

BORRADOR PARA  
CONSULTA PÚBLICA



NOVIEMBRE 2024



## Habilitantes para prescindir del carbón en el Sistema Eléctrico Nacional

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente Plan de Descarbonización traza una hoja de ruta que permitirá avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado de manera eficiente, segura y resiliente, dando continuidad al compromiso establecido en el primer Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón, suscrito entre empresas y el Gobierno de Chile, durante el 2019.

Este Plan se centra en el sector eléctrico, teniendo como propósito principal establecer las condiciones necesarias para un retiro o reconversión ordenada y eficiente de las centrales a carbón. Con lo anterior, se reconoce que este proceso implica grandes desafíos y, también oportunidades: por un lado, con la salida de centrales a carbón se debilita la disponibilidad de atributos que apoyan a la estabilidad y seguridad de suministro actualmente. Por otro lado, fortalecerá la participación de las energías renovables y limpias, incluidas nuevas e innovadoras tecnologías, que garanticen un sistema eléctrico eficiente, seguro y resiliente.

En cuanto a visión estratégica, Chile ha trazado una hoja de ruta hacia un futuro energético sostenible, amparada principalmente en la Política Energética Nacional vigente y en la Ley Marco de Cambio Climático –ambos instrumentos clave para la transición energética–, estableciendo como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica sea limpia en términos de CO<sub>2</sub>, contribuyendo así con el compromiso de ser un país carbono neutral y resiliente antes de 2050. Si bien Chile ha avanzado significativamente en la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica, siendo un ejemplo a nivel mundial en dicha materia, aún existen desafíos importantes, los cuales se abordan –en gran parte– en este Plan.

Con el objetivo de alcanzar la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional, entendido como una red eléctrica que pueda prescindir del carbón, de manera eficiente, segura y oportuna, es imperativo superar los actuales requerimientos en infraestructura, por ejemplo, en transmisión eléctrica, así como los atributos de flexibilidad requeridos por el sistema, para implementar aceleradamente aquellas condiciones necesarias para consolidar el camino de descarbonización iniciado hace 5 años.

El Plan de Descarbonización presenta 45 medidas concretas para acelerar la transición energética en Chile, que apunten a fortalecer la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico, las que responden a 10 acciones en el marco de los siguientes 4 ejes:

- **EJE 1. Desarrollo urgente de proyectos energéticos para la descarbonización nacional.** Incluye dos acciones, siendo la primera tendiente a generar incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales (6 medidas); y la segunda, orientada a fortalecer instrumentos para una inserción territorial sostenible de la infraestructura energética (4 medidas).
- **EJE 2. Transmisión eléctrica como habilitante para el carbono neutralidad.** La primera acción de este eje plantea reforzar la señal de localización en los instrumentos de largo plazo, para orientar al mercado hacia un crecimiento costo-eficiente y adaptado de la infraestructura eléctrica (3 medidas); y la segunda permitirá robustecer instrumentos para el desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica (9 medidas).
- **EJE 3. Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable.** Está compuesto por tres acciones: la primera, permite identificar de manera continua y oportuna los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el

sistema eléctrico (3 *medidas*); la segunda, permite disponer de herramientas para considerar atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico (7 *medidas*); y, la tercera acción, permite perfeccionar la conformación de precios en el mercado mayorista (3 *medidas*).

- **EJE 4. Robustecimiento del mercado de largo plazo y promoción de electrificación limpia de la demanda.** Este eje está compuesto por 2 acciones: la primera, permite mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales (3 *medidas*); la segunda, modernizar los mercados de servicios complementarios hacia el largo plazo (2 *medidas*); y, finalmente, la tercera acción de este eje permite habilitar y robustecer los instrumentos económicos para la reducción y compensación de carbono, de modo de incentivar un mercado de descarbonización de la economía (5 *medidas*).

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, lo que ya se ha retirado han sido –en promedio– unidades con una antigüedad mayor y, por ende, un despacho y requerimiento sistémico menor, esta etapa de preparación ha permitido constatar que el sistema eléctrico requiere condiciones habilitantes que permitan cubrir los distintos atributos que las centrales a carbón proveen al funcionamiento seguro y eficiente de la red eléctrica, como: a) generación de energía cercana a centros de consumo; b) energía almacenada en canchas de carbón como respaldo frente a requerimientos adicionales de energía de carácter estacional; c) seguridad para la operación en tiempo real, como control de tensión y frecuencia, aporte de inercia y cortocircuito; y, d) aporte al desarrollo económico local y encadenamiento productivo. El sistema ha tenido un importante incremento de fuentes renovables conectadas al sistema, sin embargo, muchos de estos atributos aún no pueden ser reemplazados directamente por estas tecnologías en el corto / mediano plazo.

Finalmente, este Plan de Descarbonización aborda una nueva Etapa II de consolidación del proceso de descarbonización, que provee los habilitantes que permitan prescindir del carbón y avanzar de manera más acelerada hacia un sistema eléctrico bajo en carbono.

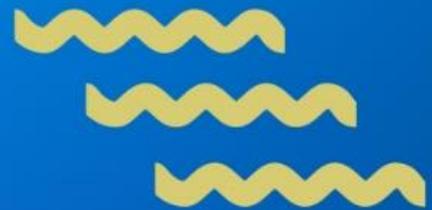
# TABLA DE CONTENIDOS

<b>CONSTRUCCIÓN DE UNA HOJA DE RUTA</b>	<b>Pág. 6</b>
<b>EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE</b>	<b>Pág. 16</b>
<b>EJES, ACCIONES Y MEDIDAS</b>	<b>Pág. 25</b>
<b>EJE 1: Desarrollo urgente de proyectos energéticos para la descarbonización nacional</b>	<b>Pág. 27</b>
<b>EJE 2: Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad</b>	<b>Pág. 39</b>
<b>EJE 3: Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable</b>	<b>Pág. 51</b>
<b>EJE 4: Robustecimiento del mercado de largo plazo y promoción de electrificación limpia de la demanda</b>	<b>Pág. 60</b>
<b>Instrumentos principales</b>	<b>Pág. 67</b>

1



# Construcción de una hoja de ruta



## POR QUÉ UN PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Históricamente, la generación eléctrica en base a la quema de carbón, si bien contempla externalidades negativas del punto de vista ambiental y climático, desde el punto de vista productivo ha sido un motor para la economía de Chile y el mundo.

Algunos de los beneficios del carbón para el sistema eléctrico, incluyen:

1. Es capaz de proveer importantes montos de energía eléctrica durante el día y la noche, y a un precio menor en comparación con otros combustibles fósiles.
2. Permite disponer de energía cerca de importantes centros de consumo a lo largo del país, reduciendo requerimientos de infraestructura, y brindando confiabilidad al sistema.
3. Puede almacenarse físicamente en grandes cantidades durante periodos largos, proporcionando una alternativa en caso de interrupciones en el suministro de otros combustibles, a nivel diario, semanal, mensual e, incluso, estacional.
4. Mientras está operando, responde rápidamente a desbalances entre oferta y demanda, apoyando a la estabilidad de la red, en aspectos como: mantener frecuencia de la red, controlar tensión o voltaje, contar con inercia y fortaleza de red estable.
5. Genera empleos directos e indirectos, así como encadenamientos productivos en las ciudades en que se emplaza, como ha sido el caso de Tocopilla, Mejillones, Huasco, Quintero-Puchuncaví y Coronel.

A pesar de estas virtudes de la tecnología, las centrales a carbón han generado impactos negativos de índole ambiental y climática: son importantes emisoras de contaminantes locales y globales, pudiendo afectar la salud de las personas y ecosistemas.

Ante la urgencia de mitigar los efectos del cambio climático y reducir los niveles de contaminación local, a nivel mundial se observa una creciente tendencia hacia el retiro de las centrales a carbón, transitando hacia fuentes de energía renovable y tecnologías más limpias o menos emisoras. Chile, impulsado por la disminución de los costos de las energías limpias, políticas públicas favorables y apertura del mercado eléctrico, se ha sumado a esta tendencia, comprometiéndose con una matriz energética más sostenible y libre de carbón, que permita aprovechar las ventajas de un sistema eléctrico sostenible que habilite un mercado interno competitivo frente a los mercados verdes o bajos en carbono que cada vez son más requeridos en las transacciones internacionales.

Las energías renovables, por su parte, tiene una serie de beneficios, además de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminación, a saber:

1. Aporte en la reducción de la dependencia país hacia combustibles fósiles importados. Al carecer de yacimientos de combustibles fósiles importantes, Chile se encuentra expuesto a la volatilidad de los precios internacionales de combustibles, y las repercusiones nocivas que ello ha tenido, en ocasiones, al interior de la economía nacional. Por ello, las energías renovables permitirán reducir la vulnerabilidad de la economía a crisis internacionales y conflictos geopolíticos.
2. Creación de empleo en distintos sectores asociados con la construcción de parques renovables, instalación de infraestructura necesaria, así como la operación y mantenimiento de estos sistemas.

3. Aporte en la progresiva reducción del costo de desarrollo sistémico, en comparación a un sistema hidrotérmico.

Los distintos objetivos y atributos deseados del sector eléctrico deben poder conseguirse de manera conjunta y equilibrada. La búsqueda de un atributo –por ejemplo, sistema bajo en emisiones– no debe significar la merma de otros atributos que son igualmente relevantes y que repercuten en el bienestar social y el desempeño productivo. Así, además de la acción climática, el sector energético ha establecido, a través de la Política Energética Nacional, propósitos relacionados a la calidad de vida y a la identidad productiva para Chile, todo en un marco de eficiencia, seguridad, resiliencia del sistema energético.

La energía eléctrica, si bien representa a la fecha menos de un 25% del consumo final de energía en el país, es un insumo intermedio fundamental para la producción de bienes y servicios, considerando el uso directo de la electricidad. Se prevé además que en el futuro cercano aumente la utilización de electricidad tanto directa, a través de la electrificación de ciertos usos finales que hoy se energizan mediante combustibles, como indirecta, en la forma de hidrógeno verde o sus derivados. Por tanto, la eficiencia de los costos de la electricidad tiene una repercusión directa en la competitividad de distintos sectores consumidores de electricidad y de la industria de exportación de energía limpia.

En este sentido, el Plan de Descarbonización establece medidas concretas que apoyen la transición energética eficiente, segura, sostenible y resiliente, promoviendo el emplazamiento de infraestructura, de generación de energía renovable y limpia, recuperando atributos sistémicos que se pierden al retirar el carbón, y relevando el rol de tecnologías que permitirán una prescindencia más rápida del carbón, como el gas natural.

## DESCARBONIZACIÓN E INSTITUCIONALIDAD

Nuestro país, de manera responsable y consensuada, ha construido una visión sectorial de largo plazo y ha logrado relevar a los instrumentos de política energética como instrumentos de Estado, que permanecen en el tiempo independiente de las distintas administraciones. La más importante muestra de aquello es la Política Energética Nacional, publicada en su primera versión en 2015 y actualizada por primera vez a inicios de 2022<sup>1</sup>. Este instrumento definió objetivos y metas específicas al 2050, construidas a partir de espacios de participación entre los distintos agentes del sector y la ciudadanía.

Dentro de las principales metas establecidas en la Política destacan las siguientes para el Sistema Eléctrico Nacional:

- 100% de energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% de energías renovables al 2030;
- 6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050, y, al menos, 2.000 MW antes del 2030, tales como baterías, bombeo hidráulico, aire comprimido, aire líquido, entre otras tecnologías.

---

<sup>1</sup> Más información en: <https://energia.gob.cl/energia2050>

La actualización de la Política Energética Nacional coincidió con la promulgación de la Ley Marco de Cambio Climático<sup>2</sup> en 2022 que, entre otras materias, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral al 2050. Esto refuerza el mensaje de la Política Energética sobre la oportunidad que tiene el sector energético para contribuir y ser protagonista en la ambición climática del país.

Ahora bien, para materializar las metas recién mencionadas al 2030, se requiere de infraestructura habilitante. En dicha línea, la misma Política Energética Nacional indica que *“será necesario asegurar que el país cuente con la flexibilidad necesaria, la infraestructura de transmisión y la implementación de tecnologías que maximicen el aprovechamiento de fuentes renovables”*.

A su vez, la Estrategia Climática de Largo Plazo<sup>3</sup> indica que *“Dentro de las consideraciones de justicia y ambición a la luz de las circunstancias nacionales, se reconoce la importancia de la entrada en funcionamiento de nuevas líneas de transmisión eléctrica, cuya regulación se aborda en los procesos de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía y de la expansión de la transmisión de la Comisión Nacional de Energía”*.

Para hacer frente al desafío de la descarbonización y de la entrada masiva de energías renovables, desde el Ministerio de Energía se ha trabajado en gatillar los cambios necesarios en diversos frentes, en búsqueda de la coherencia entre acciones de política pública de corto plazo y la visión de largo plazo, incluida sus metas. Es así como se han desarrollado instrumentos que reúnen acciones para objetivos específicos relacionados a la descarbonización, tales como: la Estrategia de Flexibilidad (2019)<sup>4</sup>, la Estrategia de Transición Justa en el Sector Energía (2021)<sup>5</sup>, y la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética (2023)<sup>6</sup>. También, en el último periodo se han impulsado proyectos de ley que buscan abordar materias habilitantes para la transición, entre las que se encuentran la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (Ley 21.505) el proyecto de ley de Transición Energética (Boletín 16078-08).

En este contexto, este Plan de Descarbonización da continuidad al compromiso establecido en el primer Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón, suscrito entre empresas y el Gobierno de Chile durante 2019, y se centra en las acciones habilitantes para esta década, en el contexto de una etapa II de consolidación del proceso de descarbonización, coherente con la visión de Estado hacia el largo plazo y distintas iniciativas en curso, como se presenta en la siguiente figura.

---

<sup>2</sup> Ley N° 21455, descargable en <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

<sup>3</sup> Disponible en <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>

<sup>4</sup> Disponible en [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_de\\_flexibilidad.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad.pdf)

<sup>5</sup> Disponible en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia\\_transicion\\_justa\\_2021.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_transicion_justa_2021.pdf)

<sup>6</sup> Disponible en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda\\_inicial\\_para\\_un\\_segundo\\_tiempo\\_de\\_la\\_transicion\\_energetica.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf)

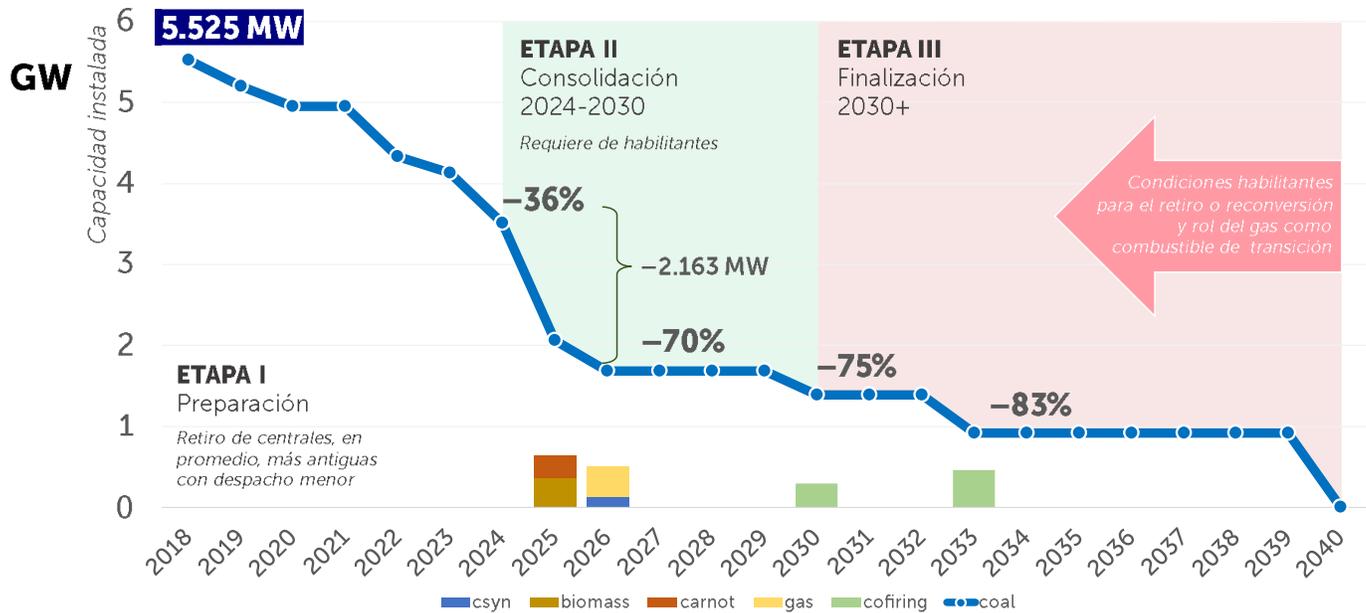


**Fuente:** elaboración propia.

## ALCANCE Y OBJETIVOS DEL PLAN

La transición hacia un mercado eléctrico más sostenible plantea un desafío complejo: por un lado, el retiro de centrales a carbón, aunque necesario desde una perspectiva de cargas ambientales y reducción de emisiones, implica una reducción en la capacidad de generación de base, que tradicionalmente ha proporcionado energía confiable y a precios competitivos; y, por otra parte, si bien el aumento significativo de las energías renovables desde 2015 ha sido importante, su integración masiva al sistema eléctrico involucra 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 permitan adaptarse de manera óptima a la creciente variabilidad y volatilidad de las fuentes renovables, particularmente aquellas provenientes de un recurso primario variable como el sol y el viento. Por ello es tan necesario continuar avanzando de forma pragmática en el reemplazo tecnológico focalizado a aspectos tales como energía, flexibilidad del sistema, provisión de seguridad en la operación en tiempo real, más infraestructura que permita trasladar espacialmente la energía, almacenamiento para trasladar temporalmente la energía, entre otras.



