeno verde en nuestro país, relacionadas a la gobernanza nacional y regional para el desarrollo de esta industria, la habilitación regulatoria, el desarrollo de infraestructura habilitante y su emplazamiento territorial, mecanismos económicos y financieros de impulso, fortalecimiento y desarrollo de capital humano, entre otros.</p> <p>El PSMYA Energía refuerza los compromisos establecidos en dicho Plan de Acción. Cabe mencionar que, el gas natural puede servir como respaldo mientras se avanza en la implementación de infraestructuras para la producción y distribución de hidrógeno verde, permitiendo una transición más eficiente hacia este combustible limpio especialmente en los subsectores industriales y transporte de carga.</p> <p>El Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono internacionales, por ejemplo, al alero del Artículo 6 del Acuerdo de París, para cerrar las brechas financieras que actualmente presenta la industria del hidrógeno verde y considerando una mayor adopción en el consumo local a través de un impulso a la demanda nacional que permita acelerar y/o lograr mayor ambición en el cumplimiento de las metas.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2024 |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 - Ley N° 21.305 sobre Eficiencia Energética - Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile. Acciones concretas al 2026 para masificar el uso de esta tecnología. |
| | Metas de mitigación | Sector afectado |
| Subsector afectado | | Actividades de quema de combustible |
| Fuente emisora afectada | | Fuentes fijas y móviles de sectores industrial y minero |
| Gases y contaminantes climáticos afectados | | CO2; NOx; Material Particulado, Carbono Negro |



| | | | | | | | |
|---|--|---|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | Objetivo 3: Incrementar el uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones | | | | | |
| Potencial de Mitigación de la medida | Mitigación esperada [kt CO₂eq] | 2020 – 2030 | [630; 770] | | | | |
| | | 2031 – 2040 | [5.710; 6.980] | | | | |
| | | 2041 – 2050 | [22.630; 27.660] | | | | |
| | Porcentaje de responsabilidad | Esta medida consta de varias acciones modeladas energéticamente, las que han sido agrupadas en submedidas. Existen distintos niveles de responsabilidad para varias autoridades sectoriales, las cuales han materializado su porcentaje responsabilidad a través de acciones concretas en sus respectivos Planes Sectoriales, contribuyendo directamente a la ejecución de la medida de acuerdo al nivel de responsabilidad asignado. Los porcentajes de responsabilidad por autoridad son detallados a nivel de submedida, en el caso que corresponda. Adicionalmente, en la sección del Anexo 8.7 se encuentra el resumen de asignación de responsabilidad de acuerdo con las simulaciones, así como los supuestos utilizados para estimar valores de CAPEX y OPEX. | | | | | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | [-24; -30] | | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | [990; 1.200] | | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | [-1.750; -2.160] | | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | 850 | 890 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | Los costos del hidrógeno verde no llegan a ser competitivo en comparación con otros energéticos y combustibles alternativos. Una posible razón puede ser que los costos de electrolizadores no son los esperados en el mediano plazo, lo que se traduce en altos costos de producción de hidrógeno; otra razón de lo anterior se puede expresar en torno a que en la actualidad no se internalizan adecuadamente en los precios las externalidades que genera el uso de combustibles fósiles en cuanto a la afectación a la sustentabilidad. También se tienen los altos costos de la energía, que aumentan los costos de operación, y los bajos costos de los energéticos alternativos. Además, puede existir una incompatibilidad territorial de posibles desarrollos de producción de hidrógeno verde en función de los instrumentos de planificación territorial, así como incertezas en el desarrollo de proyectos, debido a tiempos de aprobación de permisos sectoriales y ambientales, y otras causas que puedan retrasar la puesta en operación de los proyectos. | | | | | |
| | Co-beneficios | <p>En primer lugar, al ser un combustible libre de emisiones locales, contribuye significativamente a mejorar la calidad del aire y salud de personas, especialmente en zonas urbanas e industriales altamente contaminadas. Desde el punto de vista del impulso de investigación y desarrollo tecnológico se pueden generar nuevas oportunidades de negocio desde la innovación, por ejemplo, en la adaptación de nuevas tecnologías al contexto nacional, abriendo la oportunidad a mayor atracción de inversión extranjera. A su vez esto puede potenciar la apertura o fortalecimiento de centros de investigación en universidades locales y otras instituciones formativas. Asimismo, el hidrógeno verde puede emplearse en diversos procesos industriales, como la producción de acero, cemento y productos químicos, reemplazando combustibles fósiles y reduciendo significativamente las emisiones de CO₂.</p> <p>En el caso específico de Chile, el hidrógeno verde abre nuevas posibilidades para la producción de cobre verde, un sector clave para la economía nacional, entregando una nueva identidad productiva al país, y creando empleos a lo largo de la cadena de valor y desarrollo local: la cadena de valor del hidrógeno verde abarca desde la producción de energía renovable hasta la elaboración de hidrógeno, transporte y sus usos como energético y materia prima (p.ej. fertilizantes). Esto genera numerosas oportunidades de empleo en diferentes áreas, impulsando el desarrollo local. También existen sinergias desde el punto de vista de la adaptación y la resiliencia, al entregar independencia energética y menor volatilidad de precios. A diferencia de los combustibles fósiles, cuyo precio está sujeto a volatilidad y especulación, el hidrógeno verde se produce a partir de fuentes renovables propias, lo que garantiza un precio más estable y predecible, además de reducir la dependencia de combustibles importados.</p> | | | | | |



| | | |
|---|--|---|
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | a) Cantidad de normativas modificadas b) Cantidad de estudios finalizados c) Cantidad de proyectos piloto finalizados |
| | Brechas | La falta de capital humano especializado para fuerza laboral necesaria en el despliegue de la industria, así como aspectos regulatorios asociados a los sistemas de permisos e inserción territorial o estándares ambientales y sociales para acceder a mercados nacionales e internacionales, puede ser una de las principales brechas, pero cabe destacar los avances de Chile en la materia. Por otra parte, las brechas regulatorias asociadas, particularmente, a la desalación del suministro hídrico también puede ser un desafío que resolver para el despliegue de esta industria. Asimismo, la habilitación de infraestructura compartida de distintas componentes de la cadena de valor del hidrógeno verde y derivados, orientadas hacia la reducción de los costos de producción y la maximización de la eficiencia en el uso del territorio para las infraestructuras necesarias. |
| Análisis de Género | | Sensible al género, asegurando que las mujeres tengan acceso a las oportunidades de capacitación y empleo en esta área emergente. Es fundamental promover el ingreso a programas de formación técnica específicos en la industria del hidrógeno, facilitando su entrada y permanencia en el sector. Además, se debe fomentar la participación de mujeres en roles técnicos y de liderazgo dentro de proyectos industriales y mineros que utilicen hidrógeno verde. Si se desarrollan campañas de sensibilización, éstas deben destacar la importancia y los beneficios de la inclusión de mujeres en la transición hacia tecnologías más sostenibles, promoviendo la igualdad de género y fortaleciendo la capacidad técnica femenina en el sector del hidrógeno. |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | | La localización de la infraestructura de hidrógeno verde debe respetar a las comunidades indígenas, considerando sus costumbres y sitios relevantes, y garantizando que no sean excluidas de los beneficios de la transición energética. Además, es fundamental que los beneficios económicos y ambientales de esta medida se trasladen a las localidades, mejorando la calidad de vida y promoviendo un desarrollo sostenible inclusivo. |

M3.A APLICACIONES DE HIDRÓGENO EN LA INDUSTRIA Y USO EN REDES DE GAS NATURAL

| | | | |
|--|--|--|--|
| Descripción y justificación | En la industria y la minería, muchos procesos térmicos y motrices requieren grandes cantidades de energía y a menudo dependen de combustibles fósiles, lo que resulta en importantes emisiones de CO ₂ y otros gases de efecto invernadero. Al reemplazar estos combustibles fósiles con hidrógeno verde y/o derivados, estas emisiones se pueden reducir significativamente o incluso eliminar, y con ello agregar valor a los productos comercializados que dependen de estos procesos. | | |
| | La inyección de H ₂ V, total o parcial, en redes de gas natural permite reducir el contenido de emisiones a los usos actuales que consumen gas natural en la actualidad, por ejemplo, sector residencial, comercial e industrial. A este proceso se le denomina <i>blending</i> . | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO₂eq] | Porcentaje de responsabilidad |
| | Uso de hidrógeno verde en procesos térmicos en la industria | [330; 400] | Ministerio de Energía: 100% |
| | Uso de hidrógeno verde en procesos motrices en la industria | Sin reducción en esta década | Ministerio de Energía: 100% |
| | Uso de hidrógeno verde en usos motrices - Minería del cobre | Sin reducción en esta década | Ministerio de Energía: 53% Ministerio de Minería: 47% |
| | Uso de hidrógeno verde en usos motrices - Otros sectores de la minería | Sin reducción en esta década | Ministerio de Energía: 53% Ministerio de Minería: 47% |



| | Uso de hidrógeno verde en inyección a redes de gas natural | [300; 370] | Ministerio de Energía: 60% Ministerio de Minería: 20% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 20% | | | |
|---|---|-----------------------|---|----------------|---|-----------|
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Combustibles y Nuevos Energéticos, División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas de combustibles, líneas aéreas (Acción 2) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (Acción 3) | | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, con foco en aquellas regiones con una elevada demanda de gas natural en sectores como el industrial y comercial, en este sentido, regiones como Antofagasta, Atacama y Coquimbo podrían representar regiones en donde se materialice la implementación de futuros proyectos de mezcla de gas con hidrógeno, al presentar una alta concentración de actividades industriales y mineras. Además, otras regiones con una extensa red de gasoductos, como Metropolitana, Valparaíso, O'Higgins, Los Lagos y Magallanes también podrían verse beneficiadas con la mezcla (<i>blending</i>) de hidrógeno para descarbonizar los sectores residencial, comercial e industrial. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Realización de estudios que permitan identificar usos finales del sector industrial nacional para fomentar el recambio de combustibles. En relación con usuarios finales, se promoverá la implementación de programas de educación y sensibilización que den cuenta de las oportunidades y beneficios asociados al uso de hidrógeno verde. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Ministerio de Economía CORFO | Internacional | Informe final de estudios Programa educativo | 2025-2030 |
| 2. Fomentar en la industria local el consumo de hidrógeno verde y derivados mediante la búsqueda de financiamiento que permita el desarrollo de proyectos piloto que permitan validar la operatividad, estabilidad y aplicabilidad en sistemas de combustión en procesos térmicos de alta y media temperatura en aplicaciones industriales, y, mezclas (conocido como <i>blending</i> , en inglés) con gas natural. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Ministerio de Economía CORFO | Público | Proyectos piloto realizados | 2025-2030 |
| 3. Llevar a cabo estudios de factibilidad técnica y económica para la inyección de H2 verde en redes de gas natural a nivel local y evaluar experiencias en pilotos de inyección de H2 en red de gas natural. | Técnico | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Internacional | Informe final de estudio | 2025-2026 |
| M3.B HABILITACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL HIDRÓGENO | | | | | | |



| Descripción y justificación | El despliegue y uso del hidrógeno verde en el país requiere de un conjunto de acciones transversales, que permita crear las condiciones habilitantes que impulsarán la creación de esta nueva industria, habilitando la producción nacional de hidrógeno así como la demanda local de la industria y la minería, fomentando el desarrollo de encadenamientos productivos en las regiones del país, a la vez que se avanza en innovaciones y desarrollos tecnológicos que aporten el desarrollo económico y social del país. | | | | | |
|--|---|-----------------------|---|-----------------------|-------------------------------|---------------|
| Potencial de mitigación de la submedida | La submedida no cuenta con un paquete de medidas modeladas computacionalmente. | | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Combustibles y Nuevos Energéticos, División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, CORFO y Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (Acción 1) Gobiernos Regionales y Secretarías Regionales Ministeriales del Ministerio de Energía (Acción 2) Ministerio de Obras Públicas (Acción 5) Servicio de Evaluación Ambiental, y Ministerio de Hacienda (Acción 6) | | | | | |
| Alcance territorial | El alcance territorial de esta acción es nacional, con un énfasis particular en las regiones que albergan infraestructura aeroportuaria relevante para el transporte aéreo comercial, como las regiones Metropolitana, Valparaíso, Antofagasta, Biobío y Los Lagos, entre otras, y en donde se pudieran materializar los principales hitos derivados de la implementación de la medida. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Levantar los desafíos que enfrentan los proyectos de hidrógeno verde en materia de Investigación y Desarrollo (I+D) para complementar Ley I+D y otros instrumentos relacionados. Para ello, se desarrollarán guías de implementación de proyectos piloto (bajo la línea de trabajo de I +D) y guías de validación de tecnologías que utilizan hidrógeno como combustible en procesos industriales, entre otros insumos complementarios. | Técnico | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Internacional | Informe de estudio finalizado | 2025-2026 |
| 2. Apoyar a los servicios regionales en la elaboración e implementación de los programas de hojas de ruta regionales (Plan de Acción de Hidrógeno Verde), de modo de incentivar una adecuada gestión y articulación entre el Estado, gobiernos regionales, actores locales y empresas, en temas específicos asociadas a los requerimientos para el despliegue de la industria en las regiones. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Reportes de avances anuales | 2025-2030 |



| | | | | | | |
|--|-----------|-----------------------|--|---------|---|-----------|
| <p>3. Difundir y promover la creación de instrumentos de financiamiento, de carácter público y privado, para fomentar el desarrollo de proyectos de producción y/o consumo de hidrógeno verde y derivados; iniciando con los instrumentos de soporte de CORFO (Facilidad Financiera y Crédito Verde).</p> | Técnico | Ministerio de Energía | CORFO | Público | Convocatoria publicada | 2025-2030 |
| <p>4. Identificar e implementar regulaciones habilitantes para la industria del hidrógeno y derivados</p> | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería | Público | Listado normativo | 2026-2028 |
| <p>5. Apoyar a otros servicios e instituciones en el proceso de toma de decisiones sectoriales relacionadas con el hidrógeno verde y derivados, principalmente en la incorporación de la cadena de valor del hidrógeno verde en los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial, en la promoción en el uso de infraestructura compartida y en el establecimiento de lineamientos base para la gestión de terrenos fiscales que permita una asignación coordinada y compatible de terrenos y servidumbres.</p> | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Vivienda y Urbanismo Ministerio de Transportes | Público | Modificación de Instrumentos de Planificación Territorial pertinentes | 2025-2030 |
| <p>6. Trabajar en forma conjunta con otros servicios para facilitar el proceso de implementación de las acciones definidas en el Plan de Hidrógeno Verde que buscan mejorar la gestión asociada al otorgamiento de permisos críticos.</p> | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Economía, Fomento y Turismo Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Trámites y/o Autorizaciones optimizados | 2025-2030 |

M4 - IMPULSO A LA ELECTROMOVILIDAD Y TRANSPORTE EFICIENTE

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|---|---|--|
| Identificación | ID | M4 |
| | Nombre | IMPULSO A LA ELECTROMOVILIDAD Y TRANSPORTE EFICIENTE |
| | Descripción | Para alcanzar metas de descarbonización es imprescindible abordar la descarbonización del transporte, dado que este sector representa una parte significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional. Existe consenso general que el rol de la electromovilidad será clave para descarbonizar el sector. En Chile, el impulso de la electromovilidad se sustenta en la política pública, donde desde el año 2017 se han definido estrategias específicas para promover la movilidad eléctrica. Estas iniciativas buscan incentivar la adopción de vehículos eléctricos, así como el desarrollo de infraestructura de carga y la implementación de programas de apoyo para acelerar la transición hacia una movilidad más sostenible. |
| | Fecha de inicio de implementación | 2024 |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 21.305 sobre Eficiencia Energética con respecto a los estándares de rendimiento energético - Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile. Acciones concretas al 2026 para masificar el uso de esta tecnología. - Reglamento revisiones técnicas y autorización y funcionamiento de las plantas revisoras Pliego Técnico Normativo RIC 15 (Ministerio de Energía - SEC) - Ley N° 21.505 que Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad. - Decreto supremo N° 156, de 1990, del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones - Decreto supremo 145, de 2017, del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones - Ley N° 21.692 que Establece un nuevo marco de financiamiento e introduce mejoras al transporte público de pasajeros. - Decreto supremo N° 44, de 2011, del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible |
| | Fuente emisora afectada | Transporte caminero |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; NOx; Material Particulado, Carbono Negro |
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | Meta 3.1, Meta 3.3 y Meta 3.4 |
| Mitigación esperada [kt CO ₂ eq] | 2020 – 2030 | [9.320; 11.390] |
| | 2031 – 2040 | [75.180; 91.890] |



| | | | | | | | |
|---|---|--|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Potencial de Mitigación de la medida | | 2041 – 2050 | [140.580; 171.820] | | | | |
| | Porcentaje de responsabilidad | <p>Esta medida consta de varias acciones modeladas energéticamente, las que han sido agrupadas en submedidas. Existen distintos niveles de responsabilidad para varias autoridades sectoriales, las cuales han materializado su porcentaje responsabilidad a través de acciones concretas en sus respectivos Planes Sectoriales de Mitigación, contribuyendo directamente a la ejecución de la medida de acuerdo al nivel de responsabilidad asignado. Por ejemplo, el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, a través de la Medida MMC7 - Electromovilidad en vehículos livianos de su Plan Sectorial de Mitigación, contribuye directamente a la implementación de la Submedida M4.A Electromovilidad en transporte privado del PSMYA Energía.</p> <p>Los porcentajes de responsabilidad por autoridad son detallados a nivel de submedida, en el caso que corresponda. Adicionalmente, en la sección Anexo 8.7 se encuentra el resumen de asignación de responsabilidad de acuerdo con las simulaciones, así como los supuestos utilizados para estimar valores de CAPEX y OPEX.</p> | | | | | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | [-106; -129] | | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | [14.710; 17.980] | | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | [-41.130; -50.270] | | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | 960 | 960 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | El precio de las baterías podría no disminuir como se proyecta y podría retrasar el <i>break even</i> tecnológico aumentando los costos de abatimiento. Asimismo, los altos precios de la energía por dificultades en la integración eficiente de energías renovables variables desincentivan penetración de vehículos eléctricos. También existe riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico si no se realizan mejoras en la red de distribución. | | | | | |
| | Co-beneficios | El recambio conduce a una reducción de contaminación local, así como de los combustibles fósiles importados. También la reducción de ruido por motores a combustión y el fomento a la imagen de sustentabilidad de ciudades chilenas, de la mano, además de una mejora en la calidad del servicio. | | | | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | <ul style="list-style-type: none"> a) Cantidad de taxis y taxis colectivos eléctricos reconvertidos b) Cantidad de beneficiarios del programa “Mi Taxi Eléctrico” c) Cantidad de vehículos livianos eléctricos existentes d) Cantidad de estudios finalizados e) Cantidad de puntos de carga por región f) Normativas modificadas | | | | | |
| | Brechas | El alto costo inicial de adquisición de vehículos eléctricos, la escasa disponibilidad de puntos de carga pública y una limitada autonomía de los vehículos eléctricos en comparación con los vehículos de combustión interna. Además, se identifica una falta de información y conciencia sobre los beneficios de la electromovilidad, así como limitaciones en la infraestructura de reciclaje de baterías de vehículos eléctricos. Los desafíos en la planificación urbana y en la integración de sistemas de transporte público eléctrico. | | | | | |
| Análisis de Género | Dentro de esta medida existen submedidas con la capacidad de ser género responsivas si es que se promueve activamente la inclusión de mujeres. En el caso de los taxis eléctricos, se buscará dirigir programas de financiamiento y subsidios a mujeres, reduciendo barreras económicas y promoviendo su participación. | | | | | | |



| | | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------|---|---------------|
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas. | Responsiva para grupos vulnerables, incluyendo personas en situación de pobreza | | | | | |
| M4.A ELECTROMOVILIDAD DEL TRANSPORTE PRIVADO | | | | | | |
| Descripción y justificación | Impulsar la electromovilidad en el transporte privado es una medida fundamental y estratégica en la lucha contra el cambio climático considerando que el transporte privado representa alrededor del 30% de las emisiones del sector transporte (MMA, 2022). La adopción masiva de vehículos eléctricos permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos locales lo que se asocia a importantes beneficios relacionados con salud y calidad de vida. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad | | | |
| | Transformación de vehículos livianos convencionales a vehículos eléctricos | [2.530; 3.090] | Ministerio de Energía: 70% Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones: 20% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 10% | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | | | | | | |
| Alcance territorial | La medida tiene un alcance nacional, considerando que la adopción masiva de vehículos eléctricos requiere la implementación de políticas y acciones transversales aplicables en todo el país. No obstante, es posible que en la ejecución de la submedida aquellas regiones con los mayores niveles de concentración de transporte privado y emisiones asociadas se vean involucradas, y donde se evidencian mayores impactos en la calidad del aire y en la salud pública debido a la contaminación atmosférica. Asimismo, el despliegue de infraestructura de carga eléctrica tendrá un enfoque estratégico en zonas urbanas de alta densidad y corredores de transporte interurbano clave, promoviendo la conectividad entre regiones y garantizando un acceso equitativo a los beneficios de la electromovilidad. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Elaborar un Plan Maestro de Infraestructura de Carga Pública que permitirá estimar las necesidades de infraestructura de carga para cada región del país en un proceso gradual y en que se contemple que los puntos de carga en rutas interurbanas se distancien a no más de 100 kilómetros. Habilitar la interoperabilidad de la infraestructura de carga | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Informe final de estudio | 2025 – 2030 |
| 2. Evaluar cambio regulatorio y/o normativo para entregar facultades al Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones para habilitar y/o supervisar talleres de reconversión de vehículos a combustión interna a eléctricos. | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | Público | Cambio regulatorio y/o normativo aprobado | 2025-2026 |



| | | | | | | |
|--|--|---|--|--|--|---------------|
| 3. Modificar el Pliego Técnico Normativo RIC 15 que establece los requisitos de seguridad para las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la recarga de vehículos eléctricos, ubicadas en lugares públicos y privados del país (modificación del decreto supremo N° 145, de 2017, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones). | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | Público | Pliego Técnico Normativo RIC 15 | 2025-2026 |
| 4. Evaluar la efectividad del instrumento de exención de pago del permiso de circulación para vehículos eléctricos y bajos en emisiones contemplado en la ley N° 21.505, y en base a sus resultados tramitar un proyecto de ley para presentarlo el 2028 de modo que se pueda extender el instrumento a partir del 2031. | Normativo | Ministerio de Energía | | Internacional | Informe final de estudio Proyecto de Ley | 2025-2028 |
| 5. Evaluar y diseñar instrumentos que permitan remover las barreras existentes para la adquisición de vehículos eléctricos en el segmento de vehículos livianos. | Técnico | Ministerio de Energía | | Internacional | Informe final de estudios | 2025-2030 |
| M4.B ELECTROMOVILIDAD EN TRANSPORTE URBANO MENOR (TAXIS) | | | | | | |
| Descripción y justificación | La incorporación de taxis y taxis colectivos de tecnología limpia en las flotas de transporte público de las ciudades permite reducir emisiones de gases de efecto invernadero, reducir las emisiones contaminantes, mejorar la calidad del aire, reducir el nivel de ruido y promover una movilidad más sostenible y eficiente, por lo cual se han considerado una serie de acciones que permita continuar con la línea de trabajo existente, brindando soporte para facilitar la obtención de financiamiento y realizar las modificaciones normativas necesarias que permiten escalar los programas. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | | Porcentaje de responsabilidad | | |
| | Electromovilidad en taxis y taxis colectivos | [600; 740] | | Ministerio de Energía: 43,5 % Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones: 43,5 % Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 13% | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | Gobiernos Regionales (Acción 3) | | | | | |
| Alcance territorial | La medida tiene un alcance nacional, y con potencial de ser implementada en determinadas regiones que ya han presentado avances en esta materia, y otras sujetas a la colaboración entre el gobierno central, los gobiernos regionales y las municipalidades. Los detalles de la implementación deben identificar y considerar las necesidades específicas de cada localidad, por lo cual es una submedida con un alto potencial de tener incidencia los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático, según corresponda. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |



| | | | | | | |
|---|-----------|-----------------------|--|---------|---|-----------|
| 1. Apoyar al Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (MTT) con respecto a la modificación del decreto supremo N° 44, de 2011, del MTT, que aprueba el Reglamento del Programa Especial de Renovación de Buses, Minibuses, Trolebuses y Taxibuses, y que permitirá implementar el programa "Renueva tu Colectivo" en la Región Metropolitana de Santiago. | Normativo | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | Público | Modificación del Decreto Supremo 44/2011 del MTT | 2025-2026 |
| 2. Trabajar en conjunto con el MTT en el establecimiento de metas, nuevos requerimientos, y condiciones para vehículos renovados con tecnología eléctrica del programa público "Renueva tu colectivo", y la implementación de esta. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | Público | Reportes de avances anuales | 2025-2030 |
| 3. Coordinar y trabajar en conjunto con Gobiernos Regionales (GOREs) para postular a Fondos de Apoyo Regional (FAR) y así extender el programa "Mi Taxi Eléctrico" (o equivalente) a todas las regiones. | Programa | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | Público | Cantidad de programas "Mi Taxi Eléctrico" (o equivalente) implementados en regiones distintas | 2025-2030 |

M4.C ESTÁNDARES DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE VEHÍCULOS

| | | | |
|---|--|---|---|
| Descripción y justificación | La situación energética en Chile mantiene la necesidad urgente de implementar políticas públicas que apunten a la eficiencia en el sector transporte, y en específico, a actividades de transporte terrestre. Por ello, esta submedida busca evaluar y monitorear constantemente estándares de eficiencia energética para los vehículos livianos y avanzar gradualmente en la implementación al parque de vehículos pesados que se comercializan en Chile, en línea con la Ley de Eficiencia Energética. Esto se logrará mediante el seguimiento del cumplimiento de los estándares, la definición de metodologías para evaluar vehículos pesados y la adaptación de los estándares a medida que avanza la tecnología. El objetivo final es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la dependencia de combustibles fósiles y promover un transporte más sostenible en el país. | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad |
| | Estándar de rendimiento energético para vehículos livianos | [3.460; 4.230] | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones: 20% |
| | Estándar de rendimiento energético para vehículos medianos | [2.720; 3.320] | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones: 20% |
| | Estándar de rendimiento energético para vehículos pesados (tractocamiones) | [8; 10] | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones: 20% |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | |



| Otros actores involucrados | | | | | | |
|--|---|-----------------------|---|-----------------------|------------------------------|---------------|
| Alcance territorial | La submedida presenta un potencial de impacto significativo de alcance nacional, y que podría tener incidencia directa como insumo para ser reforzada en iniciativas de carácter regional, como en la actualización de Planes de Acción Regionales de Cambio Climático. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Monitorear cumplimiento de los estándares de rendimiento energético de vehículos livianos e informar resultados. Se requerirá analizar los cambios en el mercado y el nivel de cumplimiento de la política. Garantizar entrada en vigor y analizar los aumentos de exigencia en caso de ser requerido. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones | Público | Reportes de avances anuales | 2025-2030 |
| 2. Monitorear cumplimiento de los estándares de rendimiento energético de vehículos medianos e informar resultados. Se requerirá analizar los cambios en el mercado y el nivel de cumplimiento de la política. Garantizar entrada en vigor y analizar los aumentos de exigencia en caso de ser requerido. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones | Público | Reportes de avances anuales | 2027-2030 |
| 3. Estudiar características del mercado de vehículos pesados, incluidos estudios de legislación internacional comparada para la implementación de estándar de venta de vehículos cero y baja emisiones en vehículos pesados. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones | Internacional | Informe final de estudio | 2024-2025 |
| 4. Definir metodología para cuantificar rendimientos energéticos de vehículos pesados, establecer etiquetado del rendimiento energético de vehículos pesados para, posteriormente, establecer estándares para vehículos pesados por resolución conforme a lo estipulado por la Ley de Eficiencia Energética. | Técnico y Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Informe final de estudio | 2025-2030 |

M5 - IMPULSO A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN SECTORES DE CONSUMO

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|---------------------|---|---|
| Identificación | ID | M5 |
| | Nombre | IMPULSO A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN SECTORES DE CONSUMO |
| | Descripción | <p>Esta medida busca promover la eficiencia energética y el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) en diversos sectores de consumo. El objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (CO2, NOx, y Material Particulado Carbono Negro) mediante la gestión de la energía y la implementación de tecnologías limpias y eficientes. Las acciones incluyen la introducción de energías renovables en procesos térmicos industriales, la adopción de motores eléctricos eficientes, además de la electrificación de usos residenciales y la promoción de soluciones de calefacción eficientes. Como complemento a lo anterior, se promueve la generación distribuida de energía renovable, contribuyendo a una matriz energética más diversificada y sostenible para el 2050.</p> <p>El Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono internacionales, por ejemplo, al alero del Artículo 6 del Acuerdo de París, para facilitar el recambio tecnológico en los sectores de consumo, acelerando y ampliando la eficiencia energética y/o la electrificación con energías renovables en los procesos productivos, tanto a través de soluciones existentes como posibles nuevas oportunidades que surjan en el periodo de implementación del Plan.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2025 |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Decreto supremo N° 97, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento que establece el procedimiento para la fijación de estándares mínimos de eficiencia energética y normas para su aplicación - Resolución 3 exenta del Ministerio de Energía (2017) - Fija estándar mínimo de eficiencia energética para motores eléctricos de inducción trifásicos - Ley N° 21.305 de Eficiencia Energética - Ley N° 20.571 de Generación Distribuida o Net Billing - Ley N° 21.118, modifica ley 20.571 - Ley N° 20.365 Establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos - Reglamento Decreto supremo N° 57 (Reglamento de la Ley N° 21.118) - Decreto Supremo N° 103 (Modifica Decreto supremo N° 71) - Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC) del Ministerio de Vivienda y Urbanismo - Programas: "Mejor Escuela", "Techos Solares Públicos" - Programa Gestiona Energía Sector Público/ Sistema Estado Verde |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes fijas y móviles de sectores industrial y minero, fuentes fijas sector residencial |



| | | | | | | | |
|---|---|--|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; NOx; Material Particulado, Carbono Negro | | | | | |
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | Meta 2.1 y Meta 2.2 | | | | | |
| Potencial de Mitigación de la medida | Mitigación esperada [kt CO₂eq] | 2020 – 2030 | [8.570; 10.480] | | | | |
| | | 2031 – 2040 | [29.710; 36.310] | | | | |
| | | 2041 – 2050 | [57.700; 70.530] | | | | |
| | Porcentaje de responsabilidad | <p>Esta medida consta de varias acciones modeladas energéticamente, las que han sido agrupadas en submedidas. Existen distintos niveles de responsabilidad para varias autoridades sectoriales, las cuales han materializado su porcentaje responsabilidad a través de acciones concretas en sus respectivos Planes Sectoriales, contribuyendo directamente a la ejecución de la medida de acuerdo al nivel de responsabilidad asignado. Por ejemplo, el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, a través de las medidas MMC9 – Generación distribuida y MMC12 – Calefacción distrital de su Plan Sectorial de Mitigación, contribuye directamente a la implementación de las Submedidas M5.C Generación distribuida y M5.E Energía Distrital del PSMYA Energía, respectivamente.</p> <p>Los porcentajes de responsabilidad por autoridad es detallada a nivel de submedida, en el caso que corresponda. Adicionalmente, en la sección Anexo 8.7 se encuentra el resumen de asignación de responsabilidad de acuerdo con las simulaciones, así como los supuestos utilizados para estimar valores de CAPEX y OPEX.</p> | | | | | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | [-485; -593] | | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | [14.560; 17.810] | | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | [-66.340; -81.080] | | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | 1.790 | 1.790 | 1.830 | 1.830 | 1.830 | 1.830 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | La falta de una cuantificación e internalización de los co-beneficios en la salud (y otros) asociados a las medidas de mitigación de este sector podría ocasionar una subestimación de los impactos positivos y aportes de las acciones, especialmente aquellas que mejoran las condiciones en la calefacción residencial. Por otra parte, las medidas de electrificación de usos energéticos podrán demandar adecuaciones en el sistema de distribución eléctrico. | | | | | |
| | Co-beneficios | Reducción de contaminación local y beneficios en salud humana, reducción de la dependencia de combustibles fósiles importados y mejora de la calidad del aire en ciudades del país, aportando a la imagen de sustentabilidad nacional. | | | | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | <ul style="list-style-type: none"> a) Intensidad energética a nivel nacional b) Cantidad de MW instalados de generación distribuida c) Cantidad de proyectos de energía distrital d) Cantidad de MWt instalados de sistemas solares térmicos e) Cantidad de beneficiarios de concursos realizados f) Cantidad de edificios con certificación sustentable (CES) g) Cantidad de proyectos piloto | | | | | |



| | | | | |
|--|--|--|--|--|
| | Brechas | Los costos de inversión, las restricciones de liquidez y el acceso a financiamiento se presenta como una de las mayores brechas para la adopción de las nuevas tecnologías, también relacionado con el costo de la energía eléctrica. Asimismo, el desarrollo mismo de ellas junto a su nivel de madurez. | | |
| Análisis de Género | | Medida sensible al género, promoviendo la inclusión de mujeres en todas las etapas del proceso de implementación y operación. Es fundamental desarrollar programas de capacitación específicos que aborden las barreras que enfrentan las mujeres para acceder a empleos en la operación y mantenimiento de tecnologías energéticas eficientes y renovables. Además, es necesario asegurar que las mujeres tengan acceso equitativo a las oportunidades de financiamiento y subsidios para la implementación de estas tecnologías. Se debe fomentar la participación de mujeres en la toma de decisiones y en la ejecución de proyectos de energía renovable y eficiencia energética, promoviendo la igualdad de género en los distintos sectores. Adicionalmente, se pueden promover campañas de sensibilización, promoviendo roles de liderazgo y fortaleciendo la capacidad técnica femenina en el sector energético. | | |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas. | | <p>La medida de impulso a la eficiencia energética y energías renovables debe ser responsiva a las necesidades de los grupos vulnerables, promoviendo que el acceso a tecnologías como los paneles solares (PV) y los sistemas de agua caliente sanitaria (ACS) sea accesible para personas en situación de pobreza y micro, pequeña y mediana empresas MiPymes. Para lograr esto, se deben diseñar mecanismos de financiamiento y subsidios que faciliten el acceso a estas tecnologías para los hogares y negocios con menos recursos, profundizando las franquicias y subsidios existentes para viviendas sociales y otros sectores vulnerables. La infraestructura de generación distribuida y eficiencia energética debe ser accesible y equitativa, asegurando que no se generen barreras adicionales para las comunidades más desfavorecidas. Además, es crucial que las MiPymes tengan acceso a tecnologías eficientes para mantener su competitividad y capacidad de generar empleo local. En los procesos de adopción o promoción de estas tecnologías, se debe considerar a las comunidades indígenas, respetando sus costumbres y sitios relevantes, y asegurando que no sean excluidas de los beneficios de la transición energética.</p> <p>La localización de la infraestructura de calefacción distrital debe considerar el acceso en zonas vulnerables, buscando que los beneficios lleguen a las comunidades más necesitadas cuando técnicamente esto es posible. Se deben diseñar políticas que faciliten el acceso a financiamiento y subvenciones para la implementación de estas tecnologías, asegurando que los beneficios económicos y ambientales se trasladen a las localidades vulnerables, mejorando su calidad de vida.</p> | | |
| M5.A INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA INDUSTRIA | | | | |
| Descripción y justificación | | Existen opciones renovables para todos los usos industriales actuales de calor de proceso. El concepto de energías renovables es amplio y puede incluir desde uso de biomasa, geotermia, electricidad de fuentes renovables no convencionales, hidrógeno verde y energía solar térmica. Sin embargo, la experiencia industrial renovable para usos térmicos sigue siendo baja y las barreras incluyen una baja disposición para asumir riesgos y breves expectativas de tiempo de retorno de la inversión. La industria nacional requiere disponibilidad de gran cantidad de energía para generar calor y frío, técnicamente aun es un desafío autogenerar este tipo de requerimiento energético mediante energías renovables. | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad | |
| | Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria | [880; 1.080] | Ministerio de Energía 80% Ministerio de Minería 20% | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | |
| Otros actores involucrados | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, pero con gran potencial en regiones con altas demandas energéticas y recursos renovables abundantes. Regiones de la zona norte del país, con una fuerte presencia de la industria minera, podrían beneficiarse directamente de la implementación de esta submedida, para lo cual es fundamental poder generar vínculos con las medidas energéticas contenidas en los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático que correspondan, y que faciliten la implementación de las acciones propuestas. | | | |



| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|--|---------------------|-----------------------|---|----------------|-----------------------------|-----------|
| 1. Elaborar estudio técnico-económico para identificar soluciones costo efectivas de recambio tecnológico y de auto consumo de energía en la industria, que se puedan masificar, de manera de demostrar los beneficios de la solución. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Internacional | Informe final de estudio | 2025-2030 |
| 2. Impulsar el desarrollo de líneas y modelos de financiamiento para reducir el uso de fuentes fósiles en usos térmicos. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Público | Informe final de estudio | 2025-2030 |
| 3. Establecer reglamentación de sistemas de generación de energía térmica para aseguramiento de sostenibilidad y calidad de procesos térmicos existentes, servicio de climatización de frío y calor y agua caliente sanitaria en la industria. | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Propuesta de reglamentación | 2026-2030 |

M5.B FOMENTO AL USO DE ENERGÍA SOLAR PARA AGUA CALIENTE SANITARIA

| | | | | | | |
|---|--|---|--|---|--|--|
| Descripción y justificación | La submedida tiene por objetivo ampliar y habilitar la instalación de tecnologías que aprovechan la energía solar para calentar agua con el fin de satisfacer las necesidades de agua caliente en aplicaciones domésticas. Estos sistemas utilizan colectores solares para capturar la radiación solar y transferirla al agua, proporcionando una fuente de energía renovable, que permite reemplazar el uso de gas licuado y gas natural, reduciendo de esa manera gases de efecto invernadero. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | | Porcentaje de responsabilidad | | |
| | Sistemas solares térmicos (SST) para agua caliente sanitaria (ACS) | [80; 100] | | Ministerio de Energía: 67% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 33% | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas de combustibles, líneas aéreas (Acción 2) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (Acción 3) | | | | | |
| Alcance territorial | La submedida podría implementarse en aquellas regiones que evidencian problemas ambientales y energéticos en torno a la calefacción, dados principalmente por viviendas con bajos estándares de eficiencia energética, estufas ineficientes y uso de combustibles de mala calidad. Así como también en aquellas zonas aisladas y/o rurales que poseen brechas de acceso a servicios de agua caliente sanitaria. Por ello, el alcance de la medida debe focalizarse en las regiones de la zona centro sur del país y que cuenten con el potencial solar necesario para adoptar este tipo de tecnología, a través de los respectivos Planes de Acción Regionales y Comunales, según sea el caso. | | | | | |



| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|--|---------------------|-----------------------|---|-----------------|-------------------------------|-----------|
| 1. Establecer normativa de sistemas solares térmicos (SST) de agua caliente sanitaria para el aseguramiento de sostenibilidad y calidad en la instalación. | Normativo | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Informe final de estudio | 2025-2030 |
| 2. Programa de rehabilitación de SST instalados mediante la Ley 20.365 (franquicia) y en base a otros programas públicos que hayan instalado estos sistemas. El objetivo de este programa es asegurar que los sistemas instalados antes del establecimiento de una norma ad-hoc queden normalizados. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Vivienda y Urbanismo | Público-privado | Cantidad de SST rehabilitados | 2025-2030 |
| 3. Evaluar la obligación de que infraestructura pública nueva considere incorporación de tecnologías más eficientes, energías renovables, SST para agua caliente sanitaria, igualmente para proyectos de mejora de infraestructura existente. | Programa | Ministerio de Energía | | Público | Reporte con evaluación | 2025-2030 |

M5.C GENERACIÓN DISTRIBUIDA

| | | | |
|---|---|--|---|
| Descripción y justificación | La generación distribuida en Chile representa una modalidad de producción de energía eléctrica a menor escala, realizada por consumidores individuales, empresas o pequeñas comunidades. Esta forma de generación destaca por su carácter descentralizado, lo que significa que la electricidad se produce cerca de donde se consume. La medida considera generación distribuida mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en edificaciones. Esto permite a los ciudadanos producir su propia energía, reduciendo el consumo eléctrico a partir de la red eléctrica, además, permite reducir los costos de electricidad de los usuarios. | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO₂eq] | Porcentaje de responsabilidad |
| | Trayectoria de generación distribuida alto+ de la PELP | [1.420; 1.740] | Ministerio de Energía 80% Ministerio de Vivienda y Urbanismo 20% |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | |
| Otros actores involucrados | Comisión Nacional de Riego (CNR) (Acción 2) | | |
| Alcance territorial | La implementación de la medida posee una fuerte componente local en cuanto a los beneficios resultantes de ella, y considerando que la población beneficiada se encuentra concentrada en zonas rurales y/o aisladas a lo largo de todo el territorio nacional. Por otro lado, podría tener incidencia directa como insumo para las actualización y elaboración de los Planes de Acción Regionales y Comunales, respectivamente. | | |



| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
|--|---------------------|-----------------------|---|-------------------------------------|------------------------------------|-------------|
| 1. Evaluar y promover el establecimiento de créditos verdes, con financiamiento a tasas reducidas, para facilitar la inversión en instalaciones fotovoltaicas bajo régimen <i>net billing</i> , o bien, para autoconsumo sin inyección a la red de hasta 300 kW (o el tamaño máximo permitido para sistemas <i>net billing</i>). El desarrollo deberá considerar distintas topologías de instalaciones, tales como sistemas puestos en techos, en terrenos, en estacionamientos, en suelo agrícola, entre otros usos. | Técnico | Ministerio de Energía | CORFO | Público | Informe final de estudio | 2025-2030 |
| 2. Continuar la colaboración con la Comisión Nacional de Riego (CNR) en el marco de los concursos destinados a cofinanciar e incentivar las medidas de Eficiencia Energética y el uso de soluciones de autoconsumo con Energías Renovables en el sector agrícola. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Cantidad de beneficiarios | 2026-2028 |
| 3. Continuar la colaboración con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en el desarrollo de estudios, herramientas y acciones regulatorias con objeto de monitorear el desarrollo del sector de generación distribuida, específicamente en sistemas de tipo <i>net billing</i> y PMGD, y avanzar desde una primera etapa de impulsar su desarrollo a una nueva etapa de gestión de los recursos que incluya el despliegue de almacenamiento en el sector distribución. | Técnico | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Público | Listado TE4 de la SEC | 2025-2030 |
| 4. Diseñar y desarrollar programas para implementar generación distribuida de autoconsumo con fuentes renovables. Desde el Ministerio de Energía se destinarán recursos para la elaboración de estudios de prefactibilidad, y la búsqueda de financiamiento para su implementación. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética Ministerio de Economía, Fomento y Turismo | Público Internacional Privado | Informe final de estudio | 2025 – 2030 |
| 5. Fomentar el desarrollo de proyectos demostrativos para evaluar la factibilidad técnica y regulatoria de provisión de servicios de red por medio de recursos energéticos distribuidos, tales como sistemas de almacenamiento, | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Economía, Fomento y Turismo | Público | Proyectos demostrativos realizados | 2026 – 2030 |



| cogeneración, cargadores de vehículos eléctricos, entre otros. | | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------|------------------------------------|---------------|
| M5.D EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SECTORES PRODUCTIVOS Y EDIFICACIONES | | | | | | |
| Descripción y justificación | Aumentar la eficiencia energética en las operaciones del sector industrial, minero, y también en el sector edificación, supone impactos positivos en ámbitos energéticos, ambientales y sociales. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía, el año 2022, el sector Industria y Minería tuvieron un consumo equivalente al 38% del consumo final de energía a nivel nacional, posicionando a este sector como el de mayor consumo, seguido del sector Comercial, Público, Sanitario y Residencial. Por ello, se presenta un set de acciones que permite avanzar hacia la implementación de tecnologías eficientes que permitan reducir consumos y a la vez hacer uso eficiente de ellos, para dar cumplimiento a las obligaciones de la Ley de Eficiencia Energética, y los compromisos sectoriales del Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022 - 2026. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad | | | |
| | Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) en motores | [50; 70] | Ministerio de Energía: 67% Ministerio de Minería: 33% | | | |
| | Sistemas de gestión de la energía (SGE) en grandes consumidores | [6.050; 7.400] | Ministerio de Energía: 67% Ministerio de Minería: 33% | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | | | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, pero con gran potencial en regiones con industrias y edificaciones que presenten elevadas demandas energéticas. Regiones de la zona norte del país, con una fuerte presencia de la industria minera, podrían beneficiarse directamente de la implementación de esta submedida, para lo cual es fundamental poder generar vínculos con las medidas energéticas contenidas en los PARCC y PACC que correspondan, y que faciliten la implementación de las acciones propuestas. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Seguimiento a la meta de reducción del 6% de intensidad energética al 2026. Actualizar el Plan de Eficiencia Energética, incorporando un foco en el desacople de la intensidad energética, así como en soluciones para la carbono neutralidad. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Indicador de intensidad energética | 2025-2030 |
| 2. Realizar auditorías energéticas y diseños de proyectos integrales con medidas de eficiencia energética y sostenibilidad como renovación de la envolvente térmica, incorporación de tecnologías más eficientes, energías renovables, en agua caliente | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Cantidad de proyectos realizados | 2025-2030 |



| | | | | | | |
|--|---------------------|-----------------------|--------------------------------------|---------------|--|-----------|
| sanitaria, normalización eléctrica, iluminación y climatización de frío y calor. | | | | | | |
| 3. En conjunto con la Agencia de Sostenibilidad Energética fomentar e implementar programas con medidas integrales de eficiencia energética y sostenibilidad como renovación de la envolvente térmica, incorporación de tecnologías más eficientes, energías renovables, en agua caliente sanitaria, normalización eléctrica, iluminación y climatización de frío y calor. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Público | Reportes de avances anuales | 2027-2030 |
| 4. Impulso a la Certificación de Edificios Sustentables (CES), para edificios públicos y privados. | Técnico | Ministerio de Energía | | Internacional | Cantidad de edificios certificados | 2025-2030 |
| 5. Fijar e implementar estándar de rendimiento energético (MEPS) para motores de potencia mayor a 7,5 kW. | Técnico y Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Regulación modificada | 2027-2030 |
| 6. Trabajar en conjunto con el Ministerio de Minería para avanzar en instrumentos que permitan ampliar el uso de motores eficientes de gran tamaño en minería (>100HP). Se explorarán opciones de fomento como la creación de un programa de recambio de motores de gran tamaño, e incluso complementar con la articulación con proveedores nacionales e internacionales, entre otros. | Técnico | Ministerio de Energía | | Internacional | Informe de estudios | 2028-2030 |
| 7. Emisión de Reporte público anual con resultado de avances de la implementación de sistemas de gestión de energía (SGE) en las empresas con capacidad de gestión de energía (CCGE). | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Reporte público anual | 2025-2030 |
| 8. Modificación del decreto supremo N° 163, de 2021, del Ministerio de Energía, que determina los criterios para identificar las grandes empresas que deben reportar sus consumos e intensidad energética anualmente al balance nacional de energía (BNE), para ampliar el alcance de aplicación de la Ley de Eficiencia Energética a más empresas. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Decreto supremo N° 163, de 2021, del Ministerio de Energía, modificado | 2025-2030 |