Fuente: elaboración propia.

Hasta ahora, y gracias a las acciones de política pública emprendidas por distintos gobiernos, el país ha transitado una **PRIMERA ETAPA** de la descarbonización, preparándose para afrontar los desafíos que supondrá contar con un sistema eléctrico altamente renovable. Desde que comenzó el proceso de descarbonización, en 2018, a la fecha, se han retirado 11 de las 28 centrales originales, correspondientes –en general– a unidades con una antigüedad mayor y, por ende, un despacho y requerimiento sistémico menor en relación con otras unidades. Esta etapa de preparación ha permitido constatar que el sistema eléctrico requiere condiciones habilitantes que permitan cubrir los distintos atributos que las centrales a carbón proveen al funcionamiento seguro y eficiente de la red eléctrica.

Este Plan de Descarbonización tiene como foco establecer las condiciones de una **SEGUNDA ETAPA** que comienza, en donde la existencia de habilitantes definirá el camino factible de seguir. Según anuncios de los propietarios de centrales a carbón, al menos 9 centrales podrán estar disponibles para ser retiradas o reconvertidas antes de culminar el 2026, cuya concreción efectiva –por supuesto– está sujeta a la capacidad del sistema eléctrico y de la infraestructura asociada. Por tanto, este Plan aborda las brechas identificadas para concretar el retiro y reconversión de centrales a carbón lo más apegado posible a los anuncios efectuados por sus propietarios, las que se asocian principalmente a: modelo de los mercados energéticos y sus incentivos para incorporar flexibilidad y nuevas tecnologías a la red; la agilidad para concretar el desarrollo de infraestructura habilitante relacionadas a la transmisión, sistemas de almacenamiento, entre otras; y las condiciones para que combustibles de transición, como el gas natural, aporten entregando flexibilidad y seguridad al sistema.

La entrada de capacidad de generación renovable cuenta con la madurez tecnológica y competitivos costos a nivel mundial; sin embargo, sin las condiciones adecuadas y complementarias por parte del sistema, continuar su integración masiva resultaría cada vez más complejo.

Este Plan aborda, entre otras cosas, problemáticas territoriales para el desarrollo de proyectos energéticos urgentes para la carbono neutralidad<sup>7</sup>, así como la necesidad de que los proyectos renovables cuenten con la tecnología que les permita mitigar los impactos a la red derivados de su intermitencia.

Una vez consolidado el proceso de descarbonización, en los próximos años se iniciará una **TERCERA ETAPA** que permitirá prescindir del carbón en la matriz eléctrica y concretar los últimos retiros de centrales, proceso cuyo nivel de aceleración dependerá de la concreción de las condiciones habilitantes para la descarbonización dentro de esta década. La discusión respecto a la forma que pueda tomar esta tercera etapa se dará en la próxima actualización de este proceso, a la luz del estado de implementación de las condiciones habilitantes que se mencionan en el presente Plan.

Por último, el alcance del Plan de Descarbonización se centra en definir incentivos y acciones correctivas para el mercado eléctrico, reconociendo que, por una parte, hay atributos deseables que se pierden con la salida de centrales a carbón y que, por otra, la operación de energías renovables e infraestructura energética necesaria para la transición requiere adecuaciones regulatorias para garantizar un sistema eléctrico eficiente y resiliente. Este Plan se enfoca en el sector eléctrico, sin abordar otros aspectos de la transición que son competencia de otros instrumentos de política.

### Objetivo general

Este Plan tiene como objetivo establecer una hoja de ruta con acciones y medidas que en su conjunto materialicen las condiciones necesarias para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente; dando continuidad al proceso de descarbonización iniciado entre 2018 y 2019. De esta manera, se proponen medidas concretas con el objetivo de ofrecer seguridad y flexibilidad a la red, asegurando la calidad del suministro eléctrico, la eficiencia de los mercados, y reduciendo las emisiones locales y de gases de efecto invernadero.

Con lo anterior, se aborda los crecientes desafíos que emanan con el avance del retiro del carbón, como son –en general– la pérdida de: (i) concentraciones de generación eléctrica cercana a los puntos de consumo; (ii) almacenamiento energético que representan las canchas de carbón, tanto para abordar contingencias diarias como estacionales; (iii) atributos asociados con estabilidad y calidad de servicio, como el control de frecuencia, de tensión, aporte inercia y cortocircuito; y, (iv) fuente de generación que actualmente es económica y basal y que ha aportado al desarrollo económico local y encadenamiento productivo.

### Objetivos específicos

Considerando como condición basal el retiro de las centrales de carbón y los atributos que el sistema eléctrico pierde con ello, los objetivos específicos incluyen:

---

<sup>7</sup> Carbono neutralidad: “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”. Definición según artículo 3 letra m de la Ley Marco de Cambio Climático.

1. Alcanzar un sistema eléctrico altamente eficiente en costos, optimizando tanto la operación diaria como las estrategias a largo plazo en los mercados energéticos.
2. Impulsar la incorporación de tecnologías de generación innovadoras y limpias, acelerando la transición hacia una matriz energética más sostenible, y gestionando los aspectos necesarios para el retiro y reconversión de las centrales a carbón.
3. Fortalecer la flexibilidad del sistema eléctrico para asegurar un suministro seguro, confiable y de alta calidad, para adaptarse a los desafíos de la transición energética y a la creciente integración de fuentes renovables variables.
4. Agilizar los procesos administrativos, robustecer la planificación y disponer de incentivos para habilitar la construcción de nueva infraestructura energética crítica (almacenamiento, transmisión y energías renovables) para los objetivos de descarbonización.

### Estructura del Plan

El plan se estructura en base a ejes que sustentan el objetivo principal de este Plan: permitir el retiro del carbón de la matriz eléctrica, y fomentar aceleradamente las condiciones de mercado, infraestructura y de operación de la red que permitirán que darán pie al cumplimiento de las metas nacionales climáticas, económicas y sociales del sector energía.

En el **Eje 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL** se proponen medidas para impulsar el desarrollo de proyectos que permitirán compensar el retiro del carbón, considerando tanto proyectos de generación de energía y sistemas de almacenamiento, como medidas para promover la reconversión de centrales térmicas hacia combustibles de transición o alternativas de bajas emisiones, manteniendo así la actividad y los empleos.

El **Eje 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD** aborda la planificación, desarrollo, operación e inserción territorial del sistema de transmisión, infraestructura clave que habilitará la descarbonización de la red eléctrica.

El **Eje 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE** y el **Eje 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA** abordan aspectos técnicos y regulatorios relacionados al funcionamiento de los mercados eléctricos, tanto desde una perspectiva de corto plazo (eje 3), lo que incluye la operación y señales de precio, como de largo plazo (eje 4), enfocado en el diseño del mercado y las señales de inversión. El Eje 4 también incluye incentivos para que sectores intensivos en el uso de energía se electrifiquen y demanden contratos de energía limpia, lo que a su vez impulsará la descarbonización de la oferta de forma adaptada.

## INSUMOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN

Para la construcción de este Plan de Descarbonización, el Ministerio de Energía contó con diversos diagnósticos y lineamientos surgidos de procesos anteriores que abordaron los desafíos de la integración de las energías renovables al sistema eléctrico, tales como la Estrategia de Flexibilidad (2019), la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón

(2018-2019), la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética (2023), entre otros.

Además, se tomaron en consideración otros insumos específicos para este Plan, detallados a continuación; insumos que fueron clave para su elaboración y definición del alcance.

### Talleres participativos<sup>8</sup>

Entre septiembre de 2023 y enero de 2024 se llevó a cabo un proceso participativo apoyado por el Banco Interamericano de Desarrollo y bajo la dirección del Ministerio de Energía, que tuvo como propósito fundamental articular la discusión estratégica y análisis de representantes del sector privado, público, sociedad civil, organismos internacionales y la academia. Este proceso se estructuró en torno a tres ejes temáticos:

- **Eje 1:** Modernización de la red y el mercado eléctrico, e infraestructura:
- **Eje 2:** Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición
- **Eje 3:** Transición energética justa y comunidades

A lo largo de las sesiones dedicadas a cada eje temático, los participantes establecieron un diálogo constructivo sobre los desafíos y oportunidades que plantea el proceso de descarbonización, con un enfoque particular en el retiro de las centrales a carbón. Este intercambio de conocimientos y experiencias enriqueció el análisis y permitió identificar las acciones necesarias para avanzar hacia una matriz energética más sostenible.



Los temas surgidos en este proceso participativo fueron analizados en mayor profundidad mediante talleres y reuniones directas con ciertos actores de la sociedad civil y el sector privado. Lo anterior permitió conocer a fondo sus posturas sobre las áreas que consideraban más relevantes.

Asimismo, se realizó una revisión exhaustiva de distintos documentos publicados, como el informe “Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica

<sup>8</sup> Más información en el sitio web <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>

chilena” del Instituto de Estudios Complejos de Ingeniería mediante importantes instancias participativas, entre otros.

### **Estudio “Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena” del ISCI**

En julio de 2024, el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) publicó el informe “Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena” elaborado en conjunto con Centra de la Universidad Adolfo Ibáñez, el Centro de Energía de la Universidad de Chile, y las consultoras SPEC y Vinken; y participaron en mesas de trabajo para su elaboración personas provenientes de gremios energéticos, instituciones públicas del sector y ONGs.

Este texto elaboró diagnósticos de distintas problemáticas identificadas en el ámbito del Sistema Eléctrico Nacional, y presentó recomendaciones para el marco regulatorio y el diseño del mercado eléctrico chileno que permitan habilitar la descarbonización de la matriz energética nacional de manera sustentable, eficiente, segura y resiliente, identificando medidas en cuatro líneas: planificación de la transmisión, mercados de corto plazo, programación de la operación y mercados de largo plazo.

Reconociendo el valor de este trabajo, el Plan de Descarbonización recoge un número considerable de sus recomendaciones.

### **Diálogo con el Consejo de Políticas de Infraestructura (CPI)**

El 27 de agosto de 2024, el Ministro de Energía, Diego Pardow, fue invitado a la Reunión de Consejo, donde se dialogó en torno a una “mirada de largo plazo para el sistema energético; el futuro de la transición energética, el “sistema de silos” presente en infraestructuras lineales, así como el uso del territorio en el ámbito de los proyectos de infraestructura para la energía”, lo cual quedó sistematizado en el documento “Cuadernos del CPI N°160. Energía: pensando en el futuro”, de agosto de 2024<sup>9</sup>.

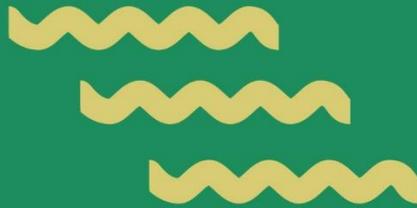
La instancia se destacó como “la primera conversación que tiene el Consejo de Políticas de Infraestructura sobre los temas de energía” y que se da en un contexto en que “Chile ha suscrito un compromiso medioambiental para la descarbonización en el país de aquí al 2050. De alguna manera, ese compromiso ordena decisiones de política pública y de inversión”. Se abordó entre otras materias las dificultades que enfrentan en su desarrollo las obras de infraestructura energética, especialmente la transmisión, señalándolo como “una tarea más que urgente”, así como “la no utilización de obras para propósitos complementarios, desaprovechando beneficios de una inversión importante” dado que “la infraestructura eléctrica no se coordina con la de telecomunicaciones ni la con vial o la del agua”.

Reconociendo el valor de esta instancia, así como la necesidad de comprender la infraestructura energética integrada en un marco mayor de desarrollo de infraestructura para el país, el Plan de Descarbonización aborda propuestas para avanzar en las líneas expuestas.

---

<sup>9</sup> Disponible en [https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/CUADERNO-160\\_VF.pdf](https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/CUADERNO-160_VF.pdf)

2



**El proceso de  
descarbonización  
en Chile**

## EL CAMINO RECORRIDO

Según datos de 2018, el sector de energía es responsable del 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del país, donde la generación eléctrica corresponde al 30% del total<sup>10</sup>.

Con este antecedente, a inicios de 2018, el Estado de Chile junto a las generadoras propietarias de centrales a carbón, propusieron iniciar el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica de nuestro país que permitiera avanzar hacia una matriz eléctrica sin carbón, y suprimiendo en la ocasión los nuevos desarrollos a carbón. Para lograr este desafío de forma responsable y de cara a la ciudadanía, el Ministerio de Energía conformó la “*Mesa de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón*”, en un trabajo comprometido en el que participaron representantes de Organizaciones No Gubernamentales (ONG), la sociedad civil, sindicatos, empresas, sector público, universidades, gremios, municipios y organizaciones internacionales, que tuvo por propósito analizar los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada una de las 28 unidades termoeléctricas a carbón y del sistema eléctrico en su conjunto, que permitiera establecer las condiciones para un cese gradual, pero progresivo, y seguro de la operación de las centrales a carbón.

Las conclusiones de esta Mesa<sup>11</sup> arrojaron las siguientes consideraciones para el retiro de centrales a carbón: (i) gradualidad en el proceso de retiro/reconversión para que se alcance a disponer de un sistema seguro y eficiente; (ii) acompañamiento para la transición laboral de los trabajadores de las centrales y comunas en las que se encuentran; (iii) adecuación de normativas que sean necesarias para facilitar el proceso mediante una adecuada flexibilidad del sistema y resguardo ambiental; (iv) compromiso vinculante con origen voluntario.

Posterior a la Mesa, en junio de 2019 se anunció el compromiso público-privado de retirar o reconvertir todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del año 2040, y con un cronograma inicial al 2024 de retiro o reconversión de 8 de las 28 centrales existentes<sup>12</sup>. Esta iniciativa inédita en Chile trae consigo un gran desafío que abordar, toda vez que el parque de generación a carbón era aun relativamente nuevo y aportaba cerca de un 40% del total de la generación eléctrica en nuestro país en ese instante.

El anuncio de ese plan de retiro voluntario de las centrales a carbón fue el fruto de la voluntad y de la convicción del Estado de Chile y de las empresas eléctricas de avanzar hacia una matriz energética más limpia, entendiendo los múltiples desafíos en competitividad que la economía nacional tendrá *ad portas* de los mercados bajo en carbono en el mundo.

La Política Energética Nacional de 2022 estableció que para contribuir a cumplir con la meta legal del país de carbono neutralidad establecida en la Ley Marco de Cambio Climático, el sector energético tiene que reducir en un 60% sus emisiones de GEI al 2050, respecto al año 2018. Para esto, una de las metas más relevantes es alcanzar 100% de generación eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, con la meta intermedia de un 80% de generación renovable al 2030.

---

<sup>10</sup> Balance Nacional de Energía, Ministerio de Energía, 2018

<sup>11</sup> Última sesión de la Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón:

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/20190103\\_presentacion\\_ministerio\\_energia\\_sesion\\_9\\_0.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/20190103_presentacion_ministerio_energia_sesion_9_0.pdf)

<sup>12</sup> Este acuerdo se oficializó a través del Decreto Exento N° 50, del 13 de marzo de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.

Para lograr lo anterior se requiere concretar el retiro o reconversión del uso del carbón a medida que las condiciones e infraestructura habilitantes estén disponibles, además de instalar nuevas una importante capacidad adicional de centrales de generación de energías limpias que utilizan recursos energéticos locales, y/o reconvirtiendo las actuales centrales a energéticos de bajas emisiones. A 5 años del primer plan de descarbonización en 2019, el presente Plan es una continuación del trabajo que se ha venido desarrollando. Así, este Plan deberá ser revisado nuevamente en un plazo de 5 años, para verificar el estado de avance de cara a la etapa de finalización del proceso de descarbonización.

## CALENDARIO DE RETIRO Y RECONVERSIÓN

En las tablas a continuación se entrega el detalle de la desconexión o reconversión de las centrales a carbón.

### Unidades retiradas/desconectadas del SEN:

Central	Unidad	Potencia MW	Empresa	Comuna	Estado
<b>Termoeléctrica Tarapacá</b>	CTTAR	158	Enel	Iquique	Retirada. Desconectada del SEN
<b>Tocopilla</b>	U12	85	Engie	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
	U13	86	Engie	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
	U14	136	Engie	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
	U15	132	Engie	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
<b>Nueva Tocopilla</b>	NT 01	141	AES Andes	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
	NT 02	141	AES Andes	Tocopilla	Retirada. Desconectada del SEN
<b>Ventanas</b>	Ventanas 1	114	AES Andes	Puchuncaví	Retirada. Desconectada del SEN

	Ventanas 2	208	AES Andes	Puchuncaví	Retirada. Desconectada del SEN
<b>Bocamina</b>	Bocamina 1	130	Enel	Coronel	Retirada. Desconectada del SEN
	Bocamina 2	348	Enel	Coronel	Retirada. Desconectada del SEN

**Fuente:** Elaboración propia.

**Retiro/reconversión disponibles para 2025-2026:**

Central	Unidad	Potencia MW	Empresa	Comuna	Estado
<b>Mejillones</b>	CTM1	162	Engie	Mejillones	Disponible para retiro a 2025
	CTM2	172	Engie	Mejillones	Disponible para retiro a 2025
<b>Andina</b>	CTA	177	Engie	Mejillones	Informa reconversión a 2025
	CTH	178	Engie	Mejillones	Informa reconversión a 2025
<b>Angamos</b>	ANG1	277	AES Andes	Mejillones	Informa reconversión a 2025
	ANG2	281	AES Andes	Mejillones	Informa reconversión a 2025
<b>Infraestructura Energética Mejillones</b>	IEM	377	Engie	Mejillones	Informa inicio de reconversión a 2025
<b>Ventanas</b>	Nueva Ventanas	267	AES Andes	Puchuncaví	Disponible para retiro a 2025

	Campiche	272	AES Andes	Puchuncaví	Disponible para retiro a 2025
--	----------	-----	-----------	------------	-------------------------------

**Fuente:** Elaboración propia.

#### Retiros o reconversiones posteriores al 2030:

Central	Unidad	Potencia MW	Empresa	Comuna	Estado
Guacolda	Guacolda 1	154	Guacolda SpA	Huasco	Reconversión al 2030 (co-firing 30% amoniaco) Reconversión al 2033 (co-firing 50% amoniaco)
	Guacolda 2	145	Guacolda SpA	Huasco	Reconversión al 2030 (co-firing 30% amoniaco) Reconversión al 2033 (co-firing 50% amoniaco)
	Guacolda 3	154	Guacolda SpA	Huasco	Reconversión al 2033 (co-firing 50% amoniaco)
	Guacolda 4	154	Guacolda SpA	Huasco	Reconversión al 2033 (co-firing 50% amoniaco)
	Guacolda 5	156	Guacolda SpA	Huasco	Reconversión al 2033 (co-firing 50% amoniaco)
Cochrane	CCR1	275	AES Andes	Mejillones	Retiro/ Reconversión antes de 2040
	CCR2	275	AES Andes	Mejillones	Retiro/ Reconversión antes de 2040
Santa María	Santa María	370	Colbún	Coronel	Retiro/ Reconversión antes de 2040

**Fuente:** Elaboración propia.

## TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE

El proceso de descarbonización implica una transición energética que tiene efectos en las diversas dimensiones de la sustentabilidad y, por lo tanto, requiere de un abordaje integral en su amplio espectro, en base a la actuación de diversos actores y exigiendo una articulación intersectorial desde el Estado.

En este contexto, el alcance de este Plan de Descarbonización se enfoca en la transición energética en su dimensión económico-productiva, tanto de las zonas en transición, como del

país en su conjunto. Sin embargo, este plan requiere ser complementado con otros instrumentos de política pública que abordan, de acuerdo con su ámbito de competencia y con la debida coherencia, otras dimensiones de la sustentabilidad.

A continuación, se describen ámbitos de política pública complementarios al presente Plan de Descarbonización y necesarios para el logro de sus objetivos:

### Transición justa

El retiro de centrales a carbón puede tener impactos laborales y sociales importantes en las localidades en donde están ubicadas las plantas, por lo que es necesario abordar condiciones que permitan que la transición hacia la descarbonización sea justa.

En este período de Gobierno, se ha decidido avanzar en los territorios vulnerables desde una perspectiva de transición socioecológica justa, un concepto paraguas que busca permear a toda la institucionalidad para alcanzar el equilibrio ecológico y el bienestar físico, mental y social de las personas, en armonía con el desarrollo productivo que requiere el país, sin dejar a nadie atrás.

A partir del año 2022, el Ministerio del Medio Ambiente toma el rol coordinador de la Transición Socio Ecológica Justa del Estado a través de tres acciones que apuntan a mejorar la coordinación intersectorial e iniciar esta transición en Chile: 1) la creación de la Oficina de Transición Socioecológica Justa en el Ministerio del Medio Ambiente (OTSEJ)<sup>13</sup>; 2) la creación y formalización del Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa (CITSEJ)<sup>14</sup>; y, 3) la elaboración de la Estrategia Nacional de Transición Socio Ecológica Justa (ETSEJ) a través de un procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)<sup>15</sup>.

Por lo anterior, el Ministerio del Medio Ambiente, a través de la OTSEJ, liderará y coordinará en cada uno de los territorios donde están las centrales a carbón en proceso de cierre o reconversión, acciones concretas que asistan a las personas más vulnerables de dichos territorios.

En cuanto a empleo, y de acuerdo con un estudio realizado por encargo del BID<sup>16</sup> el año 2019, con cifras de 2018, los empleos que proveían las centrales de carbón, antes de comenzar su retiro, ascendían a 4.390 empleos directos, incluyendo tanto personal directamente contratado por las centrales como por contratistas, y cerca de 9.500 empleos indirectos de la cadena de valor.

Por su parte, de acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA), cerca de 40 millones de personas en el mundo trabajan directamente en el sector energético. La Agencia proyecta que al 2030 los empleos dedicados a las energías limpias se incrementarán en 14 millones a nivel mundial, y aquellos dedicados a combustibles fósiles se reducirán en 5 millones, llevando a un incremento neto del sector de 9 millones de nuevos empleos.

---

<sup>13</sup> a través de la resolución exenta N°0665.

<sup>14</sup> a través del Decreto N°57/2022 del Ministerio del Medio Ambiente.

<sup>15</sup> a través del Oficio Ordinario N°01646 de fecha 10 de junio de 2024.

<sup>16</sup> “Impacto económico y laboral del retiro y/o reconversión de unidades a carbón en Chile” desarrollado por Alicia Viteri, financiado por el BID y con contraparte en el Ministerio de Energía:

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/Informe\\_Final\\_BID\\_con\\_resumen\\_ejecutivo\\_y\\_anexos.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/Informe_Final_BID_con_resumen_ejecutivo_y_anexos.pdf)

En Chile se estiman más de 43 mil nuevos empleos en proyectos de energías renovables, contabilizando aquellos empleos durante la etapa de construcción y operación. Lo anterior, considerando sólo los proyectos ingresados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en las regiones donde están emplazadas las centrales a carbón, cifras que aumentarían de manera importante si consideramos el potencial de creación de empleos producto del desarrollo de la industria del hidrógeno verde y de su cadena de valor<sup>17</sup>.

Esta transformación de empleos hacia energías limpias requiere de nueva formación profesional, capacitaciones y creación de competencias, cuestión que será abordada en el Comité Interministerial de TSEJ, liderado por el Ministerio del Medio Ambiente.

La ETSEJ se vincula estrechamente y se complementa con este Plan de Descarbonización, ya que, con su base intersectorial abordará desde el enfoque socioecológico la transición energética, centrándose especialmente en los desafíos sociales, laborales y ambientales asociados al cierre de las plantas a carbón, promoviendo inversiones en energías limpias que impulsen la reconversión productiva local en ciudades con vocación industrial. En este contexto, la ENTSEJ priorizará la implementación de medidas a corto plazo en comunas históricamente ligadas a la industria carbonífera, tales como Tocopilla, Mejillones, Huasco, Quintero-Puchuncaví y Coronel.

### *Desmantelamiento de centrales a carbón*

De acuerdo con un diagnóstico de la infraestructura de generación a carbón, de las 28 unidades a carbón existentes en 2019, siete unidades no tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) asociada al proyecto original; a seis unidades se les exige en la RCA presentar un plan de cierre antes de iniciar el abandono; y quince unidades indican en la RCA que lo más probable es que éstas se reacondicionen o que se reconviertan a otra tecnología de generación<sup>18</sup>.

En el caso de los proyectos sin RCA, éstos deben cumplir con la normativa sectorial que les sea aplicable y por la cual fueron aprobados. De ser necesario implementar obras o acciones que modifiquen estos proyectos, de acuerdo con las características definidas en el artículo 2º letra g.1 y g.2 del Decreto 40 que Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, deberán igualmente ingresar a tramitación ambiental. Del mismo modo, en el caso de abandono o reconversión de áreas utilizadas por el proyecto, se deberá analizar si se requiere o no remediar el suelo y, en caso afirmativo, se debe dar cumplimiento de la tipología de remediación de suelo, contemplada en la letra o.11 del del citado artículo, sin perjuicio de otra tipología que pueda aplicar al proyecto.

La institucionalidad ambiental, a través del Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) juegan un rol fundamental en los planes de cierre de la infraestructura a carbón. El Servicio de Evaluación Ambiental es la entidad responsable de evaluar y aprobar los planes de cierre de las plantas. Por su parte, la Superintendencia del Medio Ambiente es la institución encargada de fiscalizar las

---

<sup>17</sup> Fuente: Estimaciones Ministerio de Energía 2021, en base al SEIA junio 2021. Adicionalmente, estimaciones preliminares indican aproximadamente 400.000 nuevos empleos al año 2040 en H2 verde.

<sup>18</sup> “Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón”, disponible en: <https://www.4echile.cl/publicaciones/guia-tecnica-de-buenas-practicas-ambientales-para-el-cierre-de-centrales-a-carbon/> desarrollada por Inodú, con la colaboración del Electric Power Research Institute (EPRI), financiado por GIZ y con contraparte técnica del Ministerio de Energía.

RCA que contengan los planes de cierre y el Ministerio del Medio Ambiente es la institución encargada de entregar los lineamientos regulatorios y de gestión ambiental, ya sea a través de las guías metodológicas<sup>19</sup>, la elaboración de la norma de calidad de suelo, o de las acciones establecidas en los Programas para la Recuperación Ambiental y Social de los territorios (PRAS).

Para facilitar el proceso de cese definitivo de generación de energía a carbón, se requieren procedimientos de cierre bien definidos y un marco regulatorio sólido. La Estrategia de Transición Socio Ecológica Justa, como complemento al Plan de Descarbonización, debe abordar un conjunto de medidas integrales de apoyo a esto, además de un adecuado acompañamiento desde el Estado para los planes de cierre de la infraestructura a carbón.

### *Programas para la Recuperación Ambiental y Social de los territorios (PRAS)*

En cuanto a la recuperación ambiental y social de territorios vulnerables, se están fortaleciendo gobernanzas locales a través de los PRAS existentes y la creación de nuevas gobernanzas en Tocopilla y Mejillones.

El Ministerio del Medio Ambiente, a través de la OTSEJ, liderará y coordinará, en cada uno de los territorios donde están las centrales a carbón en proceso de cierre o reconversión, la revisión y fortalecimiento de la dimensión social de los PRAS para contar con acciones concretas que asistan a las personas más vulnerables de dichos territorios.

Los PRAS son una estrategia de intervención multisectorial, liderada por el Ministerio del Medio Ambiente y construida en forma participativa desde su diseño, desarrollados hasta ahora en los territorios de Huasco, Quintero – Puchuncaví y Coronel<sup>20</sup>, y pretenden ser la carta de navegación para la inversión público/privada a corto, mediano y largo plazo. Los PRAS tienen como fin impulsar el desarrollo ambientalmente sustentable de las comunas señaladas, demostrando que es posible la convivencia respetuosa entre las actividades industriales, el cuidado del medio ambiente y la salud de las personas.

El Ministerio de Energía, al igual que todos los ministerios integrantes del Comité Interministerial de TSEJ (Ministerios de Desarrollo Social y Familia, del Trabajo y Previsión Social, de Economía, Fomento y Turismo, de Minería, de Salud, de la Mujer y Equidad de Género, de Educación), reportará al Ministerio del Medio Ambiente la priorización de sus programas e instrumentos de energías renovables, eficiencia energética, y disminuciones de costo de cuentas de electricidad en dichos territorios<sup>21</sup>, a través de los PRAS.

---

<sup>19</sup> Guía Metodológica para la gestión de suelos con potencial presencia de contaminantes; Manual de técnicas de remediación

<sup>20</sup> Resolución Exenta N°1364 de diciembre de 2017 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Huasco; Res.Ex. N°645 de julio de 2017 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Puchuncaví y Quintero; y Res.Ex. N°144 de febrero de 2018 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Coronel.

<sup>21</sup> La Ley 21.667 de estabilización de las tarifas eléctricas, entre otras cosas, creó un mecanismo de Reconocimiento de Generación Territorial (RGT), orientado a bajar el costo de las cuentas de electricidad de comunas que el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático (CMSCC) reconoció como “zonas en transición”: Tocopilla, Mejillones, Huasco, Quintero, Puchuncaví y Coronel. El

En el marco de la transición socio ecológica justa, también se avanzará en la regeneración de los centros urbanos, evaluando acciones en las comunas donde están las centrales a carbón en proceso de cierre o reconversión, con una mirada local, y dando cuenta de la historia de las centrales eléctricas y su incidencia en la cultura y desarrollo de la ciudad. Esto será llevado a cabo por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, considerando que el desmantelamiento de las centrales a carbón generará un cambio de la infraestructura e identidad de las comunas.

---

RGT consiste en un descuento del 40% sobre el precio de la energía que se paga en las cuentas de la electricidad y se costeará a través de un recargo a los clientes de las demás comunas del Sistema Eléctrico Nacional, con la restricción de que este recargo no puede significar un alza superior al 1% del total de la boleta.

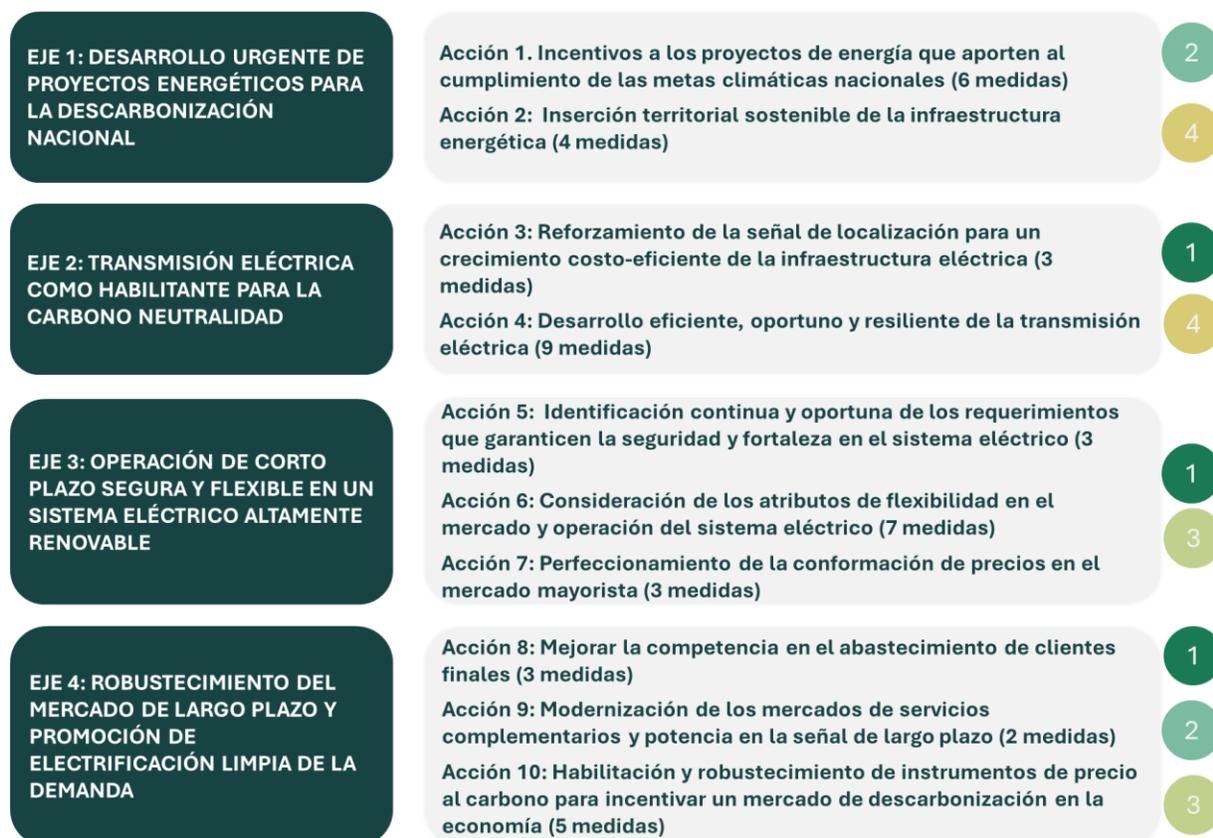
# 3



**Ejes, acciones y  
medidas**

El Plan se organiza en ejes temáticos que representan los principales ámbitos de acción.

La siguiente figura visualiza cómo cada eje y sus acciones se vinculan con los objetivos específicos detallados en el primer capítulo.



#### Objetivos específicos

- 1 Alcanzar un sistema eléctrico altamente eficiente en costos, optimizando tanto la operación diaria como las estrategias a largo plazo en los mercados energéticos.
- 2 Impulsar la incorporación de tecnologías de generación innovadoras y limpias, acelerando la transición hacia una matriz energética más sostenible, y gestionando los aspectos necesarios para el retiro y reconversión de las centrales a carbón.
- 3 Fortalecer la flexibilidad del sistema eléctrico para asegurar un suministro confiable y de alta calidad, para adaptarse a los desafíos de la transición energética y a la creciente integración de fuentes renovables variables.
- 4 Agilizar los procesos administrativos, robustecer la planificación y disponer de incentivos para habilitar la construcción de nueva infraestructura energética crítica (almacenamiento, transmisión y energías renovables) para los objetivos de descarbonización.

# EJE 1: DESARROLLO URGENTE DE PROYECTOS ENERGÉTICOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN NACIONAL

La descarbonización del sistema eléctrico exige no solo inversiones significativas en nuevas tecnologías e infraestructuras, sino también una implementación ágil y eficiente de éstas. Como es sabido, alcanzar las metas de descarbonización y carbono neutralidad en los plazos establecidos, requiere una transición energética acelerada.

Lo anterior genera tanto oportunidades como desafíos. Como gran oportunidad surge la opción de reconvertir las centrales de carbón, aprovechando la infraestructura energética que queda disponible, dando lugar a la reconversión productiva.

Por otra parte, existen desafíos no menores a lo que se enfrentan los proyectos de transición energética. En primer lugar, los tiempos y el nivel de certidumbre de los procesos administrativos asociados a la tramitación de proyectos se contraponen con la urgencia de la puesta en marcha de los proyectos de transición energética para reemplazar el carbón y satisfacer la creciente demanda con atributos de seguridad y calidad de servicio.