M5.E ENERGÍA DISTRITAL



| | | | | | | |
|--|--|---|--------------------------------------|---|------------------------------|---------------|
| Descripción y justificación | En Chile, la implementación de un sistema de energía distrital se presenta como una medida de mitigación efectiva para reducir tanto la contaminación atmosférica en zonas urbanas como las emisiones de CO2 del sector de calor y frío. Para reducir los requerimientos energéticos de las edificaciones es necesario avanzar además en el desarrollo de generación en base a fuentes renovables locales a pequeña escala, ya sea mediante la generación distribuida o la energía distrital, habilitando y mejorando las normativas específicas para ello, apuntando especialmente a descontaminar el aire de las ciudades. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | | Porcentaje de responsabilidad | | |
| | Calefacción distrital | [70; 80] | | Ministerio de Energía: 85% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 15% | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | | | | | | |
| Alcance territorial | La submedida podría implementarse en aquellas regiones que evidencian problemas ambientales y energéticos en torno a la calefacción, dados principalmente por viviendas con bajos estándares de eficiencia energética, estufas ineficientes y uso de un combustible de mala calidad. Por ello, el alcance de la medida debe focalizarse en las regiones de la zona centro sur del país, como Metropolitana, Maule, Ñuble, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos, Aysén y Magallanes a través de los respectivos Planes de Acción Regionales y Comunes, según sea el caso. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Diseño y promulgación de la regulación necesaria para el desarrollo de la energía distrital y para entregar facultades al Ministerio de Energía para el impulso de proyectos de energía distrital, contemplando la posibilidad de concesionar proyectos o entregar el mandato a otros organismos pertinentes. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Público | Listado de regulación | 2025-2030 |
| 2. Fortalecimiento presupuestario para la Oficina Nacional de Energía Distrital de la Agencia de Sostenibilidad Energética para seguir generando las condiciones de mercado que permitan el avance de las iniciativas privadas y públicas de energía distrital, incluida la difusión y capacitación necesaria para dar a conocer esta alternativa tecnológica. | Técnico | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | Internacional | Postulación a fondos | 2025-2030 |
| 3. Desarrollo de estudios de pre-inversión en diferentes ciudades de la zona centro sur del país para la búsqueda de proyectos de energía distrital factibles de desarrollar desde el | Técnico | Ministerio de Energía | | Internacional | Informe final de estudio | 2025-2030 |



| | | | | | | |
|---|---------|-----------------------|--|-------------------------------------|---|-----------|
| punto de vista técnico y regulatorio, incorporando el análisis económico y de beneficios sociales que tendría su implementación de cara a evaluar el aporte público para su implementación. | | | | | | |
| 4. Desarrollo de mapas de favorabilidad geotérmica para proyectos de uso de baja entalpia en diferentes regiones del país o el desarrollo de otras herramientas exploratorias para proyectos de energía distrital, con tal de contribuir a un primer análisis del potencial de generación de proyectos. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público | Cantidad de mapas | 2025-2030 |
| 5. Impulso a diferentes proyectos piloto de energía distrital para probar diversas vías administrativas y modelos de negocio respecto a la escala, impacto y realidad local de cada proyecto. Esto incluye la entrega de aportes financieros a los proyectos por parte del Ministerio de Energía, si estos lo requieren y las experiencias podrían generar la escalabilidad de los proyectos. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público Internacional Privado | Cantidad de proyectos apoyados | 2025-2030 |
| 6. Búsqueda de mecanismos de financiamiento nacionales e internacionales para la generación de proyectos piloto (demostrativos) y modelos de negocio respecto a la escala, impacto y realidad local de cada ciudad. Esto incluye la entrega de aportes financieros a los proyectos por parte del Ministerio de Energía, si estos lo requieren y las experiencias podrían generar la escalabilidad de los proyectos. | Técnico | Ministerio de Energía | | Público Internacional Privado | Postulación a fondos Acuerdos firmados | 2025-2030 |

M6 - ELECTRIFICACIÓN DE USOS FINALES

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|---------------------|---|---|
| Identificación | ID | M6 |
| | Nombre | ELECTRIFICACIÓN DE USOS FINALES |
| | Descripción | <p>De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA) la electrificación es una de las estrategias más importantes para reducir las emisiones de CO2 del sector energético que permite alcanzar la meta de neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero de los países^[1] e implica reemplazar tecnologías o procesos que utilizan combustibles fósiles, como motores de combustión interna y calderas de gas, por equivalentes alimentados con electricidad, como vehículos eléctricos o bombas de calor. Estos reemplazos suelen ser más eficientes, reducen la demanda de energía y tienen un impacto creciente en las emisiones a medida que se descarboniza la generación de electricidad. Dado que la demanda y la oferta de electricidad aumentarán significativamente en los próximos años, será esencial que la red pueda manejar la escala y la variabilidad de la energía, y por ende el éxito y efectividad de las acciones planteadas en esta medida dependen de la implementación exitosa de la M1 de este plan.</p> <p>El Ministerio de Energía promoverá el uso de mercados de carbono internacionales, por ejemplo, al alero del artículo 6 del Acuerdo de París, para viabilizar las inversiones que signifiquen un recambio tecnológico para electrificar procesos intensivos en emisiones que son difíciles de abatir en el sector industrial y minero.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2025 |
| | Normativas, reglamentos y/o instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 21.305 de Eficiencia Energética - Ley N° 20.928 sobre Equidad Tarifaria - Ley N° 18.168 General de Servicios Eléctrico (LGSE) - Decreto supremo N° 106/2016, que aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados - Ley N° 20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor - Plan de Descarbonización - Programas de recambio de calefactores del Ministerio de Medio Ambiente |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes fijas y móviles de los sectores residencial, industrial y minero |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; NOx; material particulado, carbono negro |



| | | | | | | | |
|---|---|--|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | Meta 1.1, Meta 1.2, Meta 1.3, Meta 1.4, Meta 1.5, Meta 2.1 y Meta 2.3 | | | | | |
| Potencial de Mitigación de la medida | Mitigación esperada [kt CO₂eq] | 2020 – 2030 | [1.650; 2.020] | | | | |
| | | 2031 – 2040 | [12.710; 15.540] | | | | |
| | | 2041 – 2050 | [26.700; 32.630] | | | | |
| | Porcentaje de responsabilidad | Esta medida consta de varias acciones modeladas energéticamente, las que han sido agrupadas en submedidas. Existen distintos niveles de responsabilidad para varias autoridades sectoriales, las cuales han materializado su porcentaje responsabilidad a través de acciones concretas en sus respectivos Planes Sectoriales, contribuyendo directamente a la ejecución de la medida, y de acuerdo al nivel de responsabilidad asignado. Los porcentajes de responsabilidad por autoridad son detallados a nivel de submedida, en el caso que corresponda. Adicionalmente, en la sección del Anexo 8.7 se encuentra el resumen de asignación de responsabilidad de acuerdo con las simulaciones, así como los supuestos utilizados para estimar valores de CAPEX y OPEX. | | | | | |
| Información financiera | Costos privados (2020-2050) | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | [-82; -100] | | | | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | [2.270; 3.380] | | | | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | [-5.360; -6.550] | | | | |
| | Gasto fiscal (MM \$CLP) | Año 2025 | Año 2026 | Año 2027 | Año 2028 | Año 2029 | Año 2030 |
| | 430 | 430 | 430 | 430 | 430 | 430 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | Retraso en la implementación de las acciones relacionadas a la descarbonización y resiliencia del sistema eléctrico nacional. Puede existir una no valoración de los co-beneficios en salud asociado a las medidas de mitigación de este sector puede llevar a una subvaloración de las medidas (especialmente aquellas relacionadas a electrificación en viviendas), mientras que medidas de electrificación de usos energéticos residenciales podría requerir adecuaciones en redes de distribución. | | | | | |
| | Co-beneficios | Reducción de contaminación local y beneficios en salud en el desplazo de combustibles sólidos y en el cumplimiento de la calidad. Mejoras en eficiencia energética: tecnologías de electrificación suelen ser más eficientes que las de combustibles fósiles, así como la reducción de consumo de fósiles importados. | | | | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | a) Cantidad de estudios realizados b) Nuevas líneas de financiamiento creadas c) Cantidad de proyectos piloto implementados d) Cantidad de sistemas solares térmicos normalizados | | | | | |
| | Brechas | Altos costos de inversión iniciales en tecnologías con restricciones de liquidez o falta de acceso a financiamiento para el desarrollo de nuevas tecnologías. Además, el costo de la energía eléctrica. | | | | | |
| Análisis de género | Puede ser transformadora en cuanto al género si se promueve activamente la inclusión de mujeres en la operación o implementación de la electrificación. Es fundamental promover el acceso a programas de capacitación que permitan reducir las barreras que enfrentan las mujeres para acceder a empleos en la operación y mantenimiento. Además, se debe fomentar la participación de mujeres en la toma de decisiones y en la ejecución de proyectos de electrificación en la industria y minería, promoviendo la igualdad de género en sectores tradicionalmente dominados por hombres. Se pueden promover campañas de sensibilización que resalten los beneficios que las mujeres pueden obtener y aportar en la transición hacia una energía más sostenible, fortaleciendo la capacidad técnica femenina y promoviendo la igualdad de oportunidades en el sector energético. | | | | | | |



| | | | | | | |
|---|--|---|--------------------|--|------------------------------|---------------|
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | Puede ser responsiva a las necesidades de los grupos vulnerables. Es crucial asegurar que las pequeñas y medianas empresas (PYMES), fundamentales para el empleo local, tengan acceso a estas tecnologías sin enfrentar barreras significativas. Se deben diseñar políticas que faciliten la inversión y el acceso al conocimiento necesario para implementar estas tecnologías. Esto garantizará que las PYMES puedan adoptar tecnologías eficientes, manteniendo su competitividad y capacidad de generar empleo, beneficiando así a otros grupos vulnerables. | | | | | |
| M6.A ELECTRIFICACIÓN DE USOS TÉRMICOS Y MOTRICES EN SECTORES INDUSTRIA Y MINERÍA | | | | | | |
| Descripción y justificación | <p>La electrificación en la industria implica reemplazar las tecnologías basadas en combustibles fósiles por equivalentes alimentados eléctricamente. Esto puede incluir la electrificación del calor de proceso, los procesos de rango de alta temperatura y la sustitución de los procesos impulsados térmicamente por los electroquímicos.</p> <p>El potencial técnico de electrificación en la industria es alto, pero se requiere innovación y desarrollo (I+D) para reducir el costo de las tecnologías alternativas. Como el panorama industrial es muy diverso, es posible que no todos los productores industriales conozcan bien los numerosos beneficios de la electrificación en la industria. Cuantificar los beneficios de la electrificación y ajustar los estándares de la industria para los nuevos equipos ayudará a cambiar el paradigma en las industrias ligeras (IEA, 2023).</p> | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | | Porcentaje de responsabilidad | | |
| | Electrificación de usos motrices en la industria | [120; 150] | | Ministerio de Energía: 100% | | |
| | Electrificación de usos térmicos en la industria | [220; 270] | | Ministerio de Energía: 100% | | |
| | Electrificación de usos motrices en minería del cobre | [210; 260] | | Ministerio de Energía: 53% Ministerio de Minería: 47% | | |
| | Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería | [840; 1.020] | | Ministerio de Energía: 53% Ministerio de Minería: 47% | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | | | | |
| Otros actores involucrados | | | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, pero con gran potencial en regiones con altas demandas energéticas y recursos renovables abundantes, como las regiones de la zona norte del país, con una fuerte presencia de la industria minera, que podrían beneficiarse directamente de la implementación de esta submedida, para lo cual es fundamental poder generar vínculos con las medidas energéticas contenidas en los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático que correspondan, y que faciliten la implementación de las acciones propuestas. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |



| | | | | | | |
|---|---------|-----------------------|---|-----------------|---------------------------------|-----------|
| 1. Elaborar estudios técnico-económicos para identificar soluciones costo efectivas de recambio tecnológico y de autoconsumo de energía en la industria, que se puedan masificar, de manera de demostrar los beneficios de la solución. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería | Internacional | Informe final de estudios | 2025-2030 |
| 2. Impulsar el desarrollo de líneas y modelos de financiamiento para reducir el uso de fuentes fósiles mediante la electrificación de consumos. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Ministerio de Economía, Fomento y Turismo CORFO | Público | Nuevas líneas de financiamiento | 2025-2030 |
| 3. Potenciar y apoyar en la articulación de proyectos piloto de electrificación en maquinaria industrial y minería. | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Minería Ministerio de Economía, Fomento y Turismo CORFO | Público-privado | Proyectos piloto implementados | 2025-2030 |

M6.B ELECTRIFICACIÓN DE USOS ENERGÉTICOS EN EDIFICACIONES

| | | | |
|---|---|---|---|
| Descripción y justificación | La electrificación de usos energéticos en edificaciones corresponde a una medida de mitigación orientada a reemplazar los aparatos que funcionan con combustibles fósiles, por modelos eléctricos, como, por ejemplo, bombas de calor y cocinas de inducción, reemplazando equipos de combustión por equipos eléctricos más eficientes, y velando, al mismo tiempo, por promover un mejoramiento tanto de la materialidad de las edificaciones como de la infraestructura eléctrica intradomiciliaria asociada. Esto puede reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire intradomiciliaria. Esta submedida no solo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también disminuye las emisiones de contaminantes locales y la contaminación intradomiciliaria, factores cruciales para mejorar la calidad de vida de las personas que habitan en ciudades con problemas de contaminación severa, como la zona centro sur de Chile. | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | Medida simulada | Mitigación esperada 2020-2030 [kt CO2eq] | Porcentaje de responsabilidad |
| | Electrificación de la calefacción | Sin reducción en esta década | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 20% |
| | Electrificación de agua caliente sanitaria | Sin reducción en esta década | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 20% |
| | Electrificación de cocción en hogares | [270; 330] | Ministerio de Energía: 80% Ministerio de Vivienda y Urbanismo: 20% |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Energías Sostenibles | | |
| Otros actores involucrados | Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas de combustibles, líneas aéreas (Acción 2) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (Acción 3) | | |



| Alcance territorial | La submedida podría implementarse en aquellas regiones que evidencian problemas ambientales y energéticos en torno a la calefacción, dados principalmente por viviendas con bajos estándares de eficiencia energética, estufas ineficientes y uso de un combustible de mala calidad. Por ello, el alcance de la medida debe focalizarse en las regiones de la zona centro sur del país, a través de los respectivos Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático, según sea el caso. | | | | | |
|--|---|-----------------------|------------------------------------|-----------------------|------------------------------|---------------|
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Realizar programas de educación y concientización pueden ayudar a los consumidores a comprender los beneficios de la electrificación de usos residenciales. | Programa | Ministerio de Energía | | Público | Programa implementado | 2025-2028 |
| 2. Realizar estudios de requerimientos de aumentos de potencia de empalmes domiciliarios e inversiones en las redes de distribución | Técnico | Ministerio de Energía | Ministerio de Vivienda y Urbanismo | Público | Informe final de estudio | 2026-2028 |
| 3. Evaluar programas de apoyo y modernización a la infraestructura eléctrica a hogares con acceso parcial a electricidad y/o viviendas con instalaciones eléctricas insuficientes e inseguras. | Programa | Ministerio de Energía | | Público | Propuesta de programa | 2026-2028 |
| 4. Evaluar sistemas tarifarios que favorezcan la electrificación de consumos a nivel residencial y habiliten la gestión de la demanda. | Técnico | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía | Público | Informe | 2026-2028 |
| 5. Impulsar programas de reducción tarifaria para incentivar el uso de calefacción eléctrica, impulsando una transición energética hacia fuentes de calefacción más limpias y sostenibles. | Programa | Ministerio de Energía | Ministerio de Vivienda y Urbanismo | Público | Implementación de programa | 2025-2030 |
| M6.C PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA | | | | | | |
| Descripción y justificación | Se busca realizar una revisión del mecanismo de contratos a clientes regulados, teniendo en consideración la experiencia de los últimos años, y revisando las materias en las que éstos pueden ser una herramienta que permita establecer mejor los riesgos, en los agentes que pueden gestionarlos de mejor forma. A su vez, reducir asimetrías de información entre el mercado de clientes regulados y clientes libres, perfeccionando las herramientas que permiten observar el mercado de clientes libres. Esto permitirá habilitar y facilitar la electrificación de consumos, sobre todo en el sector comercial e industrial. | | | | | |
| Potencial de mitigación de la submedida | La submedida no cuenta con un paquete de medidas modeladas computacionalmente. | | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Mercados Eléctricos, División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Energías Sostenibles | | | | | |



| Otros actores involucrados | | | | | | |
|---|---|-----------------------|--------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------|
| Alcance territorial | El alcance de la submedida es de carácter nacional, en cuanto la ejecución de las acciones implica la disminución de barreras y modificaciones al mercado eléctrico, lo cual permitiría que aquellas regiones con una fuerte presencia de la industria minera o actividades industriales en general, puedan beneficiarse directamente de la implementación de esta submedida. | | | | | |
| Acción | Tipo de instrumento | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento | Medio de Verificación | Plazos |
| 1. Mejorar la competencia en el abastecimiento a clientes finales, mediante el establecimiento de modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética, en particular se identifican mejoras a realizar en: sistema de ponderación de los atributos deseados, y nuevos modelos de contratos acordes a las condiciones del mercado. | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | Modificación de LGSE y DS 106/2016 | 2026 |
| 2. Introducir paquetes de licitaciones de menores plazos a los actuales, y disponer información más clara y desagregada a clientes libres, mejorando la información disponible para los consumidores finales, de modo de fomentar la competencia en la comercialización de energía eléctrica (precio medio de mercado). | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | LGSE | 2026 |
| 3. Revisar y modernizar el mercado de los servicios complementarios en cuando a nuevas inversiones, mediante licitaciones según requerimientos específicos, y se evaluará un nuevo mecanismo de remuneración de potencia. | Normativo | Ministerio de Energía | | Público | LGSE DS 62/2006 DS 113/2019 | 2026 |

5.1.3. Cronograma de implementación

En esta sección, se presenta una síntesis del cronograma de las medidas y acciones que se han definido anteriormente. Los números en la parte derecha de la tabla indican el identificador de la acción de cada submedida, haciendo alusión a los años en los que se debería implementar cada acción. Por ejemplo, la acción 3 de la submedida M1.A se implementa solo en el año 2027, mientras que la acción 1 de la submedida M3.A se implementa todos los años entre 2025 y 2030.

Tabla 3: Cronograma de implementación de medidas de mitigación

| ID | MEDIDA / SUBMEDIDAS | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----------|---|----------------------------------|---------------|---------------------|------------|---------------|------------|
| M1 | DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA | Identificador de acciones | | | | | |
| M1.A | Reconversión de centrales a carbón y desarrollo de proyectos energéticos para la descarbonización | 2, 4 | 1, 2, 4 | 2, 3, 4 | 2, 4 | 2, 4 | 2, 4 |
| M1.B | Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización | 1, 4, 5 | 1, 3 | 1, 2 | 1 | 1 | 1 |
| M1.C | Introducción de tecnologías y energías bajas en emisiones en la matriz eléctrica | | 1, 4 | 2, 3 | | | |
| M2 | USO DE COMBUSTIBLES DE BAJA EMISIÓN | Identificador de acciones | | | | | |
| M2.A | Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo | 1,2, 3 | 1, 2, 3 | 1,2, 3 | 1, 3 | 3 | 3 |
| M2.B | Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte | 1-5 | 2-5 | 2, 3, 4 | 2, 4 | 2 | 2 |
| M2.C | Impulso al uso de combustibles sostenibles | 1-4 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1 | 1 |
| M2.D | Plan de acciones transversales | 1, 2, 3 | 1, 2, 3, 4 | 1, 3, 4 | 1, 4 | 1, 4 | 1, 4 |
| M3 | FOMENTO AL USO DE HIDRÓGENO VERDE | Identificador de acciones | | | | | |
| M3.A | Aplicaciones de hidrógeno en la industria y uso de hidrógeno en redes de gas natural | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2 | 1, 2 | 1, 2 | 1, 2 |
| M3.B | Habilitación de la industria del hidrógeno | 1, 2, 5 | 1, 2, 3, 4, 5 | 2, 3, 4, 5 | 2, 3, 4, 5 | 2, 3, 4, 5, 6 | 2-6 |
| M4 | IMPULSO A LA ELECTROMOVILIDAD Y TRANSPORTE EFICIENTE | Identificador de acciones | | | | | |
| M4.A | Electromovilidad del transporte privado | 1-5 | 1-5 | 1, 4, 5 | 1, 4, 5 | 1, 5 | 1, 5 |
| M4.B | Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis) | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 2, 3 | 2, 3 | 2, 3 | 2, 3 |
| M4.C | Estándar de rendimiento energético para vehículos | 1, 2, 3, 4 | 1, 4 | 1, 2, 4 | 1, 2, 4 | 1, 2, 4 | 1, 2, 4 |
| M5 | IMPULSO A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN SECTORES DE CONSUMO | Identificador de acciones | | | | | |
| M5.A | Introducción de energías renovables no convencionales (ERNC) en procesos térmicos en la industria | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 |
| M5.B | Fomento al uso de energía solar para agua caliente sanitaria (ACS) | 1, 3 | 1-4 | 1-4 | 1-4 | 1, 3, 4 | 1, 3, 4 |
| M5.C | Generación distribuida | 1, 3, 4 | 1-5 | 1-5 | 1-5 | 1, 3, 4, 5 | 1, 3, 4, 5 |
| M5.D | Eficiencia energética en sectores productivos | 1, 2, 4, 7, 8 | 1, 2, 4, 7, 8 | 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 | 1-8 | 1-8 | 1-8 |
| M5.E | Energía distrital | 1-6 | 1-6 | 1-6 | 1-6 | 1-6 | 1-6 |
| M6 | ELECTRIFICACIÓN DE USOS FINALES EN DISTINTOS SECTORES DE CONSUMO | Identificador de acciones | | | | | |
| M6.A | Electrificación de usos térmicos y motrices en sector industria y minería | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 |
| M6.B | Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales | 1, 5 | 1-5 | 1-5 | 1-5 | 5 | 5 |
| M6.C | Promoción de electrificación de energías limpias en la demanda | 1, 2, 3 | 1, 2, 3 | | | | |

EJE ADAPTACIÓN



5.2 EJE ADAPTACIÓN

5.2.1. Fichas medidas de adaptación

A1 - AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|---|--|
| Identificación | ID | A1 |
| | Nombre | AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO |
| | Objetivo Específico (OE) | <p>OE1. Incorporar la resiliencia climática y energética en el subsector eléctrico</p> <p>OE2. Incorporar la gestión del riesgo en el subsector eléctrico</p> <p>OE3. Caracterizar la exposición climática de la infraestructura crítica expuesta del sistema energético</p> <p>OE4. Incorporar criterios de cambio climático en la gestión de activos para aumentar la calidad del servicio</p> <p>OE5. Impulsar la digitalización del consumo eléctrico para mejorar la gestión de la demanda en escenarios de emergencia</p> |
| | Lineamiento Estratégico (LE) | Infraestructura resiliente y habilitante |
| | Descripción y resultado esperado de la medida | <p>La transición hacia una matriz eléctrica que pueda integrar las metas de la Política Energética Nacional, esto es 100% cero emisiones al 2050 y 80% con generación renovable al 2030, no está exenta de desafíos. La seguridad energética, la continuidad del suministro y la resiliencia de la infraestructura y operación del sistema eléctrico son uno de los principales desafíos de la descarbonización en un contexto de crisis climática, donde -entre otros- se verán exacerbados los casos de desconexión o pérdida de capacidad de transporte por o a causa de eventos climáticos, así como cambios y disminución de la capacidad y eficiencia de las centrales, por diferentes amenazas (incendio forestal, inundaciones, remociones, temperaturas extremas y sequía, principalmente como han sido identificadas previamente).</p> <p>Esta medida busca crear las metodologías y habilitar regulatoriamente la inclusión de la resiliencia en todas las etapas y fases del sistema eléctrico, así como en diferentes escalas, ya sea desde el Sistema Eléctrico Nacional o los sistemas aislados de menor tamaño, pero que llegan a zonas remotas. El principal desafío que se vislumbra es poder lograr un consenso que sea amplio, válido y responsable, permitiendo transparentar los costos y beneficios de un sistema eléctrico resiliente y con alta capacidad adaptativa, desde la planificación a la implementación, y desde la generación a la distribución.</p> <p>META: Al 2029 se incorpora explícitamente la resiliencia, la adaptación al cambio climático y la gestión del riesgo en la regulación eléctrica y sus principales instrumentos.</p> |
| | Indicador de la medida | <p><u>Quantitativos:</u></p> <p>a) Número de leyes, regulaciones y/o normativas modificadas para incorporar explícitamente la resiliencia, adaptación al cambio climático y gestión del riesgo</p> <p>b) Número de guías y planes desarrollados</p> <p>c) Número de metodologías ad hoc desarrolladas para la incorporación de resiliencia y adaptación en los procesos de planificación energética o instrumentos de gestión</p> |



| | | |
|--|--|---|
| | | <p>d) Número de pilotos implementados</p> <p><u>Cualitativos:</u></p> <p>a) Impactos concretos en los proyectos, infraestructura y/u operación del sistema eléctrico en términos de resiliencia</p> <p>b) Impacto de las soluciones propuestas como pilotos en el aumento de la resiliencia</p> |
| | Periodo de implementación | 2025 – 2029 |
| Metas de adaptación | Sector afectado | Electricidad |
| | Subsector afectado | Generación, transmisión y distribución de electricidad |
| | Metas y objetivos vinculantes ECLP | Meta 6.1 |
| Sinergias de la medida | Riesgos | Dependencia de los avances de las modificaciones regulatorias que, en muchos casos, son reformas legales, debiendo pasar por el Congreso Nacional y dependiendo de muchos factores externos. Por otra parte, la necesidad de movilizar recursos tanto para la implementación de las medidas como las inversiones necesarias para la aplicación de las soluciones se transforma en uno de los principales riesgos debido a las actuales brechas en cuanto a mecanismos de cuantificación y retribución económica a las soluciones que aumenten la resiliencia del sistema eléctrico. |
| | Mitigación y co-beneficios | Aumento de las condiciones de seguridad del sistema eléctrico favorece la descarbonización de la matriz energética y la penetración de energías renovables no convencionales. |
| | Brechas | Actualmente no se cuenta con metodologías a nivel nacional o internacional para la cuantificación de la exposición y/o vulnerabilidad climática en el sector eléctrico ni su planificación, diseño y/o tarificación para la incorporación de resiliencia. Por otra parte, un incremento de la resiliencia de los activos e infraestructura de los segmentos del sector eléctrico conlleva potenciales aumentos de costos de capital, operación y mantenimiento, lo que podría traducirse en aumento de las tarifas para los clientes finales. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$1.200.000 - \$1.700.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) |
| Análisis de género | Medida ciega al género. Se considera como una medida transversal con foco en la gestión adaptativa del subsector eléctrico y su infraestructura como sistemas afectados, sin tener afectación directa en las personas (aunque sí indirecta a través de clientes finales). | |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | La incorporación de elementos de resiliencia podría tener impactos en la tarifa eléctrica, por lo que se requiere un análisis de efectos distributivos y aumentos en clientes finales, sobre todo aquellos que representan grupos socioeconómicamente vulnerables. Este análisis podrá conducir a mecanismos de protección tarifaria, resguardado la estabilidad regulatoria del sector eléctrico y evitando introducir riesgo financiero. | |
| A1.A INCORPORAR LA RESILIENCIA CLIMÁTICA Y ENERGÉTICA EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO | | |



| | | | | | |
|---|--|---------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Descripción y justificación | <p>Actualmente, se han identificado una serie de brechas y desafíos en torno a la incorporación de resiliencia en el sector eléctrico. Una de las principales ha sido cómo efectivamente concretar la incorporación de este concepto en los diferentes procesos (desde la planificación a la operación). Para ello, esta submedida habilitante se enfoca avanzar en desarrollar y cubrir esto apuntando a desarrollar y consensuar una propuesta, desde las instituciones energéticas, de modificaciones a leyes, reglamentos y/o normativas para concretar la incorporación de resiliencia en el subsector eléctrico. Parte importante de este trabajo plantea el levantamiento de información y estudios que permitan cuantificar correctamente los costos y beneficios de potenciales modificaciones regulatorias, considerando explícitamente sus impactos tarifarios.</p> <p>Se propone examinar, entre otros, las metodologías y evaluar consideraciones de resiliencia en los planes de expansión de la transmisión, el valor agregado de la distribución y potenciales exigencias en las licitaciones de suministro de distribuidoras. Se propone examinar consideraciones y exigencias de resiliencia en estudios de impacto ambiental. Una vez definidas e identificadas propuestas deberá proponerse un plan de acción y de modificaciones regulatorias y/o reglamentarias.</p> | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - DFL N° 4, fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. - Reglamentos asociados a la ley N° 20.018 respecto de licitaciones de suministro de clientes regulados: analizar potenciales consideraciones de resiliencia en las bases de licitación. - Planes de Expansión de la Transmisión: analizar ajustes del reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto supremo N° 37 del Ministerio de Energía) que estipula, entre otros, plazos, requisitos y condiciones para la aplicación de la autorización de ejecución de obras necesarias. - Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030 (Eje N° 3) | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible; División de Mercados Eléctricos | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de esta medida a nivel nacional tendría un impacto positivo en todas las regiones de Chile, pero las regiones con elevados índices de interrupción de suministro eléctrico, así como aquellas con mayor concentración urbana, industrial y con actividades económicas altamente dependientes de la electricidad, se beneficiarían de manera más directa y significativa. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025-2027 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas, gremios, academia y sociedad civil | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$100.000 - \$600.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar e ingresar el proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica, comprometido en el artículo octavo transitorio de la ley N° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las | Proyecto de ley ingresado | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$0 | 2027 |



| | | | | | |
|---|---------------------------|-----------------------|---|----------------------|-----------|
| empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, con especial foco en el aumento de la calidad y resiliencia de este segmento eléctrico. | | | | | |
| 2. Incluir una definición de resiliencia, adaptación climática y gestión del riesgo en la Ley General de Servicio Eléctricos. | Proyecto de ley ingresado | Ministerio de Energía | | \$0 | 2027 |
| 3. Desarrollar un estudio que revise la metodología actual de la expansión de la transmisión y proponga cómo incorporar los atributos de resiliencia y capacidad adaptativa en las propuestas de expansión de infraestructura de transmisión de la Comisión Nacional de Energía, en coherencia con la Planificación Energética de Largo Plazo y futuros cambios en la misma línea. Considerará recomendaciones e implementará en los softwares disponibles u otro a convenir, considerando casos de estudio que ilustren las oportunidades y desafíos que ofrece respecto de la metodología actual. | Informe final del estudio | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$300.000 | 2025 |
| 4. Desarrollar una metodología para evaluar costos de tecnología de generación, requerimientos de suficiencia y resiliencia con recomendaciones para licitaciones de suministro, polos de desarrollo, estudios de impacto ambiental, decretos de racionamiento, entre otras, considerando los efectos en eficiencia e impactos tarifarios, en la planificación técnico-económica con un horizonte de mediano plazo y en los escenarios críticos de operación del sistema eléctrico que no pueden ser cubiertos con la infraestructura existente. | Informe final del estudio | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía Coordinador Eléctrico Nacional Ministerio del Medio Ambiente | \$50.000 - \$250.000 | 2026-2027 |

A1.B INCORPORAR LA GESTIÓN DEL RIESGO EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

| | |
|------------------------------------|--|
| Descripción y justificación | La resiliencia y la adaptación climática se han planteado como dos urgencias indivisibles para el sector energético, y ambas van de la mano para alcanzar una transición energética que a la vez sea segura. La ley N° 21.364 en su artículo 34 mandata la elaboración de Planes Sectoriales para la Gestión del Riesgo de Desastres y el Ministerio de Energía es una de las autoridades que se encuentra desarrollando este instrumento, el que debe incorporar criterios de adaptación al cambio climático, tanto en su fase de diseño como en su elaboración, implementación y evaluación para aquellas medidas del subsector eléctrico, entendiendo los riesgos, exposición y vulnerabilidad a los impactos del cambio climático, así como la necesidad de contar con protocolos y responsabilidades frente a eventos extremos exacerbados por la crisis climática. |
|------------------------------------|--|



| | | | | | |
|--|---|---------------------------------|--|-----------------------------|--------------------------------|
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | Ley N° 21.364, que establece el Sistema Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres, sustituye la Oficina Nacional de Emergencia por el Servicio Nacional de Prevención y respuesta ante desastres y adecúa normas que indica - Decreto supremo N° 86, de 2023, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública. Reglamento que regula los organismos técnicos para el monitoreo de amenazas; organismos técnicos para el monitoreo sectorial; los instrumentos para la gestión del riesgo de desastres; y los procedimientos de elaboración de los mapas de amenaza y los mapas de riesgo - Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030 (Todos los ejes) | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible; División de Mercados Eléctricos | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de esta submedida a nivel nacional tendría un impacto positivo en todas las regiones de Chile. Sin embargo, las regiones con mayores índices de interrupción de suministro eléctrico, así como aquellas con mayor concentración urbana, industrial y con actividades económicas altamente dependientes de la electricidad se beneficiarían de manera más directa y significativa. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Instituto para la Resiliencia ante Desastres (ITREND) de CORFO, empresas y gremios del subsector eléctrico, Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA (Sasipa) | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$100.000 - \$150.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar el Plan Sectorial para la Gestión del Riesgo de Desastres del Sector Energía, incorporando un enfoque transversal de adaptación climática para el subsector eléctrico. | Publicación del Plan Sectorial | Ministerio de Energía | Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$0 | 2025-2026 |
| 2. Desarrollar una guía metodológica para los Planes de Adaptación y Resiliencia a elaborar e implementar por todos los propietarios de infraestructura eléctrica, nueva o existente, a través de un trabajo colaborativo con el sector privado. | Publicación guía | Ministerio de Energía | Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$100.000 - \$150.0000 | 2026 – 2027 |
| A1.C CARACTERIZAR LA EXPOSICIÓN CLIMÁTICA DE LA INFRAESTRUCTURA CRÍTICA EXPUESTA DEL SISTEMA ENERGÉTICO | | | | | |
| Descripción y justificación | Identificar la infraestructura crítica del sector eléctrico considerando que los criterios actualmente utilizados a nivel sectorial no consideran elementos clave del sector, como las líneas de transmisión, ni las principales amenazas climáticas a las que se encuentra expuesta dicha infraestructura. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o | - La ley N° 21.542 define Infraestructura crítica como conjunto de instalaciones, sistemas físicos o servicios esenciales y de utilidad pública y aquellos cuya afectación cause un grave daño a la salud o al abastecimiento de la población, a la actividad económica esencial, al medioambiente o a la seguridad del país. - Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030 (Eje N° 1, Eje N° 2 y Eje N° 3). | | | | |



| | | | | | |
|--|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Instrumentos relacionados | | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible; División de Mercados Eléctricos | | | | |
| Alcance territorial | Esta submedida tendría un impacto significativo en todas las regiones del país, ya que una identificación precisa de la infraestructura crítica permitirá a las regiones, y actores asociados contar con información relevante para aumentar los niveles de preparación ante eventos climáticos extremos. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025-2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector eléctrico, Ministerio del Medio Ambiente | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$450.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional (Coalition for Disaster Resilient Infrastructure – CDRI, Fondo de Adaptación) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Actualizar el catastro de infraestructura crítica del sector energético, bajo condiciones tanto de seguridad pública como de operación. | Catastro actualizado | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía Superintendencia de Electricidad y Combustibles Coordinador Eléctrico Nacional | \$0 | 2025 |
| 2. Desarrollar un estudio que identifique vulnerabilidad y exposición de la infraestructura crítica del sector energético frente a eventos meteorológicos extremos y su visualización en la plataforma SIGGRE del Ministerio de Energía. | Informe final Plataforma SIGGRE actualizada | Ministerio de Energía | Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$200.000 | 2026 |
| 3. Implementar un piloto de una solución basada en la naturaleza para aumentar la resiliencia y/o capacidad adaptativa en algún tipo de infraestructura crítica. | Piloto implementado | Ministerio de Energía | | \$250.000 | 2029 |
| A1.D INCORPORAR CRITERIOS DE RIESGO CLIMÁTICO EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS PARA AUMENTAR LA CALIDAD DEL SERVICIO | | | | | |



| | | | | | |
|---|---|---|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Descripción y justificación | Se proponen un análisis sistemático de varios aspectos del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE) para entender su estado actual y su capacidad para gestionar eficazmente la integridad y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha recomendado que antes del análisis y causalidad asociadas a los indicadores de Frecuencia Media de Interrupción por Cliente (SAIFI, por sus siglas en inglés) y Tiempo Medio de Interrupción por Cliente (SAIDI, por sus siglas en inglés), se debe considerar incorporar el vínculo entre el pliego técnico normativo (RPTD 17) del Decreto supremo N° 109/2017 del Ministerio de Energía, y su respectivo anexo técnico que contiene indicadores del mercado eléctrico asociados a operatividad y mantenimiento. En este sentido, el punto de comparación podría ser el nivel de madurez desde el diagnóstico del SGIIE hasta la evaluación de sus primeros indicadores (a partir del 2025). En relación con el SGIIE se proyecta una modificación de Requisitos del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas, mediante RPTD 17, respecto a incluir cambio climático y resiliencia en este Pliego Técnico. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Estándares: incentivos para consideración de estándares de gestión de activos para las empresas (NCh ISO 55.000-55.001-55.002) - Decreto supremo N° 109/2017. Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, que cita los pliegos técnicos normativos (RPTD), entre ellos el RPTD 17, Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE), el anexo técnico del SGIIE (que contiene los indicadores solicitados por segmento, la industria deberá remitir dichos indicadores a partir del 2025) - Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución de la CNE - Decreto supremo N° 8/2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible; División de Mercados Eléctricos | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de esta medida a nivel nacional tendría un impacto positivo en todas las regiones de Chile. Sin embargo, las regiones con mayores índices de interrupción de suministro eléctrico, así como aquellas con mayor concentración urbana, industrial y con actividades económicas altamente dependientes de la electricidad se beneficiarían de manera más directa y significativa. | | | | |
| Periodo de implementación | 2027 – 2028 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector eléctrico | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$50.000 - \$100.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar un estudio que realice recomendaciones para incluir riesgos climáticos en el pliego técnico. | Informe final | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$50.000 - \$100.000 | 2027 |
| 2. Proponer la normativa para incluir las recomendaciones técnicas para incluir riesgos climáticos. | Propuesta de normativa actualizada | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Ministerio de Energía | \$0 | 2028 |



| | | | | | |
|--|--|------------------------------|---|-----|------|
| 3. Modificar la normativa para incluir las recomendaciones técnicas para incluir riesgos climáticos. | Normativa actualizada | Comisión Nacional de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$0 | 2028 |
| A1.E IMPULSAR LA DIGITALIZACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO PARA MEJORAR LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN ESCENARIOS DE EMERGENCIA | | | | | |
| Descripción y justificación | <p>La gestión eficiente y eficaz de la demanda eléctrica requiere información de calidad donde la digitalización es un factor clave, pero que también ha sido un desafío implementar en Chile, principalmente por sus potenciales impactos tarifarios. Actualmente el país cuenta con más de 40% de medidores inteligentes, según datos de la Comisión Nacional de Energía. La implementación de estos sistemas y sus beneficios sobre la reducción de la demanda se constata en estudios internacionales (Commission for Regulation of Utilities, 2018) y nacionales (CNE, 2016) alcanzando disminuciones de la demanda entre 5% (demanda más alta) y reducciones de tarifas críticas de horario punta de entre un 15-20% en países como Estados Unidos, Australia, Francia y Canadá. Incorporar nuevas tecnologías en el segmento distribución permite materializar hoy muchos de los beneficios asociados a la gestión de la demanda eléctrica, lo cual es fundamental para hoy concretar nuevos beneficios para los usuarios de la distribución a partir de la gestión del consumo eléctrico. Entre los beneficios se encuentra la posibilidad de equilibrar la oferta y la demanda de energía de manera más eficiente, permitiendo la implementación de estrategias que incentivan a los consumidores a reducir su consumo durante <i>peak</i> de demanda o a gestionar el consumo en momentos de baja demanda. Además, en episodios de emergencia y cortes de electricidad, la gestión de la demanda puede facilitar una respuesta rápida y coordinada; mediante el monitoreo en tiempo real de la demanda y el estado de la red, identificando áreas y tipos de consumidores afectados para activar protocolos de respuesta que prioricen el suministro a servicios esenciales, como hospitales y centros de emergencia o en clientes prioritarios, como electrodependientes. Esto no solo mejora la estabilidad en situaciones de emergencia, sino que también contribuye a dotar de atributos de flexibilidad a la red, fortaleciendo la capacidad del sistema eléctrico para adaptarse a cambios y desafíos futuros.</p> | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 21.076 de 2019, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. - Norma Técnica para Sistemas de Distribución (CNE), de 2017, las distribuidoras eléctricas deben realizar una implementación gradual de medidores inteligentes, con el objetivo de llegar a instalar 6,5 millones al año 2025. - Ley N° 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Mercados Eléctricos | | | | |
| Alcance territorial | <p>La implementación de las acciones programadas en esta submedida posee un fuerte componente local, ya que los principales beneficiados serán los usuarios del segmento distribución. Todas las regiones del país pueden beneficiarse, eventualmente, del escalamiento de esta submedida, pero aquellas con una mayor concentración de población, y una demanda eléctrica más variable se verán particularmente favorecidas a la hora de implementar pilotos de digitalización de la demanda. Adicionalmente, se reconoce como una submedida que podría tener implicancias en políticas regionales como insumo directo para Planes de Acción Regionales y Comunales.</p> | | | | |
| Periodo de implementación | 2028 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector eléctrico, asociaciones de consumidores | | | | |
| | Estimación del costo (USD) | \$400.000 | | | |



| Información Financiera | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Privado (Empresas privadas) Internacional | | | | |
|--|---|---|---|----------------------|-------------------------|--|
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación | |
| 1. Diseño de un programa piloto que identifique un grupo de consumidores representativos, junto a un proceso de capacitación. | Informe final con propuesta de implementación | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$200.000 | 2028 | |
| 2. Implementación del piloto, monitoreo de resultados e identificación de mejoras para el escalamiento a nivel nacional, con foco en la respuesta de la demanda ante eventos extremos y amenazas climáticas. | 3 proyectos piloto ejecutados | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | \$200.000 | 2029 | |

A2 – AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR COMBUSTIBLES

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|---|---|
| Identificación | ID | A2 |
| | Nombre | AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR COMBUSTIBLES |
| | Objetivo Específico (OE) | OE1. Desarrollar un plan de manejo de demanda de combustible considerando riesgos climáticos OE2. Incorporar la gestión del riesgo en el subsector combustibles |
| | Lineamiento Estratégico (LE) | Infraestructura resiliente y habilitante |
| | Descripción y resultado esperado de la medida | <p>Actualmente, Chile tiene una alta dependencia de los combustibles fósiles en su matriz energética, lo que combinado con los impactos climáticos en la infraestructura portuaria o de combustibles aumenta la inseguridad energética. A pesar de la clara ruta que el país ha trazado en cuanto a la disminución del consumo de combustibles fósiles, no se está exento de este desafío tampoco en el futuro, debido a que los mismos impactos, amenazas, riesgos y vulnerabilidades aplican en la transición que se ha fijado respecto a la producción y exportación de nuevos energéticos, como el hidrógeno verde y sus derivados, tanto combustibles renovables como biocombustibles.</p> <p>Esta medida busca crear las metodologías y habilitar regulatoriamente la inclusión de la resiliencia en todas las etapas y fases de la importación de combustibles fósiles y la exportación de nuevos energéticos.</p> |



| | | |
|-------------------------------|---|---|
| | | META: Al 2029, se incorpora explícitamente la resiliencia, la adaptación al cambio climático y la gestión del riesgo en la regulación de combustibles y sus principales instrumentos. |
| | Indicador de la medida | <p><u>Cuantitativos:</u></p> <p>a) Número de leyes, regulaciones y/o normativas modificadas para incorporar explícitamente la resiliencia, adaptación al cambio climático y gestión del riesgo</p> <p>b) Número de guías y planes desarrollados</p> <p>c) Número de metodologías ad hoc desarrolladas para la incorporación de resiliencia y adaptación en los procesos de planificación energética o instrumentos de gestión</p> <p>d) Número de pilotos implementados</p> <p><u>Cualitativos:</u></p> <p>e) Impactos concretos en los proyectos, infraestructura y/u operación del sistema eléctrico en términos de resiliencia</p> <p>f) Impacto de las soluciones propuestas como pilotos en el aumento de la resiliencia</p> |
| | Periodo de implementación | 2025-2029 |
| Metas de adaptación | Sector afectado | Combustibles |
| | Subsector afectado | Almacenamiento, transporte, distribución |
| | Metas y objetivos vinculantes de la ECLP | Meta 6.1. |
| Sinergias de la medida | Riesgos | Dependencia de los avances de las modificaciones regulatorias que podrían significar más tiempo de lo planificado. Por otra parte, la necesidad de movilizar recursos tanto para la implementación de las medidas como las inversiones necesarias para la aplicación de las soluciones se transforma en uno de los principales riesgos debido a las actuales brechas en cuanto a mecanismos de cuantificación y retribución económica a las soluciones que aumenten la resiliencia del subsector combustibles que, a su vez, involucra a otros sectores, como el portuario. |
| | Mitigación y co-beneficios | El suministro oportuno de combustibles cumple un rol fundamental en la seguridad energética. Además, dada la transición que experimenta Chile en cuanto al impulso a combustibles bajos en emisiones, como el hidrógeno verde y sus derivados, esta medida debe entenderse como resiliencia y seguridad energética también desde el punto de vista de la exportación. |
| | Brechas | Actualmente el subsector combustible, su regulación y otros instrumentos (como guías o planes) no suelen integrar la variable de cambio climático. Además, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles no cuenta con el mandato para fiscalizar la seguridad en los combustibles líquidos. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$650.000 – \$1.250.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) |
| Análisis de Género | | Medida ciega al género. Se considera como una medida transversal con foco en la gestión adaptativa del sector combustible y su infraestructura como sistemas afectados, sin tener afectación directa en las personas (aunque sí indirecta a través de clientes finales). |



| | | | | | |
|---|---|---------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | La incorporación de elementos de resiliencia podría tener impactos en los precios de los combustibles, por lo que se requiere un análisis de efectos distributivos y aumentos en clientes finales, sobre todo aquellos que representan grupos socioeconómicamente vulnerables. Este análisis podrá conducir a revisar la necesidad de acciones que acompañen el alza de costos directos y en toda la cadena productiva dependiente de combustibles. | | | | |
| A2.A DESARROLLAR UN PLAN DE MANEJO DE DEMANDA DE COMBUSTIBLE CONSIDERANDO RIESGOS CLIMÁTICOS | | | | | |
| Descripción y justificación | Los impactos climáticos tienen directa relación con la inseguridad energética e intermitencias en la cadena de suministro, entre otras, por cierre de puertos por marejadas (carga y descarga de combustibles), aumento del nivel del mar y erosión del borde costero (continental e insular), daños a la infraestructura portuaria, riesgos en el almacenamiento, transporte y distribución. La Agencia Internacional de Energía recomienda la implementación de planes de contingencia frente a situaciones que reduzcan la disponibilidad de combustibles, así como planes de manejo de demanda. Considerando el rol de los combustibles fósiles en la seguridad energética, pero también la transición hacia energéticos bajos en emisiones, como el hidrógeno verde y sus derivados que Chile busca exportar, es fundamental contar con acciones que permitan considerar tanto la información base del estado actual como los mecanismos de respuesta. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Artículo quinto del DFL N° 1, de 1978, del Ministerio de Minería. - Decreto ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. - DFL N° 2 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que Introduce adecuaciones al decreto con fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. - Norma Chilena Oficial NCh 382 Of2004, sustancias peligrosas, clasificación general. - Ley N° 21.499 que regula los biocombustibles sólidos. | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Mercados Eléctricos, División de Combustibles y Nuevos Energéticos | | | | |
| Alcance territorial | La ejecución de la medida tendrá implicancias directas en la operación de puertos y también en la cadena de suministro de combustibles, por lo que el alcance de la submedida está enfocado en aquellas regiones que cuentan con infraestructura portuaria para la descarga de combustible. La submedida podría tener incidencia y servir de insumo para los Planes de Acción Regionales y Comunales según corresponda, considerando que corresponde a una importante actividad económica a nivel nacional, y el rol que poseen los combustibles en la seguridad energética del país. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas de combustibles, empresas portuarias | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$270.000 – \$420.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Revisión y modificación de la normativa vigente para combustibles líquidos, con el fin de incorporar y establecer requisitos de seguridad energética y | Propuesta de modificación normativa | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$10.000 | 2025 – 2026 |



| | | | | | |
|---|--|---|---|-----------------------|------|
| continuidad del suministro, en un contexto de crisis climática. | | | | | |
| 2. Desarrollo de guía metodológica para los Sistemas de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR), basado en normas internacionales, tales como <i>API RP 750 Management of Process Hazards</i> ; y <i>API RP754 Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries</i> ; ISO 22301 “ <i>Business continuity management systems</i> ” y sus actualizaciones, entre otras, para plantas. | Guía metodológica publicada | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$100.000 | 2026 |
| 3. Propuesta de modificación del Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR) para transporte y distribución, para incluir la actualización de las normas ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines y revisión de ANSI/API RP 1173 Pipeline Safety Management Systems). | Informe final con la propuesta de modificación | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$70.000 | 2026 |
| 4. Implementación de la modificación del Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR) y de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) basados en la guía metodológica a desarrollar. | Regulación modificada | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | Ministerio de Energía | \$0 | 2027 |
| 5. Desarrollar una propuesta de plan manejo para mejorar la gestión de la demanda ante eventos de crisis o escasez de combustibles (fósiles, renovables, nuevos energéticos, biocombustibles, entre otros que podrán definirse), considerando recomendaciones internacionales (por ejemplo, IEA), consumos prioritarios y futuras exportaciones de energéticos estratégicos, como el hidrógeno renovable y sus derivados. | Documento con propuesta desarrollada | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$100.000 - \$250.000 | 2029 |