Finalmente, el desarrollo de infraestructura energética y los nuevos requerimientos de emplazamiento ha redundado en una creciente tensión entre diversos intereses por el uso del territorio. Por tanto, es necesario incorporar un enfoque territorial en consideración de las particularidades de los lugares donde se emplacen los proyectos y de los intereses de la comunidad local en consonancia con la visión de desarrollo nacional.

## **ACCIÓN 1. Incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales**

Existen varios atributos deseables para el sector eléctrico que se debilitan al cerrar las centrales de carbón. Además, existen centrales con infraestructura que tiene potencial para ser utilizada para entregar servicios complementarios o incluso de otra índole (como la desalación de agua).

La reconversión de unidades a carbón es también una opción que permite reducir las emisiones, aportar a la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mantener los empleos de los trabajadores directos e indirectos y reutilizar parte de la infraestructura de la central, como subestaciones, líneas eléctricas, estructuras de succión y descarga de agua, puertos, entre otras.

A la fecha, se han realizado estudios de alternativas tecnológicas para la reconversión<sup>22</sup> desde el sector público y privado, e incluso se han presentado proyectos de reconversión al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) que ya cuentan con sus Resoluciones de

---

<sup>22</sup> Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile, desarrollado por Inodú el 2018, con financiamiento de GIZ y contraparte del Ministerio de Energía, disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/11\\_2018\\_inodu\\_alternativas\\_tecnologicas.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/11_2018_inodu_alternativas_tecnologicas.pdf)

Calificación Ambiental (RCA) aprobadas<sup>23</sup> y resolución de consulta de pertinencia de no ingreso al SEIA<sup>24</sup>.

La norma de emisión para centrales termoeléctricas, instrumento de gestión ambiental actualmente en revisión, reconoce el proceso de retiro y reconversión de unidades a carbón y entrega en su articulado señales para que haya coherencia entre los plazos establecidos en el Decreto Supremo N° 50, de 2020 del Ministerio de Energía. Este último establece acuerdos de retiros de centrales termoeléctricas a carbón entre en el Ministerio de Energía y las empresas eléctricas<sup>25</sup> y para propiciar reconversión tecnológica que permita continuar la generación de electricidad con combustibles de bajas emisiones, tales como el gas natural o incluso revisar el espacio competitivo y regulatorio de los combustibles sintéticos.

En segundo lugar, el desmantelamiento de las centrales a carbón representa una oportunidad para nuevos modelos de negocios en el marco de la economía circular, de modo de maximizar el uso de recursos y reducir la generación de residuos. De esta manera, se ofrecen formas de superar la disyuntiva entre desarrollo económico y protección medioambiental, creando sinergias entre ambos objetivos, lo cual se alinea con los desafíos que plantea el desmantelamiento de una gran instalación industrial.

En el mediano plazo, es necesario que existan incentivos en el desarrollo de tecnologías que provean de flexibilidad al sistema. Esto puede incluir tanto mecanismos económicos y financieros, como incentivos tributarios y apoyo financiero para proyectos de almacenamiento de energía u otras tecnologías que se estimen convenientes.

En esta acción se proponen medidas que viabilicen inversión y desarrollo de proyectos que habiliten la reconversión de las centrales hacia usos más sustentables, contribuyendo a la reconversión productiva, así como el cumplimiento de las metas climáticas nacionales en los plazos establecidos.

### ***Medida 1. Actualizar la norma de emisión para centrales termoeléctricas DS13/2011 reconociendo los desafíos de la transición energética, promoviendo la reconversión productiva y compatibilizando las metas ambientales y climáticas***

**Objetivo:** Compatibilizar los objetivos de reducción de contaminantes locales y globales en nuestro país con los desafíos del proceso de descarbonización de nuestra matriz eléctrica, entregando mayores certezas que incentiven la reconversión de algunas unidades de generación de energía eléctrica a carbón hacia el uso de combustibles bajos en emisiones, incluyendo el rol del gas natural en el corto plazo y el uso de amoniaco verde en el mediano-largo plazo, aportando al desarrollo sostenible de nuestro sector.

---

<sup>23</sup> Reconversión de la Central Termoeléctrica Angamos (CTA) a sistema de sales solares:

[https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2157280115](https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2157280115);

Reconversión de la Central Termoeléctrica Andino a biomasa:

[https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2152626705](https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2152626705);

Reconversión de la central Infraestructura Energética Mejillones a gas natural:

[https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2152607168](https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2152607168)

<sup>24</sup> Sistema de almacenamiento BESS (*Battery Energy Storage System*) Tocopilla:

<https://pertinencia.sea.gob.cl/api/public/expediente/PERTI-2023-13454>

<sup>25</sup> Disponible en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto\\_exento\\_n\\_50.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf)

En base al trabajo coordinado entre el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional, el articulado de la norma reconocerá y se alineará con el proceso de cierre y reconversión de unidades a carbón acorde lo establecido en el Decreto Supremo N° 50 de 2020 del Ministerio de Energía, que plasma los acuerdos entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de centrales a carbón en el país, estableciendo las fechas de cierre de las primeras 8 unidades a carbón en dos periodos: el primero al 2025 y el segundo no más allá del 2040. Es importante mencionar que, a la fecha, los retiros y reconversiones informadas por los propietarios de centrales a carbón presentan un avance relevante: 11 unidades han sido retiradas, y entre 2025 y 2026 se suman otras 9 que quedarán disponibles para su retiro o reconversión, implicando que el 70% de la capacidad instalada de carbón que existía al 2019 estará disponible para tales fines.

Para incentivar la reconversión, la norma dotará de mayores atributos de seguridad y suficiencia al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), particularmente en el corto y mediano plazo. Por otra parte, permitirá mantener el desarrollo local en los lugares en que se emplazan tales activos, con la consecuente permanencia de empleos asociados, en plena coherencia con otros instrumentos de gestión ambiental, instrumentos de gestión climática asociados a la Ley 21.455 o Ley Marco de Cambio Climático, así como a los planes y políticas del Ministerio de Energía.

Plazo: 2024-2025 Ingreso y toma de razón de la Norma por la Contraloría General de la República.

Responsable: Ministerio de Medio Ambiente y Ministerio de Energía.

Instrumento: Decreto Supremo N°13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA) que establece la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

## ***Medida 2. Fortalecer los instrumentos de planificación energética con enfoque territorial sometidos a Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) para acelerar y dar certeza en la gestión ambiental de proyectos en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)***

Objetivo: Acelerar y dar certeza a la gestión ambiental de proyectos de infraestructuras claves para la descarbonización y el cumplimiento de la meta de mitigación del cambio climático del país, en el marco de instrumentos de planificación energética que hayan sido evaluados ambientalmente (EAE) y que determinen localizaciones preferentes.

Esta medida permite optimizar y hacer coherentes instrumentos de gestión ambiental, así como acelerar desde la economía procedimental, el desarrollo de las infraestructuras claves que son habilitantes para la descarbonización.

La falta de articulación entre la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) constituye un obstáculo significativo para acelerar la transición energética en Chile. Si bien la EAE establece un marco estratégico para la gestión ambiental, su relación con el SEIA, enfocado en proyectos específicos, no está suficientemente definida, provocando duplicidad de procedimientos en muchos casos, cuyos resultados no son del todo coherentes.

Para superar estas dificultades, se proponen adoptar normas y directrices institucionales que permitan:

- **Fortalecimiento de instrumentos de planificación energética con enfoque territorial:** Robustecer la planificación energética para promover un desarrollo acelerado de infraestructura energética clave para la descarbonización y el cumplimiento de la meta de mitigación del cambio climático, definiendo zonas o franjas de localización preferente sometidas al procedimiento de EAE en su definición, identificando tempranamente los riesgos en materia de sustentabilidad y definiendo las medidas de mitigación necesarias (Vinculo con la Medida 8, Medida 14 y Medida 20).
- **Localización preferente, pero no excluyente:** Aquellas zonas o franjas que se planifiquen en el marco de los instrumentos de planificación energética sometidos a EAE, se entenderán como localizaciones preferentes que acceden a beneficios en la gestión ambiental del proyecto por ajustarse a esta localización. Sin embargo, no limitarán la localización de proyectos fuera de estas zonas o franjas bajo las condiciones actuales.
- **Presunción de conformidad y certezas:** Los proyectos que se emplacen en zonas o franjas planificadas con EAE deben beneficiarse de una presunción de no tener impactos significativos, siempre y cuando se consideren los lineamientos y medidas establecidas en el marco de la EAE y se verifique su aporte a las metas de cambio climático y los compromisos internacionales en la materia.
- **Racionalización y agilización de los procesos y plazos:** Los proyectos que se emplacen en zonas o franjas planificadas con EAE, deberán realizar una consulta de pertinencia para verificar en un control rápido (plazo acotado) si el proyecto se ajusta a los lineamientos y medidas de la EAE (considerando que ya han identificado los principales riesgos y establecido las medidas de mitigación necesarias) y si aporta a las metas de cambio climático y los compromisos internacionales en la materia, con la finalidad de eximir a estos proyectos de la tramitación en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Si cumpliendo estos parámetros, se identifica igualmente que es muy probable que el proyecto dé lugar a efectos adversos imprevistos significativos, se canalizará a un procedimiento simplificado en el marco del SEIA.

Al fortalecer la articulación entre la EAE y el SEIA, se logrará un proceso de evaluación ambiental más eficiente y coherente, permitiendo así el desarrollo de proyectos que favorezcan la descarbonización.

Por otra parte, se busca mayor eficiencia en el procedimiento general de obtención de permisos. Para ello, se evaluará además mecanismos para que los permisos y pronunciamientos ambientales sectoriales (PAS) mixtos (aquellos que tienen contenidos ambientales y no ambientales) no se dupliquen dentro y fuera de procedimientos de Evaluación y Declaración de Impacto Ambiental EIA/DIA, es decir, que queden radicados sólo en el marco del SEA o fuera de éste.

Plazo: 2025 Modificación Reglamentaria presentada al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático.

Responsable: Ministerio de Energía, Ministerio del Medio Ambiente y Servicio de Evaluación Ambiental.

Instrumentos: Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente; Decreto 40 Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente.

### ***Medida 3. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicadas en zonas de transición energética o planificadas por el Estado***

Objetivo: Incentivar la inversión privada en proyectos de infraestructura clave para la descarbonización y el cumplimiento de la meta nacional de mitigación del cambio climático, mediante la disminución de las rentas concesionales que deriven del uso de terrenos fiscales.

Se busca incorporar en los procesos de licitaciones de terrenos fiscales un incentivo en reducción de rentas concesionales para proyectos, que según criterios de elegibilidad definidos en conjunto por el Ministerio de Bienes Nacionales y de Energía, que contribuyan a la descarbonización y a la meta de mitigación del cambio climático.

Asimismo, se considerará como criterio de elegibilidad complementario para acceder a este incentivo la localización en:

- i. **Zonas de transición energética por retiro o reconversión de centrales a carbón**, que permitan mantener o compensar la actividad económica y la provisión de empleos en dichas zonas, en línea con la transición socioecológica justa.
- ii. **Zonas o franjas planificadas por el Estado** a través de instrumentos de planificación energética sometidos a EAE, en vinculación con la Medida 2 precedente, de manera de acelerar la implementación de dichas localizaciones preferentes.

Plazo: 2025 Convenio de colaboración

Responsable: Ministerio de Bienes Nacional, con el apoyo del Ministerio de Energía.

Instrumentos: Plan de Licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales.

### ***Medida 4. Realizar análisis continuo de vigilancia tecnológica y regulatoria respecto a las alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas en el mundo, particularmente en Japón y Corea***

Objetivo: Dadas las ventajas de los proyectos de reconversión en productividad por sobre el cierre de las centrales, y con el objeto de propiciar dichos recambios, se analizarán e implementarán alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con combustibles sostenibles (tales como hidrógeno / amoníaco verde vía co-combustión o mezcla)<sup>26</sup> y condensadores síncronos.

En dicho contexto, se impulsará la realización de distintos análisis y colaboración estratégica para la identificación de opciones tecnológicas efectivas y eficientes de reconversión en países que se encuentren a la vanguardia de esta temática, tales como Japón y Corea. Los análisis además servirán para analizar su integración al Sistema Eléctrico Nacional, y los correspondientes incentivos y dificultades que se requieran para el desarrollo de proyectos de reconversión por medio de líneas de financiamiento, por ejemplo, de la Agencia Nacional de

---

<sup>26</sup> Cabe mencionar que el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 (disponible en [www.planhidrogenoverde.cl](http://www.planhidrogenoverde.cl)), incluye la acción N° 53 correspondiente a “Promover la reconversión de centrales termoeléctricas, utilizando alternativas con combustibles a partir del hidrógeno”.

Investigación y Desarrollo (ANID) y CORFO. Estos análisis darán luces sobre alternativas de reconversión factibles, en línea con los anuncios iniciales difundidos a la fecha.

Cabe destacar que los resultados de estos estudios de alternativas de reconversión podrían ser implementados con el apoyo de diversos instrumentos de colaboración internacional que ha firmado el Ministerio de Energía, tales como memorándums de entendimiento y de cooperación (*MoU* y *MoC*, por sus siglas en inglés) con el Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI) de Japón, y con el Ministerio de Comercio, Industria y Energía (MOTIE) de Corea del Sur, ambos en el marco de la Estrategia y Plan de Acción de Hidrógeno Verde, liderados por el Ministerio de Energía.

Plazo: Inicio de estudios en 2024, con el objetivo de contar, al año 2030, con la primera unidad de generación eléctrica a carbón reconvertida.

Responsable: Ministerio de Energía, ANID, Corfo.

Instrumentos: Implementación de los memorándums de entendimientos y de cooperación con Japón y Corea, respectivamente, entre otros.

### ***Medida 5. Actualizar la Ley I+D (N° 20.241) que establece un incentivo tributario a la inversión privada en investigación y desarrollo, incrementando sus beneficios y focalizando en proyectos que aporten a la descarbonización y transición justa***

Objetivo: En el marco de la Ley de Reforma del Impuesto a la Renta, parte del Pacto Fiscal, se actualizará de manera prioritaria la denominada Ley de I+D vigente. Este instrumento ofrece un incentivo de hasta un 35% de crédito tributario contra el impuesto de primera categoría sobre monto invertido en I+D y el 65% restante podrá ser considerado como gasto necesario para producir la renta.

En ese sentido, se fortalecerá la ley de I+D, triplicando su umbral superior de crédito tributario, y se elevará a 50% el monto de crédito para ciertos proyectos coherentes con un desarrollo sostenible.

Además, en el marco de esta modificación a la Ley I+D, se propone incorporar la figura de *sandbox* regulatorio en la regulación eléctrica. Este mecanismo permitirá explorar, a través de adecuaciones legales, opciones de reconversión en etapas demostrativas, facilitando la experimentación e innovación en un entorno regulatorio flexible.

Plazo: 2025 Tramitación del proyecto de ley.

Responsable: Ministerio de Hacienda, con apoyo de Corfo, Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, y Ministerio de Energía.

Instrumento: Actualización de la Ley N°20.241

### ***Medida 6. Potenciar instrumentos de fomento de Corfo con foco en proyectos para la descarbonización, tanto de suministro como de demanda***

Objetivo: Los instrumentos de fomento de Corfo permiten, entre otras cosas, solucionar problemas de acceso a financiamiento para la realización de actividades asociadas a desarrollo tecnológico y/o productivo. El propósito de esta medida es trabajar en enfocar algunos de los

instrumentos ofrecidos por Corfo, para abordar los diversos desafíos de desarrollo tecnológico asociado a la descarbonización de la matriz eléctrica, y en particular, de tecnologías en desarrollo, como las soluciones de provisión de seguridad mediante tecnologías digitales y la reconversión de centrales térmicas a carbón, entre otras.

Entre los instrumentos de Corfo a potenciar se encuentra el "Crédito Verde" a intermediarios financieros bancarios y no bancarios, para que permita financiar proyectos que contribuyan a la descarbonización.

Plazo: 2025-2030. Proceso anual y permanente, dependiendo de los plazos de cada instrumento.

Responsable: Corfo, con apoyo del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo y del Ministerio de Energía.

Instrumentos: Convocatorias de Fondos de I+D+i, Programas de Aceleración Tecnológica, Programas de Cofinanciamiento de Proyectos, Incentivos tributarios asociados con la Ley I+D.

## **ACCIÓN 2. Inserción territorial sostenible de la infraestructura energética**

El proceso de descarbonización de la matriz eléctrica nacional requiere avanzar en el desarrollo de infraestructura energética que habilite esta transición. Dicho despliegue debe estar en equilibrio con otros intereses en el territorio, respondiendo, de igual manera, a factores clave para el cumplimiento de las metas del país. En este contexto, se plantea un conjunto de medidas que permitan un desarrollo más acelerado de la infraestructura requerida, cuidando su adecuada inserción territorial.

Esta acción combina medidas asociadas a dar certeza en el ámbito de la planificación territorial, a guiar el desarrollo de infraestructura a través de la planificación energética, acompañar tempranamente su desarrollo en un marco de diálogo y acuerdos con las comunidades locales, junto con generar beneficios locales en complemento a su emplazamiento. Estas medidas, en su conjunto, viabilizarán el desarrollo de la infraestructura necesaria para los objetivos de este Plan.

### ***Medida 7. Incorporar la infraestructura clave para la transición energética en instrumentos normativos y de planificación territorial***

Objetivo: Reconocer en el marco de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC) el aporte de la infraestructura energética al cumplimiento de las metas de descarbonización del país, en equilibrio con el ejercicio de las potestades de planificación territorial.