A2.B INCORPORAR LA GESTIÓN DEL RIESGO EN EL SUBSECTOR COMBUSTIBLES

| | |
|--|--|
| Descripción y justificación | La resiliencia y la adaptación climática se han planteado como dos urgencias indivisibles para el sector energético, y ambas van de la mano para alcanzar una transición energética que a la vez es segura. El artículo 34 de la ley N° 21.364 mandata la elaboración de Planes Sectoriales para la Gestión del Riesgo de Desastres (GRD), siendo el Ministerio de Energía una de las autoridades que se encuentra desarrollando este instrumento. Así, este plan deberá incorporar criterios de adaptación climática, tanto en su fase de diseño y elaboración como en su implementación y evaluación para aquellas medidas del subsector combustibles, entendiendo los riesgos, exposición y vulnerabilidad a los impactos del cambio climático, así como la necesidad de contar con protocolos y responsabilidades frente a eventos extremos exacerbados por la crisis climática. |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | - Ley N° 21.364 que establece el Sistema Nacional de Prevención y Respuesta Ante Desastres, sustituye la Oficina Nacional de Emergencias (ONEMI) por el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED) y adecúa normas que indica junto al decreto supremo N° 86, de 2023, del Ministerio |



| | | | | | |
|---|--|---------------------------------|--|-----------------------------|--------------------------------|
| | <p>del Interior y Seguridad Pública (reglamento que regula los organismos técnicos para el monitoreo de amenazas; organismos técnicos para el monitoreo sectorial, los instrumentos para la gestión del riesgo de desastres; y los procedimientos de elaboración de los mapas de amenaza y los mapas de riesgo).</p> <p>- Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030 (Eje N° 2 y Eje N° 3).</p> <p>- Estrategia de Adaptación a la Crisis Climática del Sector Energía.</p> | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Combustibles y Nuevos Energéticos | | | | |
| Alcance territorial | La ejecución de la medida tendrá implicancias directas en la operación de puertos y también en la cadena de suministro de combustibles, por lo que el alcance de la submedida está enfocado en aquellas regiones que cuentan con infraestructura portuaria para la descarga de combustible. La submedida podría tener incidencia, y servir de insumo para los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático según corresponda, considerando que corresponde a una importante actividad económica a nivel nacional, y el rol que poseen los combustibles en la seguridad energética del país. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2027 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), empresas comercializadoras y distribuidoras de combustibles, Instituto para la Resiliencia ante Desastres (ITREND) de CORFO | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$100.000 – \$150.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar el Plan Sectorial de Gestión del Riesgo de Desastres del Sector Energía, incorporando un enfoque transversal de adaptación climática para el subsector combustibles. | Publicación del Plan | Ministerio de Energía | Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$0 | 2025 – 2026 |
| 2. Desarrollar una guía metodológica para el desarrollo de Planes de Adaptación y Resiliencia a elaborar e implementar por todos los propietarios de infraestructura de combustibles, nueva o existente, a través de un trabajo colaborativo con el sector privado. | Publicación de guía metodológica | Ministerio de Energía | Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$100.000 - \$150.0000 | 2026 – 2027 |
| 3. Desarrollar un estudio que identifique la vulnerabilidad en la infraestructura de estaciones de servicio y grandes instalaciones de combustibles (como refinerías, terminales marítimos, plantas de almacenamiento y distribución, y oleoductos) en el contexto de la crisis climática, evaluando riesgos que puedan comprometer la seguridad de personas, | Informe final | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$100.000 - \$150.0000 | 2025 |



| | | | | | |
|--|---------------------|-----------------------|---|-----|-------------|
| ecosistemas e infraestructura, además de afectar la seguridad energética (continuidad de suministro) y el control permanente de la calidad de los combustibles. | | | | | |
| 4. Elaboración de una propuesta normativa (en relación con el estudio anterior) para la gestión del riesgo en el contexto de la crisis climática, enfocada en la infraestructura de estaciones de servicio y grandes instalaciones de combustibles líquidos y otros. La propuesta normativa deberá abordar materias atinentes a la seguridad de las personas y cosas, la seguridad energética (continuidad del suministro) y el control permanente de la calidad de los combustibles líquidos y otros. | Propuesta normativa | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$0 | 2026 – 2027 |

A3 - CARACTERIZACIÓN DE LA VULNERABILIDAD Y EXPOSICIÓN CLIMÁTICA EN INSTRUMENTOS ENERGÉTICOS

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|---|--|
| Identificación | ID | A3 |
| | Nombre | CARACTERIZACIÓN DE VULNERABILIDAD Y EXPOSICIÓN CLIMÁTICA EN INSTRUMENTOS ENERGÉTICOS |
| | Objetivo Específico (OE) | OE1. Incorporar resiliencia al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo OE2. Incorporar riesgos climáticos a los instrumentos energéticos locales |
| | Lineamiento Estratégico (LE) | Infraestructura resiliente y habilitante |
| | Descripción y resultado esperado de la medida | El artículo 83 de la Ley General de Servicios Eléctricos plantea la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) como un proceso que consiste en proyectar la oferta y la demanda de energía del país para distintos escenarios futuros (30 años), de forma que sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que llevará a cabo la Comisión Nacional de Energía. Este insumo clave del sector, si bien contempla algunas variables demográficas y de impacto territorial, y reconoce el concepto de resiliencia dentro de sus objetivos, no cuenta con ninguna consideración explícita de estas variables a nivel metodológico. Por otra parte, los Planes Estratégicos de Energía Regionales (PEER) son la expresión instrumental de un proceso de ordenamiento territorial energético regional que busca abordar los desafíos que plantea la visión nacional en materia de energía, a partir del cual se deben integrar los distintos marcos de decisión existentes. Las Estrategias Energéticas Locales (EEL) son un instrumento de planificación y gestión energética a escala comunal, |



| | | |
|-------------------------------|---|--|
| | | <p>impulsado por los municipios como parte del Programa Comuna Energética de la Agencia de Sostenibilidad Energética. Tanto los PEER como las EEL tienen el potencial de incluir aspectos de resiliencia y adaptación climática en el sector energía desde una perspectiva local.</p> <p>Así, esta medida busca avanzar en el definir metodologías que permitan la correcta y explícita incorporación de la resiliencia en los instrumentos energéticos, tanto a escala nacional, como regional y comunal, promoviendo la implementación gradual de estos cambios en los territorios subnacionales.</p> <p>META: Al 2029 se incorpora metodológicamente la resiliencia, la adaptación y la gestión del riesgo en los instrumentos de planificación y gestión del sector energético.</p> |
| | Indicador de la medida | <p><u>Cuantitativos:</u></p> <p>a) Número de metodologías desarrolladas</p> <p>b) Número de instrumentos energéticos que incorporan resiliencia (desagregados por escala nacional, regional y local)</p> <p><u>Cualitativos:</u></p> <p>c) Fortalecimiento de las capacidades regionales y comunales en cuanto a resiliencia energética</p> <p>d) Impacto de la incorporación de la resiliencia en los instrumentos</p> |
| | Periodo de implementación | 2025 – 2029 |
| Metas de adaptación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Electricidad y combustibles |
| | Metas y objetivos vinculantes de la ECLP | Meta 6.1. |
| Sinergias de la medida | Riesgos | Dificultad para desarrollar la metodología, sobre todo de la PELP, debido a que no existan las capacidades, conocimientos o instrumentos necesarios para lograr el objetivo en el plazo dispuesto. |
| | Mitigación y co-beneficios | Incorporar resiliencia desde la PELP permite abordar una transición energética de forma segura y ordenada, habilitando la descarbonización y evitando poner en riesgo el cumplimiento de las metas climáticas y de mitigación. Por su parte, los PEER y EEL comprenden desafíos específicos de mitigación a nivel subnacional por lo que la incorporación de variables de resiliencia en estos instrumentos permiten aumentar la seguridad y suficiencia de los sistemas energéticos, permitiendo una correcta y ordenada descarbonización, desde un proceso regional y/o local. |
| | Brechas | Inexistencia de consideraciones climáticas en planificación energética regional y local |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$400.000 - \$1.000.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) |



| | | | | | |
|---|--|-----------------------|--|-----------------------------|--------------------------------|
| Análisis de Género | Medida ciega al género. Se considera como una medida transversal con foco en instrumentos de gestión, sin tener afectación directa en las personas (aunque sí indirecta a través de medidas que podrían incorporar a mujeres, por ejemplo, en los PEER o EEL). | | | | |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | La incorporación de la resiliencia y criterios de adaptación al cambio climático en las EEL se transforma en una oportunidad relevante para integrar los grupos vulnerables y/o pueblos indígenas en los diagnósticos y planes de acción respectivos. | | | | |
| A3.A INCORPORAR RESILIENCIA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO | | | | | |
| Descripción y justificación | La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) entrega una visión espacio temporal amplia basada en modelos y escenarios energéticos que, si bien se contemplan algunas variables demográficas y de impacto territorial, y reconocen el concepto de resiliencia dentro de sus objetivos, no existe ninguna consideración explícita e integral de la vulnerabilidad climática del sector. La incorporación de esta variable debe ir acompañada de una modificación metodológica, implicando el análisis de metodologías disponibles, conceptualización y validación de las modificaciones, que permitan, posteriormente, su correcta implementación. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | - Artículo 83 de la Ley General de Servicios Eléctricos - Proceso quinquenal de Planificación Energética de Largo Plazo | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, con especial foco en aquellas regiones que componen el Sistema Eléctrico Nacional, es decir, de Arica y Parinacota hasta Los Lagos, que producto de la mejora de los instrumentos de planificación energética, se verán beneficiadas con el robustecimiento de información que permitirá contemplar un desarrollo energético regional con criterios de vulnerabilidad climática. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2027 | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector energético, academia, sociedad civil | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$300.000 - \$600.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Ministerio de Energía | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar estudio que proponga una metodología para la incorporación de criterios de seguridad, resiliencia y adaptación climática en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), proponiendo incentivos de localización de proyectos en zonas claves para la resiliencia en los polos de generación. | Documento asociado a estudio | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía Coordinador Eléctrico Nacional | \$150.000 - \$350.000 | 2025 – 2026 |



| | | | | | | |
|--|---|---|---|-----------------------------|--------------------------------|------|
| 2. Planificación Energética de Largo Plazo 2027-2031 incluye criterios de seguridad y gestión del riesgo. | | Actualización de PELP con criterios de seguridad y gestión de riesgos | Ministerio de Energía | | \$150.000 - \$250.000 | 2027 |
| A3.B INCORPORAR RIESGOS CLIMÁTICOS A LOS INSTRUMENTOS ENERGÉTICOS LOCALES | | | | | | |
| Descripción y justificación | Desarrollar una metodología estandarizada para caracterizar la vulnerabilidad y exposición de riesgos climáticos a nivel regional y/o comunal, desde la perspectiva energética para ser incorporadas en los PEER y EEL, respectivamente. Las metodologías, que serán diferentes entre sí dada la escala y los objetivos de los instrumentos, permitirán a los desarrolladores de los instrumentos poder avanzar en la caracterización de la vulnerabilidad y exposición climática, así como en el desarrollo de acciones y propuestas que permitan aumentar la resiliencia energética a nivel regional y comunal. | | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030 (Eje N° 2 y Eje N° 3) - Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER) - Estrategias Energéticas Locales (EEL) - Guía metodológica para el Desarrollo de Estrategias Energéticas Locales - Estrategia Regional de Desarrollo y Planes de Desarrollo Comunal - Planes de Acción Regional de Cambio Climático - Planes de Acción Comunal de Cambio Climático | | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | | |
| Alcance territorial | Esta medida, con un fuerte componente local, permitirá a las regiones y comunas identificar y evaluar de manera más precisa los riesgos climáticos que afectan a sus sistemas energéticos, y así desarrollar estrategias de adaptación y mitigación más efectivas. Se identifica como una iniciativa con un alto potencial de tener implicancias directas y servir como insumo para las futuras actualizaciones de Planes de Acción Regionales y Comunales, sobre todo en lo que respecta la promoción e implementación de la nueva guía metodológica para elaborar Estrategias Energéticas Locales. | | | | | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2029 | | | | | |
| Otros actores involucrados | Municipalidades, Asociación de Gobernadores y Gobernadoras Regionales de Chile (AGORECHI), Asociación Chilena de Municipalidades (ACHM) | | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$300.000 - \$1.000.000 | | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional | | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación | |
| 1. Modificar y publicar la guía metodológica para el Desarrollo de las Estrategias Energéticas Locales con el fin de incorporar un enfoque de resiliencia con consideraciones de riesgo climático. | Actualización de guía metodológica publicada | Agencia de Sostenibilidad Energética | Ministerio de Energía Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$0 | 2025 | |



| | | | | | |
|--|--|--------------------------------------|---|-----------------------|-----------|
| 2. Implementar las modificaciones de la guía en comunas piloto que desarrollen su EEL considerando los nuevos lineamientos. | Al menos dos comunas que cuenten con su EEL actualizada, incorporando la resiliencia | Agencia de Sostenibilidad Energética | Ministerio de Energía Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres | \$50.000 - \$250.000 | 2025-2026 |
| 3. Desarrollar una guía metodológica para incorporar un enfoque de resiliencia en los Planes Estratégicos de Energía en las Regiones (PEER). | Guía metodológica | Ministerio de Energía | | \$50.000 - \$250.000 | 2027 |
| 4. Desarrollar un proyecto piloto que permita la formulación de un proyecto de propiedad conjunta o energía asociativa, con foco en el fomento de comunidades resilientes. | Piloto implementado en alguna zona de alta vulnerabilidad climática | Ministerio de Energía | | \$200.000 - \$500.000 | 2029 |

A4 - SEGURIDAD Y ACCESO ENERGÉTICO, CON FOCO EN GRUPOS VULNERABLES

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|---|--|
| Identificación | ID | A4 |
| | Nombre | SEGURIDAD Y ACCESO ENERGÉTICO, CON FOCO EN GRUPOS VULNERABLES |
| | Objetivo Específico (OE) | OE1. Cerrar la brecha de electrificación rural OE2. Catastrar la situación energética en servicios básicos rurales |
| | Lineamiento Estratégico (LE) | Infraestructura resiliente y habilitante |
| | Descripción y resultado esperado de la medida | <p>La seguridad energética y la resiliencia son un pilar de la transición energética porque son fundamentales para un suministro de calidad que permita a la población satisfacer sus necesidades básicas. En ese sentido, la seguridad se plantea como un habilitante para avanzar en la disminución de la pobreza energética y permitir el acceso, con especial énfasis en los grupos vulnerables, que la LMCC define como el segmento de la población que presenta alto riesgo vinculado a los efectos adversos del cambio climático, por tratarse de grupos ya marginados o en condiciones previas de vulnerabilidad. Así, desde el punto de vista del suministro energético, se considera la necesidad de centrar los mayores esfuerzos en la mejora de los grupos vulnerables de las zonas rurales con estrategias de corto y mediano plazo para el cierre de las brechas de acceso. Se destacan entre estas necesidades el acceso a la energía de equipamientos rurales como establecimientos educacionales, servicios sanitarios y equipamiento de salud como algunos de los más críticos. Se considerará, especialmente, aquellos territorios insulares de difícil acceso para efectos de la medida.</p> <p>META: Al 2029 disminuir la brecha de acceso energético y calidad de servicio, respecto a los valores del 2019, en las zonas rurales.</p> |



| | | |
|-------------------------------|---|---|
| | Indicador de la medida | <p><u>Quantitativos:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento del porcentaje de cobertura de electrificación rural, respecto al 2019 2. Disminución del tiempo de interrupciones en comunas clave o con alta población rural 3. Porcentaje de equipamiento rural (educación, salud y servicios sanitarios) catastrado 4. Aumento del acceso del equipamiento rural al primer año de implementación del plan de acción <p><u>Cualitativos:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mejora de la calidad del servicio en el equipamiento rural |
| | Periodo de implementación | 2025 – 2029 |
| Metas de adaptación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Electricidad y combustibles |
| | Metas y objetivos vinculantes de la ECLP | Objetivo 4. Meta 4.1. |
| Sinergias de la medida | Riesgos | El financiamiento es el principal riesgo para poder llevar a cabo esta medida, considerando que el cierre de la brecha de electrificación puede significar un alto costo debido a la escala de las soluciones, así como las condiciones mismas en las que el último tramo de electrificación se podría encontrar. En este sentido, el compromiso de las instituciones y la posibilidad de acceder a financiamiento climático es fundamental. |
| | Mitigación y co-beneficios | El acceso a un suministro seguro de energía en zonas rurales tiene potenciales contribuciones a la reducción del uso de combustibles fósiles, así como posibles co-beneficios de salud para el confort térmico ambiental, mejoramiento de los servicios de agua, higiene y saneamiento, entre otras. |
| | Brechas | El aislamiento geográfico de algunas comunidades, la ausencia de inversión para el mejoramiento del acceso, así como la ausencia de capacidades locales para gestionar mejoras (por ejemplo, equipos profesionales para desarrollo de diseños e ingenierías de detalle de proyectos de electrificación) pueden ser algunas de las barreras. A su vez, en el caso del equipamiento en zonas rurales se carece de información actualizada de la situación de seguridad energética de equipamientos de salud, educación y servicios sanitarios rurales lo que repercute en la definición de proyectos y asignación de recursos. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$1.280.000 |
| | Origen del financiamiento | Público |
| Análisis de Género | | Género transformadora. Los impactos al cambio climático tienden a afectar de manera más severa a mujeres, en ese contexto, el cierre de brechas en zonas rurales tiene un potencial de reducción de brechas de género a nivel personal, colectivo e interseccional cuando se consideran equipamientos de salud, educación y acceso al saneamiento. La implementación de la medida debiera a lo menos permitir un análisis de datos respecto a esta realidad y proponer focalización de acciones en consonancia con dicho diagnóstico, así como un impulso y promoción del control sobre los recursos y la toma de decisión en cuanto a la gestión energética a nivel rural. |



| | | |
|--|---|-----------|
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | Esta submedida está enfocada en el territorio rural, especialmente vulnerable por los niveles de sensibilidad y capacidad adaptativa de estos territorios. Dentro de ese contexto territorial, los SSR, colegios y equipamiento de salud abordan población que requiere mejorar las condiciones de sistemas e infraestructuras altamente vulnerables, con comunidades y grupos específicos como niños, niñas y adolescentes (NNA), adultos mayores, mujeres, pueblos indígenas, entre otros. | |
| A4.A CERRAR LA BRECHA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL | | |
| Descripción y justificación | El Mapa de Vulnerabilidad Energética del Ministerio de Energía (2019) identificó que Chile cuenta con más de 24 mil viviendas sin energía y otras 5 mil con acceso parcial a ella (sólo algunas horas al día), siendo la Región de Los Lagos aquella con mayor déficit, con una población cercana a las 75 mil personas, que representan cerca del 0,4% del total nacional y 3,5% de la población rural, y donde el Ministerio de Energía ha definido en su Política Energética Nacional (PEN) alcanzar 100% acceso a electricidad para todos los hogares al 2030. A lo largo del proceso de elaboración del presente plan, se releva por parte de los actores que existe una brecha para la formulación de proyectos a nivel regional y aprovechar los fondos regionales disponibles para abordar las necesidades de la electrificación rural. Si bien se identifica que, a nivel regional, existen recursos para el cierre de brechas de electrificación rural que podría permitir cubrir la demanda de las familias para satisfacer sus necesidades de consumo doméstico (iluminación, uso de electrodomésticos), así como de las actividades productivas locales o de los establecimientos públicos (postas, escuelas, retenes, etc.) existe una brecha para la formulación de proyectos. | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Política Energética Nacional (PEN), actualización 2022. - Programa de Electrificación Rural y Social (PERyS). - Metodología para Formulación de Proyecto de Electrificación Rural del Sistema Nacional de Inversiones (SNI). - Guía operativa del Programa de Mejoramiento de Barrios (PMB) de la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (SUBDERE). - Programa de Habitabilidad Rural: Mejoramiento y Ampliación de Vivienda Existente (MAVE) del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU). - Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamento. - Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, de la Comisión Nacional de Energía (CNE). - Pliegos Técnicos Normativos consistentes en el reglamento de seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica (RIC), aprobado mediante decreto supremo N°8/2019, del Ministerio de Energía. - Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica (RPTD), aprobado mediante decreto supremo N°109/2017, del Ministerio de Energía. - Instrucción Técnica General RIC N°9.1/2021, que regula el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución. - Instrucción Técnica RGR N°06/2021, que regula el diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas. | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible; División de Acceso y Desarrollo Social | |
| Alcance territorial | Esta submedida, con un fuerte componente local, permitirá a las regiones y comunas identificar y evaluar de manera más precisa aquellas zonas que aún cuentan con una brecha de electrificación importante, de manera que dicha información pueda servir de insumo para el levantamiento de proyectos de electrificación rural. | |
| Periodo de implementación | 2025 – 2029 | |
| Otros actores involucrados | Gobiernos Regionales, Municipalidades, organismos internacionales | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$650.000 |



| Origen del financiamiento | | Público (Ministerio de Energía, Gobiernos Regionales, Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo) Privado (empresas y cooperativas concesionarias de servicio público de distribución) Internacional (BID) | | | |
|--|--|---|---|----------------------|-------------------------|
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Actualización anual del catastro del estado de los proyectos de electrificación rural y sus principales brechas. | Documento de catastro actualizado | Ministerio de Energía | Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo | \$0 | 2025 - 2029 |
| 2. Propuesta de actualización de la metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural. | Documento final enviado por el Ministerio de Energía al Ministerio de Desarrollo Social y Familia | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$0 | 2025 |
| 3. Publicación de la actualización de la metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural. | Documento final publicado en el Sistema Nacional de Inversiones | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$0 | 2026 |
| 4. Capacitación a instituciones públicas pertinentes en la formulación de proyectos de electrificación rural. | Número de talleres realizados, detallando región e instituciones participantes | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$350.000 | 2025 – 2026 |
| 5. Proyecto de ley de sistemas aislados con elementos para aumentar la capacidad adaptativa y resiliencia. | Proyecto de ley ingresado | Ministerio de Energía | | \$0 | 2026 |
| 6. Actualización del Mapa de Vulnerabilidad Energética, considerando una desagregación de los datos por género y grupos vulnerables. | Informe final | Ministerio de Energía | | \$40.000 | 2025 |
| 7. Diseño de un fondo de financiamiento público en zonas rurales que permita cerrar el último 1% de brecha de electrificación. | Fondo diseñado y con financiamiento aprobado o comprometido | Ministerio de Energía | | \$0 | 2028 |
| A4.B CATASTRAR LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN SERVICIOS BÁSICOS RURALES | | | | | |
| Descripción y justificación | El acceso energético en zonas rurales no solo debe ser considerado a nivel de hogares, sino también relevando el rol central de la energía en el desarrollo de actividades y entrega de servicios básicos, relacionados, por ejemplo, a equipamientos de educación, salud y servicios sanitarios. A pesar de esta urgencia, la cuantificación de dicha situación es difícil de establecer dada la brecha de información sobre la situación energética de infraestructura Servicios Sanitarios Rurales (SSR), equipamiento rural de educación y salud (CESFAM, postas, CECOSF, entre otros). Si bien existe mucha infraestructura que puede estar nominalmente categorizada con acceso a electricidad, se levanta la necesidad de tener un catastro actualizado del estado energético que estaría presentando | | | | |



| | diversas brechas de información. Una cuantificación clara de la realidad de estos equipamientos permitirá el desarrollo de un plan con acciones concretas aplicadas a cada territorio. | | | | |
|--|--|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Ley N° 20.998, de 2016, que regula los Servicios Sanitarios Rurales (SSR). - Decreto supremo N° 548, de 1988, del Ministerio de Educación, que aprueba normas para la planta física de los locales educacionales que establecen las exigencias mínimas que deben cumplir los establecimientos reconocidos como cooperadores de la función educacional del Estado, según el nivel y modalidad de la enseñanza que impartan. - Guías para el Diseño de Establecimientos de Salud, del Ministerio de Salud, y otras normativas técnicas para establecimientos de salud. | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | |
| Alcance territorial | Esta submedida posee un fuerte componente local, que permitirá incidir directamente en políticas regionales y comunales, sobre todo en aquellas regiones con un elevado porcentaje de población rural. | | | | |
| Periodo de implementación | 2026 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Municipios, Gobiernos Regionales, Ministerio de Educación | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$680.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía, Gobiernos Regionales, Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Educación, Ministerio de Salud) Internacional | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Mesa de trabajo sectoriales y con regiones para el levantamiento de información. | Mesa de trabajo constituida y formalizada a través de oficio | Ministerio de Energía | Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo | \$0 | 2026 |
| 2. Realizar un levantamiento de información existente sobre la situación energética de los Servicios Sanitarios Rurales (SSR). | Catastro | Ministerio de Energía | Ministerio de Obras Públicas | \$160.000 | 2026-2027 |
| 3. Realizar un levantamiento de información existente sobre la situación energética de los establecimientos educativos en zonas rurales. | Catastro | Ministerio de Energía | | \$160.000 | 2026-2027 |
| 4. Realizar un levantamiento de información existente sobre la situación energética de los establecimientos de salud en zonas rurales. | Catastro | Ministerio de Energía | Ministerio de Salud | \$160.000 | 2026-2027 |



| | | | | | |
|--|---------------------------|-----------------------|---|-----------|------|
| 5. Definición de plan de acción para el cierre de brechas de acceso y seguridad de la energía en los servicios identificados, a través del fomento de programas propios del Ministerio de Energía, fomento a la generación distribuida en zonas rurales a través de señales de localización y óptima operación de sistemas aislados. | Documento final | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$0 | 2028 |
| 6. Implementación del plan de acción para el cierre de brechas de acceso y seguridad energética en los servicios identificados. | Cumplimiento 25% del plan | Ministerio de Energía | Superintendencia de Electricidad y Combustibles | \$200.000 | 2029 |



5.2.2. Cronograma de implementación

En esta sección, se presenta una síntesis del cronograma de las medidas y acciones que se han definido anteriormente. Los números en la parte derecha de la tabla indican el identificador de la acción de cada submedida, haciendo alusión a los años en los que se debería implementar cada acción. Por ejemplo, la acción 3 de la submedida A1.A se implementa solo en el año 2025, mientras que la acción 1 de la submedida A4.A se implementa todos los años entre 2025 y 2029.

Tabla 4. Cronograma de implementación de medidas de adaptación

| ID | MEDIDA / SUBMEDIDAS | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | |
|-----------|--|----------------------------------|---------|-------|------|------|--|
| A1 | AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO | Identificador de acciones | | | | | |
| A1.A | Incorporar la resiliencia climática y energética en el subsector eléctrico | 3 | 4 | 1,2,4 | | | |
| A1.B | Incorporar la gestión del riesgo en el subsector eléctrico | 1 | 1,2 | 2 | | | |
| A1.C | Caracterizar la exposición climática de la infraestructura crítica expuesta del sistema energético | 1 | 2 | | | 3 | |
| A1.D | Incorporar criterios de cambio climático en la gestión de activos para aumentar la calidad del servicio | | | 1 | 2 | | |
| A1.E | Impulsar la digitalización del consumo eléctrico para mejorar la gestión de la demanda en escenarios de emergencia | | | | 1 | 2 | |
| A2 | AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y ADAPTACIÓN EN EL SUBSECTOR COMBUSTIBLES | Identificador de acciones | | | | | |
| A2.A | Desarrollar un plan de manejo de demanda de combustible considerando riesgos climáticos | 1 | 2,3 | 4 | | 5 | |
| A2.B | Incorporar la gestión del riesgo en el subsector combustibles | 1,3 | 1,2,3 | 2,3 | | | |
| A3 | CARACTERIZACIÓN DE VULNERABILIDAD Y EXPOSICIÓN CLIMÁTICA EN INSTRUMENTOS ENERGÉTICOS | Identificador de acciones | | | | | |
| A3.A | Incorporar resiliencia al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo | 1 | 1 | 2 | | | |
| A3.B | Incorporar riesgos climáticos a los instrumentos energéticos locales | 1 | 1,2 | 3 | | | |
| A4 | SEGURIDAD Y ACCESO ENERGÉTICO, CON FOCO EN GRUPOS VULNERABLES | Identificador de acciones | | | | | |
| A4.A | Cerrar la brecha de electrificación rural | 1,6 | 1,2,4,5 | 1,3,4 | 1,7 | 1 | |
| A4.B | Catastrar la situación energética en servicios básicos rurales | | 1,2,3,4 | 2,3,4 | 5 | 6 | |

EJE INTEGRACIÓN Y/O MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN





5.3 EJE INTEGRACIÓN Y/O MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN

5.3.1. Componente de integración

Aquellos planes de mitigación y adaptación que son elaborados en conjunto, además de los contenidos propios de cada uno por separado, deberán contener un componente de integración que considere aspectos de mitigación y de adaptación de manera conjunta, promoviendo la generación de sinergias.

El Ministerio de Energía ha posicionado que, para alcanzar las metas climáticas, como la carbono neutralidad a más tardar al 2050, el camino es indivisible de la necesidad de aumentar la capacidad adaptativa y reducir las vulnerabilidades. La resiliencia, en su esencia, conlleva la capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales para enfrentar situaciones críticas, reorganizándose de manera que conserven su función fundamental, su identidad y su estructura, mientras mantienen intacta su habilidad para aprender, adaptarse y transformarse (GIZ, 2023).

Por ello, todas las medidas del eje de adaptación de este Plan han incluido un análisis de mitigación y co-beneficios en la sección de sinergias de la medida. A modo de resumen, las sinergias apuntan a aumentar la seguridad del sistema a través de una planificación, infraestructura y operación resiliente, preparar la infraestructura y los sistemas para la exportación de nuevos energéticos, y la electrificación o transición hacia fuentes renovables en zonas aisladas desconectadas del SEN, que ha tenido una descarbonización más acelerada.

Otro enfoque a relevar han sido los instrumentos económicos de carácter fiscal, financiero o de mercado que permiten internalizar los costos ambientales, sociales y económicos asociados a las emisiones de GEI y de otros forzantes climáticos, los cuales apoyarán directa o indirectamente la implementación de la Estrategia Climática de Largo Plazo, la Estrategia Financiera y la NDC, por lo que este Plan también promueve el uso de instrumentos de mercado costo-efectivos. La recaudación o generación de ingresos de ellos, se plantea puedan ser dirigidos a impulsar soluciones que permitan aumentar la capacidad adaptativa y resiliencia del sector. Esto es relevado a través de una medida particular en este eje (I2 “INSTRUMENTOS DE PRECIO AL CARBONO COMO HABILITANTES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA”).

Finalmente, otra sinergia entre mitigación y adaptación que se aborda específicamente en este eje es el rol de los pueblos indígenas y originarios en la transición energética, poniendo valor a sus saberes ancestrales y tradiciones, así como a su participación en los procesos derivados de este Plan, que permitan no solo empoderar a este grupo vulnerable, sino que también aumentar el alcance de la transición energética a la vez que se incrementa la resiliencia de los pueblos a los efectos e impactos de la crisis climática.

5.3.2. Medios de implementación

La LMCC define a los medios de implementación como una acción, medida o proceso del ámbito institucional o normativo para el desarrollo y transferencia de tecnología, creación y fortalecimiento de capacidades y financiamiento, entre otros, que se requieran para la implementación de acciones de mitigación y adaptación al cambio climático. Son medidas que buscan generar condiciones habilitantes para la acción climática y las estrategias asociadas a los medios de implementación, como lo son la Estrategia Financiera de Cambio Climático (EFCC), la Estrategia de Desarrollo y Transferencia Tecnológica para el Cambio Climático (EDTCC) y la Estrategia de Desarrollo de Capacidades y Empoderamiento Climático (Estrategia ACE).

En particular, las medidas transversales relativas a los medios de implementación para los Planes Sectoriales se han definido como aquel conjunto de acciones complementarias, cuya coordinación e implementación no están asociadas a una medida si no que tienen una contribución transversal a las medidas, orientadas a



fortalecer los conocimientos, tecnologías, financiamientos y gobiernos capacitados y organizados a distintos niveles (nacionales y subnacionales).

En cuanto al desarrollo y transferencia de tecnología se ha identificado que, para el sector energía, se requiere una mayor penetración e implementación de tecnologías, tanto a nivel de infraestructura como de operación, que sean sostenibles, eficientes y aumenten la resiliencia, superando las barreras como la falta de información o la alta inversión inicial, y considerando un enfoque local en el desarrollo tecnológico para adaptarse a las condiciones particulares de cada territorio y sector de la sociedad.

Respecto a la creación y fortalecimiento de capacidades, se releva la importancia de la educación y la difusión de temas energéticos, tales como energías renovables, eficiencia energética, nuevas tecnologías, gestión energética y de la demanda, seguridad y resiliencia. Esto debido a que una parte importante de la población aún es ajena a las ventajas y necesidades de la transición energética y su rol en la crisis climática. En este punto también se identifica el aporte de instituciones en los distintos niveles educativos y el apoyo que podrían prestar.

Finalmente, considerando que el financiamiento es un pilar estratégico del Plan, en cuanto a los medios de implementación se identifica también la necesidad de considerar la financiación a escalas menores de los proyectos energéticos, por ejemplo, a nivel de hogares o comunidades, tanto para acceder a energías no contaminantes, como aumentar la eficiencia energética o superar la pobreza energética (sobre todo en grupos vulnerables, pueblos indígenas, zonas aisladas o comunidades rurales).

En razón de lo anterior, el Ministerio de Energía propone una medida especial orientada a los tres medios de implementación, que permita abordar desafíos que, se ha determinado, son transversales y comunes a todas y cada una de las medidas del instrumento.

5.3.3. Fichas medidas de integración y/o medios de implementación

I1 – MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|---------------------------|------------------------------------|---|
| Identificación | ID | I1 |
| | Nombre | MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA |
| | Descripción de la medida | <p>La implementación del PSMyA Energía subraya la importancia de establecer condiciones habilitantes en el ámbito de la capacitación, innovación y financiamiento que fortalezcan de manera transversal tanto los ejes de mitigación como el de adaptación. En un contexto de transformación productiva hacia una nueva identidad que permita aprovechar las oportunidades de un desarrollo económico sustentable ligado a la energía, resulta fundamental dotar al sector energético y a sus actores clave de las competencias laborales y capacidades técnicas necesarias para enfrentar los retos de una economía baja en carbono y adaptada a los efectos del cambio climático. Esto no solo promueve una mayor competitividad y productividad en el sector, sino que también habilita a los actores para desarrollar, adoptar y aplicar nuevas tendencias tecnológicas y soluciones energéticas innovadoras que respondan a las necesidades actuales y del futuro. A través de esta medida, se establece un marco integral que aborde, de manera estructurada, el desarrollo de capital humano capacitado y especializado en la transición energética, la reducción de brechas para la adopción de tecnologías avanzadas y el aseguramiento de financiamiento climático para promover las inversiones en energía. Estas áreas estratégicas son esenciales para asegurar que el sector energético cuente con las herramientas y recursos necesarios para ejecutar las acciones del plan de forma efectiva, maximizando su impacto en términos de reducción de emisiones y aumento de la resiliencia ante eventos climáticos adversos, garantizando que estas acciones sean inclusivas y sostenibles en el largo plazo.</p> <p>META: Al 2030 se han disminuido las brechas de conocimiento en materia de gestión al cambio climático en el capital humano, se avanza en la desarrollo y transferencia tecnológica mediante la identificación de nuevas tecnologías que permitan lograr un sector resiliente, y se disminuye la brecha de financiamiento para materializar un desarrollo energético sostenible y resiliente.</p> |
| | Indicador de la medida | <p><u>Quantitativo:</u></p> <p>a) Número de capacitaciones realizadas en materia de gestión del cambio climático para el sector energía.</p> <p>b) Porcentaje (%) de participación de mujeres y personas pertenecientes a PPII en los programas de capacitación de gestión del cambio climático en el sector energía.</p> <p>c) Porcentaje (%) de avance del desarrollo de la guía de estándares de participación para el desarrollo de proyectos estratégicos.</p> <p>d) Porcentaje (%) de avance de la actualización de la guía de estándares de participación con enfoque de mitigación y adaptación.</p> <p>e) Número de fondos/instrumentos/mecanismos financieros identificados para el financiamiento del Plan.</p> <p><u>Cualitativo:</u></p> <p>a) Identificación de nuevas necesidades tecnológicas para aumentar la resiliencia del sector energía.</p> |
| Periodo de implementación | 2025 – 2029 | |
| Sinergias de la medida | Vínculo con otras medidas del Plan | Transversal |
| | Tipo de medio de implementación | Creación y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia tecnológica y financiamiento climático |



| | | |
|--|-----------------------------------|--|
| | Riesgos | Riesgo de obsolescencia de competencias laborales en un momento de permanente disrupción tecnológica en el sector energía. Por otro lado, si los procesos de desarrollo y transferencia de tecnologías avanzadas no son lo suficientemente rápidos, el sector energético podría quedar rezagado en cuanto a la adopción de innovaciones, afectando el cumplimiento de los objetivos climáticos y la competitividad del sector en el mercado global. Adicionalmente, la adopción de tecnologías y prácticas innovadoras puede enfrentar resistencia por parte de actores tradicionales en el sector energético, debido a la inversión inicial necesaria, los cambios en los procesos y la necesidad de capacitación adicional. Aunque esta medida es transversal, existe el riesgo de que no logre adecuarse a las particularidades de cada región, por lo que es necesario contemplar programas flexibles que permitan su integración en contextos locales específicos. |
| | Co-beneficios | La implementación de la medida tiene el potencial de generar bienestar social de las personas trabajadoras y comunidades afectadas con mayor índice de vulnerabilidad e involucradas en el proceso de reconversión productiva. Por otro lado, la búsqueda y aseguramiento de financiamiento puede fomentar la colaboración entre diferentes actores, incluyendo gobiernos, sector privado y organizaciones internacionales, creando sinergias que permitan la implementación exitosa del plan a la vez que aseguren y promuevan la competitividad del sector, lo cual se ve potenciado por iniciativas que apuntan al desarrollo y transferencia tecnológica. En cuanto al desarrollo de capacidades en torno a la gestión del cambio climático, se presenta como un ámbito que tiene un alto potencial de fortalecer el conocimiento sobre mitigación, adaptación y resiliencia, empoderando a más personas para tomar acción y participar en la construcción de políticas públicas. |
| | Brechas | Avanzar en la creación y fortalecimiento de capacidades requiere de la subsanación de determinadas brechas, como, por ejemplo, que las carreras y programas de estudio no están alineados con las necesidades del sector energético, especialmente en lo que respecta a la gestión del cambio climático, revelando una desconexión entre formación académica e industria. Por otro lado, se identifica una falta de alineación entre las necesidades de financiamiento y los productos financieros existentes, lo que, sumado a la brecha de conocimiento en la temática, acrecienta aún más las necesidades de financiamiento climático. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$655.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) |
| Análisis de Género | | La medida de medios de implementación tanto en mitigación como en adaptación al cambio climático puede ser transformadora en cuanto al género si se garantiza una correcta representación de las mujeres en las acciones propuestas, especialmente en sectores tradicionalmente dominados por hombres como la energía. Es esencial fomentar la participación de mujeres en los programas de desarrollo de capacidades, facilitando su entrada y permanencia en estos sectores. Además, se deben implementar políticas que promuevan la inclusión de mujeres en roles técnicos y de liderazgo dentro de la industria energética. |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | | La transición energética y la reconversión productiva impactan especialmente a los grupos vulnerables, como trabajadores y comunidades en áreas con cierre de plantas a carbón, pequeñas y medianas empresas (PYMEs), y comunidades rurales e indígenas con acceso limitado a financiamiento y a nuevas tecnologías que permitirían diversificar sus actividades laborales. A través de la medida propuesta, se abordan estos desafíos de manera integral; facilitando la adaptación del capital humano a los nuevos requerimientos de la industria energética en el ámbito de mitigación y adaptación, a través de programas de capacitación en donde grupos vulnerables pueden beneficiarse desarrollando habilidades y conocimientos que aumente sus oportunidades laborales; impulsa el desarrollo y la transferencia de tecnología, facilitando que comunidades y PYMEs adopten tecnologías innovadoras, lo que promueve la competitividad y resiliencia; y, por último, asegurando financiamiento climático, posibilitando que estos grupos accedan a recursos para implementar soluciones sostenibles y participar en la transición de manera justa y equitativa, garantizando que los beneficios de una economía baja en carbono lleguen a quienes más lo necesitan. |
| 11.A PREPARACIÓN DE CAPITAL HUMANO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA RESILIENTE | | |



| | | | | | |
|--|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Descripción y justificación | El dinamismo económico del sector energía y su constante evolución, generan nuevas demandas de competencias laborales que se relacionan directamente con el éxito de las medidas de mitigación y adaptación propuestas, lo cual se contrasta con la brecha de conocimiento y habilidades técnicas de la fuerza laboral del sector con relación a mitigación y adaptación al cambio climático. Esto se evidencia al considerar que 57% de las empresas en Chile no han incorporado ninguno de los perfiles relacionados con la adaptación climática, mientras que el 44% de ellas todavía no ha incorporado ningún perfil especializado en mitigación del cambio climático (CORFO, 2023). En este sentido, la capacitación de los actores involucrados es un componente fundamental para asegurar que quienes participen de la implementación de las medidas del PSMYA cuenten con competencias adecuadas e integrales para hacerlo de manera efectiva, a la vez que se garantiza la inclusión de grupos vulnerables, el enfoque de género y la descentralización para fortalecer las capacidades regionales. Asimismo, es relevante focalizar e impulsar la transición y reentrenamiento de roles existentes en el sector energía afectados por los nuevos desafíos de la reconversión productiva, y facilitar su incorporación a nuevas fuentes laborales debido al compromiso de descarbonización de la matriz energética en Chile. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Estrategia de Desarrollo de Capacidades y Empoderamiento Climático de Chile. - Estrategia de Transición Justa en el sector Energía. - Estrategia Nacional de Transición Socioecológica Justa. - Marco de cualificaciones técnico-profesional del Sector Energía. | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, con especial consideración de aquellas zonas afectas al cierre y/o reconversión de centrales y también aquellas identificadas como polos de desarrollo energético. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025-2030 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, Oficina de Género y Derechos Humanos, División de Participación y Diálogo Social | | | | |
| Otros actores involucrados | Ministerio de Educación, CORFO, Servicio Nacional de Capacitación y Empleo (SENCE) del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, ChileValora y Agencia de Sostenibilidad Energética, instituciones de educación, empresas y gremios del sector. | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$385.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Priorización y diseño de un programa anual de capacitación para la gestión del cambio climático en el sector energía en base a contenidos priorizados. | Diseño de programa elaborado | Ministerio de Energía | | \$20.000 | 2025 |
| 2. Implementación del programa anual de capacitación, asegurando condiciones apropiadas y equitativas para la participación de mujeres y grupos vulnerables. | Número de personas capacitadas anualmente | Ministerio de Energía | Ministerio de Economía, Fomento y Turismo | \$150.000 | 2026 – 2030 |



| | | | | | |
|---|---|-----------------------|---|----------|-------------|
| 3. Implementación de, al menos una versión del programa de capacitación para la gestión del cambio climático en el sector energía en base a los contenidos priorizados, enfocado exclusivamente en participantes mujeres. | Programa realizado | Ministerio de Energía | Ministerio de la Mujer y la Equidad de Género | \$30.000 | 2030 |
| 4. Integrar el enfoque de mitigación y adaptación en el programa Educa Sostenible del Ministerio de Energía, mediante el diseño de, al menos, una experiencia interactiva enfocada en niños, niñas, y jóvenes. | Programa diseñado | Ministerio de Energía | Agencia de Sostenibilidad Energética | \$75.000 | 2025 |
| 5. Desarrollar una guía de estándares de participación para el desarrollo de proyectos estratégicos, como las obras de transmisión, para la carbono neutralidad, que contemple dimensiones sociales, ambientales, derechos humanos, entre otras, contemplando incentivos para su uso. | Guía publicada | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | \$80.000 | 2027 |
| 6. Actualización de la guía de estándares de participación para el desarrollo de proyectos de energía, con foco en la inclusión de la mitigación y adaptación al cambio climático. | Guía publicada | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | \$30.000 | 2027 |
| 7. Formación de, por lo menos, un 30% de mujeres en todos los procesos de creación de capacidades, capital humano y capacitaciones del Plan, en línea con la iniciativa Energía+Mujeres del Ministerio de Energía. | Listas de participantes de las instancias de formación con, al menos, 30% de participación de mujeres | Ministerio de Energía | | \$0 | 2025 – 2030 |

1.1.B DESARROLLO Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA RESILIENTE

| | |
|--|---|
| Descripción y justificación | El sector energía enfrenta desafíos tecnológicos que limitan su transición hacia un modelo resiliente y bajo en emisiones. Para superar estas barreras, es fundamental identificar las principales brechas y oportunidades que obstaculizan que la transición energética se desarrolle de manera justa y sustentable. En este sentido, es fundamental avanzar en el desarrollo de una línea de trabajo para la identificación e implementación de las necesidades tecnológicas del sector energético, así como también integrar los desafíos de gestión ambiental y de residuos de los proyectos de infraestructura energética, incorporando los objetivos climáticos en el fomento a la adopción de economía circular en energía, tanto para aportar a la sostenibilidad del sector como para realizar sinergias con el cumplimiento normativo. Esto permitirá, por un lado, reducir la dependencia de tecnologías convencionales, optimizar el rendimiento y la eficiencia de la infraestructura energética existente, y, por otro lado, promover la inserción equilibrada y con estándares de sustentabilidad de las tecnologías necesarias para hacer frente a los desafíos del cambio climático. |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | Estrategia de Desarrollo y Transferencia Tecnológica para el Cambio Climático |



| | | | | | |
|--|---|--|--|-----------------------------|--------------------------------|
| Alcance territorial | Nacional, pero los resultados de la implementación de las submedida podrían verse materializados específicamente en aquellas regiones identificadas como polos de desarrollo energético, y por tanto, presenta el potencial de poder incidir en iniciativas y políticas regionales, como los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático. | | | | |
| Periodo de implementación | 2026-2028 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, Oficina de Género y Derechos Humanos, División de Participación y Diálogo Social | | | | |
| Otros actores involucrados | CORFO, Ministerio del Medio Ambiente, empresas y gremios del sector | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$100.000 - \$120.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Publico (Ministerio de Energía) Internacional | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Revisión, actualización y apoyo en la implementación de las hojas de ruta para el desarrollo bajo en carbono de sectores con riesgo de transición climática, en coordinación con el sector privado. | Informe final con el análisis actualizado | Ministerio de Energía | | \$0 | 2026 |
| 2. Incorporar dentro de la Hoja de Ruta de Economía Circular en Energía, el enfoque de mitigación y adaptación al cambio climático, estableciendo, al menos, una medida que permita evaluar el aporte de la economía circular en la reducción de emisiones y evaluar riesgos de mal adaptación en el sector. | Hoja de ruta publicada | Ministerio de Energía | Ministerio del Medio Ambiente | \$30.000 - \$50.000 | 2025 |
| 3. Desarrollar un estudio que determine las brechas y necesidades tecnológicas existentes para implementar soluciones que aumenten la capacidad adaptativa y resiliencia de los distintos segmentos del sector energía. | Informe final aprobado por el Ministerio de Energía | Ministerio de Energía | | \$100.000 - \$120.000 | 2026 |
| 4. Desarrollar los lineamientos y requerimientos necesarios para una plataforma que permita unificar y robustecer la sistematización datos históricos y futuros relacionados al sector energía, y ampliar la disponibilidad de información | Propuesta desarrollada por el Ministerio de Energía | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía Coordinador Eléctrico Nacional | \$0 | 2028 |



| | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|
| <p>contenida en otras fuentes de información oficiales del sector, con el fin de disponer de datos públicos comunes e interoperables para la elaboración de políticas públicas e instrumentos de planificación.</p> | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|

1.1.C PROMOVER EL FINANCIAMIENTO CLIMÁTICO PARA AVANZAR EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN Y MITIGACIÓN DEL PLAN SECTORIAL DE ENERGÍA

| | |
|------------------------------------|---|
| Descripción y justificación | El acceso a recursos financieros específicos para iniciativas climáticas aún representa una barrera para muchos actores del sector, esto resulta especialmente evidente en América Latina y el Caribe, en donde según cifras de la CEPAL (2023), la región necesita aumentar la movilización de recursos nacionales e internacionales entre 7 y 10 veces en relación con los esfuerzos actuales. Por ello, es necesario proporcionar un marco de apoyo que permita aprovechar al máximo los recursos disponibles tanto nacionales como internacionales, promoviendo la identificación y el desarrollo e implementación de acciones orientadas a fortalecer la capacidad de los distintos actores en la obtención de financiamiento. Esto incluye la creación de habilidades en transferencia tecnológica, formulación de proyectos climáticos, y los conocimientos necesarios para aprovechar los recursos financieros disponibles. |
|------------------------------------|---|

| | |
|--|--|
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | Estrategía Financiera de Cambio Climático del Ministerio de Hacienda |
|--|--|

| | |
|----------------------------|---|
| Alcance territorial | Nacional, pero los resultados de la implementación de las submedida podrían verse materializados específicamente en aquellas regiones identificadas como polos de desarrollo energético, y por tanto, presenta el potencial de poder incidir en iniciativas y políticas regionales, como los Planes de Acción Regionales y Comunales de Cambio Climático. |
|----------------------------|---|

| | |
|----------------------------------|-----------|
| Periodo de implementación | 2026-2028 |
|----------------------------------|-----------|

| | |
|---|---|
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible |
|---|---|

| | |
|-----------------------------------|---|
| Otros actores involucrados | Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, Ministerio de Hacienda, CORFO, empresas y gremios del sector |
|-----------------------------------|---|

| | | |
|-------------------------------|-----------------------------------|--|
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$50.000 - \$150.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional |

| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
|--|------------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 1. Desarrollo de un portafolio de proyectos que sean obras estratégicas para la carbono neutralidad y la resiliencia energética, junto a una priorización en cuanto a costo-efectividad en la reducción de emisiones y aumento de la | Base de datos elaborada | Ministerio de Energía | | \$0 | 2026 |



| | | | | | |
|---|---|-----------------------|--|--------------------|------|
| capacidad adaptativa, identificando específicamente fuentes o mecanismos de financiamiento. | | | | | |
| 2. Creación de un equipo especializado en el Ministerio de Energía con dedicación a la formulación y postulación de proyectos que son obras estratégicas para la carbono neutralidad y la resiliencia energética, así como financiamiento en general para la implementación del Plan. | Al menos una persona contratada trabajando en la Unidad de Planificación y Cambio Climático del Ministerio de Energía | Ministerio de Energía | | \$50.000-\$150.000 | 2028 |

12 – INSTRUMENTOS DE PRECIO AL CARBONO COMO HABILITANTES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|--------------------------|---|
| Identificación | ID | I2 |
| | Nombre | INSTRUMENTOS DE PRECIO AL CARBONO COMO HABILITANTES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA |
| | Descripción de la medida | <p>Los instrumentos de precio al carbono son fundamentales para alcanzar la carbono neutralidad al 2050. Estos pueden ser impuestos, sistemas de transacción de emisiones, sistemas de compensación o créditos de carbono, entre otros, y permiten a los países a cumplir sus metas de reducción de emisiones y aumentar la ambición climática. En 2023, los 75 instrumentos de precio al carbono operativos en el mundo, con 24% de cobertura de emisiones globales, superaron los USD \$100.000 en ingresos, donde más de la mitad de la recaudación se destinó a financiar programas sobre clima y naturaleza (State and Trends of Carbon Pricing 2024, Banco Mundial).</p> <p>Chile tiene un impuesto al carbono operativo desde 2017. Por otro lado, la LMCC establece una serie instrumentos de precio al carbono como las normas de emisión de gases de efecto invernadero y los certificados de reducción o absorción de emisiones para cumplirlas; que especifica los requisitos para el uso del artículo 6 del Acuerdo de París, y define en su artículo 37 otros instrumentos económicos para la gestión del cambio climático, de carácter fiscal, financiero o de mercado, que permiten internalizar los costos ambientales, sociales y económicos asociados a la emisión de gases de efecto invernadero o forzantes climáticos de vida corta. Todos estos instrumentos económicos podrán ser utilizados para apoyar el cumplimiento de los compromisos climáticos, de la NDC y/o ECLP, y de la Estrategia Financiera de Cambio Climático.</p> <p>A nivel internacional, Chile participó en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) creado bajo el Protocolo de Kioto, en el que los países comprometidos podían comprar créditos de carbono a otros países para cumplir sus metas. Actualmente, se está avanzando en la firma de acuerdos bilaterales para comercializar créditos de carbono bajo el artículo 6, se está desarrollando la institucionalidad para el uso de estos mecanismos.</p> <p>Dada la relevancia de contar con instrumentos de precio al carbono que apoyen la transición energética y el cumplimiento de las metas climáticas, es menester evaluar el impuesto actual con el fin de introducir las mejoras pertinentes, además de diseñar e implementar instrumentos más costo-efectivos para el sector, como un sistema de permisos de emisión transables.</p> |



| | | |
|----------------------------------|---|---|
| | | META: Al 2030 habilitar instrumentos de precio al carbono costo-efectivos para alcanzar las metas climáticas a la vez que se fortalecen los actuales. |
| | Indicador de la medida | <u>Quantitativo:</u> a) Nuevos instrumentos de precio al carbono implementados en el sector energía b) Número de proyectos del sector energético desarrollados con el apoyo de instrumentos de precio c) Emisiones del sector cubiertas por algún instrumento de precio al carbono |
| Metas de Mitigación | Sector afectado | Energía |
| | Subsector afectado | Electricidad, industrias |
| | Fuente emisora afectada | Por definir en el diseño |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2e |
| | Objetivos y Metas asociados a la Estrategia Climática de Largo Plazo | Objetivo 7. Meta 7.1, Meta 7.2 y Meta 7.3. |
| Periodo de implementación | | 2025 – 2029 |
| Sinergias de la medida | Vínculo con otras medidas del Plan | Transversal |
| | Tipo de medio de implementación | Financiamiento climático |
| | Riesgos | La fuga de carbono se da cuando la producción de una empresa se traslada de una jurisdicción donde se ha establecido un precio al carbono a otra con regulaciones ambientales más laxas, provocando una disminución de la competitividad en el país de origen sin una reducción real de emisiones. En ese sentido, la fuga de carbono es en general un riesgo a evaluar y evitar en los procesos de implementación de estos instrumentos. |
| | Co-beneficios | Promoción de la descarbonización, inversión en tecnologías descontaminantes y creación de recursos para la transición energética. |
| | Brechas | Importantes brechas de información, sistemas habilitantes y otros requerimientos técnicos de la implementación de instrumentos de precio al carbono, así como el consenso amplio para su funcionamiento. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$400.000 |



| | | | | | | |
|--|----------------------------------|--|--|--------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | | |
| Análisis de Género | | Medida ciega al género. Se considera como una medida transversal con foco en instrumentos económicos y de precio al carbono. | | | | |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | | La implementación de instrumentos de precio podría tener impactos en las tarifas de clientes finales, por lo que se requiere un análisis de efectos distributivos y posibles aumentos de costos de producción, sobre todo cuando afectan a grupos socioeconómicamente vulnerables. Este análisis podrá conducir a revisar la necesidad de acciones de reducción de los impactos del alza o mecanismos de protección tarifaria. | | | | |
| 12.A DISEÑAR E IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE COMERCIO DE EMISIONES EN EL SECTOR ENERGÍA | | | | | | |
| Descripción y justificación | | <p>Mediante esta medida, se diseñará e implementará un piloto de un Sistema de Comercio de Emisiones (SCE). El piloto establecerá los elementos técnicos de operación de un SCE (tal y como sería en caso de una implementación vinculante), tales como el alcance, límite (o cap) y método de asignación de los derechos de emisión, entidades reguladas, las transacciones de derechos de emisión, su mecanismo de seguimiento, el calendario de cumplimiento, su sistema de medición, reporte y verificación, así como la gobernanza de este. El <i>cap</i> será definido en coordinación con el/los límites máximos de emisiones de CO2 y otros gases que establece la LMCC.</p> <p>Dada la meta de reducción de emisiones del sector energía, un SCE ofrece la posibilidad de promover la reducción de emisiones en el sector al menor costo posible, de forma medible, reportable y verificable, sin vulnerar la competitividad de los sectores participantes frente a los mercados internacionales. Entre las ventajas, un SCE incentiva la innovación tecnológica, proporciona flexibilidad en el cumplimiento, y responde a las fluctuaciones económicas.</p> | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | | <ul style="list-style-type: none"> - Artículos 14, 15 y 37 de la Ley Marco de Cambio Climático - Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030 | | | | |
| Alcance territorial | | Nacional, con especial consideración de aquellas zonas afectas al cierre y/o reconversión de centrales y también aquellas identificadas como polos de desarrollo energético. | | | | |
| Periodo de implementación | | 2025-2027 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | |
| Otros actores involucrados | | Empresas y gremios del sector, academia, sociedad civil y organismos internacionales | | | | |
| Información Financiera | | Estimación del costo (USD) | \$560.000 | | | |
| | | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional | | | |
| Acción | | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |



| | | | | | |
|--|---|---|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector, academia, sociedad civil y organismos internacionales. | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$0 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Hacienda, Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollo de una propuesta de modificación del impuesto a las emisiones (artículo 8° de la ley N° 20.780) para su consideración en el cálculo del costo marginal y un incremento gradual, una vez terminada la primera etapa de estabilización de tarifas eléctricas. | Oficio del Ministerio de Energía al Ministerio de Hacienda con la propuesta final | Ministerio de Energía | | \$0 | 2025 |
| 2. Ingresar un proyecto de ley para la modificación del artículo 8° de la ley N° 20.780, tomando en cuenta las recomendaciones para el sector eléctrico. | Proyecto de ley ingresado | Ministerio de Hacienda | Ministerio de Energía | \$0 | 2026 |
| 3. Habilitar el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones del sector energía en el marco del Sistema de Compensación de Emisiones, mediante el levantamiento de información, el análisis de brechas y la identificación de acciones de fomento a través de instancias de trabajo con los actores relevantes. | Inclusión de proyectos energéticos que son obras estratégicas para la carbono neutralidad en la actualización de la resolución exenta N° 1.420, de 2023, del Ministerio del Medio Ambiente | Ministerio del Medio Ambiente | Ministerio de Energía | \$0 | 2026 |
| 12.C IMPULSAR LOS INSTRUMENTOS Y LA PROTECCIÓN A LA COMPETITIVIDAD DE LA ECONOMÍA | | | | | |
| Descripción y justificación | Diversos estudios académicos y de organizaciones, como OCDE, FMI y el Banco Mundial, indican que un sistema de instrumentos económicos verdes debe considerar en su diseño diversas alternativas para que la recaudación pueda aportar a proteger la competitividad y acelerar el cumplimiento de los objetivos ambientales. Por eso se recomienda que la recaudación adicional de instrumentos económicos verdes se utilice en línea con los desafíos de la transición energética y climática, como en fondos de transición tecnológica, transición justa, infraestructura resiliente al cambio climático o en medidas para apalancar potenciales aumentos de tarifas o costos de la vida de las personas. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | Artículo 15 de la LMCC y su reglamento que establece las condiciones y requisitos necesarios relativos a los certificados de reducción o absorción de emisiones en el marco de la cooperación establecida a nivel internacional en el artículo 6° del Acuerdo de París. | | | | |



| Alcance territorial | Nacional, pero los resultados de la implementación de las submedida podrían verse materializados en proyectos de adaptación y resiliencia en el sector energía | | | | |
|---|--|---|--------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Periodo de implementación | 2025-2029 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | |
| Otros actores involucrados | Empresas y gremios del sector, academia, sociedad civil y organismos internacionales | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$110.000 - \$170.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Internacional (Banco Mundial, GIZ) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Formalizar por medio de acto administrativo el Registro Nacional de Energías Renovables (RENOVA) del Coordinador Eléctrico Nacional, como la plataforma central para la certificación de energías renovables que se generan y consumen en el país, con el objetivo de garantizar su trazabilidad, transparencia y confiabilidad para los mercados y el cumplimiento de los objetivos de descarbonización. | Modificación Ley General de Servicios Eléctricos a través del proyecto de ley que impulsa las energías renovables (u otro) | Ministerio de Energía | Coordinador Eléctrico Nacional | \$0 | 2025 |
| 2. Establecer, mediante acto administrativo emitido por el Ministerio de Energía, una metodología oficial para el cálculo de factores de emisión y factores de emisión residual, alineada con las guías metodológicas del IPCC, publicada periódicamente y de manera accesible, garantizando su correcto uso en los instrumentos y evitando la doble contabilidad de emisiones de alcance 2, con el fin de promover la transparencia y la comparabilidad de los datos de emisiones. | Resolución exenta del Ministerio de Energía | Ministerio de Energía | Comisión Nacional de Energía | \$0 | 2025 |
| 3. Elaborar una propuesta para redirigir la recaudación del Sistema de Comercio de Emisiones para el sector energía al financiamiento de nuevas tecnologías | Documento final con la propuesta técnica | Ministerio de Energía | | \$0 | 2028 |



| | | | | | |
|--|--|-----------------------|--|---------------------|------|
| innovadoras que aceleren la descarbonización y la resiliencia. | | | | | |
| 4. Analizar los impactos del mecanismo de ajuste en frontera por carbono de la Unión Europea en segmentos clave del sector energético chileno. | Informe final del estudio | Ministerio de Energía | | \$50.000 - \$80.000 | 2026 |
| 5. Diseñar un set de instrumentos y opciones que faciliten la inversión de proyectos de adaptación y resiliencia en el sector energía. | Documento final con la propuesta técnica | Ministerio de Energía | | \$50.000 - \$80.000 | 2029 |

13 – ACCIONES PARA ENFRENTAR LA CRISIS CLIMÁTICA CONSIDERANDO EL CONTEXTO DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------|--------------------------|--|
| Identificación | ID | I3 |
| | Nombre | ACCIONES PARA ENFRENTAR LA CRISIS CLIMÁTICA CONSIDERANDO EL CONTEXTO DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS |
| | Descripción de la medida | <p>El diagnóstico general del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) identifica que los pueblos indígenas se encuentran entre los grupos más vulnerables a los efectos del cambio climático, experimentando daños irreparables en sus idiomas, culturas, sistemas de conocimiento y medios de subsistencia debido a la pérdida de biodiversidad e impactos ambientales y climáticos. Adicionalmente, expone que los PPII se ven afectados de manera desproporcionada por las cargas, sobre todo ambientales, asociadas a las estrategias y/o medidas de mitigación, como la transición energética o captura de emisiones por bosques, entre otras.</p> <p>En este contexto, adquiere relevancia y un sentido de prioridad el poder contar con medidas focalizadas que apunten a la protección de estos grupos en concordancia con los estándares internacionales reconocidos y suscritos por Chile, y con ello, acciones concretas que promuevan el acceso energético de los pueblos indígenas, el reconocimiento de la diversidad territorial en la elaboración de políticas públicas sectoriales, la puesta en valor del conocimiento ancestral, la pertinencia de la participación en el contexto de la crisis climática y de las distintas estrategias planteadas tanto para mitigar sus impactos como para adaptarse a ellos.</p> <p>Finalmente, es de igual relevancia contar con una gobernanza conformada de manera pertinente y representativa tanto para la implementación de la medida como para el seguimiento de ésta.</p> <p>META: Al 2030, aumentar la participación de representantes de los pueblos indígenas y originarios de Chile en el proceso de transición energética y el aumento de la resiliencia del sector.</p> |
| | Indicador de la medida | <p><u>Quantitativo:</u></p> <p>a) Número de representantes de pueblos indígenas participantes de las acciones y procesos de la implementación del Plan</p> <p>b) Número adicional de beneficiarios pertenecientes a pueblos indígenas a los fondos del Ministerio de Energía</p> |



| | | |
|--|---|---|
| | | <p>c) Número de proyectos liderados y/o con participación indígena impulsados (desde el diseño a la ejecución)</p> <p><u>Cualitativo:</u></p> <p>a) Identificación de saberes ancestrales y tradiciones para abordar en la transición energética</p> <p>b) Creación de capacidades en materia climática y energética en los pueblos indígenas</p> |
| Periodo de implementación | | 2025 – 2029 |
| Sinergias de la medida | Vínculo con otras medidas del Plan | Transversal |
| | Tipo de medio de implementación | Creación y fortalecimiento de capacidades, desarrollo y transferencia tecnológica y financiamiento climático |
| | Riesgos | Falta de coordinación interinstitucional y/o entre los pueblos indígenas con los organismos del Estado que podría ocasionar un incumplimiento o retraso. |
| | Co-beneficios | Los pueblos indígenas son reconocidos a nivel internacional por el IPCC como un grupo clave en la acción climática y la preservación de la biodiversidad, de forma que su incorporación en las medidas de este plan puede tener beneficios adicionales en cuanto a un uso y gestión sostenible del territorio y los bienes naturales. |
| | Brechas | Las brechas de acceso, conectividad, difusión, medios digitales, entre otras, que los pueblos indígenas tienen actualmente podrían representar una dificultad adicional al momento de implementar las acciones, así como ha sido uno de los desafíos que se han identificado en el proceso de participación diferenciada del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación en Energía. |
| Información financiera | Costo total estimado (USD) | \$1.945.000 |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) |
| Análisis de Género | | Se considera que la medida es género transformadora, ya que podría permitir promover la toma de decisiones equitativas y el empoderamiento de mujeres indígenas, a través de su rol en la acción climática y las dinámicas de los mismos pueblos indígenas. |
| Grupos vulnerables y/o pueblos indígenas | | Esta medida, en su conjunto, se enfoca en los pueblos indígenas desde su condición de vulnerabilidad a los impactos de la crisis climática, y fue co-construida para abordar las brechas y desafíos en el contexto de dicha condición. |
| 13.A ACCIONES PARA ENFRENTAR LA VULNERABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONTEXTO DE LA CRISIS CLIMÁTICA | | |
| Descripción y justificación | | En Chile, se estima que la población indígena sin acceso a la energía o en condiciones de vulnerabilidad energética es significativa. Esta situación, profundizada además por los impactos de la crisis climática, se ha visto acrecentada particularmente en sectores rurales y/o aislados, donde las brechas de acceso a servicios básicos son aún más evidentes. Lo anterior, origina un renovado desafío, dado que la combinación de ambos factores está generando nuevas necesidades energéticas o agravando las ya existentes (bienestar térmico, disponibilidad de recursos energéticos, acceso y calidad de suministro para satisfacer distintas necesidades, entre otros). |



| | En este contexto de crisis climática y de los impactos ocasionados por ella, es que será necesario contar con acciones para enfrentar de mejor manera los nuevos desafíos, con el propósito tanto de prevenir que los pueblos indígenas se encuentren en una situación de pobreza energética, como de que esta se perpetúe. | | | | |
|---|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------|
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Capítulo indígena de la Política Energética Nacional y la Política de Acceso Equitativo a la Energía Sostenible de 2021 - Ley N° 19.253, que establece normas sobre protección, fomento y desarrollo de los indígenas, y crea la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena | | | | |
| Alcance territorial | Nacional, con especial consideración de aquellas zonas afectas al cierre y/o reconversión de centrales y también aquellas identificadas como polos de desarrollo energético. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025-2030 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Participación y Diálogo Social | | | | |
| Otros actores involucrados | Instituto Nacional de Desarrollo Sustentable de la Pesca Artesanal y de la Acuicultura de Pequeña Escala del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$385.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Privado | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Incorporar una focalización para pueblos indígenas en los programas del Ministerio de Energía, y adecuar los requisitos exigidos considerando las condiciones territoriales y de aislamiento, junto con la focalización de los programas en mujeres jefas de hogar, adultos mayores, familias de escasos recursos. | Bases actualizadas de los programas seleccionados | Ministerio de Energía | | \$0 | 2026 |
| 2. Apoyo técnico del Ministerio de Energía a la formulación de proyectos de electrificación rural para pueblos indígenas. | Número de capacitaciones realizadas | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia ²⁴ | \$0 | 2026 |

²⁴ El rol de coadyuvante del Ministerio de Desarrollo Social y Familia se enmarca dentro de las competencias dispuestas en los literales g) y m) del artículo 3° de la ley N° 20.530, que crea el Ministerio de Desarrollo Social y Familia y modifica cuerpos legales que indica.



| | | | | | |
|--|---|-----------------------|---|-----------|------|
| 3. Diseñar un fondo destinado a pueblos indígenas que permita acceder a soluciones energéticas, en espacios colectivos, para enfrentar los impactos de la crisis climática (FAE indígena), considerando las condiciones territoriales o de habitabilidad, destinado a organizaciones indígenas como comunidades, asociaciones o de otro tipo. | Fondo diseñado y aprobado para ejecución | Ministerio de Energía | | \$0 | 2027 |
| 4. Implementar un fondo destinado a pueblos indígenas que permita acceder a soluciones energéticas en espacios colectivos, para enfrentar los impactos de la crisis climática (FAE indígena), considerando las condiciones territoriales o de habitabilidad. | Primera versión del fondo adjudicada exitosamente | Ministerio de Energía | | \$250.000 | 2028 |
| 5. Diseñar un fondo para pueblos indígenas que permita acceder a soluciones energéticas individuales con el propósito de enfrentar los impactos de la crisis climática. El fondo debe considerar tres líneas de financiamiento: acceso a la energía a través de la autogeneración y almacenamiento, bienestar térmico de las viviendas y reducción de costos asociados al uso de la energía. | Fondo diseñado y aprobado para ejecución | Ministerio de Energía | | \$0 | 2027 |
| 6. Iniciar la implementación del fondo para pueblos indígenas que permita acceder a soluciones energéticas individuales mediante el diseño e implementación de pilotos para cada línea de financiamiento (acceso a la energía a través de la autogeneración y almacenamiento, bienestar térmico de las viviendas y reducción de costos asociados al uso de la energía). | Primera versión del fondo adjudicada exitosamente | Ministerio de Energía | | \$90.000 | 2028 |
| 7. Establecer convenios de colaboración con coadyuvantes con el propósito de adecuar los requisitos para pueblos indígenas en la postulación a programas relacionados con energía, tales como los Fondos de Pesca Artesanal y Acuicultura de Pequeña Escala, entre otros. | Convenios de colaboración firmados entre el Ministerio de Energía y otras instituciones | Ministerio de Energía | Ministerio de Economía, Fomento y Turismo | \$0 | 2026 |

13.B ACCIONES QUE IMPULSEN UNA PARTICIPACIÓN PERTINENTE Y CONSIDEREN LA DIVERSIDAD TERRITORIAL Y SOCIOCULTURAL DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS EN EL MARCO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA



| | | | | | |
|--|---|---------------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Descripción y justificación | En el contexto de los compromisos adquiridos por Chile en materia de reducción de emisiones de CO2, el sector energético tiene un rol fundamental en cuanto al ámbito de acción relacionado al cumplimiento de dichos compromisos. Sin embargo, dicho rol enfrenta múltiples desafíos, donde uno de los principales que aborda este Plan es el despliegue territorial de la infraestructura energética en el marco de la descarbonización. Así, es relevante promover un correcto diseño, desarrollo y operación de los proyectos energéticos, buscando minimizar sus impactos, considerando el patrimonio cultural, especialmente en materia de pueblos indígenas, sus medios de subsistencia y prácticas culturales. Para ello, es necesario avanzar en una planificación energética con enfoque territorial que promueva un uso sustentable del territorio y oriente la localización de proyectos, considerando a los pueblos indígenas en dicho avance. | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Capítulo Indígena de la Política Energética Nacional - Ley N° 19.253, que establece normas sobre protección, fomento y desarrollo de los indígenas, y crea la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de la medida posee un fuerte componente local en cuanto a los beneficios resultantes de ella, y considerando que la población beneficiada se encuentra concentrada en zonas rurales y/o aisladas a lo largo de todo el territorio nacional. Asimismo, podría tener incidencia directa como insumo para las actualización y elaboración de los Planes de Acción Regionales y Comunales, respectivamente. | | | | |
| Periodo de implementación | 2025-2027 | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Participación y Diálogo Social | | | | |
| Otros actores involucrados | Gobiernos Regionales, municipalidades, empresas y gremios del sector | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$500.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Desarrollar una metodología que permita identificar la capacidad de carga de proyectos energéticos a nivel regional, considerando la componente indígena, con el propósito de contar con una herramienta con categorías adecuadas para orientar la toma de decisiones (según su aplicación en cada territorio). | Metodología desarrollada | Ministerio de Energía | | \$300.000 | 2027 |
| 2. Levantamiento o catastro de fondos de financiamiento que permitan impulsar el desarrollo de proyectos de generación energética con liderazgo y/o participación de pueblos indígenas (como modelo de negocio). Podrá | Base de datos elaborada | Ministerio de Energía | | \$0 | 2027 |



| | | | | | |
|--|---|-----------------------|--|-----------|------|
| considerar financiar la formulación de un proyecto, financiar habilitantes o financiar aspectos relacionados con la inversión inicial. | | | | | |
| 3. Definir y asegurar un porcentaje de representación indígena y con pertinencia territorial en las acciones correspondientes a la submedida “Capital Humano para la Transición Energética Resiliente” integrada en los ejes medio de implementación, integración y aspectos transversales del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía. | Porcentaje de representación indígena definido y concretado en I1.A | Ministerio de Energía | | \$0 | 2025 |
| 4. Elaborar criterios que consideren la componente indígena para la elaboración y/o actualización de los instrumentos de planificación energética (para generación y transmisión). | Lista de criterios elaborada | Ministerio de Energía | | \$200.000 | 2026 |

13.C ACCIONES QUE PROMUEVAN LA PUESTA EN VALOR DEL CONOCIMIENTO ANCESTRAL DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS EN EL USO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

| | |
|--|---|
| Descripción y justificación | El Ministerio de Energía reconoce el rol de los PPII como pieza clave para lograr la adaptación a la crisis climática. De acuerdo con el IPCC, el conocimiento indígena se asocia a una mejor gestión, conservación y sostenibilidad de la biodiversidad, y es fundamental para la reducción de riesgos y la seguridad alimentaria e hídrica. En este contexto es fundamental establecer una conexión entre el conocimiento ancestral del territorio, su biodiversidad, el uso sostenible de los bienes naturales y la información técnica existente. |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | - Capítulo Indígena de la Política Energética Nacional - Ley N° 19.253, que establece normas sobre protección, fomento y desarrollo de los indígenas, y crea la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena - Ley N° 17.288, que legisla sobre monumentos nacionales; modifica las leyes 16.617 y 16.719; deroga el decreto ley N° 651, de 17 de octubre de 1925 |
| Alcance territorial | La implementación de la medida posee un fuerte componente local en cuanto a los beneficios resultantes de ella, y considerando que la población beneficiada se encuentra concentrada en zonas rurales y/o aisladas a lo largo de todo el territorio nacional. Asimismo, podría tener incidencia directa como insumo para la actualización y elaboración de los Planes de Acción Regionales y Comunales, respectivamente. |
| Periodo de implementación | 2026-2028 |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible |
| Otros actores involucrados | |



| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$250.000 | | | | |
|---|---|---------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------|--|
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) | | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación | |
| 1. A partir de experiencias proporcionadas por personas pertenecientes a pueblos indígenas, elaborar un catastro de prácticas y experiencias sobre el uso de los recursos energéticos para diversas actividades (conservación de alimentos, manejo de la temperatura a través de la materialidad de la vivienda u otros espacios, etc.) e impulsar su difusión. | Informe final | Ministerio de Energía | Ministerio de Vivienda y Urbanismo Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$50.000 | 2027 | |
| 2. Diseñar un fondo para la revitalización y reconocimiento de los saberes ancestrales en materia energética con el propósito de generar un insumo disponible para la toma de decisiones en territorios de pueblos indígenas. | Fondo diseñado | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$0 | 2027 | |
| 3. Implementar el fondo para la revitalización y reconocimiento de los saberes ancestrales en materia energética con el propósito de generar un insumo disponible para la elaboración de instrumentos de gestión climática a nivel local, tales como Planes de Acción Regional de Cambio Climático y Planes de Acción Comunal de Cambio Climático. | Primera versión del fondo exitosamente adjudicado | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$200.000 | 2028 | |
| 4. Diseñar un programa de formación para pueblos indígenas centrado en temas de cambio climático y transición energética considerando sus respectivas condiciones territoriales o de habitabilidad. | Programa diseñado | Ministerio de Energía | Ministerio de Desarrollo Social y Familia | \$0 | 2027 | |
| 13.D ACCIONES ESPECÍFICAS PARA EL PUEBLO RAPA NUI | | | | | | |
| Descripción y justificación | <p>Rapa Nui es el lugar habitado más aislado del planeta. Ha sido calificado como territorio especial de acuerdo al artículo 126 bis de la Constitución Política de la República de Chile.</p> <p>Por su parte, la ley N° 21.070, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, es única en Chile y regula el ejercicio de los derechos a residir, permanecer y trasladarse, hacia y desde el territorio especial de Rapa Nui. La ley, además de regular aspectos de residencia, incorpora la definición, estudio y gestión de la capacidad de carga demográfica en el territorio especial de Rapa Nui, tomando en cuenta la condición de tratarse de un ecosistema frágil y vulnerable, cuya</p> | | | | | |



| | | | | | |
|--|---|-----------------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| | <p>protección, desarrollo y cautela requiere de la adopción de una serie de acciones, tanto legislativas como administrativas, destinadas a controlar de mejor manera aquellos aspectos que influyen en el potencial y progresivo deterioro de los elementos en los que se sustenta su medio ambiente (BID, 2020).</p> <p>Según el Censo 2017, un 45,3% de la población de la isla se autoidentifica como parte del pueblo Rapa Nui. En cuanto a la situación energética, casi el 99% de la generación de energía es realizada en base a combustibles líquidos importados periódicamente en barco desde el continente, a través de la empresa Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA (Sasipa) y el consumo de energía eléctrica ha superado el umbral de saturación definido en el Estudio de Capacidad de Carga para el territorio, correspondiente a 842.602,5 kWh/mes, cumplido en marzo del año 2017 (BID, 2020). En cuanto a la transición energética, uno de los principales desafíos que enfrenta la isla es que el 43,5% del territorio es parte del Parque Nacional Rapa Nui, lo que limita la posibilidad de extensión e instalación de energías renovables. Dadas estas y otras características especiales de la isla y su pueblo, se cuenta con una submedida dedicada especialmente a este pueblo y sus condiciones para una transición energética justa y segura.</p> | | | | |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Política Energética Nacional del 2015 y su actualización del 2022, capítulo indígena de la Política Energética Nacional - Ley N° 21.070 regula el ejercicio de los derechos a residir, permanecer y trasladarse hacia y desde el territorio especial de Isla de Pascua - Plan de Gestión de la Capacidad de Carga Demográfica de Rapa Nui | | | | |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible | | | | |
| Alcance territorial | La implementación de las acciones programadas en esta submedida, posee un fuerte componente local, ya que los principales beneficiados son los habitantes del territorio insular de Rapa Nui. Adicionalmente, se reconoce como una submedida que podría tener implicancias en políticas regionales como insumo directo al Plan de Acción Comunal de Cambio Climático o Plan de Gestión de Capacidad de Carga Demográfica, entre otros. | | | | |
| Periodo de implementación | 2026 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Ilustre Municipalidad de Rapa Nui, Gobierno Regional de Valparaíso, Comisión de Desarrollo de Isla de Pascua (CODEIPA), Consejo de Capacidad de Carga de Rapa Nui, Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA (Sasipa) | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$360.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público Fondos internacionales | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Elaborar un catastro de la infraestructura de distribución de la isla y el estado en que se encuentra (identificando aspectos de mejora). | Informe final | Ministerio de Energía | | \$50.000 | 2026 |
| 2. Elaborar un estudio de factibilidad para explorar una ampliación de la cobertura de la infraestructura de distribución. | Informe final | Ministerio de Energía | | \$100.000 | 2026 |



| | | | | | |
|---|--|-----------------------|--|-----------|------|
| 3. Ampliar el estudio de capacidad de carga demográfica para contar con un análisis específico a los proyectos energéticos. | Estudio de capacidad de carga actualizado | Ministerio de Energía | | \$100.000 | 2027 |
| 4. Elaborar e implementar un fondo de carácter público, destinado a financiar iniciativas que fomenten la autogeneración y/o incentiven la disminución de consumo de combustibles fósiles en los sectores productivos indígenas en la isla. | Primera versión del fondo exitosamente adjudicado | Ministerio de Energía | | \$100.000 | 2029 |
| 5. Diseñar e implementar un programa de formación para pueblos indígenas centrado en temas de cambio climático y transición energética en la isla. | Programa implementado con, al menos, 50 representantes del pueblo Rapa Nui capacitados. 50% de ellos serán mujeres | Ministerio de Energía | | \$10.000 | 2029 |

13.E GOBERNANZA PERTINENTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LA MEDIDA

| | |
|--|--|
| Descripción y justificación | <p>Con el objeto de que la implementación de las acciones para enfrentar la crisis climática considerando el contexto de los pueblos indígenas sea efectiva, es esencial reconocer su perspectiva y conocimientos tradicionales, por lo que se plantea contar con una gobernanza específica para la implementación de la presente medida siendo una necesidad en el marco del respeto y promoción de los derechos, tradiciones y formas de organización de los pueblos indígenas acreditados y/o en proceso de acreditación.</p> <p>En razón de lo anterior, se conformará una Plataforma de Pueblos Indígenas para la Transición Energética, que será un grupo de representantes de los pueblos, que atienda la diversidad territorial e incorpore las autoridades tradicionales para garantizar que todas las voces y realidades sean plasmadas en la implementación y seguimiento de esta medida, así como el Plan en general. Ella estará compuesta por 2 representantes regionales de cada pueblo indígena, mientras que su metodología de funcionamiento podrá considerar encuentros regionales y nacionales. Esta Plataforma tendrá dos líneas de trabajo, una enfocada en la colaboración, implementación, priorización anual, seguimiento y evaluación de las acciones contenidas en la medida I3 y otra dirigida a la representación de la Plataforma en la gobernanza general del Plan.</p> |
| Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ul style="list-style-type: none"> - Capítulo Indígena de la Política Energética Nacional. - Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. - Declaración de Naciones Unidas sobre los derechos de los Pueblos Indígenas. - Ley N° 19.253, que establece normas sobre protección, fomento y desarrollo de los indígenas, y crea la corporación nacional de desarrollo indígena. |
| División responsable del Ministerio de Energía | División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, División de Participación y Diálogo Social |
| Alcance territorial | Alcance regional dado a que se contará con representantes de pueblos indígenas de todas las regiones del país, permitiendo representar diferentes realidades con una alta pertinencia territorial. |



| | | | | | |
|---|--|---|--------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Periodo de implementación | 2028 – 2029 | | | | |
| Otros actores involucrados | Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (CONADI) | | | | |
| Información Financiera | Estimación del costo (USD) | \$450.000 | | | |
| | Origen del financiamiento | Público (Ministerio de Energía) Fondos internacionales | | | |
| Acción | Medio de verificación | Responsable | Coadyuvante | Financiamiento (USD) | Plazo de implementación |
| 1. Diseñar una propuesta de gobernanza para la implementación y seguimiento de la medida I3. | Documento final | Ministerio de Energía | | \$0 | 2026 |
| 2. Consensuar la propuesta de gobernanza con representantes de pueblos indígenas y acordar el despliegue territorial para la implementación de la medida. | Instancias de diálogo | Ministerio de Energía | | \$0 | 2027 |
| 3. Co-elaboración y puesta en marcha de un plan de trabajo para la implementación de la medida, incorporando indicadores y medios de verificación que permitan a la gobernanza realizar el seguimiento. | Documento de planificación | Ministerio de Energía | | \$450.000 | 2025 – 2029 |



5.3.2. Cronograma de implementación

En esta sección, se presenta una síntesis del cronograma de las medidas y acciones que se han definido anteriormente. Los números en la parte derecha de la tabla indican el identificador de la acción de cada submedida, haciendo alusión a los años en los que se debería implementar cada acción. Por ejemplo, la acción 3 de la submedida I1.A se implementa solo en el año 2030, mientras que la acción 3 de la submedida I3.E se implementa todos los años entre 2025 y 2030.

Tabla 5. Cronograma de implementación de medidas de adaptación.

| ID | MEDIDA / SUBMEDIDAS | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----------|--|-----------------------------|-------|-------|------|------|-------|
| I1 | MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y RESILIENCIA CLIMÁTICA | Identificador acción | | | | | |
| I1.A | Preparación de capital humano para la transición energética | 1,4,7 | 2 | 2 | 2,7 | 2,7 | 2,3,7 |
| I1.B | Desarrollo y transferencia tecnológica para la adopción de tecnologías innovadoras en el sector energético | 2 | 1,3 | | 4 | | |
| I1.C | Promover financiamiento climático para avanzar en la implementación de las medidas de adaptación y mitigación del Plan | | 1 | | 2 | | |
| I2 | INSTRUMENTOS DE PRECIO AL CARBONO COMO HABILITANTES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA | Identificador acción | | | | | |
| I2.A | Diseñar e implementar un sistema de comercio de emisiones en el sector energía | 1 | 2 | 2 | | | |
| I2.B | Actualizar el impuesto a las emisiones para el impulso a la descarbonización | 1 | 2,3, | | | | |
| I2.C | Impulsar los instrumentos y protección a la competitividad de la economía | 1,2 | 4 | | 3 | 5 | |
| I3 | ACCIONES PARA ENFRENTAR LA CRISIS CLIMÁTICA CONSIDERANDO EL CONTEXTO DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS | Identificador acción | | | | | |
| I3.A | Acciones para enfrentar la vulnerabilidad energética en el contexto de la crisis climática | | 1,2,7 | 3,5 | 4,6 | | |
| I3.B | Acciones que impulsen una participación pertinente y consideren la diversidad territorial y sociocultural de los pueblos indígenas en el marco de la transición energética | 3 | 4 | 1,2 | | | |
| I3.C | Acciones que promuevan la puesta en valor del conocimiento ancestral de los pueblos indígenas en el uso de los recursos energéticos | | | 1,2,4 | 3 | | |
| I3.D | Acciones específicas para el pueblo Rapa Nui | | 1,2 | 3 | | 4,5 | |
| I3.E | Gobernanza pertinente para la implementación y seguimiento de la medida | 3 | 1,3 | 2,3 | 3 | 3 | 3 |



5.4 MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN MEDIDAS

El Plan establece 13 medidas clave que deberán implementarse durante el período 2025-2030, bajo la coordinación del Ministerio de Energía y con el apoyo de los actores colaboradores previamente identificados. Para garantizar un seguimiento efectivo, cada medida, ya sea de mitigación, adaptación o medios de implementación, cuenta con fichas técnicas que incluyen indicadores específicos, medios de verificación y un cronograma detallado de ejecución. Este enfoque estructurado permitirá un monitoreo periódico de las acciones, facilitando la evaluación del progreso y el cumplimiento anual de los objetivos del plan.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía, deberá elaborar un informe anual de seguimiento, que será remitido al Ministerio del Medio Ambiente para su revisión y publicación, acorde a lo establecido en la LMCC y su reglamento, lo que sumado al monitoreo permanente por el Ministerio del Medio Ambiente en su calidad de contraparte técnica garantiza una base sólida para controlar la implementación de las medidas, evaluar su efectividad y realizar un seguimiento a corto y mediano plazo de las medidas, submedidas y sus acciones.

Asimismo, este esquema de monitoreo y seguimiento permitirá identificar nuevos requerimientos, necesidades emergentes y lecciones aprendidas durante la implementación, proporcionando información clave sobre brechas y oportunidades. Todo ello contribuirá a nutrir y mejorar las futuras actualizaciones del PSMYA Energía, en concordancia con los lineamientos establecidos en la LMCC y sus reglamentos.

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|--|
| Identificación | ID Indicador | Descarb_MW |
| | Nombre Indicador | Retiro y/o reconversión de la generación en base a carbón en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M1 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos en GEI |
| | Recursos necesarios para MRV | Bajo, información ya disponible y monitoreada constantemente |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | MW/año |
| | Metodología de cálculo | MW generación a carbón retirados y/o reconvertidos/MW generación a carbón 2019*100 |
| | Datos requeridos | Generación anual (en MW) de centrales que utilizan carbón, dato proveniente del Coordinador Eléctrico Nacional |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | 31% (2024) |
| | Valor objetivo | 100% |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2040 |



| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|---|
| Identificación | ID Indicador | Anual_CBE |
| | Nombre Indicador | Consumo anual de combustibles bajos en emisiones |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M2 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos intermedios |
| | Recursos necesarios para MRV | Medio. Actualmente no se cuenta con la información, pero debiera verse reflejada en el Balance Nacional de Energía cuando comience el consumo |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | m ³ /año |
| | Metodología de cálculo | Sumatoria de los consumos (m ³) anualizados de combustibles bajos en emisiones |
| | Datos requeridos | Consumo anual (en m ³) de todos los combustibles bajos en emisiones, dato proveniente del Balance Nacional de Energía |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | 0 (2023) |
| | Valor objetivo | >0 |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2030 |

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|---|
| Identificación | ID Indicador | Anual_H2 |
| | Nombre Indicador | Consumo anual de hidrógeno verde o renovable |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M3 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos intermedios |
| | Recursos necesarios para MRV | Medio. Actualmente no se cuenta con la información, pero debiera verse reflejada en el Balance Nacional de Energía cuando comience el consumo |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | ton/año |
| | Metodología de cálculo | Sumatoria de los consumos anualizados de combustibles bajos en emisiones |
| | Datos requeridos | Consumo anual (en ton) de hidrógeno verde/renovable en usos finales, dato proveniente del Balance Nacional de Energía |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | 0 (2024) |
| | Valor objetivo | >0 |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2030 |



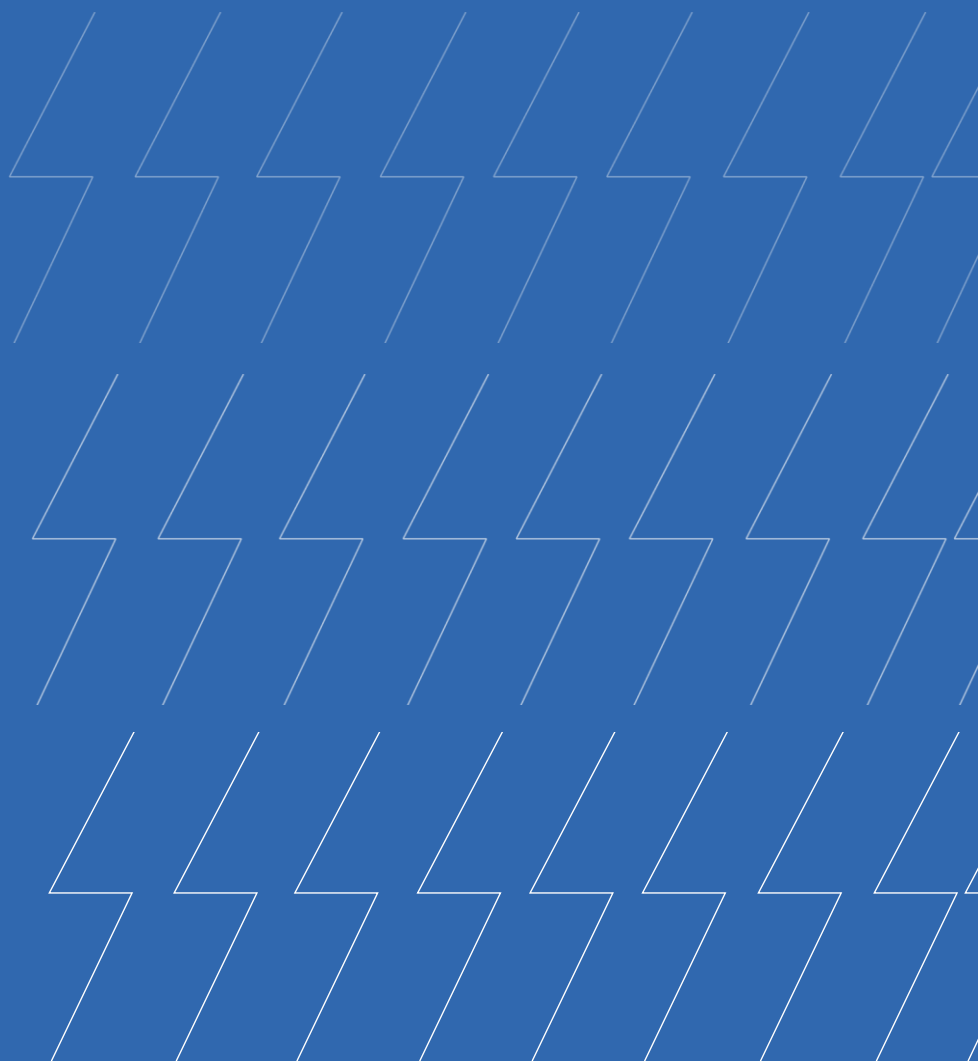
| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|---|
| Identificación | ID Indicador | EM_Priv |
| | Nombre Indicador | Porcentaje de vehículos livianos eléctricos comercializados anualmente |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M4 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos intermedios |
| | Recursos necesarios para MRV | Bajo. Información disponible y anualizada. |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | % |
| | Metodología de cálculo | Número de vehículos livianos eléctricos comercializados anualmente/total de vehículos livianos comercializados anualmente |
| | Datos requeridos | Número de vehículos livianos eléctricos vendidos al año Número de vehículos totales vendidos al año |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | <5% (2023) |
| | Valor objetivo | 40% |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2050 |

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|---|
| Identificación | ID Indicador | IE_Nacional |
| | Nombre Indicador | Intensidad energética a nivel nacional |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M5 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos intermedios |
| | Recursos necesarios para MRV | Bajo. Información disponible y anualizada. |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | % |
| | Metodología de cálculo | Nivel de consumo de energía final del país/producto interno bruto |
| | Datos requeridos | Consumo de energía final nacional (kcal) y PIB (\$) |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | 1,92 kcal/\$ (2019) |
| | Valor objetivo | 1,65 kcal/\$ |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2030 |



| Elemento | Subelemento | Contenido |
|--------------------|--|---|
| Identificación | ID Indicador | Proy_Elect |
| | Nombre Indicador | Aumento proyectos de electrificación para reemplazo de combustibles fósiles |
| | Medidas y acciones asociadas (ID medida/ID acción) | M6 |
| | Tipo de indicador | Efectividad |
| | Subtipo de indicador | Efectos intermedios |
| | Recursos necesarios para MRV | Alto. No se cuenta con la información consolidada. |
| | Valorización recursos [USD/año] | 0 |
| Método de medición | Unidad de medición | % |
| | Metodología de cálculo | Sumatoria de los diferentes tipos de proyectos para electrificar procesos en reemplazo del consumo de combustibles fósiles anuales-Sumatoria proyectos año anterior |
| | Datos requeridos | Número de proyectos de electrificación |
| | Frecuencia de medición | Anual |
| Valores objetivos | Valor línea base | 0 (2024) |
| | Valor objetivo | 5 |
| | Plazo valor objetivo (año) | 2030 |

6 | ARREGLOS INSTITUCIONALES





Según lo estipulado en la LMCC el procedimiento de elaboración e implementación del Plan es responsabilidad del Ministerio de Energía. En este contexto, la institución ha sido designada como la institución responsable, es decir, la autoridad sectorial que cuenta con las capacidades y el liderazgo en la implementación de las medidas y acciones contenidas en el Plan.