*“Pese a que el sector energético responde a un interés general y es esencial para el desarrollo y sustento de las ciudades, así como para la habilitación de actividades que en ellas se emplazan, es común observar que en muchos IPT se prohíbe todo tipo de infraestructura, o estas solo se permiten en los sectores periféricos o fuera de los límites urbanos. Por otra parte, la planificación del desarrollo de las ciudades incide directamente en el consumo energético del país, tanto en*

*la cantidad de energía consumida como en la sustentabilidad de las fuentes energéticas utilizadas. En tal sentido, se estima que, en las decisiones de planificación y en especial en lo que se refiere al uso del suelo y forma de crecimiento urbano, debe incorporarse un enfoque energético, con énfasis en la sustentabilidad y la eficiencia energética” (Circular DDU MINVU DDU 481).*

Es esencial fortalecer la coordinación y la conexión entre el sector energético y el desarrollo urbano, especialmente porque los objetivos políticos para la eficiencia energética, la sostenibilidad ambiental y el cambio climático dependen fundamentalmente de acciones combinadas e integradas. El sector energético y la planificación urbana son interdependientes, y no trabajar en conjunto, reduce la eficiencia y eficacia de las intervenciones.

Compromisos como la meta de mitigación del artículo 4° de la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC) y la Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile, releva a una posición estratégica a las energías renovables y la infraestructura asociada en la descarbonización y la ambición climática. Esto, consistente además con las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable relativas a la mitigación y adaptación al cambio climático de los instrumentos de planificación territorial (artículo 43° LMCC) y los principios del ejercicio de la potestad planificadora referidos a sustentabilidad, cohesión territorial y eficiencia energética (Artículo 28 decies de la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC)).

Para ello, se requiere dar coherencia a la definición de la infraestructura energética con la normativa sectorial de energía, así como con los avances tecnológicos, para dar certeza sobre los usos de suelo y otras normas urbanísticas aplicables. Además, es necesario avanzar hacia un régimen regulatorio especial en materia de normativa urbanística, acorde con la política pública que se está impulsando en el país. Todo lo anterior proveerá de mayores y mejores herramientas a los planificadores para incorporar al sector energético, especialmente a aquellas infraestructuras clave para la descarbonización y la mitigación del cambio climático en el marco de los instrumentos de planificación territorial.

Por lo tanto, esta medida se enfoca en el mediano plazo en la modificación de la OGUC en esta materia y, en el corto plazo, en interpretar dicha Ordenanza respecto a la normativa aplicable a los sistemas de almacenamiento de energía puros o aislados mediante una Circular de la División de Desarrollo Urbano (DDU) del Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

Plazo: 2025. Circular DDU Minvu en almacenamiento de energía puro o aislado.

Responsable: Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Ministerio de Energía.

Instrumentos: Modificación a la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC); Circular DDU Minvu sobre almacenamiento de energía.

### ***Medida 8. Fortalecer los instrumentos de planificación energética para la descarbonización***

Objetivo: Fortalecer los instrumentos de planificación energética existentes, dotándolos de mayor incidencia en el sector energético, para guiar y acelerar el desarrollo de infraestructura energética clave para los objetivos de descarbonización y de mitigación del cambio climático.

Actualmente, el proceso de planificación energética, de acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), gira en torno a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). La jerarquía,

interrelación, aplicación y el fortalecimiento de estos instrumentos requiere ser revisada a la luz de los desafíos de la transición energética.

Para ello, se plantea reforzar la visión sistémica de la planificación energética, estableciendo vínculos concretos que le otorguen coherencia, pero a la vez flexibilidad para responder oportunamente a las condiciones de contexto que se enfrenten en los próximos años. Para esto se propone:

- i. **Planificación Energética de Largo Plazo (PELP):** Actualmente el Decreto de Planificación Energética establecido en el artículo 86° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define “escenarios energéticos, incluyendo sus respectivos polos de desarrollo”. Se propone incorporar un nuevo componente, denominado “Obras Estratégicas (OOEE)”, que se detalla posteriormente en la Medida 14, junto con establecer la obligación de considerar en este proceso de planificación el Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT) que anualmente elabora el Ministerio de Energía. Si bien a la fecha la consideración del ICVAT se ha realizado de forma voluntaria en la PELP, para lograr una mejor optimización del sistema y la identificación eficiente y sustentable de Polos de Desarrollo y OOEE, es necesario considerar en las modelaciones los costos/beneficios que estas variables críticas implican para el desarrollo energético (ver Medida 20), lo que, a su vez, asegurará coherencia con la planificación de la expansión de la transmisión que, por Ley, ya debe considerar dichas variables.

En cuanto a su relación con otros instrumentos, la PELP podrá incluir criterios orientadores para la priorización de regiones que requieran elaborar o actualizar sus Planes Estratégicos de Energía (PEER), así como identificar nuevos Polos de Desarrollo (con un enfoque energético), antes del vencimiento del respectivo período de vigencia, fundado en los resultados del Informe de Actualización de Antecedentes de la PELP.

- ii. **Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER):** Son instrumentos que orientan el desarrollo energético de la región, con un enfoque territorial, y que deberán ser considerados en los análisis del proceso PELP (Artículo 83° LGSE). Por lo tanto, también deben ser considerados en los Polos de Desarrollo. Se reglamentará el procedimiento de aprobación de los PEER, los cuales podrán ser utilizados para la coordinación de planes, políticas y programas establecidos por el Ministerio de Energía para el desarrollo del sector energético regional, como puede ser la elaboración y contenido de las Estrategias Energéticas Locales (EEL). Además, se propone establecer la obligación legal de que los PEER incorporen el Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), conforme a la Medida 20, y sean sometidos a Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).
- iii. **Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE):** Son zonas territorialmente identificables en el país (Artículo 85° LGSE). En el marco de este Plan de Descarbonización, se propone ampliar su contenido y ámbito de acción, pasando de una escala de análisis provincial a una regional, y más allá del SEN. Además, se plantea definir zonas subregionales incorporando todos los segmentos del sector energético. Por lo anterior, cambiará su denominación a Polos de Desarrollo Energético (PDE). Con ello, se busca facultar la planificación de localizaciones preferentes para tecnologías necesarias para la transición energética más allá de sólo la generación eléctrica en base a fuentes renovables como se establece en la ley vigente, pudiendo incorporar, por

ejemplo, energéticos de transición o vectores energéticos como el hidrógeno verde. Dado el nuevo alcance regional de los PDE y la exigencia vigente de someterlos a EAE, se podrán desarrollar en paralelo a los Planes Estratégicos de Energía en Regiones y su EAE, con la finalidad de lograr una coherencia técnica y una economía administrativa y de procedimientos.

- iv. **Estudio de Franjas (EDF):** Evoluciona y operativiza su alcance a un nuevo componente de la PELP, “Obras Estratégicas (OOEE)” que se detalla posteriormente en la Medida 14.

Plazo: 2025. Ingreso de proyecto de ley que modifique la LGSE y entrada en vigencia del “Reglamento PEER”.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos (incorpora aspectos de la versión original de la Ley de Transición Energética, Boletín 16078-08) y Modificación decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo.

### ***Medida 9. Implementar espacios de diálogo y gobernanzas territoriales que viabilicen de mejor manera el desarrollo de proyectos prioritarios para la transición energética***

Objetivo: Promover y disponer de herramientas y mecanismos para la participación temprana de las partes interesadas, que permita mejorar el diseño de los proyectos para minimizar impactos sociales y ambientales e implementar gobernanzas territoriales multiactor, que permitan viabilizar infraestructura energética clave para la descarbonización, a través de su inserción armoniosa en el territorio.

Al involucrar a las comunidades desde las primeras etapas de diseño y desarrollo de los proyectos de transición energética, se posibilita que:

- a) Exista una adecuada identificación de los potenciales impactos que la infraestructura energética podría generar, a partir del levantamiento de las preocupaciones, intereses y necesidades de las comunidades vecinas. Así, el diseño de los proyectos podrá minimizar estos impactos, o implementando adecuada y oportunamente medidas de prevención, mitigación o compensación;
- b) Se pueda construir un proceso de colaboración y confianza entre las partes involucradas otorgando mayor legitimidad a los proyectos.

Por otra parte, al implementar gobernanzas territoriales donde participen las empresas propietarias de la infraestructura energética, junto a las comunidades vecinas y el municipio, se posibilita una acción coordinada público-privada y una mirada territorial del desarrollo energético que viabilice un desarrollo en el largo plazo para las todos.

Ambos elementos generan beneficios sociales y ambientales para las comunidades vecinas y ventajas significativas en términos de gestión y tramitación de los proyectos, pues reduce el riesgo de conflictos y de acciones colectivas que puedan retrasar o paralizar las iniciativas, minimizando los costos asociados a la resolución de disputas.

En particular se mantendrán actualizados los lineamientos y estándares para el desarrollo de proyectos del Ministerio de Energía, haciéndose cargo de responder a los nuevos desafíos territoriales, tanto para los procesos de diálogo tempranos y permanentes, como con una oferta de mecanismos de participación de las comunidades en los beneficios que los proyectos de transición energética generan.

Por otra parte, se implementarán Mesas de Energía Territorial, en aquellas zonas donde se concentra el desarrollo de infraestructura energética, convocando a las distintas empresas, comunidades y municipios para un trabajo colaborativo que apunte al desarrollo local, con beneficios colectivos y de largo plazo en estas zonas de desarrollo energético.

Con ello, las empresas que comprometan actuar bajo los lineamientos del Ministerio de Energía o sean parte de estas Mesas de Energía Territorial, a través de un convenio de colaboración con el Ministerio, podrán reconocer los gastos realizados por esta vía como gastos necesarios para generar renta.

Plazo: Desde 2024.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Lineamientos y estándares del Ministerio de Energía; Guía SEA para la participación temprana; Acuerdos voluntarios de la Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático (ASCC); Convenios de colaboración con el Ministerio de Energía.

### ***Medida 10. Llevar beneficios al territorio y comunidades vecinas en complemento al desarrollo de la infraestructura clave para la descarbonización***

Objetivo: Mejorar la aceptación social y la compatibilidad territorial de los proyectos de infraestructura clave para la descarbonización, complementando su desarrollo con beneficios concretos para el territorio donde se emplaza.

Esta medida aborda las siguientes estrategias:

- i. **Focalización de la acción del Estado:** A partir de la identificación de zonas claves para la descarbonización, ya sea por tratarse de zonas de transición en el marco del retiro o reconversión de centrales a carbón o zonas/franjas planificadas como preferentes para la nueva infraestructura requerida, focalizar planes y programas del Estado, para llevar beneficios concretos que ayuden al logro del objetivo. Por ejemplo, programas como las Estrategias Energéticas Locales (EEL), Mejor Escuela, Fondo de Acceso a la Energía, Mi Taxi Eléctrico, entre otros.
- ii. **Servicios para el bienestar de las personas:** Impulsar el acceso a servicios básicos en complemento a la nueva infraestructura que se desarrolle, por ejemplo, electrificación o fibra óptica asociada a la transmisión eléctrica.
- iii. **Corredores sostenibles en franjas de transmisión:** Manejo de vegetación debajo y alrededor de las líneas de transmisión, para fortalecer y frenar la pérdida de biodiversidad, junto con habilitar estos espacios como mecanismo de compensación de biodiversidad.
- iv. **Coordinación de infraestructuras lineales:** Coordinar intersectorialmente la planificación y la gestión de proyectos de infraestructura, para hacer un uso eficiente del

territorio y las inversiones en infraestructura, mediante franjas compartidas del territorio e idealmente el desarrollo conjunto de obras. Por ejemplo, coordinar el desarrollo de la transmisión eléctrica con el desarrollo de vialidad.

Plazo: 2025.

Responsable: Ministerio de Energía. Apoyo Ministerio de Obras Públicas, Ministerio del Medio Ambiente, Subsecretaría de Telecomunicaciones y otros organismos con programas y planes.

Instrumentos: Instrumentos varios, y acción interinstitucional. Proyecto de Ley de Sistemas Medianos (SSMM) y Sistemas Aislados (SSAA).

## **EJE 2: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD**

Las zonas con generación a carbón constituyen un polo de generación eléctrica que actualmente se encuentran a lo largo del país, principalmente cerca de las industrias de alto consumo eléctrico, como lo son las mineras, siderúrgicas, entre otras industrias. La densidad de generación energética en estos polos está siendo reemplazada –a medida que se retira la generación a carbón– por generación desplegada en territorios más extensos, dado que dependen de la disponibilidad del recurso mismo. Esto trae consigo el desafío de contar con la infraestructura necesaria para conectar los puntos de generación y consumo.

A lo anterior, se suma que el rápido despliegue y conexión de proyectos renovables en el país durante los últimos años y que ha logrado posicionar a Chile como un país líder en energías limpias. Estas tecnologías requieren de una mayor capacidad de transmisión eléctrica dada su variabilidad, principalmente entre la zona norte y centro-sur del país, lo que ha significado que durante los bloques diurnos exista más capacidad de inyección de generación solar de la que puede ser transportada por el sistema de transmisión.

Si bien esta capacidad de transporte será incrementada con varios proyectos de transmisión que han sido decretados anualmente a través del actual proceso de expansión de la transmisión, los crecientes niveles de vertimiento de energía renovable de los últimos años permiten prever que, aun cuando se haya promovido obras relevantes —como por ejemplo la línea de transmisión en corriente continua Kimal – Lo Aguirre—, se hace necesario establecer condiciones que mejoren la oportunidad y concreción de las obras de transmisión requeridas por el sistema, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo; fomentar la materialización de los sistemas de almacenamiento de energía; e incorporar tecnologías y modernización a la operación de la red eléctrica.

De hecho, según estimaciones del Ministerio de Energía, obras clave como la línea Kimal – Lo Aguirre son habilitantes y prioritarias para el proceso de descarbonización. Dada la relevancia de ciertas obras, es necesario un rol más activo del Estado para la concreción de ellas a través de una institucionalidad que entregue las facultades para ello.

Para abordar en el corto plazo los problemas de congestión de las redes se concretó, recientemente, un procedimiento de asignación de terrenos fiscales para almacenamiento en subestaciones estratégicas, lo que deberá ser complementado con medidas propuestas en este plan en relación con la localización de los proyectos de generación y de sistemas de almacenamiento, y un uso más eficiente de las redes existentes.

Para hacer frente a estos desafíos, este eje incluye medidas concretas para disponer oportunamente infraestructura necesaria para el transporte de la energía y para la integración de grandes volúmenes de energía renovable, relacionada tanto a mejorar la utilización de infraestructura existente de transmisión y otros recursos disponibles, como las condiciones para planificar y desarrollar proyectos de inversión de transmisión, a través de incentivos a la inversión, modelos de remuneración y señales de localización, y mejorar la planificación de infraestructura que incluya las implicancias de la generación variable.

### **ACCIÓN 3. Reforzamiento de la señal de localización para un crecimiento costo-eficiente de la infraestructura eléctrica**

Tal como se ha mencionado, y como se seguirá desarrollando en este documento, tener un mercado eléctrico competitivo y sano permite una inserción adecuada de nuevos entrantes fundamentales para una descarbonización segura de la matriz. Alojar los riesgos de la congestión de la transmisión en los agentes afectados, entregando herramientas para su gestión en un ambiente competitivo, permite complementar la señal de localización del costo marginal y tener un ambiente más competitivo de contratos de suministro, garantizando además un crecimiento adaptado del sistema eléctrico que fomente la interacción entre mercado y la costo-eficiencia en materia entre inversiones en generación, almacenamiento y transmisión eléctrica.

Adicionalmente, considerando las modificaciones planteadas en la planificación de la transmisión, es sumamente necesario considerar una modernización en la tarificación de la transmisión desde el punto de vista de alojar los costos de esta en los agentes que tengan capacidad de hacerlos más eficientes.

#### ***Medida 11. Adecuar el sistema de tarificación de la transmisión hacia un estampillado mixto que promueva un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica***

Objetivo: Adecuar el esquema de tarificación de la transmisión, considerando los cambios propuestos en la planificación, con el objeto de fortalecer la señal de localización de los proyectos de generación, y hacer un uso eficiente de la red de transmisión.

La principal crítica al modelo antiguo de remuneración de los sistemas de transmisión eléctrico era que no permitía que la generación y consumo reaccionaran con antelación y previsión a la señal de localización, disminuyendo la competencia en el sector de generación. Por ello, la ley 20.936 simplificó el modelo de tarificación y remuneración, alojando el pago de la transmisión en la demanda, para que esto no fuese una barrera en la competencia de la generación<sup>27</sup>.

Considerando que esta política efectivamente impulsó la competencia con resultados evidentes, también se ha hecho visible la creación de zonas de generación alejadas de los centros de consumo y con capacidad insuficiente de transmisión, lo que ha desencadenado una necesidad adicional de infraestructura a costo de la demanda. Es necesario revisar el actual esquema de tarificación de los sistemas de transmisión, con el objeto de mejorar la señal de localización para los proyectos de generación, ponderando los beneficios entre los agentes, sin que ello implique generar barreras de entrada para este segmento.

Plazo: 2027.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicio Eléctrico.

---

<sup>27</sup> Historia de la Ley 20.936, link: <https://www.bcn.cl/historiadelaLey/nc/historia-de-la-ley/5129/>

**Medida 12. Revisar y evaluar la incorporación de un esquema financiero de gestión de riesgos de transmisión mediante el derecho a las rentas de congestión**

Objetivo: Incorporar mediante un proyecto de ley un esquema financiero de gestión de riesgos de congestión en el sistema de transmisión. El mecanismo deberá asegurar una participación competitiva de todos los agentes del mercado.

La congestión del sistema de transmisión tomó mayor relevancia en el debate público en los últimos años, donde coincidieron elementos de la operación del sistema y el mercado eléctrico que elevaron considerablemente los montos de los Ingresos Tarifarios (IT). Esta situación relevó la necesidad de que los generadores contaran con herramientas para gestionar el riesgo de congestión de los sistemas de transmisión, tal como existen en otras legislaciones. Incorporar esta herramienta permitirá reducir la incertidumbre que enfrente nueva infraestructura de generación al momento de participar del mercado de contratos con el fin de buscar financiamiento.