Para esto, el Ministerio de Energía deberá velar por la coordinación tanto dentro de la institución, como con otras instituciones y servicios del Estado, para la debida implementación de las medidas. La gobernanza asociada al proceso se describe en las siguientes secciones.

6.1 GOBERNANZA DEL PLAN

Entendiendo que el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación del Ministerio de Energía es una política pública, se plantea su gobernanza como la estructura que determina cómo se formula, implementa y evalúa su desarrollo. En ese sentido, este plan contará con un esquema de gobernanza particular que acompañará la ejecución, monitoreo y actualización, según el mandato de la LMCC. A su vez, el Consejo de Derechos Humanos de las Naciones Unidas ha definido que los atributos esenciales de la buena gobernanza son la transparencia, responsabilidad, rendición de cuentas, participación y capacidad de respuesta, los que guiarán, a su vez, el desempeño de este espacio.

En esa línea, el PSMYA Energía contará con una gobernanza permanente que tendrá, como mínimo, las siguientes funciones:

- Seguimiento de la implementación de las medidas, submedidas y acciones.
- Evaluación anual de la implementación del Plan.
- Apoyo al Ministerio de Energía en la elaboración del informe anual de seguimiento.
- Propuesta de priorización de ejecución de medidas, submedidas y acciones para el año siguiente.
- Propuesta de priorización para los procesos de actualización del Plan.

La gobernanza del Plan estará compuesta por:

- Seis representantes del sector privado.
- Dos representantes de la academia.
- Dos representantes de organizaciones de la sociedad civil.
- Dos representantes de la Plataforma de Pueblos Indígenas para la Transición Energética.
- Un representante de grupos de jóvenes, adolescentes y/o niñas y niños.

La secretaría técnica de la gobernanza estará a cargo del equipo de la Unidad de Planificación y Cambio Climático del Ministerio de Energía y sesionará, al menos, dos veces al año con todos sus miembros.

6.2 ARREGLOS DENTRO DE LA INSTITUCIÓN

Para efectos de la implementación del Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación, se considera un modelo de gobernanza interna multinivel. Este enfoque es esencial debido al alcance nacional del Plan, que requiere una coordinación, apoyo y ejecución integral desde las diversas Divisiones y Unidades Técnicas dentro del Ministerio de Energía. El desarrollo del presente Plan, así como la participación de toda instancia de trabajo y coordinación de acuerdo a los lineamientos de la Ley Marco de Cambio Climático, es responsabilidad de la Unidad de Planificación y Cambio Climático, perteneciente a la División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, cuyo objetivo es liderar y promover la gestión del cambio climático en el sector energía, tanto dentro del Ministerio de Energía como con otros actores, a efectos de promover una transición



energética baja en carbono y resiliente a los impactos de este fenómeno, según lo dispuesto en la resolución exenta N° 43, de 2023, del Ministerio de Energía.

De esta manera, la Unidad de Planificación y Cambio Climático coordinó y colaboró técnicamente el trabajo multidisciplinario en torno a la toma de decisiones y definición de lineamientos del presente PSMYA con las distintas Divisiones y Unidades Técnicas del Ministerio. Implementar las medidas del Plan, desde un enfoque local y territorial, requerirá de un esfuerzo de coordinación con las Secretarías Regionales Ministeriales de Energía, el cual será canalizado mediante reuniones bilaterales con una frecuencia temporal pertinente.

A continuación, se muestran el mapa de actores internos del Ministerio así como la asignación de responsables internos directos, y de otras divisiones, que apoyan el desarrollo de cada medida.

Figura 7: Mapa de actores internos del Ministerio de Energía





6.3 ARREGLOS INTERINSTITUCIONALES

Es fundamental reconocer que las medidas de mitigación y adaptación al cambio climático son de naturaleza transversal, abarcando múltiples sectores e instituciones. Por ello, la implementación de las medidas del presente Plan, no solo requiere de realizar arreglos dentro de la institución, sino que también requerirá de un trabajo colaborativo y coordinado con otras instituciones y servicios del Estado, los cuales son designados como institución coadyuvante, es decir, como autoridad sectorial competente que colabore con el Ministerio de Energía en la ejecución de las medidas.

En este contexto, el Ministerio de Energía como autoridad responsable de la elaboración e implementación del Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía, establece una estructura de gobernanza externa para relacionarse con aquellas instituciones definidas como coadyuvantes. Esta gobernanza considera a los ministerios coadyuvantes, instituciones energéticas y otros actores, los cuales han sido definidos para cada medida de adaptación y mitigación contenida en el presente documento, en función del trabajo colaborativo previo que se ha realizado en otros instrumentos de gestión al Cambio Climático, como la NDC (2020) y ECLP (2022).

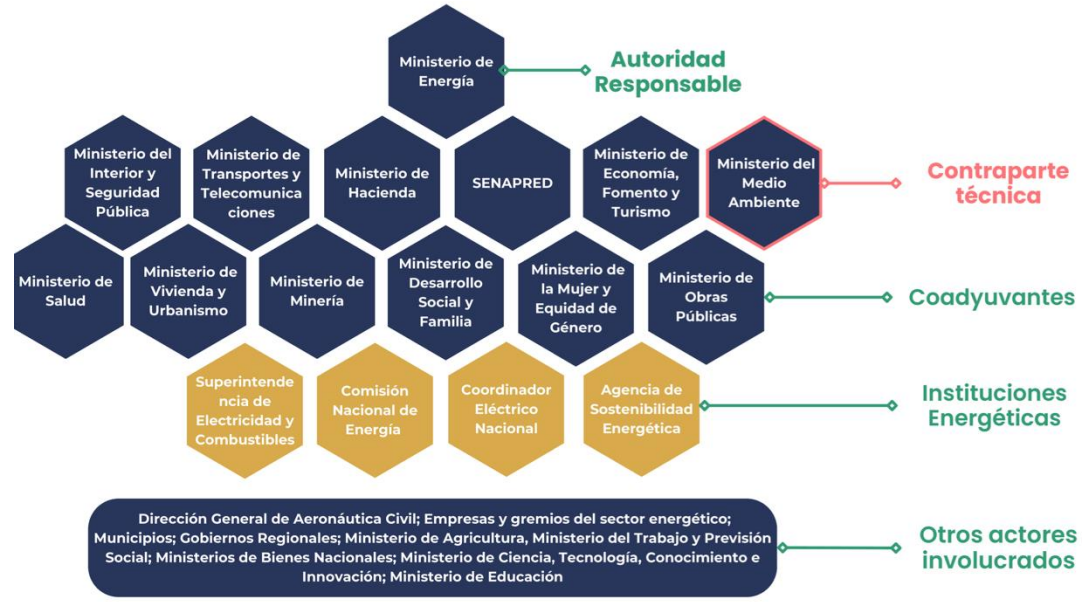
Las instituciones coadyuvantes para el PSMYA corresponden al Ministerio del Interior y Seguridad Pública (MININTERIOR), Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (MTT), Ministerio de Minería, Ministerio de Hacienda, Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (SENAPRED), Ministerio del Medio Ambiente (MMA), Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU), Ministerio de Desarrollo Social y Familia (MIDESO), Ministerio de Economía, Fomento y Turismo (MINECON), Ministerio de Salud (MINSAL) y Ministerio de la Mujer y Equidad de Género (MIMyEG).

Adicionalmente, se identifica como fundamental la participación y rol de las instituciones energéticas en la elaboración e implementación del PSMYA. Por lo anterior, se sostuvieron sesiones de trabajo con contrapartes de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE).

La coordinación, comunicación y trabajo se canalizará mediante oficios y reuniones bilaterales, a modo de facilitar la disponibilidad de la información, considerar lineamientos y directrices de la contraparte.



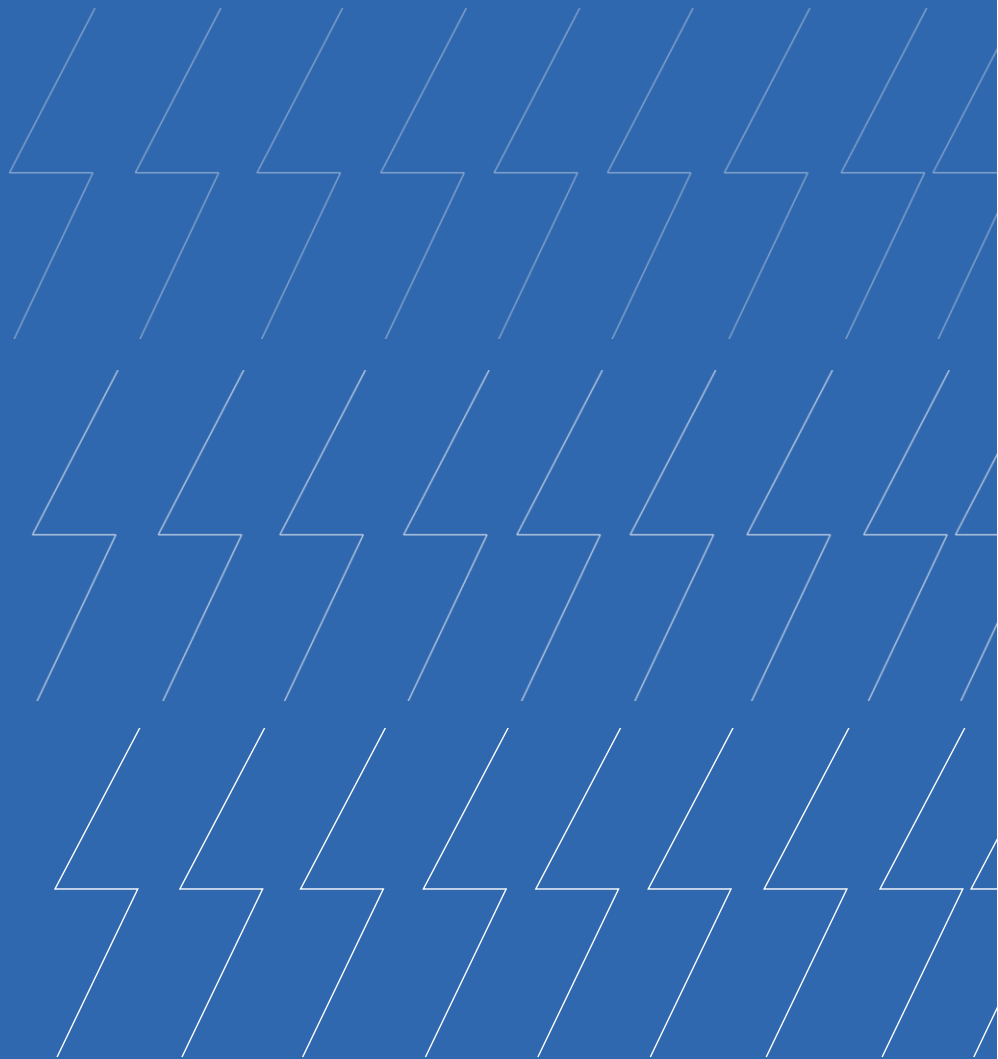
Figura 8: Mapa de actores externos al Ministerio de Energía, coadyuvantes y otros actores asociados (*) a la implementación de medidas.



*** Los Ministerios identificados como coadyuvantes o asociados, incluyen todas las posibles instituciones, agencias, corporaciones, subsecretarías, entre otras, dependientes del Ministerio identificado.**

En el Anexo 8.7 se resumen en mayor detalle los actores coadyuvantes asociados a cada medida del plan de Energía.

7 | ENFOQUE TERRITORIAL Y RECOMENDACIONES





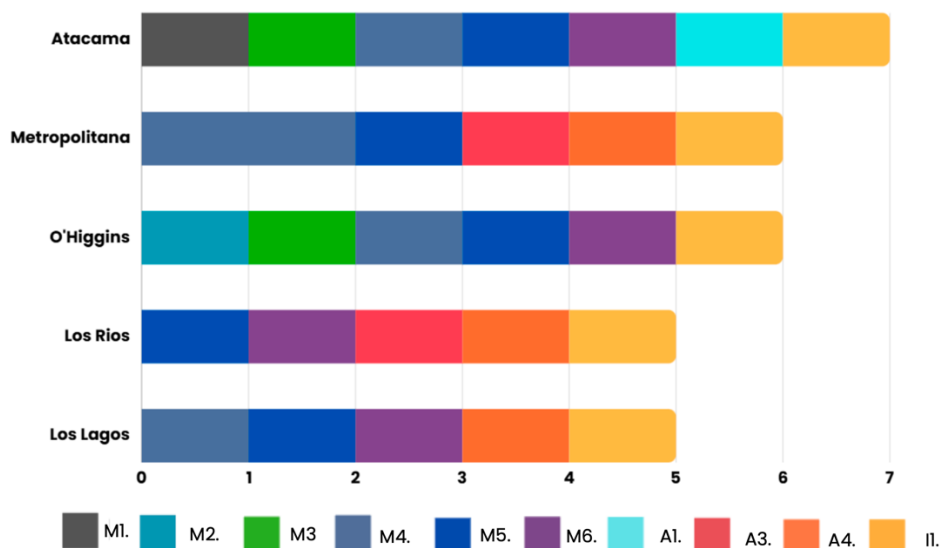
Los Planes de Acción Regional de Cambio Climático (PARCC) son instrumentos de gestión de cambio climático que establecen objetivos y acciones concretas para enfrentar y adaptarse a los impactos del cambio climático en cada región, involucrando a actores públicos y privados para promover la resiliencia y el desarrollo sostenible de los territorios.

Durante el proceso de elaboración del presente Plan Sectorial, se llevó a cabo la revisión y análisis de las medidas y acciones relacionadas con el sector energético en los cinco PARCC aprobados y vigentes. Esto permitió identificar sinergias entre las acciones a nivel regional y sectorial/nacional, además de oportunidades de mejora y fortalecimiento de los contenidos de los instrumentos, asegurando que estos sean concordantes entre sí.

Además, se realizó un análisis del alcance territorial de cada medida y submedidas del PSMYA Energía que tendrían implicancias a escala subnacional, o que demanden de una implementación directa a nivel regional. Este análisis permite identificar oportunidades clave y enfoques específicos que los PARCC pueden integrar para maximizar el impacto y efectividad de sus acciones en el sector energético. De la información analizada, se desprende que la totalidad de las medidas propuestas en el PSMYA Energía incluyen, por lo menos, una submedida que requerirá de una implementación a nivel local en coordinación con las Secretarías Regionales Ministeriales, lo cual releva la importancia de una colaboración que permita ajustar la implementación a las necesidades y características específicas de cada región.

En base a la revisión de las medidas contenidas en los PARCC vigentes de las regiones de Atacama, Metropolitana, O'Higgins, Los Ríos y Los Lagos, se identifica que todos los PARCC analizados contienen, al menos, alguna medida relacionada con el PSMYA Energía, como puede ser visualizado en la Figura 9.

Figura 9: Vínculo entre las medidas contenidas en los PARCC y el Plan Sectorial de Energía



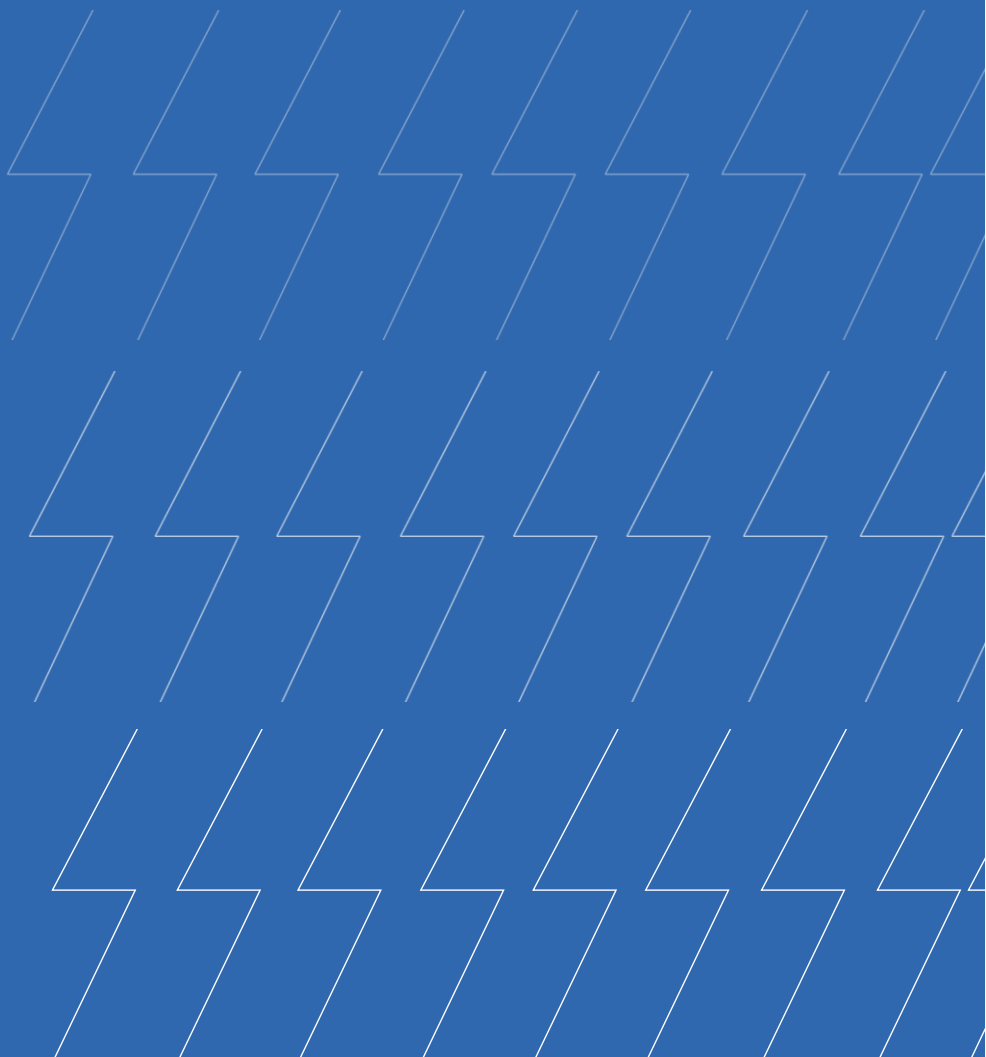
Considerando las características y el alcance regional del instrumento, los cuales abordan la mitigación y adaptación climática desde enfoques específicos con pertinencia territorial, se destaca el compromiso generalizado de relevar la transición energética, la eficiencia energética y el fomento de energías renovables a través de medidas concretas. Sin embargo, algunos de estos instrumentos podrían beneficiarse de la incorporación de medidas adicionales alineadas con los objetivos del PSMYA Energía.



En términos de mitigación, se observa que las medidas de eficiencia energética, la movilidad sostenible y la reducción de emisiones en calefacción y procesos industriales se encuentran generalmente alineadas con el PSMYA Energía. No obstante, para fortalecer el impacto de estas políticas, se recomienda la integración de medidas que promuevan el uso de energías renovables en sectores residenciales e industriales, así como la electrificación de usos finales y procesos industriales en los PARCC de la Región Metropolitana, O'Higgins y Los Ríos.

En contraposición, se identifica una brecha mayor en las temáticas de adaptación y resiliencia energética. De manera transversal a todos los PARCC analizados, se considera fundamental adoptar medidas de adaptación que permitan aumentar la resiliencia de infraestructura energética, principalmente aquella mayormente expuesta a riesgos climáticos, ámbito en donde la región de Atacama destaca por incluir dentro de las medidas energéticas iniciativas alineadas a esta temática. Otro punto destacable que los PARCC podrían considerar en este eje, son medidas relacionadas con avanzar en el cierre de la brecha de electrificación rural, que es una medida de adaptación con alta pertinencia territorial. Además, la identificación de infraestructura crítica energética y la realización de catastros en servicios básicos rurales, como servicios sanitarios de salud y de educación, son acciones contenidas en el PSMYA Energía que tendrán una implementación a escala regional y que podrían ser considerados en futuras actualizaciones de los PARCC, aportando a la capacidad adaptativa y seguridad energética en un escenario de crisis climática en las regiones.

8 | CONTENIDOS FINALES





8.1 ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Figura 1: Objetivos del sector energía establecidos dentro de la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) y su vínculo con los pilares de energía dentro del Plan..... | 19 |
| Figura 2: Instrumentos de Gestión al Cambio Climático dentro de la LMCC..... | 22 |
| Figura 3: Participación de energéticos en los principales sectores de consumo final, año 2022. | 25 |
| Figura 4: Composición de la capacidad instalada de generación eléctrica (SEN) a julio de 2024. | 27 |
| Figura 5: Emisiones de GEI (kt CO2 eq) por sector. Elaboración propia en base a datos del MMA (2022). [1] Sector Procesos industriales y uso de productos (IPPU por sus siglas en inglés)..... | 34 |
| Figura 6: Curva MAC para Sector Energía, agrupado por 6 grandes medidas propuestas para el periodo 2020-2030. | 50 |
| Figura 7: Mapa de actores internos del Ministerio de Energía | 152 |
| Figura 8: Mapa de actores externos al Ministerio de Energía, coadyuvantes y otros actores asociados (*) a la implementación de medidas..... | 154 |
| Figura 9: Vínculo entre las medidas contenidas en los PARCC y el Plan Sectorial de Energía..... | 156 |

8.2 ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1: Resumen de Medidas Propuestas por Eje y su Vínculo con los Pilares Estratégicos del Plan y Objetivos de la ECLP..... | 45 |
| Tabla 2. Resumen del nivel de mitigación y costos esperados por medida para el período 2020-2030 y costos de abatimiento calculados para el período 2020-2050..... | 48 |
| Tabla 3: Cronograma de implementación de medidas de mitigación..... | 94 |
| Tabla 4. Cronograma de implementación de medidas de adaptación | 119 |
| Tabla 5. Cronograma de implementación de medidas de adaptación. | 145 |
| Tabla 6: Ficha coadyuvante Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del Sector Transportes | 166 |
| Tabla 7: Ficha coadyuvante Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del Ministerio de Salud | 170 |

8.3 GLOSARIO

Adaptación al cambio climático: acción, medida o proceso de ajuste al clima actual o proyectado o a sus efectos en sistemas humanos o naturales, con el fin de moderar o evitar los daños, reducir la vulnerabilidad, aumentar la resiliencia o aprovechar las oportunidades beneficiosas (Art. 3 ley N° 21.455).

Cambio climático: cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables (Art. 3 ley N° 21.455).

Captura y almacenamiento de dióxido de carbono: proceso en el que un flujo relativamente puro de dióxido de carbono, procedente de fuentes industriales y de fuentes relacionadas con la energía, se separa o captura, condiciona, comprime y transporta hasta un lugar de almacenamiento para su aislamiento en la atmósfera durante un largo período (Art. 3 ley N° 21.455).

Costo-efectividad: la gestión del cambio climático priorizará aquellas medidas que, siendo eficaces para la mitigación y adaptación, sean las que representen menores costos económicos, ambientales y sociales, considerando los costos indirectos de la inacción para la adaptación (Art. 2 ley N° 21.455).

Efectos adversos del cambio climático: los cambios en el medio ambiente, provocados por el cambio climático, que tienen consecuencias nocivas en la composición, la capacidad de recuperación o la productividad de los ecosistemas, en la salud y el bienestar humano, o en los sistemas socioeconómicos (Art. 3 ley N° 21.455).

Exposición: la presencia de personas, medios de subsistencia, especies o ecosistemas, funciones, servicios y recursos medioambientales, infraestructura o activos económicos, sociales o culturales en lugares y entornos que podrían afectarse por peligros relacionados con el clima (IPCC, 2018).

Esfuerzos de mitigación: La identificación de los esfuerzos de mitigación contempla la base del análisis de la capacidad de mitigación del sector. Este tiene directa relación con las medidas de mitigación potenciales contempladas en el escenario de carbono neutralidad expuesto en la NDC de Chile, las que representan la oportunidad del país para alcanzar tal objetivo y por ende las 1.100 MTCO 2eq de presupuesto nacional de emisiones para el período 2020-2030 (ECLP, 2021).

Efectos adversos del cambio climático: los cambios en el medio ambiente, provocados por el cambio climático, que tienen consecuencias nocivas en la composición, la capacidad de recuperación o la productividad de los ecosistemas, en la salud y el bienestar humano, o en los sistemas socioeconómicos (Art. 3 ley N° 21.455).

Exposición: la presencia de personas, medios de subsistencia, especies o ecosistemas, funciones, servicios y recursos medioambientales, infraestructura o activos económicos, sociales o culturales en lugares y entornos que podrían afectarse por peligros relacionados con el clima (IPCC, 2018).

Esfuerzos de mitigación: La identificación de los esfuerzos de mitigación contempla la base del análisis de la capacidad de mitigación del sector. Este tiene directa relación con las medidas de mitigación potenciales contempladas en el escenario de carbono neutralidad expuesto en la NDC de Chile, las que representan la oportunidad del país para alcanzar tal objetivo y por ende las 1.100 MTCO 2eq de presupuesto nacional de emisiones para el período 2020-2030 (ECLP, 2021).

Forzantes climáticos de vida corta: conjunto de compuestos con efecto climático, siendo gases, aerosoles o partículas, incluyendo carbono negro, cuya vida media en la atmósfera, después de ser emitidos o formados, se estima en horas o hasta décadas, en un rango siempre inferior a la vida media del dióxido de carbono (Art. 3 ley N° 21.455).

Gas de Efecto Invernadero: componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropógeno, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre, emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera o por las nubes, considerados por la Convención y por la Enmienda de Kigali o las que las reemplacen (Art. 3 ley N° 21.455).

Gestión del cambio climático: conjunto de políticas, planes, programas, regulaciones, normas, actos administrativos, instrumentos, medidas o actividades relacionadas con la mitigación o adaptación al cambio climático, a nivel nacional, regional y local. La gestión del cambio climático comprenderá, entre otras, las medidas que tengan por finalidad evitar o disminuir los efectos adversos del cambio climático, prevenir los riesgos asociados a éste, así como aprovechar las oportunidades beneficiosas y aumentar la resiliencia climática (Art. 3 ley N° 21.455).

Grupos vulnerables: Segmento de la población que presenta alto riesgo vinculado a los efectos adversos del cambio climático, por tratarse de grupos ya marginados

o en condiciones previas de vulnerabilidad (Art. 3 ley N° 21.455).

Impacto: Consecuencias de los riesgos materializados en los sistemas naturales y humanos (IPCC, 2018).

Medios de implementación: acción, medida o proceso del ámbito institucional o normativo para el desarrollo y transferencia de tecnología, creación y fortalecimiento de capacidades y financiamiento, entre otros, que se requieran para la implementación de acciones de mitigación y adaptación al cambio climático (Art. 3 ley N° 21.455).

Mitigación al cambio climático: acción, medida o proceso orientado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzantes climáticos, o restringir el uso de dichos gases como refrigerantes, aislantes o en procesos industriales, entre otros, o a incrementar, evitar el deterioro o mejorar el estado de los sumideros de dichos gases, con el fin de limitar los efectos adversos del cambio climático (Art. 3 ley N° 21.455).

Peligro: ocurrencia potencial de una tendencia o suceso físico de origen natural o humano, que puede causar la pérdida de vidas, lesiones u otros impactos en la salud, así como daños y pérdidas en la propiedad, en la infraestructura, en los medios de subsistencia, en la prestación de servicios y/o en ecosistemas y recursos medioambientales (IPCC, 2018).

Pérdidas y daños: los impactos causados por el cambio climático a los que se encuentra expuesto un territorio y sus habitantes, pueden ser de carácter económico, social o ambiental. En el caso en que estos sean irreversibles se llaman pérdidas y aquellos que son reversibles a priori se designan como daños. Se identifican tres tipos de pérdidas y daños: evitadas, no evitadas e inevitables (Art. 3 ley N° 21.455).

Neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero: estado de equilibrio entre las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero antropógenas, en un periodo específico, considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones (Art. 3 ley N° 21.455).

Presupuesto nacional de emisiones de gases de efecto invernadero: cantidad máxima de emisiones de gases de efecto invernadero acumulada a nivel nacional en un periodo determinado y que representa la suma de las emisiones totales de dichos gases en cada año comprendido en el periodo respectivo definida para cumplir la meta del Acuerdo de París (Art. 3 ley N° 21.455).

Presupuestos sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero: cantidad máxima de emisiones de gases de efecto invernadero acumulada a nivel sectorial en un periodo determinado y que representa la suma de las emisiones totales de dichos gases en cada año comprendido en el periodo respectivo, según lo determine la Estrategia Climática de Largo Plazo (Art. 3 ley N° 21.455).

Resiliencia climática: capacidad de un sistema o sus componentes para anticipar, absorber, adaptarse o recuperarse de los efectos adversos del cambio climático, manteniendo su función esencial, conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación (Art. 3 ley N° 21.455).

Riesgos vinculados al cambio climático: aquellas consecuencias potencialmente adversas para sistemas humanos o ecológicos, reconociendo la diversidad de valores y objetivos asociados con tales sistemas. En el contexto del cambio climático, pueden surgir riesgos de los impactos potenciales del cambio climático, así como de las respuestas humanas al mismo (Art. 3 ley N° 21.455).

Soluciones basadas en la naturaleza: acciones para proteger, gestionar de manera sostenible y restaurar ecosistemas naturales o modificados que abordan desafíos de la sociedad como el cambio climático, la seguridad alimentaria e hídrica o el riesgo de desastres, de manera eficaz y adaptativa, al mismo tiempo que proporcionan beneficios para el desarrollo sustentable y la biodiversidad (Art. 3 ley N° 21.455).

Sumidero: reservorio de origen natural o producto de la actividad humana, en suelos, océanos o plantas, que absorbe una mayor cantidad de gas de efecto invernadero, un aerosol o un precursor de un gas de efecto invernadero que la cantidad que emite, lo que debe ser contabilizado considerando todos los insumos del proceso absorciones (Art. 3 ley N° 21.455).

Vulnerabilidad al cambio climático: propensión o predisposición a ser afectado negativamente por los efectos adversos del cambio climático. La vulnerabilidad comprende una variedad de conceptos que incluyen la sensibilidad o susceptibilidad al daño y la falta de capacidad de respuesta y adaptación de los ecosistemas, comunidades, territorios o sectores (Art. 3 ley N° 21.455).

8.4 ACRÓNIMOS

| | |
|---|--|
| AP: Acuerdo de París | MEN: Ministerio de Energía |
| ASE: Agencia de Sostenibilidad Energética | MEPS: Estándares Mínimos de Rendimiento Energético |
| BNE: Balance Nacional de Energía | MINMINERIA: Ministerio de Minería |
| CAPEX: Costos de inversión | MINVU: Ministerio de Vivienda y Urbanismo |
| CEN: Coordinador Eléctrico Nacional | MMA: Ministerio de Medio Ambiente |
| CH ₄ : Metano | MM: Miles de Millones |
| CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático | MOP: Ministerio de Obras Públicas |
| CN: Carbono Negro | MRV: Monitoreo, Reporte y Verificación |
| CNE: Comisión Nacional de Energía | MTT: Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones |
| CO ₂ : Dióxido de Carbono | N ₂ O: Óxido de Nitroso |
| CSP: Concentración Solar de Potencia | NOX: Óxidos de Nitrógeno |
| ECLP: Estrategia Climática de Largo Plazo | NDC: Contribución Determinada a Nivel Nacional |
| EE: Eficiencia Energética | OPEX: Costos de operación |
| ER: Energías Renovables | PANCC: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático |
| ETICC: Equipo Técnico Interministerial de Cambio Climático | PARCC: Plan de Acción Regional de Cambio Climático |
| FE: Factor de emisión | PELP: Planificación Energética de Largo Plazo |
| GEI: Gases de Efecto Invernadero | PEN: Política Energética Nacional |
| GLP: Gas Licuado de Petróleo | PSA: Plan Sectorial de Adaptación al Cambio Climático |
| GN: Gas Natural | PSM: Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático |
| H ₂ V: Hidrógeno Verde | PSMyA: Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático |
| IEA: Agencia Internacional de Energía | SAF: <i>Sustainable Air Fuels</i> |
| INGEI: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero | SEA: Sistema de Evaluación Ambiental |
| IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático | SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles |
| LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos | SEN: Sistema Eléctrico Nacional |
| LMCC: Ley Marco de Cambio Climático | SMA: Superintendencia de Medio Ambiente |
| M: Millones | SSMM: Sistema Mediano |
| MACC: Curva de costos marginales de abatimiento | SSAA: Sistema Aislado |
| MP: Material Particulado | SST: Sistemas Solares Térmicos |

8.5 BIBLIOGRAFÍA

Ley N°21.455. Diario Oficial de la República de Chile, 13 de junio de 2022.

Ministerio de Energía. (2021). Análisis de antecedentes para la elaboración de un plan de manejo de la demanda de combustibles líquidos para Chile.

Ministerio de Energía. Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2023). Hoja de ruta para el avance de la Electromovilidad en Chile.

Ministerio de Energía. (2021). Estrategia Nacional de Electromovilidad.

Ministerio del Medio Ambiente. (2024). Propuesta de dimensiones e indicadores de género para el diseño de las medidas de mitigación.

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). Informe del Inventario Nacional de Chile 2022: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2020.

Ministerio del Medio Ambiente. (2021). Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile.

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico [OECD]. (2024). Measuring Progress in Adapting to a Changing Climate: Insights from OECD countries, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/8cfe45af-en>

Ministerio de Hacienda. (2019). Estrategia Financiera frente al Cambio Climático.

Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación. (2021). Estrategia de Desarrollo y Transferencia Tecnológica para el Cambio Climático.

Ministerio del Medio Ambiente. (2024). Estrategia de Desarrollo de Capacidades y Empoderamiento Climático de Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). Reglamento que establece los procedimientos asociados a los instrumentos de gestión de cambio climático.

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). Guía para la elaboración de Planes sectoriales de adaptación.

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). Guía para la elaboración de los Planes sectoriales de mitigación en el contexto de la Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile.

Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres [SENAPRED]. (s/f). Planes Estratégicos Nacionales para la Reducción del Riesgo de Desastres en diferentes sectores 2020-2030.

Ministerio del Medio Ambiente. Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia [CR2]. (2020). Atlas de Riesgos Climáticos - ARCLIM. Disponible en: <https://arclim.mma.gob.cl/>

Ministerio del Medio Ambiente. (2022). Primera Comunicación de Adaptación de Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (2023). Informe de Seguimiento del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.

Ministerio de Energía. (2022). Agenda de Energía 2022-2026.

Ministerio de Energía. (2022). Política Nacional de Energía: Evaluación Ambiental Estratégica.

Ministerio de Energía. (2022). Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026.

Gobierno Regional de Atacama. (2022). Plan de Acción Regional de Cambio Climático [PARCC] - Región de Atacama.

Gobierno Regional de O´Higgins. (2022), Plan de Acción Regional de Cambio Climático [PARCC] - Región del Libertador Bernardo O´Higgins.

Gobierno Regional de Los Ríos. (2022). Plan de Acción Regional de Cambio Climático [PARCC] - Región de Los Ríos.

Gobierno Regional de Los Lagos. (2022). Plan de Acción Regional de Cambio Climático [PARCC] - Región de Los Lagos.



Ministerio de Energía. (2021). Planificación Energética de Largo Plazo [PELP] - Informe Preliminar.

Ministerio del Medio Ambiente. (2021). Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile.

Ministerio de Energía. (2021). Estrategia Nacional de Calor y Frío.

Ministerio de Energía. (2021). Estrategia Nacional de Electromovilidad.

Ministerio de Energía. (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

Ministerio de Energía. (2023). Documento de trabajo del Comité Estratégico del el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030.

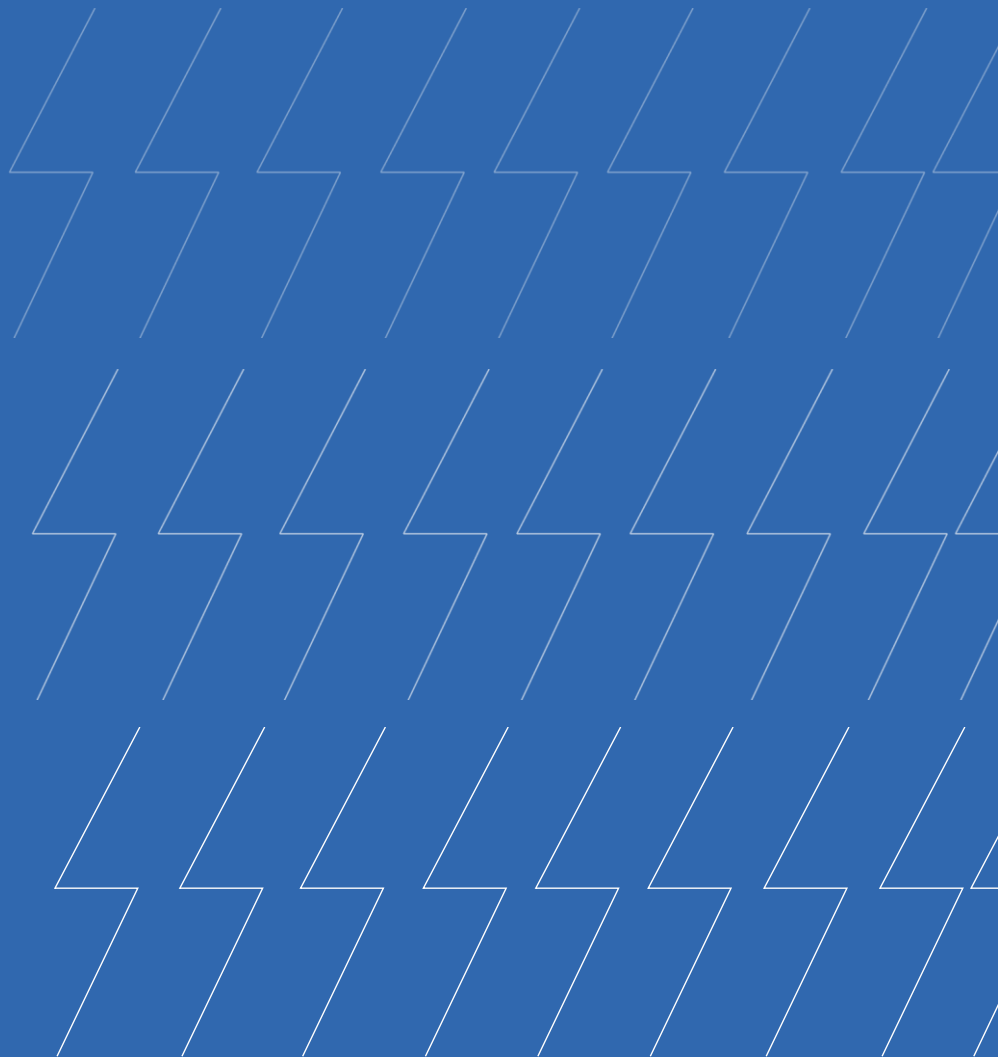
Ministerio de Energía. (2023). Plan de Acción de Hidrógeno Verde.

Ministerio de Energía. (2023). Plan de Descarbonización (en curso).

Ministerio del Medio Ambiente. (2020). Contribución Determinada a Nivel Nacional [NDC] de Chile – Actualización 2020.

CORFO (2023). Proyección de la necesidad de capital humano en el contexto de la implementación de la ley marco de cambio climático en Chile.

9 | ANEXO EXTENDIDO



9.1 FICHAS COADYUVANTES PLANES SECTORIALES DE MITIGACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Tabla 6: Ficha coadyuvante Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del Sector Transportes

| Elemento | Subelemento | Contenido | |
|-------------------------|---|--|-----|
| Identificación | ID | 2024_PSMITT_EM-REG | |
| | Nombre | Electromovilidad – Transporte público regiones | |
| | Descripción | La medida busca mitigar la fuente de emisión asociada a transporte (1.A.3 INGEI), mediante el recambio tecnológico basado en buses eléctricos. Se considera la creación de nuevos servicios, como también el reemplazo de la flota actual para diversas regiones del país. | |
| | Fecha de inicio de implementación | 2023 | |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ol style="list-style-type: none"> Ley N° 20.696 que crea un subsidio nacional al transporte público remunerado de pasajeros, incrementando los recursos del subsidio y creando el Fondo de Apoyo Regional (FAR). Ley N° 20.378 que crea un Subsidio Nacional para el Transporte Público Remunerado de Pasajeros Hoja de Ruta Electromovilidad (2023). Estrategia Nacional de Electromovilidad (2021). | |
| | Alcance Territorial | Nacional | |
| Instituciones | Institución responsable | Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones | |
| | Instituciones coadyuvantes | Ministerio de Energía | |
| | Actores sectoriales o locales involucrados | Operadores de buses, Gobiernos Regionales (GOREs) | |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía | |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible | |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes móviles | |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; CH4, N2O | |
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | <ol style="list-style-type: none"> Metas ECLP: - Meta 6.4: Al 2040, contar con sistemas de transporte público urbano basados 100% en tecnologías cero emisión, en todas las regiones del país. | |
| Potencial de Mitigación | Mitigación esperada [ktCO ₂ eq] | 2020-2030 | 255 |
| | | 2031-2040 | 82 |
| | | 2041-2050 | - |
| | | | |



| | | | | |
|--|--|--|-----------------------|---------------|
| | Porcentaje de responsabilidad | Ministerio de Energía | 20% | |
| | | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | 80% | |
| Información Financiera | Costos privados | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | 361 | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | 153 | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | -31 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | <ol style="list-style-type: none"> Aumento de evasión (factor financiero). Destrucción de vehículos nuevos (factores exógenos). No incorporación de flujos de economía circular (Desarrollo y fortalecimiento tecnológico). Limitación de operación por condiciones meteorológicas. | | |
| | Co-beneficios | <ol style="list-style-type: none"> Reducción de contaminantes locales. Reducción de ruido. Fomento a la imagen turística de ciudades chilenas (imagen de sustentabilidad). Mejora en la calidad del servicio (Frecuencia, comodidad, seguridad e información a usuarios y usuarias). Nuevos buses mejoran estándares de accesibilidad universal y calidad del servicio para personas con movilidad reducida, asignándoles espacios preferentes. | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | EM_REG-MRV1: Emisiones de GEI reducidas producto de la incorporación de buses eléctricos en los servicios de transporte regionales EM_REG-MRV2: Número de buses eléctricos en operación por región EM_REG-MRV3: Porcentaje de mujeres que perciben condiciones adecuadas de seguridad y bienestar en los servicios de transporte regionales | | |
| | Brechas | <ol style="list-style-type: none"> Licitaciones de operación de buses desiertas (retraso en la implementación de la medida - Brecha técnica). Alto costo inicial de adquisición de vehículos eléctricos. Limitaciones en la infraestructura de reciclaje de baterías de vehículos eléctricos. Desafíos en la planificación urbana y en la integración de sistemas de transporte público eléctrico. | | |
| Análisis de Género | | Es género responsiva, ya que considera necesidades específicas de mujeres y hombres y contribuye a la seguridad y bienestar de las mujeres en el transporte público de las regiones. Una acción clave incorporada dentro de esta iniciativa es la exigencia, en los procesos de licitación, de la instalación de cámaras y otras infraestructuras de monitoreo (WIFI, plataformas de denuncia online) en los buses eléctricos en regiones. | | |
| ACCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA COMO COADYUVANTE | | | | |
| | Acción | Tipo de instrumento | Financiamiento | Plazos |
| 1. | Apoyo al Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones en la identificación de las limitaciones en la transmisión que se pudiesen enfrentar al momento de seleccionar una zona para implementar un proyecto. | Técnico | Público | 2024-2030 |
| 2. | Una vez determinado el lugar específico en donde se albergaría el proyecto, se dará apoyo al Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones en cuanto a las gestiones respecto a la factibilidad técnica proporcionada por la distribuidora correspondiente, en caso de que los plazos de respuesta de estas sean muy extensos. | Técnico | Público | 2024-2030 |



| 3. | Durante la fase de implementación del proyecto, es crucial contar con la aprobación expedita de permisos como el TE-1 y el TE-6, que son necesarios para la conexión eléctrica de los proyectos. En caso de que los plazos de respuesta sean extensos, se dará apoyo en la gestión para facilitar dichas tramitaciones. | | Técnico | Público | 2024-2030 |
|---------------------|---|---|---------|---------|-----------|
| Elemento | Subelemento | Contenido | | | |
| Identificación | ID | 2024_PSMITT_EM-RED | | | |
| | Nombre | Electromovilidad – Transporte público de Santiago, Sistemas RED | | | |
| | Descripción | La medida busca mitigar la fuente de emisión asociada a transporte (1.A.3 INGEI), mediante el recambio tecnológico asociado a la implementación de buses eléctricos de transporte en la Región Metropolitana, particularmente circunscrita en el sistema RED Movilidad. | | | |
| | Fecha de inicio de implementación | 2020 | | | |
| | Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados | <ol style="list-style-type: none"> Ley N° 20.696 que crea un subsidio nacional al transporte público remunerado de pasajeros, incrementando los recursos del subsidio y creando el Fondo de Apoyo Regional (FAR). Ley N° 20.378 que crea un Subsidio Nacional para el Transporte Público Remunerado de Pasajeros Hoja de Ruta Electromovilidad (2023). Estrategia Nacional de Electromovilidad (2021). Ley N°18.696, Ley N°18.059 y el Decreto Supremo N°212/1992, normativas que permiten al MTT disponer del uso de vías a través de procedimientos de licitación pública, así como establecer contratos de concesión y definir condiciones de operación, como la incorporación de buses eléctricos. | | | |
| | Alcance Territorial | Nacional | | | |
| Instituciones | Institución responsable | Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones | | | |
| | Instituciones coadyuvantes | Ministerio de Energía | | | |
| | Actores sectoriales o locales involucrados | Operadores de buses, generadores y distribuidores de energía eléctrica. | | | |
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía | | | |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible | | | |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes móviles | | | |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; CH4, N2O | | | |



| | | | | |
|--|---|--|-----------------------|---------------|
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | 1. Metas ECLP: - Meta 6.4: Al 2040, contar con sistemas de transporte público urbano basados 100% en tecnologías cero emisión, en todas las regiones del país. | | |
| Potencial de Mitigación | Mitigación esperada [ktCO₂eq] | 2020-2030 | 2.436 | |
| | | 2031-2040 | 2.139 | |
| | | 2041-2050 | - | |
| | Porcentaje de responsabilidad | Ministerio de Energía | 20% | |
| | | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones | 80% | |
| Información Financiera | Costos privados | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | -253 | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | 162 | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | -1.318 | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | <ol style="list-style-type: none"> Aumento de evasión (factor financiero). Destrucción de vehículos nuevos (factores exógenos). No incorporación de flujos de economía circular (Desarrollo y fortalecimiento tecnológico). Limitación de operación por condiciones meteorológicas. | | |
| | Co-beneficios | <ol style="list-style-type: none"> Reducción de contaminantes locales. Reducción de ruido. Fomento a la imagen turística de ciudades chilenas (imagen de sustentabilidad). Mejora en la calidad del servicio (Frecuencia, comodidad, seguridad e información a usuarios y usuarias). Nuevos buses mejoran estándares de accesibilidad universal y calidad del servicio para personas con movilidad reducida, asignándoles espacios preferentes. | | |
| Ejecución | Indicadores de seguimiento de la medida | EM_REG-MRV1: Emisiones de GEI reducidas producto de la incorporación de buses eléctricos en los servicios de transporte regionales EM_REG-MRV2: Número de buses eléctricos en operación por región EM_REG-MRV3: Porcentaje de mujeres que perciben condiciones adecuadas de seguridad y bienestar en los servicios de transporte regionales | | |
| | Brechas | <ol style="list-style-type: none"> Licitaciones de operación de buses desiertas o en la implementación de la operación se retrase el ingreso de buses al sistema (brecha técnica). Alto costo inicial de adquisición de buses eléctricos. Limitaciones en la infraestructura de reciclaje de baterías de vehículos eléctricos. Desafíos en la planificación urbana y en la integración de sistemas de transporte público eléctrico. Disponibilidad de terrenos para implementar terminales de buses eléctricos. | | |
| | Análisis de Género | Es género responsiva, ya que considera necesidades específicas de mujeres y hombres y contribuye a la seguridad y bienestar de las mujeres en el transporte público de la Región Metropolitana. Una acción clave incorporada dentro de esta iniciativa es la exigencia, en los procesos de licitación, de la instalación de cámaras y otras infraestructuras de monitoreo (WIFI, plataformas de denuncia online) en los buses eléctricos del Sistema RED en Santiago. Además, también estos buses incorporan GPS, lo que permite la planificación de viajes, esto resulta fundamental ya que permite conocer la cantidad de servicios disponibles en línea y reducir los tiempos de espera en paraderos. | | |
| ACCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA COMO COADYUVANTE | | | | |
| | Acción | Tipo de instrumento | Financiamiento | Plazos |



| | | | | |
|----|---|---------|---------------|-----------|
| 1. | Apoyar al Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones en cuanto a la identificación de empresas proveedoras de energía eléctrica que pueden proveer y acreditar energía "verde". Asesorar y clarificar dudas en cuanto a los precios de mercado para clientes no regulados. | Técnico | Público | 2024-2030 |
| 2. | Disponer de la información sobre factibilidad técnica de transformación de terminales regulares diésel a electro terminales. Identificar las brechas de inversión y tiempo que se requiere para conseguir la transformación. | Técnico | Público | 2024-2030 |
| 3. | Búsqueda y colaboración en cuanto a obtención de financiamiento para realizar intercambios de experiencia en regiones (workshops, seminarios, misiones de empresas, u otra modalidad que se considere pertinente). | Técnico | Internacional | 2024-2030 |

Tabla 7: Ficha coadyuvante Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del Ministerio de Salud

| Elemento | Subelemento | Contenido |
|----------------------------|-----------------------------------|--|
| Identificación | ID | 5.6_Mejoramiento_energético_de_establecimientos_de_salud |
| | Nombre | Mejoramiento energético de establecimientos de salud |
| | Descripción | <p>Implementar un Programa de Mejoramiento Energético de Establecimientos de Salud, que permita mejorar las condiciones de confort ambiental de la infraestructura existente a través del buen uso de la energía, por medio de la intervención integral con foco en acondicionamiento térmico, eficiencia energética y energías renovables.</p> <p>Mediante esta actividad, se plantea desarrollar un convenio de colaboración técnica entre el MINSAL y Ministerio de Energía, en el cual se espera el apoyo transversal durante todos los años del desarrollo de la actividad por parte de este último organismo, participando como contraparte técnica con su conocimiento sobre eficiencia energética y sostenibilidad, y con esto implementar un programa de Mejoramiento Energético de Establecimientos de Salud de manera progresiva y priorizada por MINSAL mediante iniciativas de inversión, partiendo con una iniciativa piloto el año 2026.</p> <p>De igual forma, durante la elaboración del Programa de Mejoramiento Energético de Establecimientos de Salud, se evaluará considerar el cumplimiento de la Ley de Eficiencia Energética.</p> |
| | Fecha de inicio de implementación | 2025 |
| | Instrumentos relacionados | Convenio de Colaboración Técnica, Proyectos con pertinencia técnica MINSAL o MIDESO, Licitaciones de obras, actas de recepción de obras sin observaciones. |
| | Alcance Territorial | Nacional |
| | Instituciones | Institución responsable |
| Instituciones coadyuvantes | | Ministerio de Energía |



| | | | | |
|--|---|--|-----------------------|---------------|
| Metas de mitigación | Sector afectado | Energía | | |
| | Subsector afectado | Actividades de quema de combustible | | |
| | Fuente emisora afectada | Fuentes fijas | | |
| | Gases y contaminantes climáticos afectados | CO2; CH4, N2O | | |
| | Objetivos y Metas asociados a la ECLP | 1. Metas ECLP: - | | |
| Potencial de Mitigación | Mitigación esperada [ktCO₂eq] | 2020-2030 | Sin estimar | |
| | | 2031-2040 | Sin estimar | |
| | | 2041-2050 | Sin estimar | |
| Información Financiera | Costos privados | Costo medio de abatimiento [USD/tCO₂eq] | No estimado | |
| | | VAN CAPEX [MM USD] | No estimado | |
| | | VAN OPEX [MM USD] | No estimado | |
| Riesgos y co-beneficios | Riesgos | - Falta de financiamiento | | |
| | Co-beneficios | - Reducción de contaminantes locales. - Mejoras en la salud de las personas | | |
| Indicadores de seguimiento de la medida | | Estado avance con la implementación del programa | | |
| Análisis de Género | | Género sensible, ya que los criterios que se emitan desde MINSAL para el mejoramiento energético deberían sumar consideraciones para abordar las inequidades, brechas y barreras de género el proceso de reacondicionamiento de establecimientos existentes. | | |
| ACCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA COMO COADYUVANTE | | | | |
| | Acción | Tipo de instrumento | Financiamiento | Plazos |
| 1. | Firma de convenio de colaboración técnica entre el Ministerio de Salud y el Ministerio de Energía. | Convenio | Público | 2025 |
| 2. | Apoyar al Ministerio de Salud en la elaboración de un Programa de mejoramiento energético para establecimientos de salud. | Programa | Público | 2025-2026 |
| 3. | Apoyar al Ministerio de Salud en el diseño y ejecución de proyecto piloto de mejoramiento energético de un establecimiento de salud. | Técnico | Público | 2026-2030 |
| 4. | Apoyar al Ministerio de Salud en el inicio de ejecución de obras de mejoramiento energético en al menos 5 Establecimientos de Salud (identificados el año anterior) y diseño de al menos 5 proyectos para el año siguiente. | Técnico | Público | 2027 |



| | | | | |
|----|---|---------|---------|------|
| 5. | Apoyar al Ministerio de Salud en el inicio de ejecución de obras de mejoramiento energético en al menos 5 Establecimientos de Salud (identificados el año anterior) y diseño de al menos 5 proyectos para el año siguiente. | Técnico | Público | 2028 |
| 6. | Apoyar al Ministerio de Salud en el inicio de ejecución de obras de mejoramiento energético en al menos 5 Establecimientos de Salud (identificados el año anterior) y diseño de al menos 5 proyectos para el año siguiente. | Técnico | Público | 2029 |
| 7. | Apoyar al Ministerio de Salud en el inicio de ejecución de obras de mejoramiento energético en al menos 5 Establecimientos de Salud (identificados el año anterior). | Técnico | Público | 2030 |



9.2 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES EN LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN LIDERADAS POR ENERGÍA

| MEDIDA | Submedidas | Medida Modelada | Porcentaje de responsabilidad [%] | | | | | | |
|---|---|--|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|
| | | | Ministerio de Energía | Ministerio de Transportes | Ministerio de Minería | Ministerio de Vivienda y | Ministerio de Obras Públicas | Ministerio de Salud | Ministerio de Agricultura |
| M1. Descarbonización de la matriz eléctrica | 1A. Reconversión de centrales a carbón y desarrollo de proyectos energéticos para la descarbonización | Retiro o reconversión de centrales a carbón | 100% | | | | | | |
| | 1B. Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización | | | | | | | | |
| | 1C. Introducción de tecnologías y energías bajas en emisiones en la matriz eléctrica | | | | | | | | |
| M2. Uso de combustibles de baja emisión | 2A. Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo | Uso de combustibles de aviación sostenibles | 80% | 20% | | | | | |
| | 2B. Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte | Uso de diésel renovable en transporte de larga distancia | 100% | | | | | | |
| | | Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX | 53% | | 47% | | | | |
| | 2C. Impulso al uso de combustibles sostenibles | Uso de bioetanol en mezclas de gasolina | 100% | | | | | | |
| | 2D. Plan de acciones transversales | No modelado | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |
| M3. Fomento al uso | 3A. Aplicaciones de hidrógeno en la industria y uso de hidrógeno en redes de gas natural | Uso de hidrogeno verde en procesos térmicos en la industria | 100% | | | | | | |



| | | | | | | | | | |
|---|---|--|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | Uso de hidrogeno verde en procesos motrices en la industria | 100% | | | | | | |
| | | Uso de hidrogeno verde en usos motrices - Minería del cobre | 53% | | 47% | | | | |
| | | Uso de hidrogeno verde en usos motrices - Otros sectores de la minería | 53% | | 47% | | | | |
| | | Uso de hidrógeno verde en inyección a redes de gas natural | 60% | | 20% | 20% | | | |
| | 3B. Habilitación de la industria del hidrógeno | No modelado | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |
| M4. Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente | 4A. Electromovilidad del Transporte Privado | Transformación de vehículos livianos convencionales a vehículos eléctricos | 70% | 20% | | 10% | | | |
| | 4B. Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis) | Electromovilidad en taxis y taxis colectivos | 44% | 44% | | 13% | | | |
| | 4C. Estándar de rendimiento energético para vehículos | Estándar de rendimiento energético para vehículos livianos | 80% | 20% | | | | | |
| | | Estándar de rendimiento energético para vehículos medianos | 80% | 20% | | | | | |
| | | Estándar de rendimiento energético para vehículos pesados (tractocamiones) | 80% | 20% | | | | | |
| M5. Impulso a la Eficiencia Energética & Energías Renovables en | 5A. Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria | Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria | 80% | | 20% | | | | |
| | 5B. Fomento al uso de energía solar para ACS | Sistemas solares térmicos (SST) para agua caliente sanitaria (ACS) | 67% | | | 33% | | | |
| | 5C. Generación distribuida | Trayectoria de generación distribuida alto+ de la PELP | 80% | | | 20% | | | |



| | | | | | | | | | |
|---|---|--|------|-----|-----|-----|-----|-----|--|
| | 5D. Eficiencia energética en sectores productivos y edificación | Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) en motores | 67% | | 33% | | | | |
| | | Sistemas de gestión de la energía (SGE) en grandes consumidores | 67% | | 33% | | | | |
| | 5E. Energía distrital | Calefacción distrital | 70% | | 15% | 15% | | | |
| M6. Electrificación de usos finales en distintos sectores de consumo | 6A. Electrificación de usos térmicos y motrices en sector industria y minería | Electrificación de usos motrices en la industria | 100% | | | | | | |
| | | Electrificación de usos térmicos en la industria | 100% | | | | | | |
| | | Electrificación de usos motrices en minería del cobre | 53% | | 47% | | | | |
| | | Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería | 53% | | 47% | | | | |
| | 6B. Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales | Electrificación de agua caliente sanitaria | 80% | | | 20% | | | |
| | | Electrificación de la calefacción | 80% | | | 20% | | | |
| | | Se modeló electrificación de cocción en hogares. | 80% | | | 20% | | | |
| 6C. Promoción de la electrificación de energías limpias en la demanda | No modelado | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | |



9.3 RESUMEN DE LA MITIGACIÓN ESPERADA E INFORMACIÓN DE COSTOS CAPEX, OPEX Y DE ABATIMIENTO A NIVEL DE SUBMEDIDA

| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto de cálculo CAPEX | Supuesto de cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|---|---|---|---|--------------------------|---------------------|-----------|----------------------------------|---------|---------------------------------|
| | | | | | | | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | 2020-2050 |
| M1. Descarbonización de la matriz eléctrica | 1A. Reconversión de centrales a carbón y desarrollo de proyectos energéticos para la descarbonización | Retiro o reconversión de centrales a carbón | Modelo de optimización AMEBA que determina la expansión de la generación, transmisión, y almacenamiento a mínimo costo, a la vez que minimiza también la operación del sistema. Asimismo, se consideran diferentes trayectorias proyectadas para costos de inversión, operación, retiro de centrales por el proceso de descarbonización, entre otros. | [20.210;24.710] | [21.800;26.650] | [100;120] | [340;410] | [18;22] | |
| | 1B. Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización | | | | | | | | |
| | 1C. Introducción de tecnologías y energías bajas en emisiones en la matriz eléctrica | | | | | | | | |



| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto de cálculo CAPEX | Supuesto de cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|---|--|--|---------------------------|--|---------------------|-----------------|----------------------------------|----------------|---------------------------------|
| | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | 2020-2050 |
| M2. Uso de combustibles de baja emisión | 2A. Impulso al uso de combustibles con menor intensidad de emisiones en transporte aéreo | Uso de combustibles de aviación sostenibles | No fue considerado | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [40;50] | [9.790;11.960] | 0 | [5.120;6.260] | [471;576] |
| | 2B. Uso de diésel renovable en distintos tipos de transporte | Uso de diésel renovable en transporte de larga distancia | No fue considerado | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [90;120] | [2.160;2.640] | 0 | [400;490] | [168;205] |
| | | Reemplazo de diésel convencional por diésel renovable en camiones CAEX | No fue considerado | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [1370;1680] | [18.850;23.040] | 0 | [3.620;4.430] | [173;211] |
| | 2C. Impulso al uso de combustibles sostenibles | Uso de bioetanol en mezclas de gasolina | No fue considerado | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [590;720] | [11.060;13.520] | 0 | [-1.740;-2120] | [-141;-173] |
| | 2D. Plan de acciones transversales | No modelado | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |



| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto de cálculo CAPEX | Supuesto de cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) 2020-2050 |
|---------------------------------------|--|---|---|--|---------------------|-----------------|----------------------------------|-------------|---|
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | |
| M3. Fomento al uso de Hidrógeno Verde | 3A. Aplicaciones de hidrógeno en la industria y uso de hidrógeno en redes de gas natural | Uso térmico de hidrógeno en la industria | Considera potencia adicional a partir de demanda térmica adicional de H2, considerando un factor de planta de un 75%, con un costo de inversión de 108 mil dólares en Capex Hydrogen Storage Interface y 183 mil dólares en Capex Local Biogas Heating | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [330-400] | [10.630;13.000] | [70;80] | [-410;-500] | [-29;-36] |
| | | Uso de hidrogeno verde en procesos motrices en la industria | Considera la demanda adicional de hidrógeno que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (0,07 MW/Unidad) y factor de planta de 0,7 y un costo de 263.000 USD la unidad. | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | 0 | [6.410;7.830] | [260;320] | [-370;-450] | [-16;-19] |
| | | Uso de hidrogeno verde en usos motrices - Minería del cobre | Considera la demanda adicional de hidrógeno que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (3 MW/Unidad) y factor de planta de 0,8 y un costo de 6,5 millones de dólares la unidad. | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | 0 | [390;480] | [20;20] | [0;-10] | [31;38] |



| | | | | | | | | | |
|--|-------------|--|--|--|-----------|----------------|-----------|-------------|-------------|
| | | Uso de hidrogeno verde en usos motrices - Otros sectores de la minería | Considera la demanda adicional de hidrógeno que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (0,07 MW/Unidad) y factor de planta de 0,5 y un costo de 263.000 dólares la unidad. | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | 0 | [9.380;11.460] | [640;780] | [-600;-740] | [4;4] |
| | | Uso hidrógeno en redes de gas natural | No fue considerado | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [300-370] | [2.160;2.640] | 0 | [-370;-460] | [-155;-190] |
| 3B. Habilitación de la industria del hidrógeno | No modelado | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |



| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto cálculo CAPEX | Supuesto cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|--|---|--|--|--|---------------------|------------------|----------------------------------|-------------------|---------------------------------|
| | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | 2020-2050 |
| M4. Impulso a la Electromovilidad y Transporte Eficiente | 4A. Electromovilidad del Transporte Privado | Transformación de vehículos livianos convencionales a vehículos eléctricos | Considera proyección de vehículos conversos y proyección de costo de conversión de vehículo convencional a eléctrico en torno a los 16.000 dólares (tendencia descendente) a partir del año 2026. | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [2.530;3.090] | [32.210;39.370] | [7.790;9520] | [-5.630;-6.880] | [60;74] |
| | 4B. Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis) | Electromovilidad en taxis y taxis colectivos | Considera proyección de venta de taxis EV a partir del 2022, valorizando la diferencia entre el costo de un taxi eléctrico (30.855 dólares con tendencia a la baja) vs el de uno diésel (en torno a los 16.000 dólares). | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [600;740] | [25.880;31.630] | [1.470;1.800] | [-3.700;-4.520] | [-77;-95] |
| | 4C. Estándar de rendimiento energético para vehículos | Estándar de rendimiento energético para vehículos livianos | Considera proyección de venta de vehículos livianos y un aumento de un 5% sobre un valor de referencia de 13.572 dólares por reacondicionamiento de cada vehículo | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [3.460;4.230] | [55.430;67.750] | [2.510;3.070] | [-18.790;-22.970] | [-264;-323] |
| | | Estándar de rendimiento energético para vehículos medianos | Considera proyección de venta de vehículos medianos, y un aumento de 4,6% sobre un valor de referencia de 31.675 dólares por reacondicionamiento de cada vehículo | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [2.720;3.320] | [97.540;119.220] | [.2650;3.240] | [-11.650;-14.230] | [-83;-101] |
| | | Estándar de rendimiento energético para vehículos pesados (tractocamiones) | Considera proyección de venta de vehículos medianos, y un aumento de \$9.052 dólares por reacondicionamiento de cada vehículo | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [8;10] | [14.020;17.140] | [290;350] | [-1.360;-1.670] | [-69;-84] |



| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto cálculo CAPEX | Supuesto cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|---|---|--|--|--|---------------------|-----------------|----------------------------------|-----------------|---------------------------------|
| | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | 2020-2050 |
| M5. Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables en sectores de consumo | 5A. Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria | Introducción de ERNC en procesos térmicos en la industria | Considera la demanda térmica solar adicional en base al aumento del consumo de energético Solar, considerando un costo de inversión de 2.592.482 dólares por USD/Tcal-año (costos de Inversión Promedio Normalizado por capacidad de producción energética anual - 1.000 m2) | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [880;1.080] | [18.210;22.260] | [5.870;7.180] | [-3.480;-4.260] | [118;144] |
| | 5B. Fomento al uso de energía solar para ACS | Sistemas solares térmicos (SST) para agua caliente sanitaria (ACS) | Consideran 12 mil viviendas reacondicionadas al año con un costo de 1.200 dólares por vivienda | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [80;100] | [1.010;1.240] | [170;210] | [-340;-410] | [-146;-178] |
| | 5C. Generación Distribuida | Trayectoria de generación distribuida alto+ de la PELP | Considera la capacidad adicional requerida por la medida, a un costo de dólares por 1.200 kw | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [1.420;1.740] | [1.800;2.210] | [2.190;2.670] | [-3.210;-3.920] | [-509;-623] |



| Medida | Submedida | Medida simulada | Supuesto cálculo CAPEX | Supuesto cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|---|--------------------------------|---|--|---|---------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------|---------------------------------|
| | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 | | |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | 2020-2050 |
| M5. Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables en sectores de consumo | 5D. EE en sectores productivos | Estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) en motores | Considera parámetros de potencia representativa, participación de motores según potencia, horas medias de uso y costo medio (usd/kW) según potencia de motor. En base a la tasa de recambio de motores se calcula la cantidad de motores eléctricos reemplazados adicionalmente cada año | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [50;70] | [210;260] | [140;170] | [-90;-110] | [212;259] |
| | | Sistemas de gestión de la energía (SGE) en grandes consumidores | Proyección de consumo de energía de los sectores industriales y mineros mediante proyección del nivel de producción y proyección de la intensidad de consumo (unidades energéticas sobre unidades de producción). Para la modelación de los ahorros de energía de los SGE, se asume un porcentaje de ahorro de energía anual decreciente producto de la implementación de esos sistemas. Para ello, se establece un porcentaje decreciente de reducción de intensidad de consumo los sectores de consumo industriales y mineros. | Considera la reducción en el consumo de energéticos en el sector industria y minería. Precio de energéticos en USD/Tcal | [6.050;7.400] | [58.370;71.340] | [5.660;6.920] | [-58.880;-71.970] | [-821;-1003] |
| | | Calificación energética de viviendas | Se consideran 4 mil viviendas al año reacondicionadas, distribuidas según su calificación y un costo incremental de UF por vivienda | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [20;20] | [270;330] | [110;140] | [-200;-240] | [-276;-337] |
| | 5E. Energía Distrital | Calefacción distrital | Considera la potencia térmica adicional a partir del mayor consumo térmico considerando 2.500 horas de uso al año y costo de inversión \$1.078.125 dólares por MW | Valoriza diferencia de demanda de energía residencial. Precio de energéticos en USD/Tcal | [70;80] | [16.100;19.680] | [420;520] | [-140;-170] | [16;20] |



| MEDIDA | Submedida | Medida simulada | Supuesto cálculo CAPEX | Supuesto cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|--|---|---|---|--|---------------------|-----------------|----------------------------------|-----------------|---------------------------------|
| | | | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | |
| M6. Electrificación de usos finales en distintos sectores de consumo | 6A. Electrificación de usos térmicos y motrices en sector industria y minería | Electrificación de usos motrices en la industria | Considera la demanda adicional de electricidad que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (0,07 MW/Unidad) y factor de planta de 0,7 y un costo de 263.000 USD por vehículo. | Valoriza diferencia de demanda de energía residencial. Precio de energéticos en USD/Tcal | [120;150] | [1.410;1.720] | [70;90] | [-170;-200] | [-62;-75] |
| | | Electrificación de usos térmicos en la industria | Considera la potencia requerida en base al aumento del consumo de energético electricidad, considerando un factor de planta de 0,7 y un costo de inversión de 432.000 dólares por MW. | Valoriza diferencia de demanda de energía residencial. Precio de energéticos en USD/Tcal | [220;270] | [15.050;18.400] | [1.760;2150] | [-2.010;-2.460] | [-15;-18] |
| | | Electrificación de usos motrices en minería del cobre | Considera la demanda adicional de electricidad que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (3 MW/Unidad) y factor de planta de 0,8 y un costo de 6,2 millones de dólares por vehículo. | Valoriza diferencia de demanda de energía residencial. Precio de energéticos en USD/Tcal | [210;260] | [3.450;4.210] | [170;200] | [-330;-400] | [-42;-51] |



| | | | | | | | | | |
|--|--|--|---|--|------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|
| | | Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería | Considera la demanda adicional de electricidad que se gatilla por la medida, calculando el requerimiento de vehículos en base a una medida de potencia por unidad (0,07 MW/Unidad) y factor de planta de 0,7 y costo de 263.000 dólares por vehículo. | Valoriza diferencia de demanda de energía residencial. Precio de energéticos en USD/Tcal | [840;1020] | [14.610;17.860] | [620;760] | [-1.500;-1.830] | [-54;-66] |
|--|--|--|---|--|------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|

| MEDIDA | Submedida | Medida simulada | Supuesto cálculo CAPEX | Supuesto cálculo OPEX | Mitigación (ktCO2e) | | Costos OPEX y CAPEX (VAN MM USD) | | Costo Abatimiento (USD / tCO2e) |
|--|--|--|--|--|---------------------|-------------|----------------------------------|-------------|---------------------------------|
| | | | | | 2020-2050 | | 2020-2050 | | 2020-2050 |
| | | | | | 2020-2030 | 2020-2050 | CAPEX | OPEX | |
| M6. Electrificación de usos finales en distintos sectores de consumo | 6B. Electrificación de fuentes energéticas para usos residenciales | Electrificación de la calefacción | Considera la potencia media adicional de consumo eléctrico, para obtener la cantidad de unidades adicionales de un termo de 150L con capacidad de 3kW, a un costo por unidad de 500 dólares (considerando 2.920 horas de uso anuales). | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | 0 | [760;930] | [90;110] | [-190;-240] | [-121;-148] |
| | | Electrificación de agua caliente sanitaria | Considera la potencia media adicional de consumo eléctrico para obtener la cantidad de unidades adicionales de un termo de 150L con capacidad de 5kW a un costo por unidad de 400 dólares (considerando 1.095 horas de uso anuales). | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | 0 | [1730;2120] | [30;30] | [-230;-280] | [-107;-130] |



| | | | | | | | | | |
|---|-------------|--|--|--|-----------|-------------|---------|--------------|-------------|
| | | Electrificación de cocción en hogares. | Considera la potencia media adicional de consumo eléctrico para obtener la cantidad de unidades adicionales de un termo de 150L con capacidad de 3kW a un costo por unidad de 600 dólares (considerando 1.460 horas de uso anuales). | Valoriza diferencia de demanda de energéticos gatillada por la medida. Precio de energéticos en USD/Tcal | [270;330] | [4050;4950] | [30;40] | [-930;-1140] | [-200;-244] |
| 6C. Promoción de energía limpia en la demanda" en las tablas que correspondan | No modelado | | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a |



9.4 RESPONSABLES Y COADYUVANTES DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN, MITIGACIÓN Y MEDIOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PSM_{yA}

| Eje | Medida | Responsable | Coadyuvantes |
|--------------------------|--|-------------|--|
| Mitigación | M1. Descarbonización de la matriz eléctrica | MEN | CORFO, MMA |
| Mitigación | M2. Uso de combustibles bajos en emisiones | MEN | SEC, MTT, MMA, CNE, ASE, MinMinería |
| Mitigación | M3. Fomento al uso de Hidrógeno Verde | MEN | MinMinería, MinEcon, SEC, CORFO, MINVU |
| Mitigación | M4. Impulso a la electromovilidad y eficiencia energética en transporte | MEN | MTT, SEC |
| Mitigación | M5. Impulso a la Eficiencia Energética y Energías Renovables sectores de consumo | MEN | ASE, SEC, MINVU, CORFO, MinEcon |
| Mitigación | M6. Electrificación de usos finales | MEN | MinMinería, MinEcon, CORFO, MINVU, CNE |
| Adaptación | A1. Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector eléctrico | MEN | SEC, CNE, CEN, MMA, SENAPRED, ASE |
| Adaptación | A2. Aumento de la resiliencia y adaptación en el subsector combustibles | MEN SEC | SEC, SENAPRED |
| Adaptación | A3. Caracterización de vulnerabilidad y exposición climática en instrumentos energéticos | MEN ASE | SEC, CNE, CEN, SENAPRED |
| Adaptación | A4. Seguridad y acceso energético, con foco en grupos vulnerables | MEN | SEC, SUBDERE, MDSyF, MOP, MINSAL |
| Medios de implementación | 1. Medios de implementación para la transición energética y la resiliencia climática | MEN | MinEcon, MinMujeryEG, ASE, MMA, CNE, CEN |



| | | |
|--|--|---------------------------------------|
| Oficina de Género y Derechos Humanos | Responsable de transversalizar el enfoque de género y de derechos humanos en el diseño, formulación, implementación y seguimiento de las políticas, programas, planes, proyectos e iniciativas ministeriales. | Transversal |
| Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) | Supervisión y fiscalización del cumplimiento de normativas relacionadas con el uso seguro y eficiente de combustibles renovables. | M1; M2; M3; M5; M6; A1; A2; A4 |
| Comisión Nacional de Energía (CNE) | Análisis técnico y establecimiento de normas para garantizar la calidad y seguridad de los combustibles de baja emisión en el mercado. | M1; M2; M6; A1; A3; I1 |
| Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) | Encargado de coordinar el funcionamiento del sistema eléctrico según los principios establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos: seguridad de operación, garantizar la operación más económica y asegurar el acceso abierto a las redes eléctricas | M1; A3; I1; I2 |
| Secretarías Regionales Ministeriales | Coordinan política y comunicacionalmente con los gobiernos regionales, siendo cruciales para la implementación de políticas e instrumentos sectoriales de carácter local. | Transversal |
| Agencia de Sostenibilidad Energética | Encargada de la implementación de políticas públicas para fomentar la eficiencia y sostenibilidad energética, reducir la pobreza energética e impulsar un cambio cultural hacia una transición energética; a través de alianzas públicas y/o privadas, académicas, internacionales y con la sociedad civil | M2; M3; M4; M5; M6; A3; I1; |

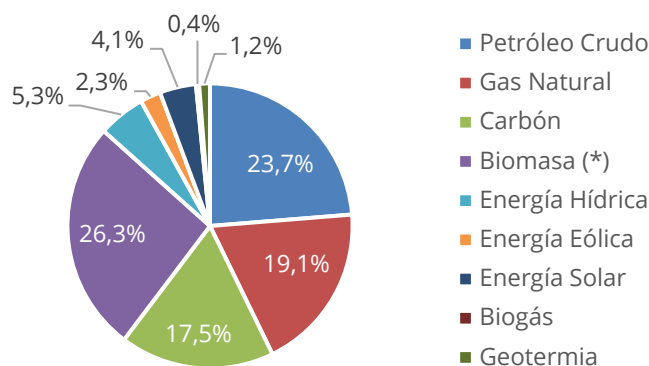


9.5 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA

El sector energía comprende todos los sectores de consumo y segmentos de la cadena de valor de la oferta de la energía. Los principales sectores de consumo final incluyen los hogares, el transporte, el comercio, la industria y la minería. Por su parte, la oferta del sector energético distingue entre el suministro de energía eléctrica y de combustibles.

Según el Balance Nacional de Energía (BNE) de 2022, la matriz de energía primaria alcanzó casi 328 mil Tcal. De este consumo, el 60% corresponde a combustibles fósiles y 40% a fuentes renovables, mientras que el consumo total de Chile alcanzó casi las 607 mil Tcal.

Figura 10. Composición de la Matriz Energética Primaria. (*biomasa considera licor negro)

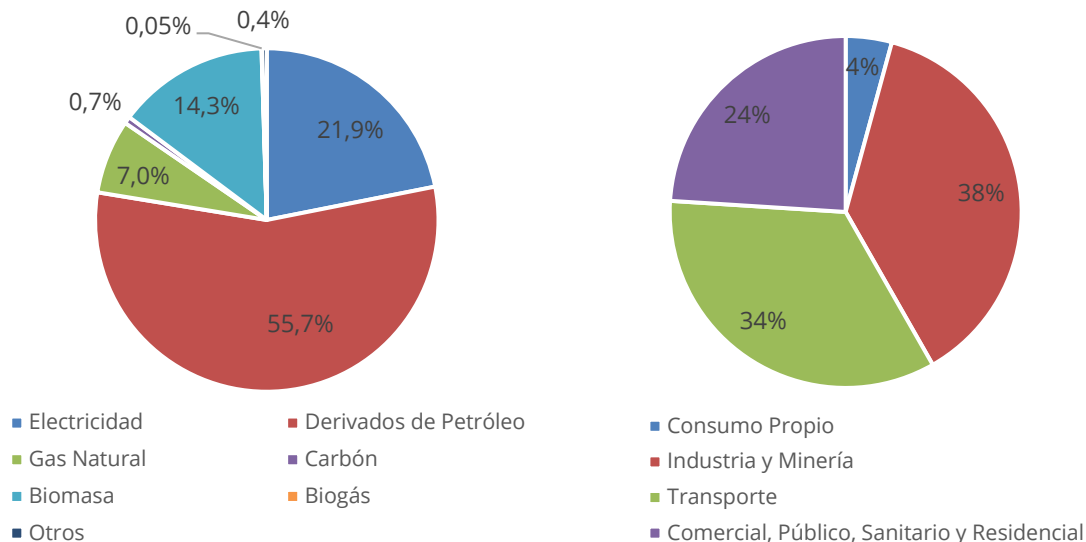


Fuente: BNE, 2022.

El consumo final representa el 54%, mientras que los centros de transformación un 46% del total. Considerando lo anterior, y desde un punto de vista de seguridad energética, la transición energética contribuye significativamente a reducir la dependencia de recursos fósiles externos. De acuerdo a información del BNE (2022) Chile importa el 98% del petróleo crudo utilizado para producir derivados de petróleo en las refinerías de ENAP; por otra parte, Chile importa el 61% de los derivados de petróleo que se consumen tanto en los sectores de consumo final como en los centros de transformación, el resto de estos se produce con petróleo crudo cuyo origen es principalmente externo. Así, se desprende que casi la totalidad del petróleo consumido en el país proviene del extranjero. En el caso del gas natural, las importaciones representan alrededor de 80%. En 2022 el consumo final alcanzó casi 328 mil teracalorías. En los sectores de demanda final dominan los derivados de petróleo, biomasa²⁵ y electricidad que en conjunto representan casi el 92% del consumo.

²⁵ En esta cifra se incluye el licor negro.

Figura 11. Composición de la Matriz de Consumo Final (izq.) y Composición Sectorial Consumo Final (der.) año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

Los sectores industria y minería, y el sector transporte representan los principales consumos de demanda final. Le siguen en participación los sectores comerciales, público, sanitario y residencial. El sector energético representa el consumo final de empresas del sector energético lo que incluye a generadoras y refinerías de petróleo.

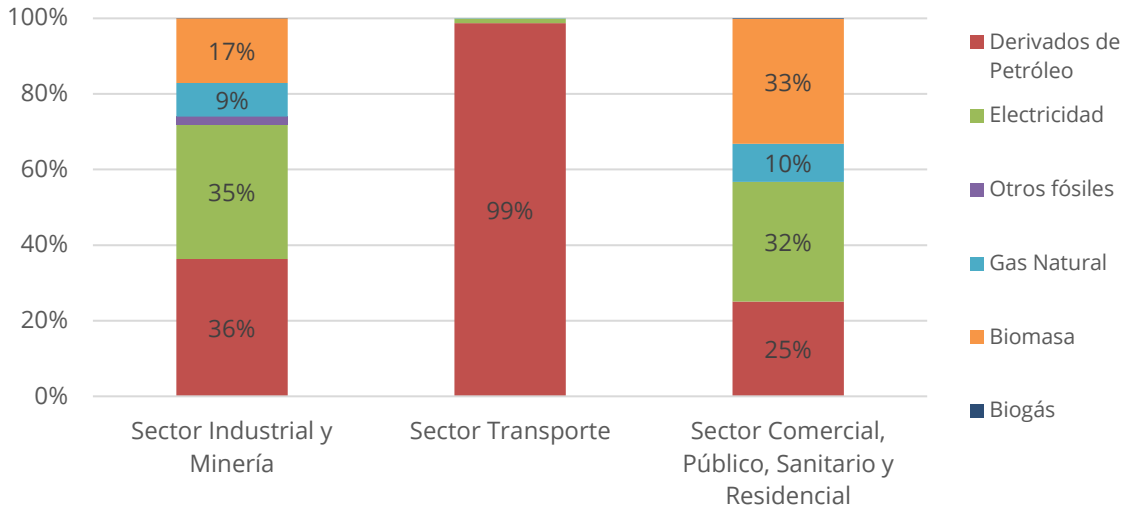
De las cifras de consumo sectorial desagregadas por energético es posible inferir desafíos relevantes respecto de las metas de carbono neutralidad. Por una parte, casi el 99% del consumo del sector transporte proviene de derivados de petróleo y casi el 61% del consumo final de derivados de petróleo se asocia al sector transporte. Por otro lado, más del 60% y casi el 35% de la energía eléctrica se consume en los sectores industria y minería, y Comercial, Público, Sanitario y Residencial, respectivamente. Del total del consumo eléctrico, alrededor del 2% es del sector transporte. Las cifras anteriores revelan que medidas como la electromovilidad u otros combustibles de bajas emisiones en transporte son fundamentales para la mitigación de emisiones del consumo final.

Las estadísticas de consumo final también reflejan la importante participación de derivados de petróleo -especialmente diésel- y energía eléctrica en los sectores industriales y mineros. Sin embargo, la carbono neutralidad requiere profundizar la sustitución del consumo de derivados de petróleo en la industria y minería por energía eléctrica y otros combustibles bajos en emisiones. El consumo industrial de biomasa- que incluye licor negro- se concentra en el sector papel y celulosa siendo este subsector responsable del 85% de este consumo.

Finalmente, los sectores comerciales, público, sanitario y residencial presentan importantes consumos de biomasa, energía eléctrica y derivados de petróleo. El subsector residencial representa casi el 75% del consumo de este sector siendo este responsable de casi la totalidad de consumo de biomasa para usos de calefacción y de casi el 66% de derivados de petróleo. El consumo eléctrico es relativamente bajo en el subsector residencial (24%) y más alto en el resto de los subsectores encontrándose estos entre 50 y 60%.



Figura 12. Participación de energéticos en los principales sectores de consumo final, año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

Al considerar los consumos regionales totales se observa que Biobío (22%), la Región Metropolitana (16%), Valparaíso (15%) y Antofagasta (15%) concentran casi el 70% del consumo nacional. El consumo de cada región restante representa menos del 5% del consumo nacional. En efecto, la Región del Biobío presenta los mayores consumos totales que se explica principalmente por centros de transformación (la mayor refinería del país y centrales de generación eléctrica). Respecto del consumo final de energía, la Región Metropolitana de Santiago presenta los mayores consumos de electricidad, derivados de petróleo (principalmente diésel y gasolina) y gas natural. Esto es consistente por ser la Región Metropolitana de Santiago la más poblada del país, registrar el mayor parque vehicular y concentrar numerosas actividades económicas del país. Las regiones de Valparaíso y Antofagasta también concentran consumos muy relevantes de centros de transformación. En esta última región también se presentan los más altos consumos del sector minero en el país.

9.5.1 Subsector Eléctrico

El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental y una de las principales para la seguridad global. Su origen reside en el calentamiento progresivo del planeta, producto de la acumulación excesiva de GEI y otros forzantes climáticos en la atmósfera. Este fenómeno tiene como principal precursor las emisiones de GEI provenientes de actividades productivas desarrolladas por el ser humano, especialmente la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas.

La legislación eléctrica actual en Chile establece un marco en el que el mercado eléctrico es operado por empresas privadas encargadas de la generación y comercialización de la energía eléctrica. Existen tres segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución de electricidad²⁶.

²⁶ La actual Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL 4) no contempla que un agente externo al mercado eléctrico, sin activos de generación y distinto a la empresa distribuidora, pueda encargarse de la comercialización de la energía eléctrica. Esto significa que las



El sector de la generación de energía permite libre entrada de oferta de energía, mediante su producción a través de distintas tecnologías, siempre y cuando se adhieran a la normativa existente. La transmisión de la energía producida a los distintos puntos de demanda, en largas distancias, es gracias a instalaciones de transmisión, cuya planificación es un proceso que consta de varias etapas, en las cuales participan el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Luego, se proyectan y licitan obras de transmisión que posteriormente son construidas por la empresa privada. En cuanto al segmento distribución, se encarga de distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un determinado punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende. Estas actividades son llevadas a cabo íntegramente por empresas privadas, que realizan las inversiones requeridas conforme a la normativa específica aplicable a cada sector. De esta manera, los sectores de transmisión y distribución operan dentro de un marco regulado debido a su naturaleza monopólica, mientras que el sector de generación funciona bajo principios de libre competencia.

En Chile, el mercado eléctrico de generación se compone del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de 10 Sistemas Medianos agrupados en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes. El SEN cubre una extensión geográfica que abarca desde las regiones de Arica y Paríacota hasta la Isla Grande de Chiloé extendiéndose por más de 3.100 km. La capacidad instalada del SEN representa más del 99% del total nacional (CNE, 2024) y abastece al 98,5% de la población del país. En el SEN, existen más de 38.403 km de líneas de transmisión (CEN, 2024).

A la fecha de elaboración de este Plan, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, se ha retirado 11 unidades por un total de 1,7 GW, y se estima que al 2026 existirán otras 9 unidades disponibles para retiro o reconversión por un total de 2,2 GW. Esto evidencia importantes avances en el sector y sus empresas para avanzar en su descarbonización.

Por otro lado, los Sistemas Eléctricos Medianos de Los Lagos, Aysén y Magallanes, se componen de la agrupación de una serie de Sistemas Medianos de cada región, que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define como sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kilowatts. El Sistema Mediano de Los Lagos agrupa los sistemas medianos de las comunas de Hornopirén y Cochamó sumando una potencia instalada de 10,5 MW, asociada a generación de Petróleo Diésel con un 77%, e Hidráulica con un 23%. El Sistema Mediano de la Región de Aysén se caracteriza por agrupar los Sistemas Medianos de las comunas de Aysén, General Carrera y Palena, con una capacidad instalada de 74 MW, asociada a generación mediante Petróleo Diesel (59%), Mini-Hidro (35%), Solar (4%) y Eólica (2%), respectivamente. Análogamente, el Sistema Mediano de la región de Magallanes, corresponde a la agrupación de los Sistemas Medianos de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, con una capacidad instalada de 129 MW, concentrada principalmente en unidades que operan con Gas Natural (77%), Petróleo Diesel (14%) y Eólica (9%), respectivamente (CEN, 2024).

Además, los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación se llaman sistemas aislados. A nivel nacional existen más de cien sistemas aislados, distribuidos en 11 regiones del país y que abastecen a más de 10.000 usuarios. La mayor parte de dichos sistemas tiene una capacidad instalada de generación menor a 500 kW, de los cuales el 65% presenta capacidades menores a 100 kW. Casi en su totalidad corresponden a sistemas de generación en base a combustible diésel que entregan suministro permanente a solo el 83% de sus usuarios, y donde el 17% restante cuenta con

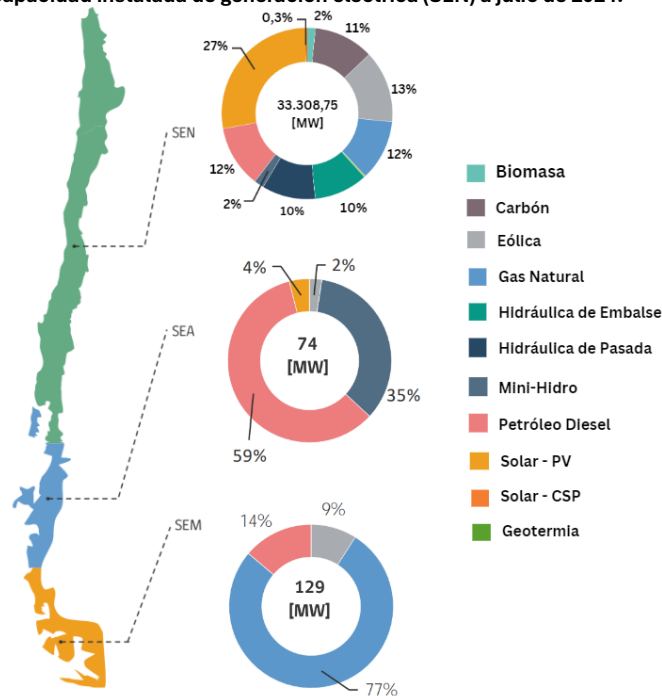
empresas generadoras pueden actuar simultáneamente como productoras y comercializadoras, permitiendo transacciones entre generadores, empresas de generación y distribución, empresas de generación y clientes libres, y empresas de distribución y clientes finales (regulados y libres).



electricidad precaria, ineficiente, parcial entre 2 y 18 horas al día, y de baja calidad. Estos sistemas existen dificultades y brechas en cuanto a tarifas y calidad de servicio eléctrico entregado no han sido resueltas por la regulación vigente, derivando en una serie de dificultades, tales como, características disímiles entre ellos, altos costos de suministro, importantes niveles de precariedad en la operación, y una alta dependencia a los subsidios estatales tanto para el financiamiento de la infraestructura como para su operación. Sumado a lo anterior, el costo de la energía a usuario final es mucho mayor que el costo promedio al que están enfrentados los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, con precios que pueden ser hasta 25 veces mayor, lo que redundo en un importante freno al desarrollo y bienestar de las personas, dejándolas en condición de vulnerabilidad energética.

A julio de 2024, la capacidad instalada neta de generación eléctrica alcanza los 33.308,75 MW²⁷, donde aproximadamente el 65% de la capacidad instalada neta corresponde a energías renovables y el 35% restante a fuentes térmicas convencionales (CEN, 2024). De estas cifras, 33.106 MW corresponden al SEN, es decir un 99,4% del total de capacidad neta. La capacidad instalada neta de generación restante se encuentra distribuida entre los Sistemas Eléctrico de Aysén (0,2%) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (0,4%). En 2023, la generación anual fue de 83.637 GWh registrándose una demanda máxima anual de 11.549 MW (CEN, 2024).

Figura 13. Composición de la capacidad instalada de generación eléctrica (SEN) a julio de 2024.



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2024. Datos: Energía Abierta. Fecha obtención datos: 24/07/24.

²⁷ La capacidad instalada neta no considera los sistemas de Los Lagos (10,5 MW) e Isla de Pascua (8MW). Tampoco se considera la central de Gas Natural localizada en Salta (Argentina), interconectada al SEN (380MW).

9.5.2 Subsector combustibles

El sector combustible puede dividirse en tres segmentos: los combustibles líquidos, donde se encuentran gasolinas automotrices y de aviación, kerosene doméstico y de aviación, petróleo diésel, petróleos combustibles y GLP; combustibles gaseosos como es el caso del gas natural; y los combustibles fósiles sólidos y biocombustibles sólidos.

Nacionalmente la gasolina automotriz, el petróleo diésel, el kerosene, el kerosene de aviación, los petróleos combustibles y el gas licuado representan la principal energía consumida, representando el 51% del consumo final de la matriz energética secundaria (BNE, 2022), mientras que los derivados del petróleo en su conjunto representan un 55,7%. Solo el petróleo diésel explica el 28,5% del consumo final de energía, la gasolina el 12,7% y el gas licuado de petróleo (GLP) el 5,6%. A nivel de consumo sectorial, los combustibles representan el 98% del consumo del sector transporte, el 31% del sector industria y minas y un 25% del sector residencial-comercial. Chile es principalmente un importador de combustibles, dado que 82% del GLP proviene del exterior, lo que también ocurre para un 77% del petróleo diésel, para un 51% del kerosene de aviación y para un 41% la gasolina.

La importación de combustibles líquidos se realiza por naves del tipo *Handy*²⁸ y la distribución al interior del país se realiza a través de cabotaje marítimo, oleoductos y camiones. El país cuenta con 26 terminales marítimas, de los cuales 20 son privados y 6 pertenecen a ENAP. Los terminales de combustibles líquidos se encuentran en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Isla de Pascua, Coquimbo, Quintero, San Vicente, Coronel, Calbuco, Chacabuco, Punta Arenas y Punta Delgada.