Plazo: 2027.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicio Eléctricos, lo que podría canalizarse mediante el proyecto de ley de cuotas actualmente en tramitación.

**Medida 13. Impulsar modificaciones legales tendientes a gatillar inversiones de transmisión a riesgo de privados de forma complementaria a la expansión centralizada**

Objetivo: Implementar un esquema de inversiones en obras de transmisión a riesgo de privados en el proceso de planificación de la red de transmisión. En función de un estudio de mercado previo, se propondrá la manera en que estas inversiones participen de las etapas de calificación, valorización y tarificación.

La visión del planificador central de la infraestructura de transmisión, no se encuentra necesariamente alineada con la forma y tiempo de los desarrolladores de proyectos de generación. Por eso, se hace necesario complementarla con inversiones que la industria haya consensuado y esté dispuesta a asumir, en parte, el costo y riesgo de su desarrollo.

Plazo: 2024-2025.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Modificación a la Ley General de Servicio Eléctrico, en particular al artículo 102° (coherente con Ley Transición Energética actualmente en tramitación).

## **ACCIÓN 4. Desarrollo eficiente, oportuno y resiliente de la transmisión eléctrica**

Esta acción orienta medidas que en su conjunto buscan fortalecer la expansión de la transmisión, mejorando su proceso de planificación y modificando algunas funciones de los organismos involucrados, así como la agilización en la tramitación de permisos y la incorporación de criterios de resiliencia y sostenibilidad.

El proceso de descarbonización requiere poder aprovechar la mayor cantidad de energía renovable que se encuentre disponible en el sistema en cada momento. Por ello, resulta crucial buscar alternativas que permitan reducir al mínimo posible los vertimientos de energía renovable y las congestiones del sistema de transmisión hasta un nivel tal que resulte óptimo para el sistema en su conjunto, manteniendo sus niveles de seguridad, mediante una expansión de transmisión más eficiente pero también entregando las señales claras de localización en los instrumentos de largo plazo (medidas de la Acción 3).

El correcto uso y desarrollo del sistema de transmisión cuenta con un conjunto de aspectos que deben ser considerados en el corto plazo para habilitar la descarbonización, sin los cuales no será posible lograr los objetivos de mediano plazo estipulados en el presente plan, que apuntan a avanzar hacia una descarbonización de la matriz energética. Para ello, se debe comenzar con modificaciones en distintos ámbitos, en línea con otras iniciativas posteriores que apunten hacia cambios más estructurales del sector.

Dado el rol gravitante que tiene la transmisión para lograr la carbono neutralidad, dentro de esta acción se propone el concepto de *obras estratégicas de transmisión* que permitirán resolver de manera ágil la tramitación de permisos, cuyo desarrollo requerirá de cambios estructurales en la institucionalidad asociada. Además, estas obras promueven una modificación sustancial de lo que hoy se conoce como Estudio de Franjas, evolucionando dicho instrumento a una tramitación y gestión activa en la obtención de permisos y evaluación ambiental por parte del Estado. Estas obras estratégicas serán aquellas que tendrán una mayor incidencia en la habilitación de fuentes limpias que permitan reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero, respondiendo al mandato de la Ley Marco de Cambio Climático.

Complementan esta acción medidas relacionadas a la concreción de proyectos de transmisión que hoy se encuentran en desarrollo, y aquellos que necesitan resolverse de manera urgente; fortalecer criterios ambientales y sociales para la expansión de la transmisión; incorporar elementos de control de la red de transmisión que permitan optimizar la operación; y mejorar la eficiencia en la operación y mantenimiento de la red.

### ***Medida 14. Perfeccionar 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***

**Objetivo:** Identificar 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 (OOEE)", que requieren una participación más activa del Estado para acelerar su ejecución y gestionar el riesgo de su concreción.

Para este objetivo, se reformará el actual Estudio de Franjas (Artículo 92° LGSE) que surge del Decreto de Expansión de la Transmisión, adelantando su desarrollo en el proceso, para pasar a ser parte o un componente de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), al mismo nivel

de los Polos de Desarrollo, denominándose Obras Estratégicas (OOEE) de Transmisión, manteniendo el requerimiento de sometimiento a la EAE, y por tanto, vinculándose con la Medida 2, Medida 3, Medida 8 y Medida 20 de este Plan.

Las OOEE corresponderán a un conjunto o cartera de obras, identificadas a partir de los escenarios de proyección de oferta y demanda energética, que se consideren clave por su aporte incidente al cumplimiento de la Ley 21.455 de Marco de Cambio Climático y la Estrategia Climática de Largo Plazo, al habilitar la reducción de CO2 en el sector eléctrico. La selección del portafolio priorizado será sometida a EAE, pasando a ser un componente del Decreto de Planificación Energética (Artículo 86° LGSE) y, por tanto, será vinculante para la Expansión de la Transmisión (Artículo 87° LGSE).

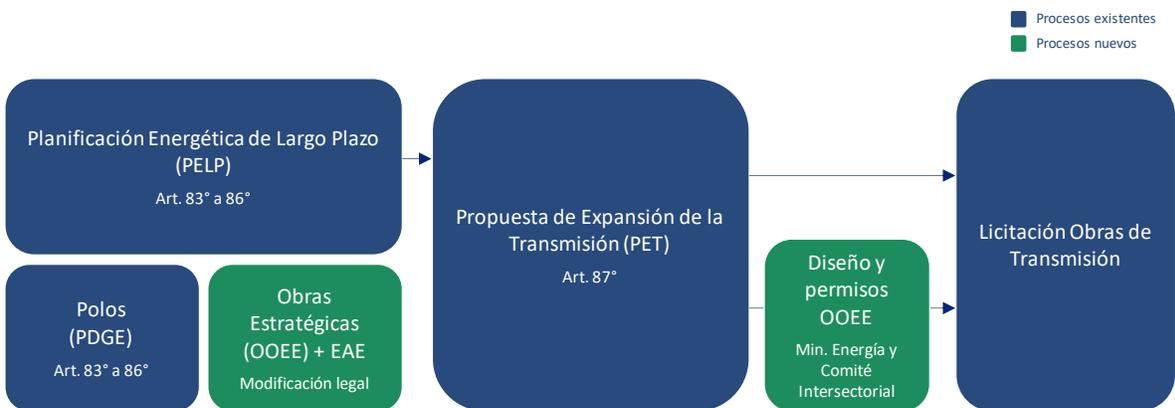
Los Decretos que provengan desde la Planificación Energética (desde su proceso quinquenal, o excepcionalmente desde su Informe de Actualización de Antecedentes) que identifican las OOEE que sean finalmente decretadas por la Expansión de la Transmisión, habilitarán al Ministerio de Energía, a través de la creación de una nueva División en su orgánica, para avanzar en el diseño de las obras y en la gestión directa o indirecta (acompañamiento activo) de los permisos ambientales y sectoriales, para posteriormente licitar a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) la construcción de éstas. Si el Ministerio de Energía gestiona como titular los citados permisos, se creará una institucionalidad ad hoc según se describe en la Medida 15 siguiente.

Las obras de expansión que surjan del Plan de Expansión de la Transmisión (PET) desarrollado por la CNE seguirán su curso actual, pero el plan de expansión de la transmisión incorporará automáticamente en su cartera a aquellas OOEE que la PELP determine mediante el citado Decreto, en la temporalidad que se derive del diseño y gestión de permisos de éstas, para lo cual habrá un trabajo conjunto con la CNE.

Finalmente, este perfeccionamiento incluirá aspectos relevantes de eficiencia del proceso en cuanto a redefinición de roles de los agentes participantes, así como la duración del mismo, lo cual fue inicialmente analizado y discutido en el contexto de formulación del proyecto de ley de Transición Energética.

## PROCESO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Definición de etapas clave en el proceso



Con todo, estas OOOE, dada su relevancia, gozarán de al menos 5 beneficios de tratamiento diferenciado y prioritario:

- Equipo de tramitación y gestión de permisos: En la orgánica del Ministerio de Energía contará con un equipo (División) dedicado y profesionalizado para el diseño de las obras y la gestión de permisos, así como para el trabajo conjunto con la CNE a efectos de licitar la construcción de obras.
- Vínculo EAE y EIA: Se mantiene el sometimiento al procedimiento de EAE, por lo cual se obtiene el beneficio descrito en la Medida 2, que lo vincula con la EIA.
- Obras de interés nacional: Se califican automáticamente como obras de interés nacional para la tramitación del PAS 150, lo que requiere una modificación al artículo 19° de la Ley 20.283 sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal.
- Exención de informe SBAP: No se requerirá del informe favorable del Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (SBAP) para el otorgamiento de concesiones eléctricas en áreas protegidas, ni que éstas cuenten con un plan de manejo previo, lo que requiere una modificación del artículo 92° de la Ley 21.600 que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas.
- Priorización en los plazos de tramitación de autorizaciones sectoriales: Corresponderá a un subconjunto de los proyectos priorizados en el proyecto de Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Boletín 16566-03), que se traduce en una reducción de plazos máximos de tramitación de autorizaciones a la mitad.

Plazo: 2025-2026 Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos (incorpora aspectos de la versión original de la Ley de Transición Energética, Boletín 16078-08), de la Ley 20.283 sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal, de la Ley 21.600 que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas y la aprobación del proyecto de Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Boletín 16566-03). Modificación decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo y Derogación del DS N° 139, de 2017 que aprueba el Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión. Resolución Exenta Ministerial que fija organización interna del Ministerio de Energía.

***Medida 15. Crear una institucionalidad intersectorial que permita gestionar los permisos ambientales y/o sectoriales para obras estratégicas de transmisión que serán tramitadas por el Ministerio de Energía***

Objetivo: Coordinar los pronunciamientos sectoriales, de modo de unificar criterios para agilizar la tramitación de permisos y generar recomendaciones de mejora a las OOOE, en vista de su prioridad de desarrollo.

Una vez definidas las OOOE en el Decreto de Expansión de la Transmisión (Medida 14), si el Ministerio de Energía ejerce la titularidad en la gestión de permisos, se conformará un Comité de OOOE liderado por la División creada para estos efectos en el Ministerio de Energía, convocando a los órganos de la Administración del Estado vinculados al otorgamiento de

autorizaciones sectoriales críticas, tanto dentro como fuera de la tramitación ambiental, acompañando el proceso de obtención de permisos, sobre la base de acuerdos intersectoriales. En el caso de que el Ministerio de Energía gestione de forma indirecta los permisos, a través del acompañamiento de los proyectos, le aplicará el proyecto de Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Boletín 16566-03) en lo que corresponda. Obtenidos los permisos, se licitará la construcción de las OOE directamente.

Plazo: 2026 Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos (incorpora aspectos de la versión original de la Ley de Transición Energética, Boletín 16078-08), del decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo y de la Resolución Exenta Ministerial que fija organización interna del Ministerio de Energía.

### ***Medida 16. Habilitar la exención de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a proyectos de transmisión que, bajo ciertos supuestos, no sean susceptibles de generar impactos ambientales***

Objetivo: Eximir de EIA a las líneas de transmisión que no sean susceptibles de generar impactos ambientales de acuerdo con parámetros establecidos reglamentariamente.

Se propone una modificación del Reglamento del SEIA, que establezca:

- i. **Criterio tensión y longitud:** Definición de un umbral en términos de tensión y/o longitud del tendido de la línea eléctrica, similar al criterio establecido para centrales de generación menores a 3 MW. Esto tendría un impacto relevante en proyectos de almacenamiento de energía.
- ii. **Reutilización de faja territorial ya evaluada:** Supuesto que una línea que reutiliza una faja de infraestructura existente para aumentar su capacidad, su emplazamiento territorial ya fue evaluado y cuenta con RCA, apuntando a una mayor eficiencia y sustentabilidad en el uso del territorio al evitar la afectación de nuevas áreas. Esto tendría un impacto relevante en trazados de alta complejidad y, en el mediano y largo plazo, en las necesidades de aumento de capacidad en áreas urbanas.

Plazo: 2025 Modificación Decreto Supremo N° 40 (Reglamento del SEIA).

Responsable: Ministerio del Medio Ambiente. Apoyo Ministerio de Energía.

Instrumento: Decreto Supremo N° 40 (Reglamento del SEIA).

### ***Medida 17. Perfeccionar los modelos utilizados en la planificación de la transmisión considerando la complejidad de la operación y los nuevos desafíos de una red descarbonizada***

Objetivo: Perfeccionar las metodologías y modelos utilizados en la planificación de la transmisión, de manera de representar adecuadamente el beneficio y costo de las distintas alternativas, resultando en una expansión y operación del sistema más costo-eficiente, que responda mejor a necesidades de suficiencia, resiliencia, y continuidad de servicio, facilitando

la integración de las energía renovables para la descarbonización de la red, y la entrega de un servicio confiable hacia la sociedad que fomente la electrificación de los consumos.

Esta medida incluye:

- Considerar recursos energéticos distribuidos: con el objetivo de capturar la influencia que estos tienen en la necesidad de infraestructura de transmisión, y el aporte que pueden significar para descongestionar redes y permitir así una mayor evacuación de generación renovable.
- Aumentar la granularidad del análisis: adecuar los modelos para representar la operación y sus características con mayor granularidad, con el objeto de capturar de manera más precisa los beneficios y costo de la expansión de la transmisión. Esto permitirá relevar la importancia de las tecnologías que aportan flexibilidad, asimismo evidenciar y resolver los desafíos que se presentan en ventanas de tiempo acotadas.
- Análisis y optimización de portafolio de proyectos: el objetivo es que se permita una optimización conjunta de una cartera de proyectos cuyas sinergias e interacciones resulten en una expansión y operación costo eficiente del sistema de transmisión, a diferencia de analizar cada proyecto por separado.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Decreto 37, Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

### ***Medida 18. Incorporar concepto y metodología de resiliencia en la planificación de la transmisión***

**Objetivo:** Implementar medidas que permitan incrementar las capacidades de la red para sobreponerse a eventos adversos que, aunque tengan una baja probabilidad de ocurrencia, pueden ser de muy alto impacto en la red y por consiguiente en los consumidores. Esto es concordante y necesario con la pérdida de los atributos de seguridad que hoy entregan las centrales carboneras y la alta participación renovable que supondrá su recambio, el cambio climático y el consiguiente aumento de variabilidad e incertidumbre al que se encuentra expuesto el sistema eléctrico.

La resiliencia en la red eléctrica es una materia sumamente estudiada en distintas partes del mundo, no obstante, no existen grandes consensos en términos de la metodología y objetivos que debe cumplir, considerando las mayores inversiones que ello requiere en la red.

Para lograr integrar el concepto de resiliencia, se debe avanzar en:

- Definición de metodología de resiliencia y aplicación en el contexto de planificación de redes de transmisión, considerando adecuaciones al o los modelos, y criterios que se usan para elección de las obras de transmisión, considerando el diseño adecuado que permita una efectiva gestión de los riesgos a los cuales estará expuesta.
- La metodología deberá establecer claridad, en términos de costos y beneficios, asociados a la resiliencia, en comparación con los costos de no implementar dichas medidas.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Decreto 37 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que aborde asuntos de acceso abierto.

***Medida 19. Perfeccionar los criterios de asignación y revocación de posiciones en el proceso de acceso abierto a los sistemas de transmisión***

Objetivo: Perfeccionar el proceso de acceso abierto a sistemas de transmisión.

Actualmente existe una masiva conexión de proyectos renovables en algunas zonas que no poseen capacidad suficiente de líneas de transporte, lo que aumenta las congestiones y el vertimiento de proyectos ya conectados. Lo anterior se produce en gran medida en la zona norte del país, aunque no de forma exclusiva, y cada vez ocurre con más frecuencia en posiciones de conexión que quedan disponibles en la zona centro - sur. Teniendo en cuenta la amplia competencia existente por posiciones y por el orden de llegada de las solicitudes, en un contexto en que las soluciones estructurales de capacidad de transmisión para liberar congestión no se han materializado, es que se observa la necesidad de revisar el proceso de acceso abierto y su manejo de información.

Las garantías establecidas en el reglamento han servido para limitar parte de la especulación, sin embargo, se mantiene un interés muy alto por las posiciones por el lado de los proyectos de generación. Hoy día el único criterio de asignación de posiciones corresponde al orden de llegada, donde se han dado situaciones en donde la prelación se da en temporalidades del orden de segundos de ingreso a la plataforma.

Al mismo tiempo, existen casos donde la información de los proyectos y particularmente del cronograma, incluida en las solicitudes de declaración en construcción, no coincide con la declarada en el proceso de acceso abierto. Es necesario que exista una base de datos única con la información de los proyectos, de forma que el Ministerio de Energía, la CNE, el Coordinador, y en general todos los interesados del sector manejen la misma información de los proyectos en desarrollo de una manera más accesible y transparente. Esto permitirá, además, dar más formalidad a la información presentada por parte de los desarrolladores.

Se pondrá especial énfasis en las causales de revocación de las autorizaciones de conexión otorgadas por el Coordinador (Art 25. DS 37), con el objeto de fomentar un desarrollo diligente de los proyectos.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Decreto 37 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que aborde asuntos de acceso abierto.

**Medida 20. Fortalecer el informe de criterios y variables ambientales y territoriales del artículo 87° de la Ley Eléctrica para incidir en una definición representativa de los valores de inversión asignados a las obras de transmisión**

Objetivo: Incorporar en la planificación energética y de la expansión de la transmisión la consideración del costo/beneficio económico del condicionamiento de las variables ambientales y territoriales en el desarrollo de infraestructura energética, para incidir en la toma de decisión y en la definición de montos de inversión asignados a las obras de transmisión.