La capacidad de almacenamiento de combustibles a nivel nacional es del orden 2,2 MM m³, de dicha capacidad de almacenamiento, los combustibles líquidos tienen una participación de 81% (1,8 MM de m³) y el GLP con un 19% (423 mil m³). De los combustibles líquidos, el diésel es aquel combustible 178 que tiene mayor capacidad, 906 mil m³ (50%) seguido por gasolina automotriz con 473 mil m³ (26,1%), petróleo combustible con 192 mil m³ (10,6%), kerosene de aviación con 201 mil m³ (11,1%), kerosene doméstico con 35,6 mil m³ (2,0%) y gasolina de aviación con 5,7 mil m³ (0,3%). Entre las regiones de Valparaíso y Biobío se tiene 1,5MM m³ de capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos, y en el norte, entre las regiones de Arica y Parinacota y Coquimbo, una capacidad de 415M m³. La logística de almacenamiento está conformada por plantas en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Coquimbo, Puchuncaví, Quintero, Concón, Isla de Pascua, Maipú, San Fernando, Linares, Chillán, Hualpén, Talcahuano, Coronel, Lautaro, Osorno, Calbuco, Coyhaique, Gregorio y Punta Arenas (DICTUC, 2019).

En cuanto al GLP, Chile es un país es importador y exportador de este combustible. Como se señaló, el 82% del consumo final de GLP es importado. Pero a su vez, por las barreras de logística y de calidad del producto para comercializar en el país, el 55% del GLP producido en Chile se exporta. El mercado de GLP se divide entre el negocio de envasado y de granel. El primero representa el 61% del consumo de este combustible, y sus canales de distribución son venta directa, subdistribuidores y operadores. El mercado de granel, que representa el 39% del consumo de GLP, solo usa la venta directa tanto para los clientes con tanques como aquellos conectados a una red de distribución no concesionada con marcadores individuales.

Por otra parte, el hidrógeno verde y sus derivados se han presentado como una oportunidad para transformar a Chile en uno de los principales exportadores de energía limpia a nivel global, permitiendo la creación de puestos de trabajo y nuevas inversiones. Como se ha mencionado anteriormente, existen una serie de

²⁸ Los buques Handy/Handymax son los barcos usados tradicionalmente para carga seca y de menos de 60.000 TPM. Un Handymax mide normalmente entre 150-200 m de largo (eslora). Son los barcos de carga más comunes y por su tamaño, pueden entrar en todos los puertos.



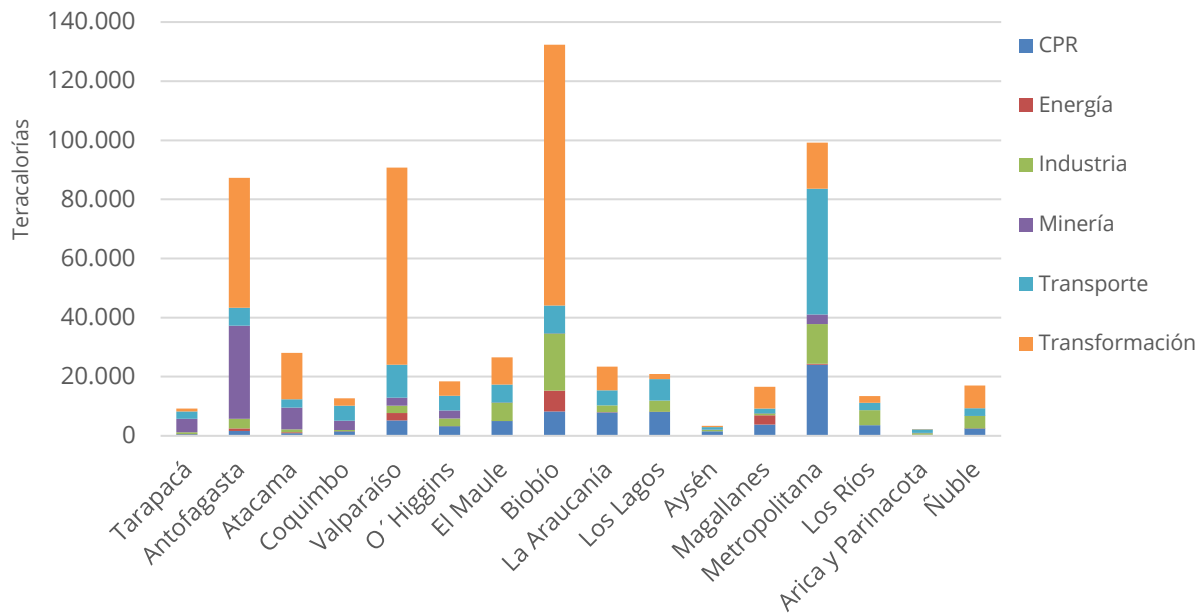
políticas e instrumentos que han buscado su impulso, así como el desarrollo de la normativa necesaria para ella.

En Chile, los combustibles derivados de la madera, especialmente la leña y los residuos forestales, aportan a través de la biomasa forestal un 26,4% de participación en la matriz primaria de energía (BNE, 2022). Estos combustibles se utilizan para calefacción, cocción de alimentos y una serie de otros usos, en los sectores residencial, industrial, comercial y público. Del total aportado por la biomasa forestal, un 54% se destina a usos térmicos (industriales y residenciales) y 46% a la generación eléctrica en centros industriales para autoconsumo (SEN) (CONAF, 2023).

La leña representa el 40% del consumo energético residencial a nivel nacional (MEN, InData, 2019). Dos millones de viviendas entre Rancagua y Aysén, es decir, un 72%, usan leña. Estos altos consumos de leña se encuentran entre los más elevados del mundo. El pellet es un biocombustible sólido cuyo uso en el sector residencial en Chile ha sido promovido mediante programas de fomento estatales como parte de los esfuerzos por desplazar el uso de artefactos de combustión de baja eficiencia y además desplazar el uso de leña de baja calidad (en su mayoría húmeda), principal causa de contaminación del aire por material particulado fino (MP 2,5) en la macrozona centro sur del país (MEN, 2023).

Para mitigar el cambio climático se deben desarrollar alternativas a los combustibles fósiles, mientras se buscan vías para aumentar la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos, especialmente de aquellos que dependen de los bienes y servicios que proveen los ecosistemas. En ese contexto, la biomasa forestal está recibiendo mucha atención como fuente de energía renovable no convencional y carbono neutral.

Figura 14. Consumo regional de energía (Tcal) año 2022.



Fuente: BNE, 2022.



9.6 DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO

Chile ha establecido una visión de largo plazo en el sector energético de manera responsable y consensuada a través de la Política Energética Nacional (PEN). Entre las metas de la Política Energética Nacional actualizada en 2022 se incluyen metas explícitas sobre seguridad de suministro y resiliencia como también sobre reducción de emisiones, consistentes con la carbono neutralidad antes del año 2050. En consistencia con la PEN, la Ley Marco de Cambio Climático, publicada en junio de 2022, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes del 2050 (MMA, 2022). Ello releva la urgencia de avanzar hacia un sistema energético limpio y renovable, en el entendido que el sector eléctrico será clave y habilitante en la consecución de los objetivos para alcanzar la carbono neutralidad. En la presente sección se sintetiza el análisis del sector según sus emisiones, así como los potenciales impactos y riesgos climáticos.

A nivel general, la tasa de aumento de la temperatura media anual en Chile se ha acelerado en las últimas décadas, a un ritmo de 0,18°C por década en 1981-2022 y las proyecciones climáticas muestran que este calentamiento continuará, con una variación regional significativa. El calentamiento varía en todo el país, y las regiones costeras generalmente se calientan a un ritmo más lento debido a los efectos oceánicos, mientras que el valle central y las regiones andinas se calientan mucho más rápido. En un país cuya matriz energética tiene una alta participación de la hidroelectricidad, cabe destacar que, junto con la disminución de las precipitaciones generales, Chile se ha visto gravemente afectado por las sequías y, en (IEA, 2024), de hecho, en 2023, el 52% del territorio continental estuvo afectado por algún grado de sequía, donde el mayor porcentaje (28%) se presentó en la categoría anormalmente seco, cerca de un 17% en la categoría de sequía moderada, un 2% en sequía severa con un 0,1% llegó a Sequía Extrema (Dirección Meteorológica de Chile, 2024), lo que no es extraño, ya que, desde 2010 se han observado estos impactos de manera clara, con una tendencia a la sequía en el centro y centro sur del país provocada por un déficit hídrico promedio de precipitaciones del 25-40%, sin precedente histórico en el último milenio (Garreaud et al., 2017), tendencia que alcanzó su extremo entre 2019 y 2021, con condiciones de hiper-sequía marcadas por déficits de precipitaciones superiores al 80%, llevando a los ecosistemas, asentamientos humanos y actividades productivas al borde del colapso (Arroyo et al., 2021).

Se prevé que las precipitaciones continúen disminuyendo, lo que provocará sequías más frecuentes o intensas, aunque el nivel de cambios en las precipitaciones puede variar en todo el país. Estos cambios afectan en particular la generación de energía eléctrica. Los modelos de la IEA proyectan que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir alrededor de un 14% en un escenario de bajas emisiones y alrededor de un 25% en un escenario de altas emisiones hasta finales de siglo, si no se implementan medidas de resiliencia.

9.6.1 Análisis sectorial de emisiones

Inventario de emisiones del sector energía

En 2020, las emisiones de GEI del sector Energía contabilizaron 79.724 kt CO₂ eq, incrementándose en un 139% desde 1990 y disminuyendo en un 5% desde 2018.

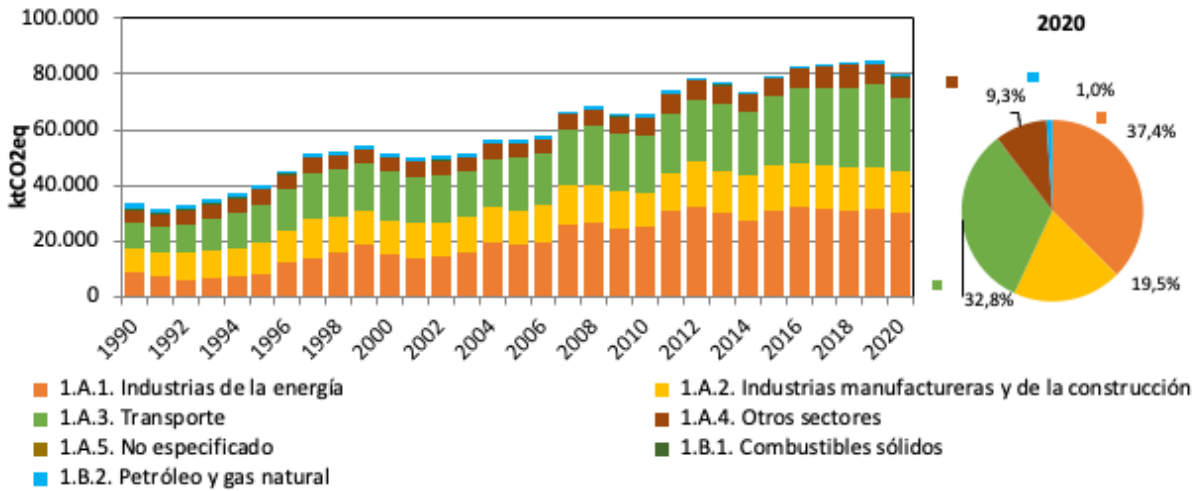
A contar del 2015 se aprecia que las emisiones se mantienen estables, debido principalmente a una disminución en el consumo de carbón en la generación eléctrica, asociado al ingreso de nuevas fuentes de energía renovable (solar, eólica, geotérmica), así como también por la incorporación de nuevas centrales a gas natural; sin embargo, esta disminución no se ve reflejada finalmente en los números finales debido al constante crecimiento en el consumo de gasolinas y diésel en el transporte terrestre, que ha sostenido su crecimiento al igual que en los últimos años.

Para el año 2020, se observa una caída significativa respecto a la tendencia de los últimos años, atribuible a la pandemia, la cual redujo la actividad económica y social durante varios meses dentro del año debido a las



restricciones impuestas (cuarentenas), reduciendo principalmente las emisiones asociadas al transporte terrestre y aéreo, junto con el uso energético en el sector comercial y público.

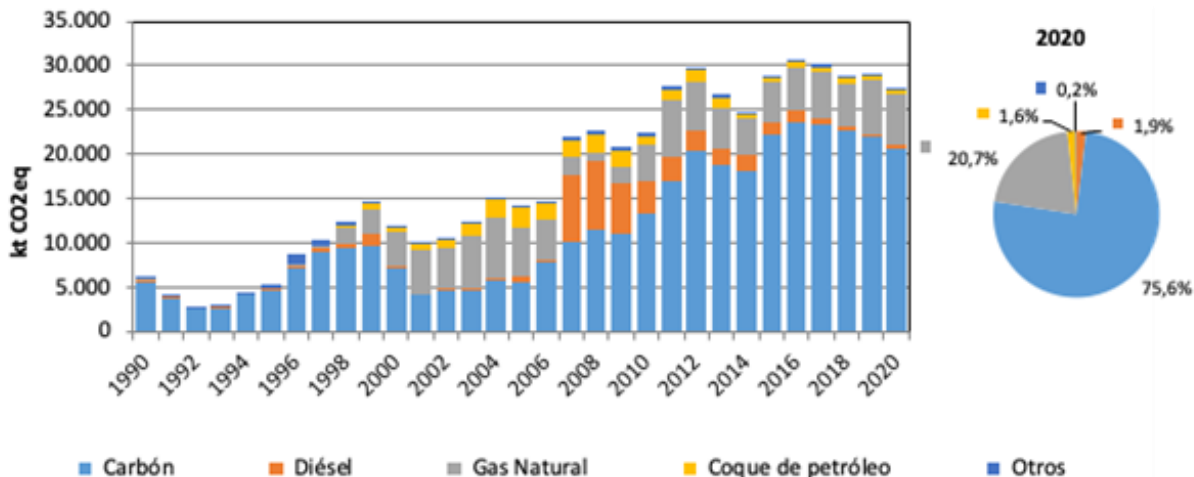
Figura 15. Emisiones de GEI (kt CO2eq) del sector Energía para la serie 1990-2020.



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente.

El gráfico a continuación muestra las emisiones asociadas a la categoría industria de la energía, correspondiente a las emisiones ocasionadas por el consumo de combustibles para la transformación de energéticos, asociado a los sectores de generación eléctrica, refinería, y siderurgia (transformación de carbón en coque mineral y gas de coque, principalmente). Dicha categoría presenta una tendencia a la baja desde el año 2016, impulsada principalmente por un menor consumo carbón en la generación de electricidad, asociado principalmente al plan de retiro de centrales a carbón. Por el contrario, las emisiones asociadas al consumo de gas natural se han incrementado levemente, debido al ingreso de nuevas centrales que buscan sustituir el carbón y la menor disponibilidad del recurso hídrico, junto con ser una fuente de respaldo de las nuevas tecnologías renovables no convencionales que han ido ingresando (solar, eólica, y geotérmica).

Figura 16. Emisiones de GEI por combustible de industria de la energía para la serie 1990-2020.

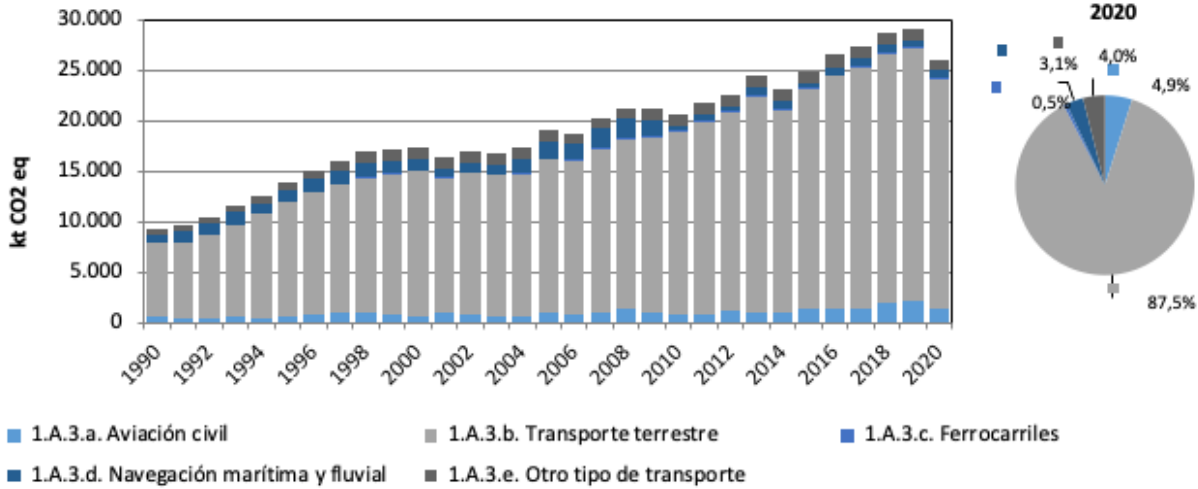


Fuente: Ministerio del Medio Ambiente.



La categoría de Transporte incluye las emisiones asociadas al consumo de combustible para los medios terrestre, aéreo, marítimo y ferroviario. Aquí se ve como la tendencia al alza de los últimos años se vio interrumpida en el año 2020 debido nuevamente a la Pandemia y las fuertes restricciones de movilidad asociadas a dicho evento. Esto afectó principalmente al transporte de aviación civil y terrestre, quienes disminuyeron sus emisiones en un 40% y 9% respecto al año 2019, respectivamente.

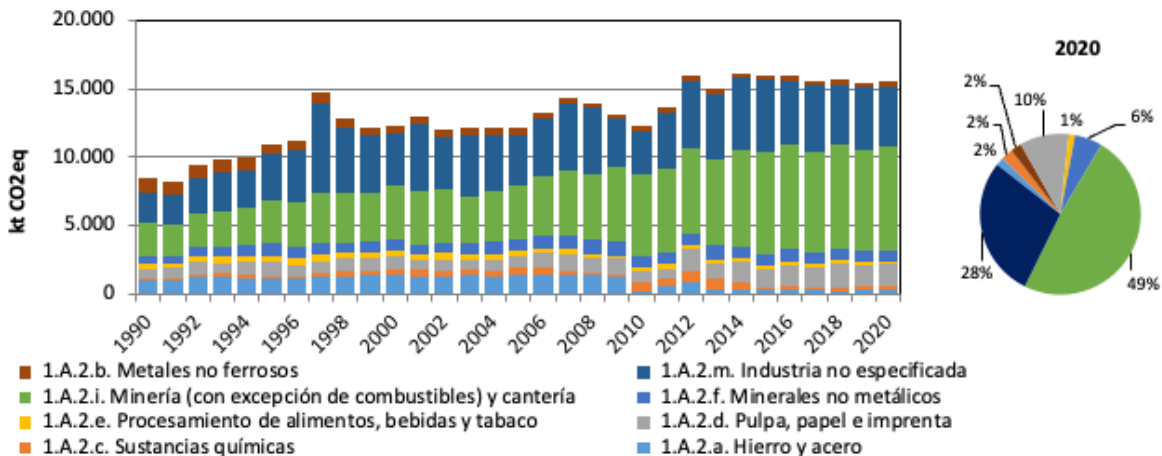
Emisiones de GEI de subsector transporte para la serie 1990-2020.



Fuente: Ministerio de Energía.

Por otra parte, se tiene que el nivel de emisiones en el sector industrial no presenta una variación significativa de emisiones en el año 2020 respecto al 2019, aumentando solo en 0,2%. La tendencia de los últimos años marca una clara estabilización de las emisiones a partir del año 2014, asociado al bajo crecimiento económico durante este periodo, como también a la sustitución de energéticos contaminantes por electricidad y gas natural (mientras que el diésel, carbón y otros derivados del petróleo disminuyeron sus consumos en 16%, 31% y 22% respectivamente, el gas natural y la electricidad lo aumentaron en un 36% y 16% respectivamente).

Figura 17. Emisiones de GEI de subsector industrial y minero para la serie 1990-2020.



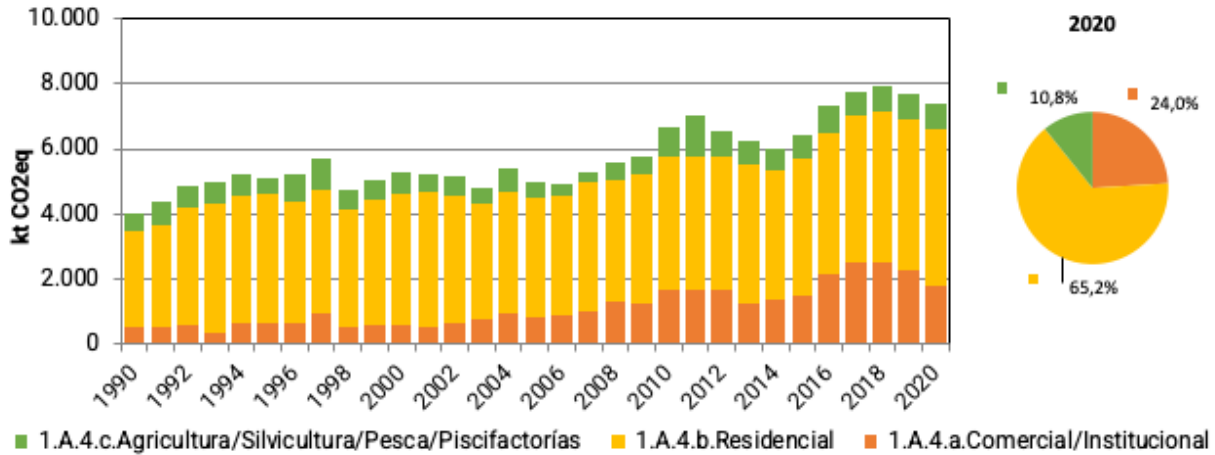
Fuente: Ministerio de Energía.

Por último, se tiene la categoría que contempla las emisiones de los subsectores comercial, público y residencial, el cual viene presentado una disminución de sus emisiones desde el año 2019, afectando



principalmente al sector comercial/ institucional por el estallido social y posteriormente por la pandemia, los cuales afectaron directamente en el funcionamiento de dicho sector, lo que se refleja en una caída de un 23% en el 2020 y en un 8% en el 2019. En contraste al sector comercial, las emisiones del sector residencial aumentaron en el año 2020 en un 4%, debido al encierro ocasionado por la pandemia y, por consecuencia, un mayor consumo de energía dentro de los hogares del país, como lo fue el kerosene, que aumentó en un 30% sus emisiones respecto al 2019.

Figura 18. Emisiones de GEI de subsector comercial, público, residencial y agricultura.



Fuente: Ministerio de Energía.

Asignación sectorial de emisiones bajo la ECLP

La ECLP estableció metas y objetivos climáticos sectoriales. Por esto, se asignaron las categorías de emisiones del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) a cada autoridad sectorial establecida en la LMCC, considerando grado de injerencia y competencias.

El Ministerio de Energía es responsable de una parte de las emisiones relacionadas con la industria de la energía y la industria manufacturera del país. Esto queda establecido en la ECLP, donde las categorías de emisiones del INGEI asignadas al Ministerio de Energía se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 8. Categorías del INGEI asignadas cuya autoridad sectorial corresponde al Ministerio de Energía

| Categoría INGEI asignada al Ministerio de Energía | |
|---|--|
| 1.A.1.b. Refinación de petróleo | 1.A.4.a. Comercial/Institucional** |
| 1.A.1.c. Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía | 1.A.2.a. Hierro y acero |
| 1.A.2.c. Sustancias químicas | 1.A.2.f. Minerales no metálicos |
| 1.A.2.d. Pulpa, papel e imprenta | 2.F.1.c. Refrigeración industrial |
| 1.A.2.m. Industria no especificada | 2.F.1.a. Refrigeración comercial |
| 1.B. Emisiones fugitivas de combustibles | 2.F.1.b. Refrigeración doméstica |
| 2.B.8. Producción petroquímica y de negro de humo | 2.F.1.e. Aire acondicionado fijo |
| 2.G.1. Equipos eléctricos | 1.A.1.a.i. Generación de electricidad* (Consumo Comercial, Industrial, Público y Propio) |

* Generación de electricidad se divide entre autoridades sectoriales según donde ocurre el consumo.

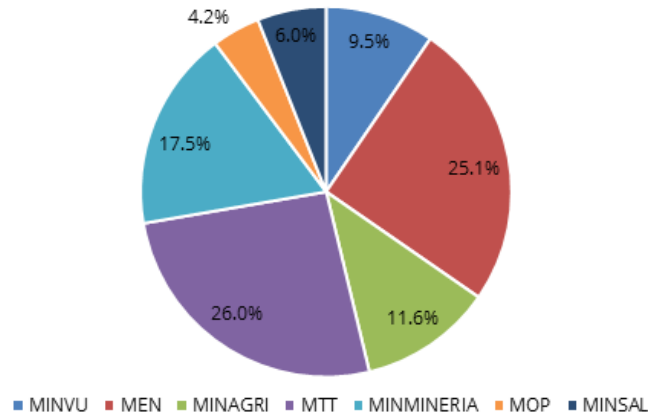
** Los presupuestos se calculan separando el consumo público del comercial, pero en el INGEI se reportan en conjunto.

Fuente: (Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, 2021)



De acuerdo con esta definición, las emisiones atribuibles al sector no son todas las emisiones correspondientes a todas las categorías del sector energía del INGEI, ni tampoco a la definición más amplia del sector energía considerada en el Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía del año 2017 (que incluía a todos los sectores de la demanda). Considerando lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en INGEI 2020, las emisiones atribuibles a fuentes del Sector Energía alcanzaron los 26,5 Millones de tCO₂ eq, correspondientes al 25,1% del total de emisiones, solo superadas por las fuentes asignadas al sector transporte que alcanzan el 26%. Dicha distribución sectorial de emisiones para el año 2020 es presentada en la siguiente figura:

Figura 19. Distribución de las emisiones por autoridad sectorial INGEI 2020



Fuente: Elaboración propia. Datos (MMA , 2023a)

Si bien el año 2020, marcado por la pandemia de COVID-19 y las consiguientes restricciones de movimiento, podría no considerarse representativo para efectos de comparación, es interesante destacar que los porcentajes de participación que se observaron durante este período resultaron ser similares a los evidenciados en la última década. Esto sugiere que, a pesar de las circunstancias excepcionales, las tendencias subyacentes de participación se mantuvieron en gran medida constantes. Lo anterior evidenciado en los datos de la siguiente tabla:

Tabla 9. Emisiones absolutas y participación relativa por autoridad sectorial. Periodo 2010-2020

| Autoridad sectorial | Unidad | 2010 | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
|---------------------|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MINVU | Millones tCO ₂ eq | 7.8 | 8.7 | 8.1 | 9.5 | 9.7 | 10.0 |
| | % | 9.0% | 8.6% | 8.4% | 8.8% | 8.9% | 9.5% |
| MEN | Millones tCO ₂ eq | 21.1 | 28.9 | 26.0 | 28.1 | 28.2 | 26.5 |
| | % | 24.3% | 28.6% | 26.8% | 26.1% | 25.8% | 25.1% |
| MINAGRI | Millones tCO ₂ eq | 14.3 | 13.7 | 13.2 | 13.2 | 12.7 | 12.2 |
| | % | 16.5% | 13.6% | 13.6% | 12.3% | 11.6% | 11.6% |
| MTT | Millones tCO ₂ eq | 21.2 | 23.4 | 24.3 | 27.7 | 30.1 | 27.5 |
| | % | 24.4% | 23.2% | 25.1% | 25.8% | 27.5% | 26.1% |
| MINMINERIA | Millones tCO ₂ eq | 15.6 | 18.4 | 17.0 | 19.2 | 18.5 | 18.5 |
| | % | 18.0% | 18.2% | 17.5% | 17.9% | 16.9% | 17.5% |
| MOP | Millones tCO ₂ eq | 4.0 | 4.7 | 4.2 | 5.2 | 4.6 | 4.5 |
| | % | 4.6% | 4.7% | 4.3% | 4.8% | 4.2% | 4.3% |
| MINSAL | Millones tCO ₂ eq | 2.8 | 3.2 | 4.1 | 4.6 | 5.6 | 6.3 |

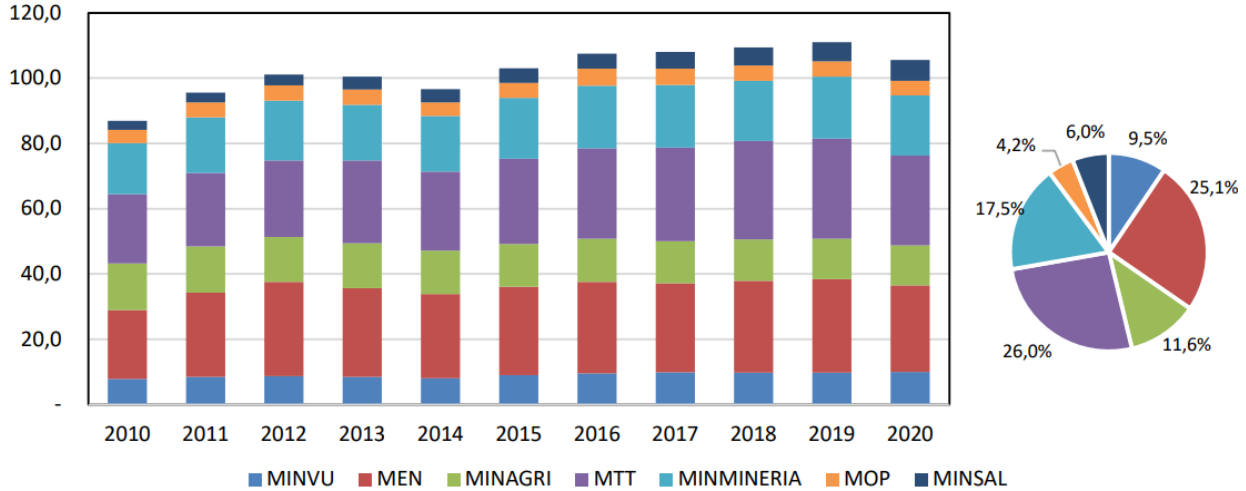


| | | | | | | | |
|--------------|-----------------------------------|-------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| | % | 3.2% | 3.2% | 4.2% | 4.3% | 5.1% | 6.0% |
| Total | Millones tCO₂eq | 86.8 | 101 | 96.9 | 107.5 | 109.4 | 105.5 |

Fuente: Elaboración propia. Datos Fuente: (MMA, 2023a)

Gráficamente, la tendencia de emisiones de GEI de la pasada década por autoridad sectorial es presentada en la siguiente figura:

Figura 20. Emisiones históricas de GEI (Mt CO₂ eq) por autoridad, serie 2010-2020



Fuente: (MMA, 2023a)

Como es posible notar en la Tabla 3, las emisiones absolutas del sector energía no son siempre crecientes. Entre los diversos factores que explican lo anterior, se encuentra la relevancia de la categoría Generación de Electricidad (1.A.1.a.i) en el sector, cuyas emisiones a su vez dependen de matriz de generación eléctrica influida por factores climáticos como por ejemplo la hidrología. En el año 2020, de las 26,5 Millones de tCO₂eq, atribuibles a fuentes del Sector Energía, el 45% de estas corresponde a la categoría antes mencionada (ver Figura 15), solo considerando los consumos comercial, industrial, público y consumos propios. Aun cuando el porcentaje de participación en el año 2020 fue levemente más bajo que los años previos, los valores de participación observados en la pasada década oscilaron entre los 42-47%.

9.6.2 Evaluación de impactos, vulnerabilidad y riesgos

Los impactos del cambio climático en los sistemas energéticos son amplios y abarca los diversos segmentos. Dentro de estos, se observan cambios en la disponibilidad de recursos hídricos y los patrones de generación energética, afectaciones en la infraestructura del transporte y distribución, así como interrupciones en la carga y descarga de combustibles a través de vías portuarias. Además, se proyecta un aumento de la demanda energética, principalmente relacionadas con los episodios de temperaturas extremas (tanto frío como calor).

Aunque es probable que Chile experimente un clima más seco en el futuro, algunas partes del país también están expuestas a precipitaciones intensas e inundaciones. Las inundaciones pueden deberse a los altos niveles de precipitaciones durante la temporada de lluvias de abril a septiembre, pero que debido al cambio climático su frecuencia de ocurrencia puede verse aumentada, abarcando periodos fuera de dicha temporada con una amplia variabilidad territorial. Las inundaciones y el flujo excesivo de agua pueden interrumpir el suministro electricidad y combustibles, además de causar daños físicos a los activos. En 2021, por ejemplo, un aluvión dejó sin suministro eléctrico a más de 14.500 hogares en las regiones de Ñuble y Los Lagos. En



2023, una gran inundación en todo el país dejó a más de 23.500 personas sin electricidad durante días, lo que provocó un daño económico total de 759 millones de dólares.

A continuación, se detallan los principales impactos y riesgos a los que está expuesto el sector energético, con foco en Chile, a través de un análisis a cada uno de los segmentos más importantes de los subsectores eléctricos y de combustibles.

Subsector eléctrico

Generación eléctrica

El cambio climático afecta a todas las tecnologías de generación de energía, aunque los niveles de impacto pueden variar. La generación hidroeléctrica se ve afectada principalmente por las variaciones en los patrones de las precipitaciones y, por lo tanto, la disponibilidad de agua. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica, una de las mayores fuentes de electricidad de Chile (28,6% en 2023), es sensible a los cambios en las precipitaciones. Una disminución de las precipitaciones puede reducir el factor de capacidad de las centrales hidroeléctricas como parte de complejos procesos hidrológicos que afectan al caudal de los arroyos, la disponibilidad de agua, el deshielo de los glaciares, la escorrentía y la evaporación. A medida que las precipitaciones y la escorrentía disminuyan a lo largo del siglo debido al cambio climático, es probable que la generación de energía hidroeléctrica se vea afectada negativamente. De hecho, la mayoría de las centrales hidroeléctricas están instaladas en regiones centrales del país, donde la disminución de las precipitaciones es más notable. En un escenario de aumento de la temperatura alrededor y sobre 3°C, se prevé que al menos el 70% de la capacidad hidroeléctrica instalada en Chile estará expuesta a un clima moderada o significativamente más seco a finales de siglo (IEA, 2024)¹³.

La IEA proyecta que, si no se aplican a tiempo medidas adicionales de resiliencia, el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir en torno a un 25% hasta finales de siglo en un escenario de altas emisiones (sobre los 3°C) e, incluso en un escenario de bajas emisiones (por debajo de 2°C), se prevé que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile disminuya en un 14%. La disminución prevista en la generación hidroeléctrica puede tener un efecto más amplio en todo el sistema eléctrico de Chile, añadiendo tensiones a otras partes del sistema, como el caso del 2021, donde la reducción de la generación hidroeléctrica durante la sequía obligó a aumentar el uso del carbón, gas y, particularmente, diésel, para abastecer el suministro eléctrico durante el periodo de estrechez.

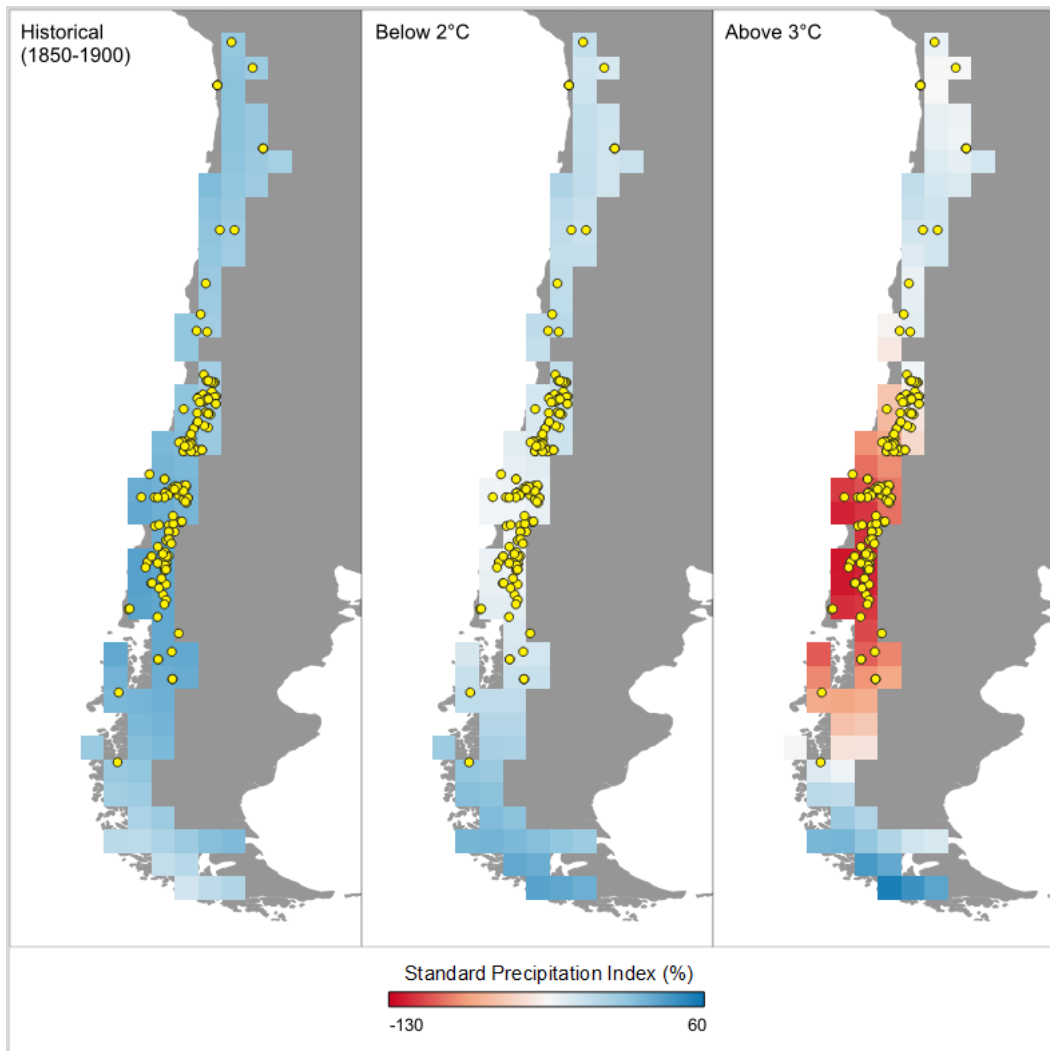
Estos efectos no solo afectan a la generación hidroeléctrica de embalses, sino que también a las centrales de pasada. En cuanto a la disponibilidad del recurso hídrico, se proyecta una disminución de aproximadamente 20% del caudal medio en la zona centro y centro-sur del país, que se traduciría en una disminución media del 10% del factor de planta de las futuras centrales de pasada (GIZ, 2021).

El cambio climático también afecta la generación solar en hogares debido a la nubosidad y temperatura. A medida que la capacidad instalada¹³ crece en Chile, los impactos son considerables. Cambios en la frecuencia de días nublados variarán según la región, pudiendo aumentar la generación solar en un 30% en la zona centro-sur al 2050, en contraposición con disminuirla por un aumento de hasta 20% de los días nublados en el centro-norte. La temperatura también influye directamente, con coeficientes de pérdida de eficiencia entre -0,3% y -0,5% por cada 1°C de aumento en centrales térmicas. Por su parte, la generación eólica es sensible a los patrones de viento, que a su vez están influenciados por cambios en el clima. Si bien los vientos pueden variar naturalmente, el cambio climático puede alterar la frecuencia y la intensidad de los patrones de viento, lo que podría afectar la producción de energía eólica en diferentes regiones (GIZ, 2022).

Mientras que la generación de energía a partir de biomasa y biogás se ve afectada por una serie de eventos climáticos extremos, incluyendo olas de calor, inundaciones, incendios forestales, sequías y temperaturas extremas.



Figura 21. Centrales hidroeléctricas expuestas a un clima más húmedo o más seco en 1850-1900 en comparación con las proyecciones para 2081-2100 en los escenarios Por encima de 2 °C y Por encima de 3 °C (IEA, 2024)



Transmisión y distribución eléctrica

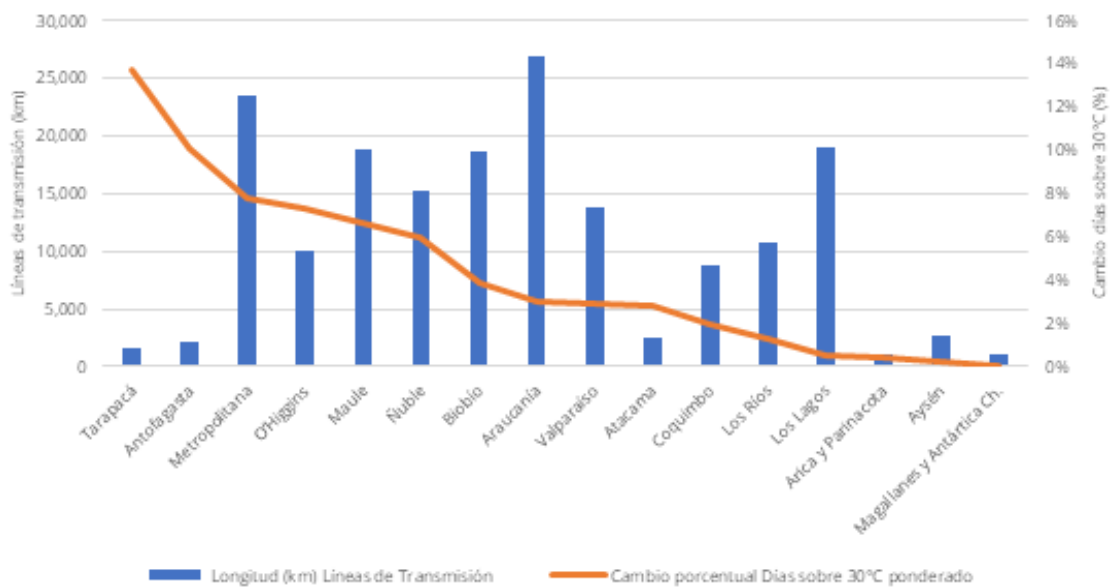
Los eventos climáticos extremos como olas de calor, frío, lluvias extremas y otros afectan la infraestructura de los sistemas eléctricos, comprometiendo la seguridad y suficiencia del suministro. Mientras estos eventos se están haciendo cada vez más frecuentes, la resiliencia de la transmisión y la distribución eléctrica se convierte en un factor crítico para enfrentar estos impactos. Los impactos del cambio climático en la transmisión y distribución energética tienen el potencial de traducirse en riesgos de cortes de suministro energético más frecuentes, afectando de manera relevante a usuarios vulnerables como, por ejemplo, electrodependientes, con bajos estándares de aislación térmica, aislamiento geográfico, entre otros factores. A nivel general, se constata la falta de herramientas de medición y metodologías para evaluar los costos y la capacidad de adaptación ante estos impactos, y a nivel local, existe una limitada capacidad de gestión y respuesta frente a eventos climáticos extremos que afectan el suministro eléctrico y su transporte y/o distribución (Ministerio de Energía, 2023).



Los eventos climáticos extremos en conjunto con los incendios forestales son responsables de aproximadamente el 33% de la energía no suministrada acumulada para el período 2017-2021 del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a nivel de distribución. En un escenario de cambio climático, esto es especialmente crítico debido al aumento de los eventos meteorológicos extremos y las condiciones propicias para los incendios forestales que, para el periodo 2021-2022 aumentaron en un 389% respecto al periodo anterior, lo que ha obligado al sector energético a tomar medidas.

En particular, las altas temperaturas provocan un aumento en la extensión de los cables de las líneas de transmisión, en la resistencia eléctrica de estos, y en las pérdidas de electricidad en las líneas de transmisión. De esta manera, la capacidad de transmisión disminuye un 10% en las líneas aéreas, un 4% en los cables subterráneos y un 7,5% en los transformadores de la red de distribución. El aumento de las pérdidas de electricidad debido al aumento de la temperatura se estima en un 0,4%/°C para los conductores de aluminio y cobre (International Atomic Energy Agency, 2019). La siguiente figura muestra, por región, el aumento de los días sobre 30°C ponderado y los kilómetros de extensión de líneas de transmisión, mostrando como la zona centro-sur del país podría verse más expuesta.

Figura 22. Líneas de transmisión vs cambio porcentual de días sobre 30°C.



Fuente: E2BIZ, 2024

Los incendios forestales también afectan al sistema de distribución eléctrica de los centros poblados, en particular analizando las zonas de afectación históricas de incendios forestales y las líneas de distribución existentes actualmente da cuenta del nivel de exposición pudiendo superar el 60% de la infraestructura de distribución en regiones como Valparaíso y Biobío, así como superando el 40% en las regiones del Maule y Ñuble¹⁴.

Subsector combustibles

Los impactos en subsector son diversos y abarcan distintos aspectos. En primer lugar, la mayor frecuencia e intensidad de las marejadas, calificadas incluso como 'anormales' por su distinta dirección, período y altura, puede llevar a la indisponibilidad de terminales portuarios, afectando la descarga de combustibles y la infraestructura misma. Se ha demostrado que el cambio climático ha alterado la frecuencia e intensidad de las marejadas en las costas del país, reportándose daños en el litoral durante eventos especialmente



extremos (Winckler, y otros, 2020). Además de las marejadas, el aumento del nivel del mar¹⁵ influye negativamente en los tiempos de descarga y en la infraestructura portuaria, causando indisponibilidad de combustibles e inseguridad energética así como incrementando los costos debido a diversos factores, como daños en la infraestructura, procesos más costosos, menor eficiencia, entre otros. Asociado a esto, se identifica la pérdida de infraestructura por eventos extremos, lo que agrava la inseguridad del suministro energético (GIZ, 2023).

La actividad marítima en Chile ha sido afectada por fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos, que -según los registros históricos y recientes- han aumentado los eventos de marejadas, limitando las operaciones en puertos (Armada de Chile, 2020). Esto, a su vez, ha llevado a un importante aumento de los días al año en que bahías y puertos deben cerrar sus operaciones, por ejemplo, a agosto de 2021, en los 12 meses anteriores, los puertos de Quintero (132 días), San Antonio (80 días), Antofagasta (73 días), Mejillones (43 días), Arica (27 días) y Lirquén (19 días) lideraban el registro (CAMPORT, 2021). Mientras que los activos de generación eléctrica cercanos a la costa de Chile podrían verse afectados por el aumento del nivel del mar dado que actualmente, alrededor del 30% de la capacidad total instalada de las centrales eléctricas de carbón y el 7% de las centrales eléctricas de gas natural se encuentran en zonas de baja altitud y cerca de la costa (IEA, 2024).

En el sector de combustibles, asimismo, las inusuales inundaciones del invierno de 2023 provocaron la rotura de un gasoducto y una red de distribución primaria en la zona centro sur de Chile. Los incidentes, ocurridos en los ríos Laja y Chillán, pusieron en peligro la continuidad de suministro de gas natural de más de 14000 hogares en las ciudades de Los Ángeles y Chillán; las empresas de gas implementaron medidas de contingencia para dar continuidad al servicio y para la reparación de las redes, pero las nuevas crecidas fluviales invernales y las condiciones climáticas adversas han demorado las reparaciones definitivas de la infraestructura afectada.

Demanda energética y cambio climático

El cambio climático ejerce influencia sobre la demanda energética, especialmente en sectores como el residencial, industrial y la agricultura. Las variaciones en temperatura y eventos climáticos extremos modifican los patrones de consumo y necesidades energéticas, aumentando la demanda eléctrica debido a la necesidad de climatización frente a episodios de temperaturas extremas (tanto frío como calor). Al 2060, se proyecta que la demanda energética aumentará entre un 2,3% y 2,8% en 2050, y entre un 3,8% y 4,3% en 2060 solo por efectos del cambio climático, para un escenario base y de carbono neutralidad respectivamente. Cabe destacar que este aumento se explica principalmente por la creciente electrificación necesaria para cumplir los compromisos de mitigación, que a su vez afectará directamente al sector generación eléctrica, que deberá hacer frente a esta demanda energética adicional al mismo tiempo que se adapta a los efectos negativos de la crisis climática (GIZ, 2023).