Anualmente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87° de la LGSE, el Ministerio de Energía debe remitir a la Comisión Nacional de Energía un Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), para que sea considerado en el proceso anual de planificación de la transmisión. Respecto a esto y en función de lo señalado en la Medida 8, se busca en primer lugar, que se extienda esta obligación a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y a los Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER), para formalizar una homologación del enfoque territorial que en la práctica se ha venido incorporando a todos los instrumentos del sector, más allá de la exigencia legal.

Este informe, categoriza las variables ambientales y territoriales de acuerdo con la dificultad que pudieren representar para la habilitación de un proyecto de transmisión, junto con la definición de un conjunto de criterios que corresponden a elementos de decisión sobre las variables ambientales y territoriales, que por una parte pueden (1) constituir niveles de condicionamiento de las variables y, por otra, (2) referirse a medidas de tratamiento que se le da a la presencia de dichas variables en el territorio, en función del nivel de condicionamiento identificado.

Sin embargo, para darle un mejor uso a esta información, en el marco de los procesos de planificación señalados, y propendiendo a una planificación más sustentable, efectiva y acorde a la realidad que enfrentará el desarrollo de las obras en el territorio, es necesario traducir los niveles de condicionamiento en costos o beneficios económicos que puedan ser incorporados en las modelaciones.

Esto además implica la necesidad de fortalecer en materia territorial al equipo a cargo de la planificación de la expansión de la transmisión en la Comisión Nacional de Energía (CNE), para poder incorporar adecuadamente este insumo y para, posteriormente, traspasar este enfoque la definición de montos de inversión de las obras a licitar.

Plazo: 2025 Estudio de valorización económica de variables ambientales y territoriales.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT). Decreto 37 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

## ***Medida 21. Establecer incentivos en la remuneración de la transmisión que promuevan el uso eficiente de la infraestructura eléctrica y la incorporación de nuevas tecnologías***

Objetivo: Establecer incentivos económicos en el modelo de remuneración de la transmisión, para implementar un monitoreo instantáneo, y constante de los flujos de la red de transmisión, y un uso eficiente de la infraestructura.

Actualmente, existen tecnologías que permiten un mejor monitoreo de las redes de transmisión, o automatismos que permiten modificar los flujos para un mejor aprovechamiento de la red, pero los incentivos y riesgos de implementar estas tecnologías no son coherentes con los modelos de remuneración de la infraestructura. Considerando que los dueños de la infraestructura son quienes, en caso de implementarse, operarán y mantendrán estos activos, lo coherente es modificar el esquema de remuneración para integrar incentivos en su promoción e integración.

Adicionalmente, como medida transitoria se desarrollará una propuesta, en el marco de la modificación del Decreto Supremo 125, relacionada con los esquemas de control basados en automatismos, los que pueden ser una opción de inteligencia de red importante para la operación. El objetivo es permitir su incorporación adecuada y uso racional, alojando los riesgos en donde éstos se puedan gestionar.

Plazo: 2025 Decreto Supremo 125, 2028 Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Decreto Supremo 125 Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos

## ***Medida 22. Acelerar el desarrollo de proyectos de transmisión urgentes en el corto plazo***

Objetivo: Incorporar en el proyecto de ley de transición energética, aspectos de la transmisión que requieran ser abordados en el corto plazo para gatillar la inversión en obras que puedan estar disponibles en menores plazos.

Entre los aspectos a considerar se encuentran:

- **Obras urgentes mandatadas**: el esquema regulatorio vigente permite únicamente a los propietarios de las instalaciones de transmisión -y no a las instituciones públicas relacionadas con la planificación de la transmisión- la promoción de la incorporación de obras de expansión de carácter urgente al sistema eléctrico, pudiendo prescindir del proceso regular de planificación. A lo anterior se suma el hecho de que, de acuerdo con la regulación vigente, la remuneración de las obras incorporadas a través del mecanismo de obras urgentes se realiza a través del mismo procedimiento que para aquellas instalaciones existentes, siendo valorizadas a través de un proceso cuatrienal en que se determinan valores de inversión eficientes bajo un esquema de valor nuevo de reemplazo.

Dado lo anterior, las empresas propietarias de instalaciones de transmisión no necesariamente poseen los incentivos necesarios para la promoción de obras a través del mecanismo de obras urgentes, situación que podría coartar el uso de la herramienta,

quedando limitada a obras con características particulares que generan interés de ciertas empresas en función de sus intereses y necesidades, pero no para el uso del planificador central en caso de requerirlo.

De esta forma, se propone establecer modificaciones al mecanismo de obras urgentes, permitiendo que sean promovidas no solo por privados, sino también mandatadas por la CNE y el CEN, permitiendo agilizar la construcción de obras de ampliación o nuevas, en caso de ser necesario. Para llevar a cabo esta medida, es necesario revisar el esquema de valorización de las instalaciones que son incorporadas a través del mecanismo de obras urgentes, con el propósito de que esta herramienta pueda ser utilizada cuando sea requerida, estableciendo los debidos resguardos que permitan garantizar la eficiencia en los pagos asociados, así como en la ejecución misma de las obras incorporadas a través de este mecanismo.

- **Revisión y actualización del Valor de Inversión (VI) de las obras de transmisión:** establecer un mecanismo flexible para la revisión de los valores de V.I. adjudicado durante la ejecución de las obras, permitiendo reflejar los costos reales de su construcción y ejecución cuando transcurrido el tiempo las condiciones del mercado varían, y así evitar que a futuro se paralicen o sean abandonadas, o bien viabilizar obras que actualmente se encuentren paralizadas.
- **Traspaso de licitación de Obras de Ampliación (OOAA) a propietarios de instalaciones:** tiene el objetivo de entregar mayor certeza en la ejecución de obras de ampliación, a través de radicar en las empresas propietarias la responsabilidad de licitar y adjudicar las obras de ampliación decretadas en los planes de expansión. Bajo esta modalidad, el propietario de la obra elabora las bases de licitación, y el Coordinador pasa a tener un rol de supervisor, resguardando la competencia en el proceso de licitación y los alcances técnicos y administrativos de las bases licitación.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: PdL de Transición Energética

## **EJE 3: OPERACIÓN DE CORTO PLAZO SEGURA Y FLEXIBLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO ALTAMENTE RENOVABLE**

Las centrales termoeléctricas en general, y las que funcionan en base a carbón en particular, tienen atributos para el sistema eléctrico que no son fácilmente reemplazables cuando se sustituyen por centrales en base a energía renovable. Algunos de ellos tienen que ver con la fortaleza de red provista por la inercia de sus rotores, control de frecuencia y control de tensión.

La concepción tradicional de la operación de los sistemas eléctricos considera la utilización de generadores sincrónicos que tienen la característica de aportar de forma intrínseca una serie de atributos a la estabilidad y fortaleza de la red del sistema.

La fortaleza de la red tiene relación con la capacidad del sistema para resistir perturbaciones y mantener la estabilidad ante eventos como cortocircuitos, pérdida de generación o cambios bruscos en la demanda. Por su parte, la inercia es la capacidad del sistema eléctrico de resistir a desbalances de generación-demanda, contando con energía (cinética, en el caso del aporte generadores sincrónicos) en los primeros instantes luego de la perturbación. La inercia es proporcionada principalmente por las máquinas síncronas de las centrales térmicas e hidroeléctricas.

Ambos atributos del sistema eléctrico descritos anteriormente se enmarcan en fenómenos de estabilidad en escalas de tiempo de muy corto plazo.

A medida que se avanza hacia el reemplazo de centrales que generan con combustibles fósiles por centrales renovables, se cuenta en mayor medida con tecnologías basadas en electrónica de potencia que no aportan de forma natural estos atributos al sistema eléctrico. La creciente incorporación de generación variable hace que la incertidumbre en la operación incremente los requerimientos de atributos de flexibilidad necesarios para una óptima operación del sistema. Por este motivo se ha comenzado a analizar a nivel global otras maneras de proveer al sistema eléctrico con estos atributos.

Por otro lado, si bien existen algunos atributos de flexibilidad que se pueden obtener a través de tecnologías basadas en electrónica de potencia, es necesario establecer incentivos para que dichos servicios sean prestados por los distintos agentes. Asimismo, es de gran relevancia disminuir en lo posible dichas fuentes de incertidumbre para así propender a menores requerimientos de dichos atributos.

La Estrategia de Flexibilidad lanzada el año 2020 por el Ministerio de Energía propuso una serie de medidas para abordar estas materias, entre las que se destacan aquellas relacionadas con la operación y señales de corto plazo. Si bien esa Estrategia contó con delimitantes fundamentales, tales como el mercado actual basado en costos auditados y la continuidad de un pago regulado por potencia, es crucial evaluar el estado actual del mercado para avanzar en su implementación. Esta revisión es especialmente importante desde una perspectiva de corto y mediano plazo, considerando que estas condiciones de base no serán modificadas en el futuro cercano.

Durante las discusiones de los talleres desarrollados para el diseño de este plan, hubo bastantes argumentos en la línea de establecer medidas para aprovechar de mejor forma los atributos existentes del sistema, en relación con mejoras al diseño de mercado actual basado en costos auditados, con el objetivo de establecer las señales necesarias para mejorar en

particular la operación flexible del sistema. Este primer paso es esencial para poder entregar medidas de corto plazo, con el objetivo de adaptarse rápidamente a este escenario de retiro de centrales síncronas, con el fin de mejorar la operación del sistema en vista de nuestras metas de descarbonización.

En el mediano y largo plazo, se ha visto que es necesario evaluar la conveniencia de pasar a un mercado de ofertas que permita establecer de mejor manera la formación de precios del sistema y considerar los riesgos de los distintos agentes. Esto, no sin antes evaluar en profundidad los niveles de competencia de nuestro sistema eléctrico y eventualmente pasar por un período de transición solo de ofertas de cantidad antes de pasar a ofertas de precio.

### **ACCIÓN 5. Identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico**

Dado el proceso de retiro o reconversión de unidades a carbón, es necesario que existan las señales e incentivos para contar con una matriz eléctrica segura y resiliente. Por lo anterior, se reconoce que la generación de gas natural desempeña un papel vital en el apoyo a la fiabilidad de la red y como una tecnología de soporte al proceso de descarbonización. Generalmente, puede proporcionar energía continua durante todo el año y en todas las condiciones meteorológicas, puede aumentarse o reducirse en cuestión de minutos para seguir cambios repentinos o inesperados en la demanda o en la disponibilidad de otros generadores; y proporciona servicios de confiabilidad que ayudan a estabilizar voltajes y frecuencias en la red de transmisión.

Con el fin de contar con herramientas que permitan reconocer oportunamente los requerimientos tecnológicos y de infraestructura necesarios para mantener y mejorar los atributos de seguridad y fortaleza de la red frente al retiro de centrales a carbón y los desafíos de la creciente penetración de energías renovables, se proponen tres medidas que se describen a continuación.

#### ***Medida 23. Adecuar los estudios de seguridad de abastecimiento y de gas natural del Coordinador Eléctrico Nacional con el objetivo de prever cambios en el mediano plazo, con un enfoque en el proceso de descarbonización***

**Objetivo:** Realizar estudios en conjunto con el Coordinador Eléctrico Nacional que permitan la detección temprana de problemas de seguridad de abastecimiento ante el retiro de centrales de carbón, con distintos horizontes de tiempo y que provean señales tempranas de estrechez de suministro, a la vez de dimensionar el rol y la temporalidad necesaria de generación eléctrica con gas natural.

A partir de los resultados, los mismos estudios deberán proponer mecanismos de remuneración de capacidad prospectivo, competitivo y dirigido que proporcionen incentivos adicionales a nuevos recursos o soluciones que permitan mitigar problemas de seguridad de abastecimiento futuro; y, en términos de seguridad de abastecimiento, deberán proveer métricas de suficiencia y resiliencia en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).

En ese sentido, los estudios de seguridad de abastecimiento y de gas natural deberán contemplar un horizonte temporal mixto, manteniendo la visión de corto plazo actual, pero incorporando análisis adicionales para un periodo de 5 años.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía, CEN

Instrumentos: DS 97/2008 Reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. NT de GNL

#### ***Medida 24. Identificar requerimientos de infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición y otros energéticos***

Objetivo: A través de un estudio dedicado, que considere los distintos análisis de gestión y adaptación realizados a la fecha, así como los índices cuantitativos de vulnerabilidad de la infraestructura energética a la adaptación al cambio climático, se identificará continuamente, una cartera de infraestructura energética, principalmente asociada a los combustibles de transición, que permita adaptar y tomar decisiones anticipadas al sector respecto a sus necesidades de implementación y/o adecuación.

Una vez identificadas aquellas obras que estén expuestas a riesgos propensos, como el incremento de marejadas o incendios, o a riesgos de baja probabilidad, pero de muy alto impacto, se deberán revisar los aspectos regulatorios que definan la manera de remunerar estas obras, permitiendo que la resiliencia y adaptación se vinculen a mecanismos de mercado.

En particular, esta medida permite evitar un posible impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico, particularmente, frente a contingencias climáticas que afectan la cadena de suministro de los energéticos.

Plazo:

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: DS 97/2008 Reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. Norma Técnica de Gas Natural Licuado (GNL). Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Expansión de la Transmisión.

#### ***Medida 25. Monitorear continuamente los impactos y trade-off del retiro de centrales en la seguridad, la eficiencia económica y sustentabilidad del sistema eléctrico, tomando en consideración el avance y desarrollo de las condiciones habilitantes para la descarbonización***

Objetivo: A partir del estudio de seguridad del Coordinador y de otros insumos, tales como las modelaciones de base para construir los escenarios energéticos en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo, se realizará un análisis de los impactos de las medidas implementadas que permitan profundizar el entendimiento de los *trade-off* en términos de seguridad, sustentabilidad y costos del sistema.

La medida iniciará con un estudio que evalúe en los próximos 5 años (2025-2030), los efectos sistémicos que se generan frente al retiro de centrales a carbón anunciados por parte de los

propietarios, de manera tal de evaluar aspectos derivados de los aspectos aditivos asociados a dichas unidades.

Además, este seguimiento estratégico permitirá definir los instrumentos que no han tenido el impacto deseado, de modo de ir perfeccionándolos en el futuro con el fin de que factibilicen el retiro del uso del carbón en el sistema eléctrico.

Plazo: 2025-2026

Responsables: Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional.

Instrumentos: Nueva categoría de Estudios de Seguridad para el Retiro o Reconversión de Centrales a Carbón, mandatados por la Comisión Nacional de Energía al Coordinador Eléctrico Nacional.

## **ACCIÓN 6. Consideración de los atributos de flexibilidad en el mercado y operación del sistema eléctrico**

En virtud de los requerimientos de flexibilidad adicionales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que surgen a raíz del proceso de descarbonización, se generarán mecanismos e incentivos para que los distintos agentes que pueden prestar estos atributos al sistema se integren a los mercados existentes.

En particular, esta acción incluye medidas que buscan mejorar el mercado eléctrico en ámbitos como la gestión de incertidumbre, la flexibilidad, y la operación eficiente del sistema, incluyendo la contribución de los pequeños medios de generación a los criterios operacionales del sistema eléctrico.

### ***Medida 26. Mejorar progresivamente el diseño del mercado de servicios complementarios actual, desde opción de mercado "pay as bid" hacia "pay as clear"***

Objetivo: Modificar el diseño actual del mercado de Servicios Complementarios (SSCC) para incentivar una mayor competencia en el régimen de subastas, fomentando la integración de nuevos actores.

La ley 20.936, también conocida como Ley de Transmisión, estableció un mercado de Servicios Complementarios con precios diferenciados, conocido como "pay as bid", en contraposición al mercado de energía donde el precio es uniforme o "pay as clear".

Actualmente, el mercado de SSCC de frecuencia posee como incentivo el costo de desgaste, puesto que mediante instrucción directa las centrales solo son remuneradas por sus costos de oportunidad u otros sobrecostos. Este incentivo no es suficiente para nuevas unidades que deseen ingresar al mercado<sup>28</sup>, puesto que deben considerar costos adicionales para la

---

<sup>28</sup> "Incentivos Asociados a la Participación en el mercado de SSCC", Informe de Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional. [Enlace](#)

prestación del servicio. Con esta medida se modifica el actual esquema, con el objeto de generar incentivos para nuevos actores y establecer un diseño coherente entre los mercados de Energía y SSCC.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. DS 113/2019 Reglamento de SSCC

### ***Medida 27. Avanzar en la definición y caracterización de nuevos servicios complementarios requeridos por la red eléctrica en el corto y mediano plazo***

Objetivo: Revisar alternativas de nuevos Servicios Complementarios (SSCC) que puedan dar cuenta de respuestas y fenómenos en el sistema que no pueden ser atendidos mediante los servicios definidos en la actualidad.

De acuerdo con la normativa vigente, existe espacio para la reformulación y establecimiento de los servicios complementarios sin una modificación reglamentaria o normativa, considerando como punto de partida la propuesta de SSCC que el Coordinador Eléctrico Nacional debe remitir a la Comisión Nacional de Energía y que dé cuenta del fenómeno y de la posible solución a través de la definición de un nuevo servicio complementario. Sin embargo, en la práctica existen servicios complementarios que no han sido incorporados en los requerimientos debido a que son prestados inherentemente por centrales térmicas e hidráulicas operativas. Es por esto que se observa la necesidad de evaluar nuevos requerimientos normativos para la definición de servicios complementarios, que den cuenta de las políticas de largo plazo de descarbonización de la matriz energética. Tal como ha manifestado el Coordinador<sup>29</sup>, con el fin de mejorar el desempeño del sistema en el proceso de transición a la carbono neutralidad, es necesaria la evaluación continua de nuevos servicios como Inercia y Fortaleza de Red.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional y CNE

Instrumento: DS 113/2019 Reglamento de SSCC; Informe de Definición de SSCC

### ***Medida 28. Habilitar progresivamente la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios***

Objetivo: Una de las alternativas que aportan flexibilidad en el balance entre generación y demanda corresponde a la implementación de mecanismos que permitan habilitar a esta última en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios (SSCC). La participación de la demanda en dichos mercados responde a una metodología que, ya sea directamente o a través de la figura de un agregador, programa y comercializa ofertas de modificación de carga u otros servicios que los consumos pueden proveer a la red.

---

<sup>29</sup> Numeral 3 “Recomendaciones”, Informe de Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional. [Enlace](#)

En virtud de lo anterior, se evaluarán los costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes para implementar la participación de la demanda en los mercados de energía, potencia y SSCC; tanto a nivel legal a través del establecimiento de las figuras de agregador o comercializador como coordinados habilitados para participar en dichos mercados, como a nivel específico en reglamentos y normativas.

En particular, con respecto al mercado de servicios complementarios, se implementarán acciones adicionales tales como la revisión de los mecanismos actuales de participación de la demanda en dicho mercado (Cargas Interrumpibles, Desconexión Automática de Cargas y Desconexión Manual de Cargas), o la evaluación de nuevos servicios de acuerdo con los requerimientos de la red que eventualmente podrían ser provistos por la demanda.

Plazo: 2027

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, DS 62/2006 Reglamento Potencia, DS 113/2019 Reglamento de SSCC

***Medida 29. Implementar modificaciones en la programación y operación del sistema, tal que apunten a una mejor gestión de la incertidumbre y los requerimientos de flexibilidad***

Objetivo: Perfeccionar las herramientas de programación de la operación para que sean capaces de gestionar 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.

Actualmente, la resolución horaria de los modelos de programación diaria e intradiaria limita la capacidad de reflejar adecuadamente los rápidos cambios en la generación renovable y las necesidades de flexibilidad del sistema. Por ello, es necesario transitar a una mayor granularidad en la programación de la operación<sup>30</sup>.

Para abordar la incertidumbre inherente a la generación renovable, se evaluará la incorporación de requerimientos de rampa flexible en el modelo de despacho determinístico actual, junto con métricas de riesgo que permitan una gestión eficiente del recurso hídrico (en coordinación con lo dispuesto en la Medida 34). Además, se buscará mejorar las proyecciones para que reflejen con mayor precisión tanto los tiempos reales de entrada en operación de las instalaciones como las perspectivas de cambio climático, garantizando así un enfoque adaptado a las condiciones actuales y futuras de la operación.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: DS 125/2019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional.

---

<sup>30</sup> Numeral 5 “Recomendaciones”, Informe de Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional. [Enlace](#)

**Medida 30. Establecer definiciones relativas a la operación de sistemas de almacenamiento y otros aspectos clave en la coordinación y operación del SEN, incluyendo los sistemas generación-consumo**

Objetivo: Considerando la importancia que posee el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía para la descarbonización de la matriz, es fundamental entregar certezas sobre la programación y operación de ésta. Por su parte, los sistemas generación-consumo poseen potenciales beneficios tanto para la creación de combustibles limpios como para prestar servicios complementarios al sistema eléctrico, aportando así a los desafíos en materia de seguridad y resiliencia. Por ello, se revisarán las actuales reglas dispuestas en el reglamento de coordinación de la operación con el objeto de entregar certidumbre a la inversión y facilitar el ingreso de aquellas prestaciones que son beneficiosas para el sistema.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía, CEN

Instrumento: DS 125/2019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional.

**Medida 31. Mejorar el monitoreo de la generación eléctrica incluyendo a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y revisión de su contribución a los criterios operacionales del sistema eléctrico, como reducción de generación en caso de ser necesario**

Objetivo: Reducir problemas de incertidumbre, riesgos de seguridad del SEN y mejorar la eficiencia y competencia en el mercado, con la implementación de un monitoreo que permita visualizar en tiempo real la generación de los PMGD.

La capacidad instalada de los PMGD se espera que represente aproximadamente un 30% de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional para el año 2025<sup>31</sup>, lo que conlleva desafíos importantes de coordinación para la operación de la red. Actualmente el operador del sistema no posee visibilidad en tiempo real de la generación, lo que puede originar problemas de seguridad en el sistema. Adicionalmente, con la implementación de medidas en tiempo real, será posible aplicar medidas de reducción de energía con el objeto de garantizar una operación confiable y a mínimo costo. Esta medida considera las siguientes acciones:

1. Que los PMGD estén obligados a entregar toda la información necesaria para su monitoreo y comunicación en tiempo real, de modo de mejorar las decisiones tanto de la empresa distribuidora como del Coordinador Eléctrico Nacional.
2. Modificar el artículo 3-45 relacionado a los recortes de energía en las centrales de generación.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: DS 88/2020 Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala y DS 125/20019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional.

---

<sup>31</sup> Carta CD00075-23, Recomendación Normativa del Coordinador al Ministerio de Energía.

***Medida 32. Monitorear el avance y desarrollo de la tecnología IBRs (Inverter-Based-Resources) GFM (Grid Forming), de manera de adecuar la normativa para su implementación en el Sistema Eléctrico Nacional.***

Objetivo: Con la entrada masiva en operación de centrales que se conectan al sistema a través de electrónica de potencia, es necesario contar con IBR que no sean afectados por fallas en la red y puedan mantenerse conectados y aportar estabilidad a la red incluso durante un cortocircuito, una vez se encuentren comercialmente disponibles.

Plazo: 2025

Responsable: Comisión Nacional de Energía

Instrumento: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

**ACCIÓN 7. Perfeccionamiento de la conformación de precios en el mercado mayorista**

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. Es por esto por lo que, en el escenario de retiro de centrales a carbón e incorporación masiva de centrales renovables variables, se incluyen tres medidas orientadas a mejorar la precisión de los precios y de los pronósticos utilizados en el mercado mayorista, asegurando que estos reflejen de mejor manera las condiciones de operación del sistema.

***Medida 33. 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 day-ahead)***

Objetivo: Fomentar una mayor precisión y eficiencia en la programación de la operación del sistema eléctrico y establecer una clara responsabilidad por los desvíos que puedan surgir en la operación en tiempo real.

Esta nueva etapa implicará que los agentes del mercado sean directamente responsables de los costos asociados a los desvíos que resulten de las diferencias entre la programación realizada y la operación real del sistema. De esta manera, se incentivará a los agentes a realizar programaciones más precisas y a tomar medidas correctivas ante situaciones imprevistas que puedan generar desvíos.

Para implementar esta medida, se establecerán mecanismos claros y transparentes que permitan:

- Que los agentes posean herramientas para gestionar el riesgo de definir una posición financiera bajo una operación centralizada y de costos auditados.
- Asignar adecuadamente al responsable del sobre costo del sistema, derivado de una desviación de la posición definida en la etapa vinculante.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos

***Medida 34. Adaptar la metodología de cálculo del valor del agua para el despacho económico, acorde a los nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema***

Objetivo: Sistemas con una alta penetración de energía variable requieren mayor flexibilidad, característica que debe ser ponderada en la valorización del agua embalsada. Es necesario evaluar la metodología actual de cálculo del valor del agua, con el fin de evitar una subestimación del valor del agua al no considerar su rol en la provisión de flexibilidad, y mejorar los tiempos de actualización de sus costos de manera que respondan a imprevistos de la operación real.

Responsable: Ministerio de Energía, CEN

Plazo: 2025

Instrumentos: DS 125/20019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional.

***Medida 35. Actualizar la metodología utilizada para la determinación de costos marginales para que representen las restricciones intertemporales de la operación***

Objetivo: La metodología actual para determinar el costo marginal en las barras del sistema corresponde al costo variable de la última unidad en ser despachada de acuerdo con un orden económico, que se sustenta en una lista de mérito definida en la programación diaria. Este enfoque no reconoce las restricciones intertemporales de las tecnologías, y por tanto no reconoce en el precio la necesidad de flexibilidad de las tecnologías. Por ello, se propone la definición de costos marginales usando la solución (variables duales) que se obtenga del modelo de optimización empleado para el problema de despacho económico de las unidades.

Este cambio permitirá reconocer en el precio de la energía las necesidades de flexibilidad del sistema, lo que en consecuencia permitirá la remuneración de las tecnologías que presten esta característica.

Plazo: 2025

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: DS 125/20019 Reglamento de Coordinación de la Operación del sistema Eléctrico Nacional.

## **EJE 4: ROBUSTECIMIENTO DEL MERCADO DE LARGO PLAZO Y PROMOCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN LIMPIA DE LA DEMANDA**

El mercado de largo plazo de energía eléctrica en Chile es un mecanismo fundamental para garantizar un suministro confiable y competitivo de energía. Al promover la inversión y la competencia, este mercado contribuye al desarrollo sostenible del sector eléctrico y a la diversificación de la matriz energética del país.

El retiro de centrales a carbón, así como la creciente penetración de energías renovables, plantea nuevos retos a este mercado respecto a la gestión de la variabilidad y la intermitencia de la generación y a la necesidad de garantizar que el sistema eléctrico mantenga la seguridad de suministro y la eficiencia económica. Esto pues las centrales termoeléctricas a carbón tienen virtudes para el sistema eléctrico que no son fácilmente reemplazables cuando en su lugar se hace uso de centrales en base a energía renovable.

En este contexto, se requiere de un conjunto sustancial de inversiones para mantener la seguridad de suministro, la flexibilidad operacional y los costos de operación bajo control. Así, una de las líneas de trabajo relevantes para este eje es la importancia de los mercados de contratos, de energía, potencia y servicios complementarios, para el incentivo a inversiones en tecnologías habilitantes para la transición energética.

### **ACCIÓN 8. Mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales**

Los contratos de suministro a clientes regulados han sido un mecanismo que tiene como uno de sus objetivos disminuir la incertidumbre en los precios de los clientes regulados, en el entendido que son clientes que no tienen una capacidad de negociación directa con los suministradores. A partir de las modificaciones del año 2015, estas licitaciones además han permitido promover nuevas inversiones en particular para el desarrollo de generación renovable, y han fomentado la entrada de nuevos actores al sistema eléctrico chileno, aumentando así la competitividad y disminuyendo los costos ofertados al cliente final.

No obstante, los últimos años ha quedado de manifiesto que la incertidumbre en los precios se mantiene debido a escenarios globales coyunturales, y que los largos períodos de vigencia de dichos contratos pueden mantener altos precios ofertados en un contexto particular, por una gran cantidad de años, cuando el contexto pudo cambiar drásticamente dentro de dicho período. Asimismo, para los suministradores no ha sido del todo exento de riesgos, y temas relacionados a los pagos laterales o a la disminución de la demanda regulada han marcado las principales preocupaciones en dicho sentido.

En cuanto a los contratos de clientes libres, si bien estos se determinan entre las dos partes involucradas (cliente y suministrador), es relevante el rol que tienen las señales de este mercado, que compone cerca del 60% de la energía total del SEN<sup>32</sup>, en virtud de establecer algún margen de estándares y criterios para la mejora de los espacios de competencia en el sector,

---

<sup>32</sup> Valor promedio observado en los precios medios de mercados

agilizando la descarbonización y permitiendo una distribución armónica de sus costos y beneficios.

Por lo tanto, el objetivo de esta acción consta principalmente de hacer 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, esta acción también tiene como propósito reducir asimetrías de información entre el mercado de clientes regulados y clientes libres, perfeccionando las herramientas que permiten observar el mercado de clientes libres.

### ***Medida 36. Establecer modificaciones a las licitaciones reguladas que permitan una mejor gestión de contratos en la transición energética.***

Objetivo: Con el propósito de asegurar un sistema eléctrico más resiliente y eficiente, se propone reformular las licitaciones de suministro. Esta reformulación incluye mejoras en los siguientes ámbitos:

- *Sistema de ponderación de los atributos deseados:* Se establecerá un sistema de ponderación que priorice los atributos de flexibilidad, seguridad y sostenibilidad, asignando mayor peso a aquellos aspectos que sean más relevantes para el sistema eléctrico.
- *Requisitos técnicos más exigentes:* Se definirán requisitos técnicos específicos para cada fuente de energía, considerando factores como la capacidad de respuesta, la seguridad de suministro y la inclusión de medidas orientadas a una mejor inserción en el territorio.
- *Nuevos modelos de contratos:* Se integrarán distintos modelos de contrato con diversos periodos de duración e inicio de prestación, con el fin poseer herramientas adecuadas al momento de licitar, acordes a las condiciones de mercado.

Responsable: Min. Energía, CNE

Plazo: 2026

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. DS 106/2016 Aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados.

### ***Medida 37. Revisar y robustecer la institucionalidad en materia de monitoreo de la competencia como habilitante inicial hacia un mercado basado en ofertas, reduciendo asimetrías de información***

Objetivo: Fortalecer e implementar cambios en la asignación de responsabilidades asociadas al monitoreo de la competencia en el sector eléctrico.

Los cambios relevantes propuestos a nivel de programación de la operación, por ejemplo, la inclusión de una etapa adicional financiera vinculante, requieren de medidas que promuevan la competencia y el control del ejercicio de poder de mercado. Por ello, es necesario estudiar las

mejores prácticas internacionales de monitoreo de la competencia en mercados que han migrado a un sistema basado en ofertas y adaptar dichas prácticas al mercado nacional.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos

### ***Medida 38. Disponer información más clara y desagregada a clientes libres para fomentar la competencia en la comercialización de energía***

Objetivo: Si bien ha existido un notable incremento en la oferta disponible del mercado eléctrico para clientes libres, impulsado por la incorporación de nuevas tecnologías a la matriz eléctrica, persisten barreras significativas en el acceso a la información disponible para los consumidores. Estas limitaciones dificultan el avance hacia un mercado más competitivo y dinámico, que impulse el desarrollo económico del país y amplíe el alcance de la electrificación.

Con el fin de superar estos obstáculos, se implementarán medidas que mejoren la información disponible para los consumidores finales, comenzando por una desagregación más detallada del precio medio de mercado, lo que permitirá a los clientes finales acceder a datos más precisos según la zona geográfica y los periodos de contratación. Con esto, se espera proporcionar referencias más claras y útiles a los clientes libres, facilitando un sistema de contratación más eficiente y promoviendo señales de mercado que incentiven las inversiones necesarias para la avanzar en la descarbonización de la matriz energética.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía, CNE

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos

## **ACCIÓN 9. Modernización de los mercados de servicios complementarios y potencia en la señal de largo plazo**

A través de la revisión del diseño del mercado de servicios complementarios y del diagnóstico del mecanismo de remuneración de potencia, esta acción permite promover la incorporación de nuevas tecnologías habilitantes que aumenten la flexibilidad del sistema eléctrico. El objetivo final es contar con servicios complementarios y de potencia que aporten a un mercado más eficiente y capaz de adaptarse a las nuevas tendencias y desafíos de la generación distribuida y las energías renovables.

El diseño actual del mercado de servicios complementarios contempla subastas, licitaciones o instrucción directa para la prestación de éstos, dependiendo de si el requerimiento es de cortísimo plazo o no, y de si existen condiciones de competencia suficientes.

Por otra parte, en cuanto al mercado de potencia, ya desde la elaboración de la Estrategia de Flexibilidad el año 2020, se observaba la necesidad de revisar el mercado de suficiencia como una medida necesaria para compatibilizarlo con el desarrollo de un sistema eléctrico flexible.

En diálogo con actores relacionados al mercado de potencia (tales como mesas de trabajo del Reglamento de Potencia del año 2022, y proceso participativo para la construcción de este Plan) se levantó la necesidad de, inicialmente, establecer reglas claras sin grandes modificaciones al mercado de potencia, en virtud de esperar a poder contar con un diseño más integral de reformas al mercado que guíen los pasos regulatorios hacia la transición energética.

El Ministerio de Energía, tomando en consideración estos y otros antecedentes, presentó modificaciones al reglamento de transferencias de potencia (DS 62), y se definió discutir reformas más profundas en el futuro.

Actualmente, las nuevas adecuaciones que se consideran necesarias tienen que ver con la posibilidad de dar señales de más largo plazo y así incentivar inversiones en tecnologías habilitantes para la transición energética.

### ***Medida 39. Revisar esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento***

Objetivo: Implementar mecanismos adicionales en el mercado de Servicios Complementarios, que permita dar señales eficientes a la inversión en nuevas tecnologías. Para ello se evaluará la inclusión de contratos de mediano y largo plazo para servicios que presenten una alta volatilidad dada su naturaleza de prestación.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos. DS 113/2019 Reglamento de SSCC

### ***Medida 40. Diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia***

Objetivo: Es necesario evidenciar si el mecanismo actual proporciona señales adecuadas para la inversión en tecnologías de generación flexibles y limpias esenciales para la seguridad y eficiencia económica de un sistema eléctrico descarbonizado.

En particular, se evaluarán los criterios utilizados en la metodología, y la posible inclusión de nuevos actores que presten suficiencia al sistema desde la demanda.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: DS 62/2006 Reglamento Potencia

## **ACCIÓN 10.      Habilitación y robustecimiento de instrumentos de precio al carbono para incentivar un mercado de descarbonización en la economía**

Las acciones antes mencionadas toman más fuerza si se complementan con instrumentos económicos asociados a la mitigación y compensación de emisiones de gases de efecto invernadero, que permitan dirigir recursos económicos para el project finance de distintas tecnologías con capacidad de abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero, incrementando así su competitividad frente a alternativas energéticas que no contemplen la internalización financiera de las externalidades negativas en aspectos climáticos y ambientales.

En este contexto, esta acción ofrece cinco medidas que tiene como objetivo acelerar la transición hacia una economía baja en carbono mediante la implementación y fortalecimiento de instrumentos económicos que permitan transar y compensar emisiones, dando certezas sobre su trazabilidad. En conjunto y sinérgicamente estas medidas se disponen para