Según la Estrategia Nacional de Calor y Frío (MEN, 2021b), es posible estimar que al menos un 37% de los consumos reportados como energía primaria corresponden a usos de calor y frío, un 41% a transporte y el 22% restante a usos eléctricos. A partir de esta estimación, es posible tomar medidas de mitigación y adaptación frente a los riesgos que podrían afectar al sector de la demanda energética y su infraestructura, con el fin de trabajar por una robustez del sistema en su conjunto. Como riesgo y vulnerabilidad, es posible ejemplificar la recurrencia de temperaturas extremas en el territorio nacional, lo que significaría un mayor consumo energético para alcanzar el confort térmico y frente a lo cual, habría que contar con sistemas térmicos de mayor capacidad, pero a la vez, considerar equipos de carácter sostenible y medidas de eficiencia energética pasivas, como el mejoramiento de la envolvente térmica.

Esto último es especialmente relevante porque aproximadamente 1 de cada 3 viviendas en Chile carece de aislamiento térmico adecuado, cifra que se incrementa con viviendas no regularizadas, lo cual suele pasarse por alto (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2017). A su vez, según la Encuesta de Bienestar Social del 2021, el 35,5% de las personas declaró pasar frío en sus viviendas, lo que evidencia el desafío actual que existe, desde la perspectiva energética y la dimensión de pobreza energética, para enfrentar temperaturas de



los episodios de olas de frío y/o calor, que se verán exacerbadas por la crisis climática. Cabe resaltar que las mujeres son quienes principalmente administran la demanda dentro de los hogares y aun así enfrentan una mayor pobreza energética.

Los desafíos de la demanda de energía, tiene nexos con otros elementos clave como el uso del agua. La menor disponibilidad hídrica proyectada, se traduce también en una demanda creciente por desalinización tanto para los sectores industriales, silvoagropecuario y sanitario. Desde la perspectiva de la adaptación, existe un nexo entre agua y la energía necesaria para el bombeo. Lo anterior, además, releva la importancia de la coordinación interinstitucional e intersectorial con actores clave.



9.7 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

9.7.1 Revisión mitigación

A continuación, se presenta la síntesis de información secundaria revisada para la consolidación de las medidas y submedidas del eje de mitigación.

| Nombre | Contenido |
|---|---|
| Propuestas Mesa Intersectorial y Mesa Interinstitucional | Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo intersectoriales e interinstitucionales, específicamente sobre las propuestas. Se clasifican según los ámbitos siguientes: coordinación multinivel, empoderamiento, implementación y financiamiento, perspectiva resiliente, regional y enfoque local, y regulación. |
| Matriz de compromisos energéticos | Contiene un resumen de compromisos y medidas incluidas en diversas políticas para el Sector Energía. Esto incluye un listado de 326 metas recopiladas de diferentes instrumentos relacionados con el sector energía, con sus respectivos responsables y actores asociados. |
| Medidas del Sector Energía | Presenta las medidas que están siendo consideradas en el plan de mitigación del sector energía junto con los principales supuestos de modelación. |
| Modelo energético del MEN utilizado en la PELP | Se analizan y revisan las planillas de entrada y salidas del modelo para los escenarios de referencia y carbono neutralidad, la información respecto de costos, precios y medidas. |
| Resumen de antecedentes recibidos por la ciudadanía | <p>Este contiene un resumen de documentos enviados por la ciudadanía en el contexto del desarrollo del plan de mitigación y adaptación del sector energía. Entre estos se encuentran: i) Informe Estadístico Anual de SENAPRED 2022 (14/02/2024); ii) Plan Integral de Seguridad Escolar (PISE) (14/02/2024); iii) Glosario Gestión del Riesgo de Desastres (14/02/2024); iv) Decreto 86. Regula los Organismos Técnicos para el Monitoreo de Amenazas (14/02/2024), v) Presentación Tecnología Microturbinas Capstone (16/02/2024); vi) Is energy from woody biomass positive for the climate? (21/02/2024); vii) Estrategia de elaboración de hojas de ruta para la adaptación y mitigación del cambio climático en sectores industriales de Chile. Caso de estudio: sector agrícola (21/02/2024); viii) Greenhouse Gas Mitigation Beyond the Nationally Determined Contributions in Chile: An Assessment of Alternatives (22/02/2024); ix) Manual sobre eficiencia energética (07/03/2024); Desafíos de la transición energética (12/03/2024)</p> <p>Desde el punto de vista de la mitigación contra el cambio climático del sector energía son relevantes los documentos v), vi) y viii) desde los cuales podría ser posible identificar nuevas medidas de mitigación para el sector que antes no hayan sido identificadas. Estos deberán ser revisados en mayor profundidad y serán citados en caso de resultar en un aporte al desarrollo del plan.</p> |

9.7.2 Revisión adaptación

A continuación, se presenta la síntesis de información secundaria revisada para la consolidación de las medidas y submedidas del eje de adaptación.

| Nombre | Contenido |
|--|--|
| Seguimiento PACC Energía | Contiene información sobre el seguimiento de las medidas que conforman el Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía 2018-2023. Aquí se encuentran los porcentajes de cumplimiento de cada medida (15 en total), alcanzando un cumplimiento total del 86%. Además, se presenta un detalle de cada medida, incluyendo descripción, acción, indicador de seguimiento, porcentaje de cumplimiento de cada acción, fuente de financiamiento y brechas u observaciones para el cumplimiento. |
| Estrategía de Adaptación - Sistematización Mesas | Contiene los resultados de las mesas de trabajo realizadas entre 2022 y 2023. Se llevaron a cabo tres sesiones con los siguientes enfoques: sesión 1: diagnóstico, sesión 2: brechas y desafíos, sesión 3: propuestas. Estas sesiones se realizaron tanto para mesas intersectoriales como interinstitucionales. Se obtuvieron 23 medidas como resultado de estas mesas de trabajo. |
| Propuestas Mesa Intersectorial y Mesa Interinstitucional | Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo intersectoriales e interinstitucionales, específicamente sobre las propuestas. Se clasifican según los ámbitos siguientes: coordinación multinivel, empoderamiento, implementación y financiamiento, perspectiva resiliente, regional y enfoque local, y regulación. |
| Resumen Medidas Mesa Interregional | Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo, los cuales corresponden a una priorización de ámbitos considerando el periodo de corto, mediano o largo plazo, evaluado por región. |
| Borrador Estrategia de Adaptación Energía | Contiene el borrador de la Estrategia de Adaptación el cual corresponde al resumen de todas las actividades participativas realizadas anteriormente. Posee un total de 16 medidas, ordenadas según los ámbitos revisados en las mesas de trabajo. |
| PLAN-DE-ADAPTACION-ENERGIA | Se comparte el Plan de Adaptación al Cambio Climático del sector Energía del período 2018-2023. Contiene antecedentes generales, una caracterización del sector energía en Chile, los impactos y vulnerabilidades del sector energético frente al cambio climático, los componentes del plan y las fichas resumen de las medidas. |
| Matriz de compromisos energéticos | Contiene un resumen de compromisos y medidas incluidas en diversas políticas para el Sector Energía. Esto incluye un listado de 326 metas recopiladas de diferentes instrumentos relacionados con el sector energía, con sus respectivos responsables y actores asociados. |
| INFORME FINAL DE AUDITORÍA N° 95-23, PLAN DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO | Corresponde al resumen ejecutivo realizado por la Contraloría General de la República, sobre la auditoría realizada al Plan de Adaptación al Cambio Climático para el sector energía 2018 – 2023. La cual tuvo por finalidad examinar la implementación y el seguimiento eficaz, oportuno y coordinado de las medidas que son responsables de la entidad, además de los registros contables correspondientes a cada medida. |



9.8 EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE

El Plan de Acción Nacional de Cambio Climático: 2008-2012 (PANCC) estableció entre sus metas la elaboración e implementación de un Plan Nacional de Adaptación y siete planes sectoriales de adaptación al cambio climático: Silvoagropecuario, Biodiversidad, Pesca y Acuicultura, Salud, Infraestructura, Energía y Recursos Hídricos, Ciudades y Turismo.

El Ministerio de Energía publicó su Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2018-2023 en diciembre de 2018 el que contó con 15 medidas divididas, a su vez, en 44 acciones. Este plan, vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, alcanzó un 88% de cumplimiento global de sus medidas.

Las principales barreras del plan fueron el financiamiento y la coordinación interinstitucional. También, a nivel de la gobernanza y las brechas en la implementación, se identifican la pertinencia de las medidas comprometidas y el rol o responsabilidad que efectivamente el Ministerio de Energía era capaz de ejecutar. Por otra parte, durante el proceso de auditoría desarrollado por la Contraloría General de la República (CGR) entre 2022 y 2023²⁹, en el cual se basa la evaluación de este instrumento, se relevan la falta de procedimientos, lineamientos y/o directrices específicas para controlar la implementación, evaluar la puesta en práctica y efectuar un seguimiento a corto y mediano plazo de las medidas y acciones.

Las lecciones aprendidas derivadas del diseño, desarrollo, implementación y evaluación del plan precedente, así como los resultados y recomendaciones de la auditoría de la CGR son parte fundamental del proceso actual de elaboración del anteproyecto del PSMYA Energía. Cabe destacar que ninguna de las medidas (independiente su grado de cumplimiento) han sido consideradas en el proceso de elaboración del Plan Sectorial de Adaptación, sin perjuicio de que los aprendizajes son base esencial del proceso de construcción.

²⁹ Informe final disponible aquí:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_de_auditoria_del_plan_de_adaptacion_al_cambio_climatico.pdf



Tabla 10. Detalle del cumplimiento del Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía 2018-2023

| | Medida | Acción no cumplida | Cumplimiento medida |
|----|---|---|---------------------|
| 1 | Análisis geográficamente más detallados respecto de las proyecciones de impactos del cambio climático sobre la hidroelectricidad, considerando condiciones medias y condiciones extremas. | 3 ^(0%) | 83% |
| 3 | Realizar un estudio de riesgo de la infraestructura de generación de energía ante impactos del cambio climático. | | 100% |
| 4 | Generación distribuida para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos frente a los impactos de eventos climáticos extremos. | | 100% |
| 5 | Estudio de riesgo de la infraestructura de transporte de energía ante eventos extremos climáticos. | | 100% |
| 6 | Análisis del comportamiento de la demanda energética considerando los impactos del cambio climático. | | 100% |
| 7 | Implementar capacidades en gestión de la energía para la industria, para reducir el consumo de energía por aumento de temperaturas. | | 100% |
| 8 | Implementar programas de mejoramiento de la eficiencia energética en el sector público para reducir demandas energéticas por aumento de temperaturas. | | 100% |
| 9 | Coordinación institucional en los distintos niveles territoriales, para impulsar la adaptación al cambio climático del sector energético. | 3 ^(0%) | 80% |
| 10 | Coordinación público-privada. | | 100% |
| 11 | Fortalecer la planificación y gestión del riesgo en el sector energía ante eventos extremos. | 3 ^(0%) | 67% |
| 12 | Promover la resiliencia energética al cambio climático a nivel local, mediante la inclusión de análisis de riesgo climático en comuna energética. | 1 ^(75%) | 88% |
| 13 | Integrar los impactos del cambio climático en la planificación de las políticas, planes y la legislación/regulaciones existentes en materia energética. | 3 ^(60%) y 4 ^(60%) | 84% |
| 14 | Contribuir a la inclusión del análisis del impacto del cambio climático en la evaluación de proyectos energéticos en el marco del Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA). | 3 ^(0%) | 67% |
| 15 | Generar capacitaciones y elaborar una estrategia comunicacional de largo plazo que permita la difusión y acompañe la implementación del Plan de Adaptación. | 2 ^(0%) | 50% |



Objetivo 4: Lograr el acceso equitativo a servicios energéticos de calidad que permitan satisfacer las necesidades energéticas de las personas y contribuir al desarrollo humano.

- Meta 4.1: Al 2030, 100% de los hogares con acceso a electricidad de forma permanente respecto al total de hogares existentes.
- Meta 4.2: Al 2050, 100% de hogares acceden a energía para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos a partir de fuentes de energía limpia de bajas emisiones.
- Meta 4.3: Al 2050, 100% de hogares tienen un gasto asequible en energía en relación a sus ingresos.

Objetivo 5: Descentralización y diversificación de los recursos energéticos para un sector energético más resiliente y bajo en emisiones, incluyendo tanto el autoconsumo de energía como las tecnologías renovables de gran escala.

- Meta 5.1: Al 2025, se habrá retirado y/o reconvertido el 65% de las unidades generadoras termoeléctricas a carbón del sistema eléctrico nacional.
- Meta 5.2: Al 2030, el 80% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de generación de energías renovables, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo.
- Meta 5.3: Trabajaremos para generar los espacios que permitan retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón del sistema eléctrico nacional en los primeros años de la próxima década.
- Meta 5.4: Al 2050, el 100% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de fuentes de energía cero emisiones.

Objetivo 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático y facilitar su integración en el desarrollo y gestión del sector energía.

- Meta 6.1: Al 2030, la regulación, la planificación y la normativa energética incorporan explícitamente la resiliencia y adaptación al cambio climático.
- Meta 6.2: Al 2040, el país cuenta con altos estándares a nivel mundial en confiabilidad y resiliencia del sistema energético.
- Meta 6.3: Al 2050, el 100% de las comunas y regiones del país disponen de planes implementados de reducción de riesgos y emergencias del sector energético.

Objetivo 7: Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos, incorporando mejoras en los existentes, para acelerar la transición energética en línea con los objetivos climáticos y lo que mandata la ciencia.

- Meta 7.1: Entre 2025 y 2030, el país ha definido una trayectoria de aumento del precio al carbono hacia el año 2050.
- Meta 7.2: Al 2030, Chile cuenta con un sistema integral y eficiente de instrumentos de precio al carbono y otras externalidades.
- Meta 7.3: Al 2050, toda generación eléctrica con atributo renovable se encuentra certificada por esquemas reconocidos por el Ministerio de Energía.

9.10 PROPUESTA DE MEDIDAS POR EJE

9.10.1 Metodología de modelamiento de las medidas del eje mitigación

Proyecciones de emisiones del Sector Energía

A partir de la asignación de categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) al Sector Energía presentados en la Tabla 4, se estimaron las emisiones del sector en el Escenario de Referencia a partir de la ecuación presentada a continuación (Cerdeña, Morandé, & Herrera, 2023):

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones Sectoriales}_t &= \sum_{i=1} \text{Categoría INGEI}_{i,t} + \text{Proporción Emisiones Gx Eléctrica}_t \\
 &= \sum_{i=1} \text{Categoría INGEI}_{i,t} + FE_t^{Ref} * (DE_t^{Total_Ref} - DE_t^{Transporte_Ref} - DE_t^{Residencial_Ref} - DE_t^{Minería_Ref})
 \end{aligned}$$

Donde:

$\text{Emisiones Sectoriales}_t$: corresponde a las emisiones del Sector Energía en cada periodo t

$\text{Categoría INGEI}_{i,t}$: corresponde a las emisiones de cada categoría INGEI (i) asignadas a la autoridad sectorial (Ministerio de Energía) en cada periodo t.

FE_t^{Ref} : corresponde al factor de emisión del SEN para cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Total_Ref}$: corresponde a la generación eléctrica total en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Transporte_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector transporte en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Residencial_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector residencial en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Minería_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector minería en cada periodo t en el Escenario de Referencia

Para efectos de proyectar las emisiones del sector energía por categoría, estas fueron modeladas de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla:

Tabla 11. Metodologías de proyección de emisiones de las categorías del INGEI asignadas a Energía

| Código IPCC | Nombre Categoría | Categoría BNE | Metodología de Proyección |
|-------------|---|------------------|---|
| 1.A.1.a. | Producción de electricidad y calor como actividad principal | - | Calculado a partir de proyección de demanda y factor de emisión del Escenario de Referencia |
| 1.A.1.b. | Refinación del petróleo | - | Constante |
| 1.A.2.a. | Hierro y acero | Siderurgia | Modelo LEAP |
| 1.A.2.c. | Sustancias químicas | Petroquímica | Modelo LEAP |
| 1.A.2.d. | Pulpa, papel e imprenta | Papel y Celulosa | Modelo LEAP |



| | | | |
|----------|--|---------------------|-------------------------------|
| 1.A.2.f. | Minerales no metálicos | Cemento | Modelo LEAP |
| 1.A.2.m. | Industria no especificada | Industrias Varias | Modelo LEAP |
| 1.A.4.a. | Comercial / Institucional | Comercial y Público | Modelo LEAP |
| 1.B. | Emisiones fugitivas de combustibles | - | Constante |
| 2.B.8. | Producción petroquímica y de negro de humo | - | Constante |
| 2.G.1. | Equipos eléctricos | - | Valor ECLP para categoría 2.G |
| 2.F.1.a. | Refrigeración comercial | - | Constante |
| 2.F.1.b. | Refrigeración doméstica | - | Constante |
| 2.F.1.c. | Refrigeración industrial | - | Valores ECLP 2023 |
| 2.F.1.e. | Aire acondicionado fijo | - | Constante |

Modelamiento eléctrico de las medidas

Para estimar el impacto de las medidas consideradas en el Plan Sectorial de Mitigación (PSM), se modeló el efecto de éstas en el contexto del desarrollo del sistema eléctrico en el largo plazo. Las medidas propuestas fueron traducidas en una trayectoria de demanda eléctrica en las distintas localizaciones del sistema eléctrico donde fuesen a ser implementadas. Estas trayectorias fueron incluidas en el modelo eléctrico utilizado en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que realiza el Ministerio de Energía. Dicho modelo, generado en la plataforma AMEBA, corresponde a un modelo de optimización que determina la expansión de la generación, transmisión, y almacenamiento a mínimo costo, a la vez que minimiza también la operación del sistema. Esto lo realiza tomando en consideración una red reducida, representativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y candidatos de expansión que permitirían expandir las capacidades de éste para suplir la demanda eléctrica. Asimismo, se consideran diferentes trayectorias proyectadas para costos de inversión, operación, retiro de centrales por el proceso de descarbonización, entre otros. El detalle de este modelo se encuentra disponible en el sitio web de la PELP: <https://energia.gob.cl/pelp>.

A continuación, se describe las principales características que configuran los casos modelados en el PSM.

Algunas características generales del modelo utilizado son:

- Horizonte de resolución: 40 años desde 2020.
- Resolución: 1 día representativo por mes, con bloques horarios.
- Condición hidrológica utilizada: hidrológica seca, correspondiente al año hidrológico 1968/69.
- La topología de la red, así como datos de trayectorias de costos de tecnologías, costos de combustibles, y otros parámetros técnicos, se encuentran publicados en el sitio web de la PELP, mencionado previamente³⁰.

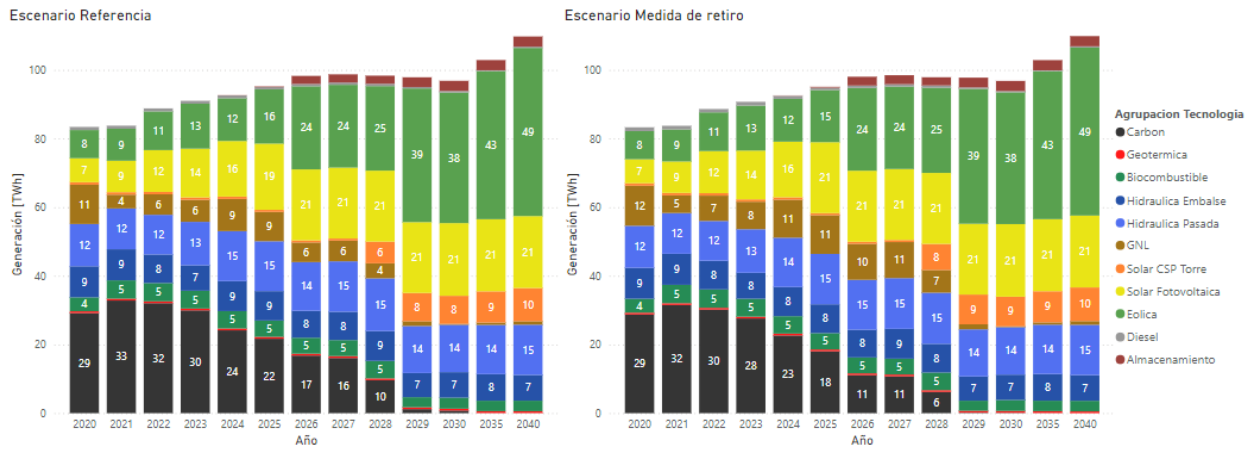
Distribución del mix generación

³⁰ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/base_de_datos_pelp_2023-2027_informe_preliminar_v2_0.zip.



Luego, tras los resultados de la modelación, se obtiene la distribución del mix de generación. La generación obtenida se presenta en el gráfico de la Figura 1, para ambos escenarios considerados.

Figura 23. Trayectoria del mix de generación



Trayectoria de retiro de centrales a carbón

En la Figura 16 se presenta la trayectoria de capacidad acumulada de carbón y su disminución de acuerdo con los escenarios de retiro, mientras que en la Tabla 1 se presenta la fecha de retiro de cada unidad según el escenario considerado. Además, en la Figura 1 se presenta el valor del impuesto al carbono considerado en ambos casos.

Figura 24. Trayectoria de capacidad de generación a carbón

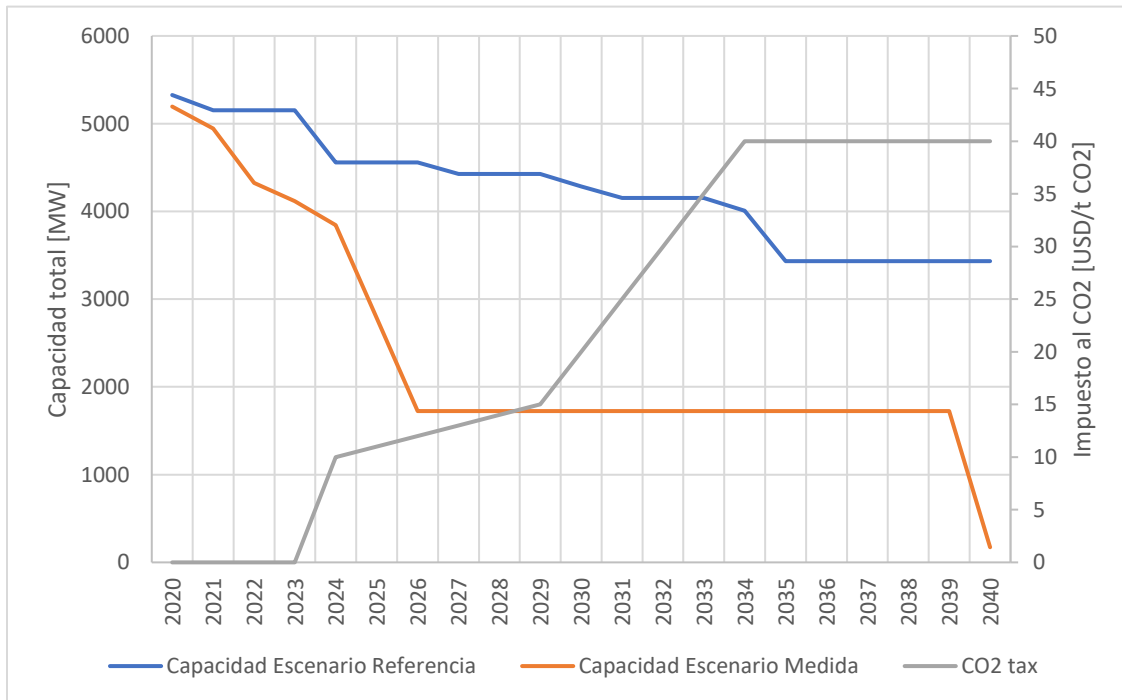




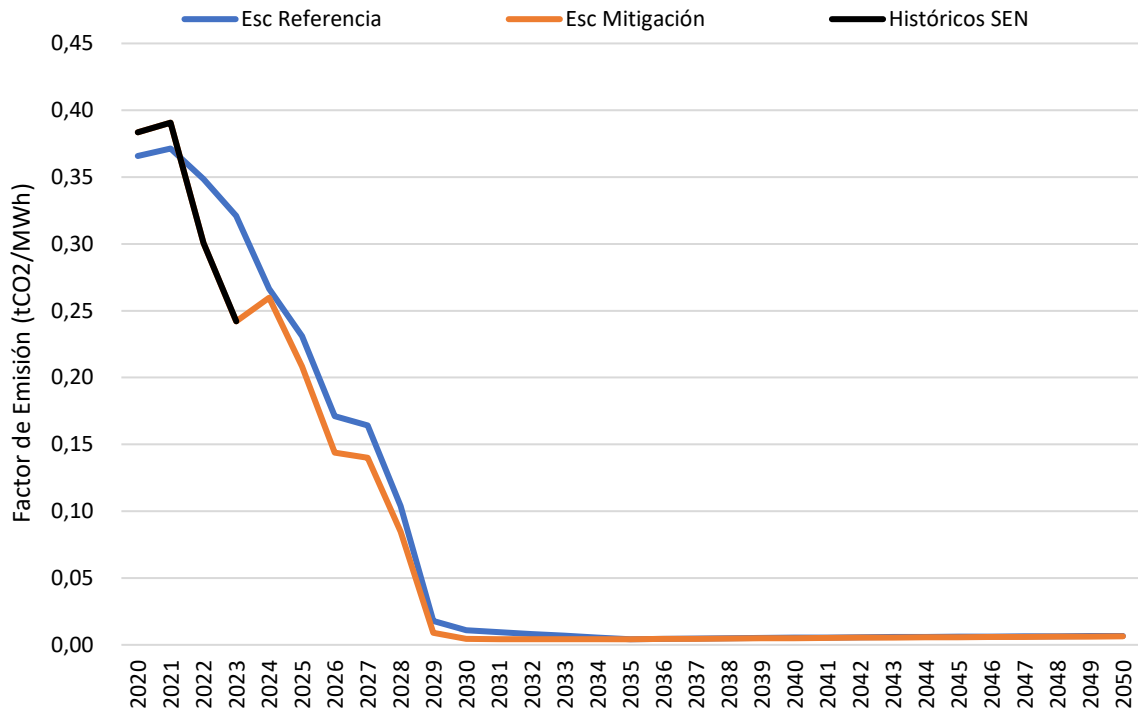
Tabla. Año de retiro de unidades que operan a carbón en el SEN para los distintos escenarios

| Unidad | Escenario Referencia | Escenario Medida de retiro | Capacidad [MW] |
|-------------------|----------------------|----------------------------|----------------|
| CTTARAPACA_CTTAR | 2035 | 2020 | 132 |
| CTMEJILLONES_CTM1 | 2035 | 2025 | 166 |
| CTMEJILLONES_CTM2 | 2034 | 2025 | 144 |
| CTANDINA_CTA | 2060 | 2025 | 177 |
| CTHORNITOS_CTH | 2060 | 2025 | 178 |
| CTANGAMOS1_ANG1 | 2060 | 2026 | 277 |
| CTANGAMOS2_ANG2 | 2060 | 2026 | 281 |
| COCHRANE_CCH1 | 2060 | 2040 | 236 |
| COCHRANE_CCH2 | 2060 | 2040 | 236 |
| IEM | 2060 | 2025 | 389 |
| CTTOCOPILLA_U12 | 2021 | 2019 | 87 |
| CTTOCOPILLA_U13 | 2021 | 2019 | 86 |
| CTTOCOPILLA_U14 | 2024 | 2022 | 136 |
| CTTOCOPILLA_U15 | 2027 | 2022 | 132 |
| CTNORGENER_NTO1 | 2035 | 2024 | 141 |
| CTNORGENER_NTO2 | 2035 | 2024 | 136 |
| GuacoldaU1 | 2030 | 2040 | 142 |
| GuacoldaU2 | 2031 | 2040 | 133 |
| GuacoldaU3 | 2043 | 2040 | 142 |
| GuacoldaU4 | 2060 | 2040 | 142 |
| GuacoldaU5 | 2060 | 2040 | 143 |
| Campiche | 2060 | 2026 | 249 |
| NuevaVentanas | 2060 | 2026 | 255 |
| Ventanas1 | 2024 | 2021 | 120 |
| Ventanas2 | 2024 | 2023 | 208 |
| Bocamina | 2024 | 2021 | 130 |
| Bocamina II | 2060 | 2022 | 350 |
| Santa María | 2060 | 2040 | 379 |



Factor de emisión del SEN

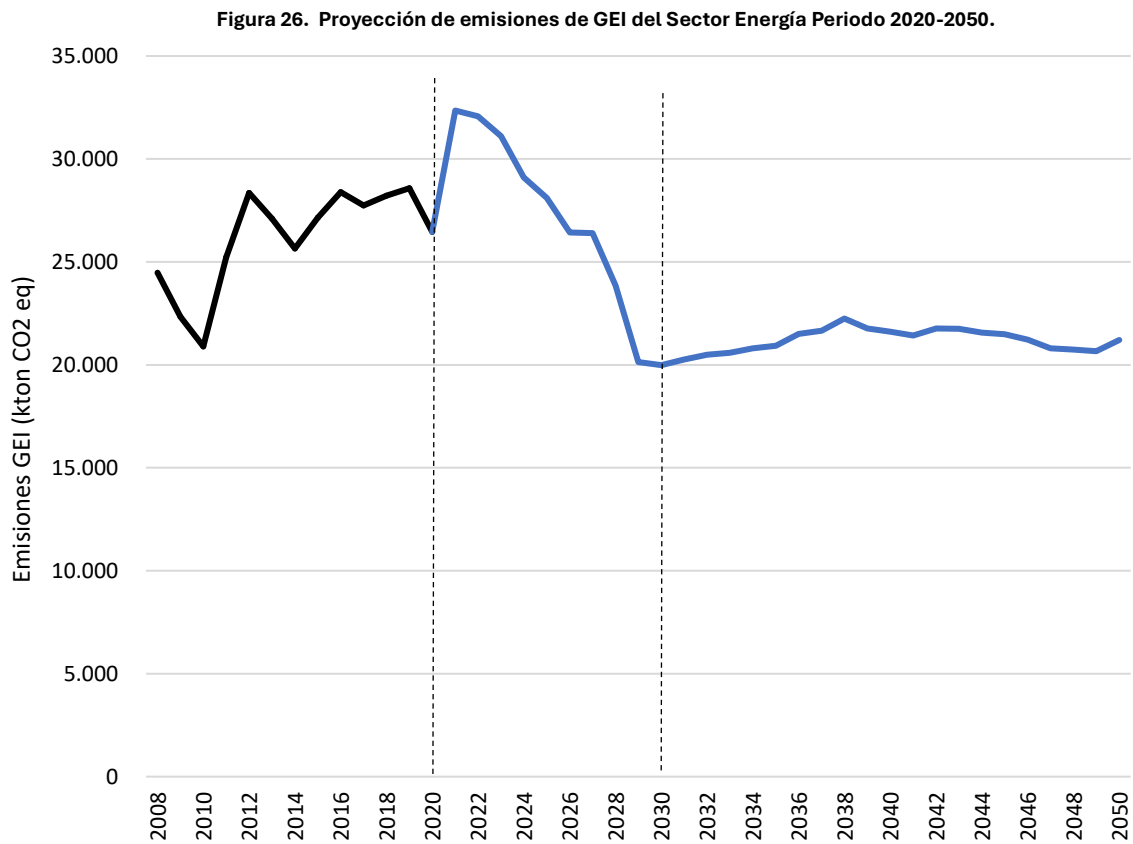
Figura 25. Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)





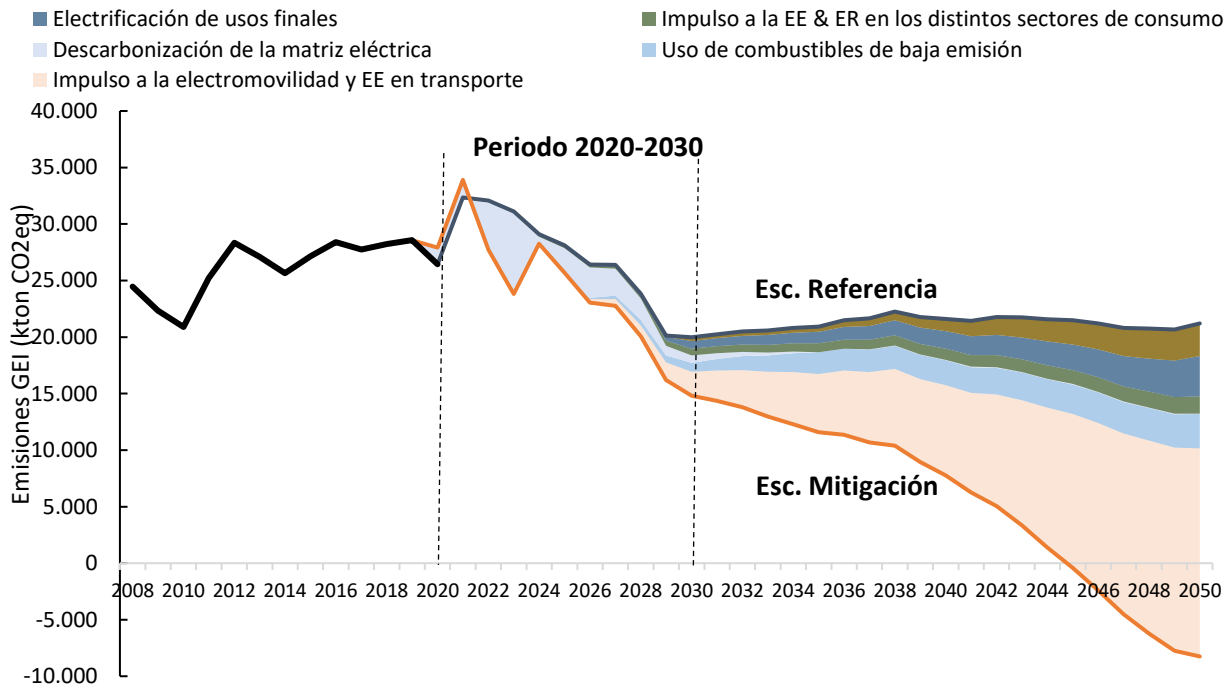
Proyección de emisiones 2020-2050

Luego, las proyecciones de emisión del sector para el periodo 2020-2050 son presentados en la siguiente figura:



Las emisiones de GEI del sector para el periodo 2020-2030 alcanza los 296,0 Mt CO₂eq. Estas son 10,4 Mt CO₂eq (3,4% menores) a las calculadas en el Escenario de Referencia estimadas para la NDC 2020-2030 y utilizadas para la distribución de presupuestos de emisiones de GEI establecidas en la ECLP.

Figura 27. Proyección de emisiones GEI del Sector Energía y sus reducciones esperadas, período 2020-2050.³¹



De acuerdo con los resultados obtenidos a partir de la actualización de escenarios, se espera un presupuesto de emisiones para el sector durante la década de 264,2 Mt CO₂eq, valor 2,8% menor a las 271,8 Mt CO₂eq, presupuesto asignado al Ministerio de Energía en la ECLP.

La mitigación esperada para el periodo 2020-2030 es de 31,8 Mt CO₂eq, 7,1 Mt CO₂eq menor al esfuerzo indicativo de mitigación al 2030 establecido en la ECLP para el Ministerio de Energía. Aun cuando es menor a dicho valor, se cumple con el presupuesto de emisiones.

El esfuerzo de mitigación del sector se explica principalmente por la medida de Descarbonización de la matriz eléctrica, que explica alrededor de 2/3 de las reducciones, aun cuando las generó una contribución negativa durante los años 2020-2021, donde el factor de emisión real del SEN superó al proyectado por acción de la medida.

Las medidas de electromovilidad y eficiencia energética en el transporte contribuirán también de forma significativa en la mitigación del sector hacia el final de la década. Se espera participación de alrededor de 18% a la mitigación, impulsados por la implementación de estándares de rendimiento energético y la electromovilidad.

³¹ Mayor información respecto a las medidas de mitigación simuladas y costeadas, se encuentran disponibles en la siguiente planilla Excel: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20240906_supuestos_y_modelacion_mitigacion_psm_energia.xlsx

9.11 PROTOCOLO DE MONITOREO

Como se mencionó, la Contraloría General de la República (CGR) desarrolló una auditoría al Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2017-2023 (Plan anterior del Ministerio de Energía), cuyos resultados se encuentran disponibles a través del Informe Final N° 95, de 2023, de dicha institución.

Entre los resultados de este proceso, la CGR identificó la falta de procedimientos y herramientas para el control de la implementación y seguimiento de las medidas del plan que son de su responsabilidad y la ausencia de directrices, instrucciones y/o manuales para controlar la información financiera sobre el uso de recursos en la implementación del PACC para el Sector Energía.

En este sentido, indica que la Subsecretaría de Energía deberá elaborar, formalizar y difundir al interior de su organización, un procedimiento y/o instructivo que incluya la definición de los mecanismos que utilizará para realizar el control y seguimiento del estado de avance de las medidas de la materia auditada y sus siguientes versiones que incluya, a lo menos, actividades de solicitud de información interna a las Divisiones y/o Unidades de esa Subsecretaría; tipo y forma de entrega de la información, así como, definir el uso de la herramienta establecida para consolidar los resultados; actividades para chequear la información aportada (cuando sea procedente); periodo y plazos para remitir y sistematizar las entregas, brechas identificadas que impiden su implementación; indicadores; coordinación con otros órganos de la Administración del Estado, reporte final que consolida la información obtenida durante el proceso, entre otros.

Además, se deberá definir los criterios y medios de verificación en base a los cuales construirá la información financiera que reportará, evaluando y definiendo los estándares mínimos que contendrá en su estructura de control interno en el ámbito financiero, que permita generar información clara, exacta e íntegra para reportar el estado de avance de las siguientes versiones del plan.

A continuación, se presentan dichos protocolos para dar cumplimiento a las recomendaciones de CGR, así como facilitar la implementación, seguimiento y monitoreo del presente plan.

El Ministerio de Energía contará con una planilla³² de monitoreo del avance de la implementación del Plan, la que será responsabilidad de la jefatura de la Unidad de Planificación y Cambio Climático³³ (en adelante “la unidad responsable”) de la División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible³⁴ (en adelante “la división responsable”).

Esta planilla será actualizada, al menos, dos veces al año, disponiéndose como fecha máxima el 30 de junio y el 31 de diciembre de cada año. La jefatura de la Unidad remitirá en esos plazos (máximos), un correo a la jefatura de la División y la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna junto con la versión actualizada de la citada planilla.

Este instrumento contendrá, al menos, los siguientes lineamientos:

- Por cada medida del plan existirá una hoja en la planilla que contemplará, al menos, la siguiente información:
 - Grado de avance acumulado de la medida (Promedio del avance de las submedidas)
- Contendrá un apartado por cada submedida del plan, donde existirá información general sobre:
 - Grado de avance acumulado de la submedida (Promedio del avance de las acciones)

³² Podrá ser otro instrumento equivalente si así se determina.

³³ O la unidad equivalente a cargo de la implementación de la Ley Marco de Cambio Climático en el Ministerio de Energía.

³⁴ O la división equivalente donde esté la unidad a cargo de la implementación de la Ley Marco de Cambio Climático en el Ministerio de Energía.



- Brechas identificadas en la implementación
- Enfoque de género en la implementación de la medida, si aplicara
- Impacto en grupos vulnerables y/o pueblos indígenas, si aplicara
- Contendrá un reporte para cada una de las acciones, donde se detallará, al menos, la siguiente información:
 - Fecha de actualización de la información
 - Plazo de implementación
 - Tipo de instrumento
 - Responsable
 - Coadyuvante
 - Financiamiento involucrado
 - Fuente de financiamiento
 - Indicador(es) de la acción
 - Grado de avance acumulado de la acción
 - Medios de verificación (ejecución y financiamiento)
 - Brechas y dificultades identificadas en la implementación
 - Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

9.11.1 Protocolo de coordinación

Interno

El Plan, a través de las fichas de medidas, detalla a nivel de cada submedida la división responsable de esta medida- del Ministerio de Energía. Así, anualmente y a más tardar el 31 de marzo, la jefatura de la División responsable solicitará, vía documento interno oficial o memo, a las jefaturas de las Divisiones y/u Oficinas a cargo de submedidas, designar un/a profesional titular y suplente para la solicitud de información sobre el estado de implementación.

El equipo de la unidad responsable mantendrá reuniones periódicas con las contrapartes designadas, debiendo a lo menos, citar a dos reuniones anuales, a más tardar el 31 de mayo y el 31 de noviembre, para dar cuenta del estado de avance del plan y coordinar la información requerida para la elaboración del informe anual de seguimiento, según lo establecido en el artículo 66° del Decreto N° 16, de 2023, del Ministerio del Medio Ambiente.

Asimismo, a más tardar el 31 de diciembre de cada año, a través de correo electrónico dirigido a las y los profesionales titulares y suplentes, el equipo de la Unidad de Planificación y Cambio Climático solicitará la información requerida para el informe anual de seguimiento, a través de una planilla de seguimiento donde, al menos, se deberá completar la siguiente información por cada acción:

- Nombre del o de la profesional a cargo de la acción
- Cargo
- Unidad y División u Oficina
- Fecha hasta la que se reporta avance
- Descripción del avance reportado
- Estado de avance (Porcentaje) o cumplimiento del(os) indicador(es) definido(s) para cada acción
- Financiamiento involucrado
- Tipo y fuente de financiamiento: Público (Señalar institución), privado (Señalar financista), internacional (Señalar organismo o fondo), otro (Detallar)
- Medios de verificación (ejecución y financiamiento)



- Brechas y dificultades identificadas en la implementación
- Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

El plazo para completar dicha información será de dos semanas, a partir de la fecha de recepción del correo antes citado.

El equipo responsable analizará, complementará y sistematizará la información recibida en una única planilla de seguimiento, la que será enviada a través de un documento interno oficial o memo por la jefatura de la División responsable a las jefaturas de todas las Divisiones u Oficinas involucradas, además de la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna del Ministerio de Energía.

Luego del envío, las jefaturas de División contarán con dos semanas para la revisión de la información y el envío de comentarios y/o rectificaciones, si las hubiera.

Con dicha información, el equipo responsable elaborará el borrador del informe anual de seguimiento, el que será remitido a las y los profesionales titulares y suplentes, vía correo electrónico, para su revisión a más tardar el 28 de febrero del año siguiente. El periodo de revisión no podrá exceder las cuatro semanas y será definido en función de posibles plazos definidos por el Ministerio del Medio Ambiente.

Externo

El Ministerio de Energía, para facilitar la coordinación con las instituciones participantes³⁵ y coadyuvantes³⁶ de las acciones del plan, enviará un oficio inicial a cada institución, a más tardar el 30 de junio de 2025, detallando las actividades y compromisos esperados durante la implementación del instrumento y solicitando una contraparte titular y suplente para concentrar las comunicaciones oficiales.

El equipo responsable mantendrá reuniones periódicas con las contrapartes designadas y citará, al menos, a dos reuniones anuales a más tardar el 31 de mayo y el 31 de noviembre, para dar cuenta del estado de avance del plan y coordinar la información requerida para la elaboración del informe anual de seguimiento.

Además, a más tardar el 31 de diciembre de cada año, a través de un oficio, se solicitará la información requerida para el informe anual de seguimiento, para lo cual se utilizara una planilla de seguimiento que contendrá los siguientes campos, según corresponda:

- Institución responsable:
 - Unidad, División, Departamento, Oficina (u otro) a cargo de la acción
 - Fecha hasta la que se reporta avance
 - Descripción del avance reportado
 - Estado de avance (Porcentaje) o cumplimiento del(os) indicador(es) definido(s) para cada acción
 - Financiamiento involucrado
 - Tipo y fuente de financiamiento: Público (Señalar institución), privado (Señalar financista), internacional (Señalar organismo o fondo), otro (Detallar)
 - Medios de verificación
 - Brechas y dificultades identificadas en la implementación

³⁵ Se entiende por instituciones participantes aquellas que, no siendo el Ministerio de Energía, son responsables de una o más acciones del plan.

³⁶ Se entiende por instituciones coadyuvantes aquellas que colaboran con el Ministerio de Energía en la ejecución de las acciones.



- Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)
- Institución coadyuvante:
 - Unidad, División, Departamento, Oficina (u otro) colaboradora de la acción
 - Descripción de la colaboración para el avance de la acción
 - Financiamiento por parte de la institución (si hubiera)
 - Medios de verificación
 - Brechas y dificultades identificadas en la colaboración de la acción
 - Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

El plazo para completar dicha información será de tres semanas, a contar de la fecha de recepción de la solicitud, y deberá ser respondida formalmente al oficio de solicitud de información del Ministerio de Energía.

El equipo responsable analizará, complementará y sistematizará la información recibida en una única planilla de seguimiento, la que será enviada a través a través de oficio a cada una de las Instituciones. Estas contarán con tres semanas para la revisión de la información y el envío de comentarios y/o rectificaciones, si las hubiera.

Con dicha información, el equipo responsable elaborará el borrador del informe anual de seguimiento, el que será remitido a las y los profesionales titulares y suplentes, vía correo electrónico, para su revisión a más tardar el 31 de marzo del año siguiente. El periodo de revisión no podrá exceder las cuatro semanas desde la recepción del informe y será definido en función de posibles plazos definidos por el Ministerio del Medio Ambiente.

9.11.2 Protocolo financiero

Esta sección entrega un detalle para abordar cómo se construirá la información financiera del plan, tanto interna como externamente, considerando que podría haber financiamiento de instituciones u organismos externos al Ministerio de Energía.

Información interna

La Unidad responsable recabará anualmente la información respecto a la implementación del plan, incluyendo la financiera. La jefatura de la División responsable remitirá vía documento interno oficial o memo a la jefatura de la División de Administración y Finanzas, con copia a la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna, el detalle de todos los gastos ejecutados en el marco de la ejecución de las acciones del plan que hayan involucrado financiamiento público de la Subsecretaría de Energía. Esta acción se concretará, a más tardar el 15 de diciembre del año en rendición.

La jefatura de la División de Administración y Finanzas remitirá su pronunciamiento sobre la integridad, claridad y exactitud de la información, a más tardar, el 31 de enero del año siguiente. Asimismo, dicha División deberá incluir una carpeta con los medios de verificación oficiales y validados que acrediten cada uno de los montos rendidos, en coordinación con la Unidad técnica a cargo.

Información externa

Fuentes de financiamiento de otras instituciones públicas

En el caso de existir financiamiento por parte de otras instituciones públicas que son participantes o coadyuvantes, esta será rendida siempre y cuando tengan, al menos un medio de verificación que se



considere claro, exacto e íntegro. Esta información, a su vez, deberá ser entregada en el oficio de respuesta a la solicitud de información descrito en 6.2.2.

Se recomienda que dichos medios de verificación cuenten con la debida revisión y autorización de la jefatura de la división, departamento, oficina o equivalente de administración y finanzas de la institución.

Fuentes de financiamiento privadas o internacionales

En caso de existir financiamiento internacional para la implementación y ejecución de las acciones del plan, esta será rendida siempre y cuando tengan, al menos, un medio de verificación que se considere claro, exacto e íntegro. Estos podrán ser contratos, facturas, boletas u otros en el caso de servicios financiados por otros organismos o transferencia de recursos, acuerdos, convenios u otros en el caso de fondos o similares.

Sin perjuicio de las dos posibilidades anteriores, cualquier caso particular que requiera una revisión detallada y especial, será analizada por la Unidad responsable y la decisión (aprobación o rechazo de la rendición) será comunicada vía oficio a la contraparte de la institución que entrega la información externa por la jefatura de la División responsable del Ministerio de Energía, en cuya distribución incluirá a la jefatura de la División de Administración y Finanzas.



Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático de Energía



DICIEMBRE 2024



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile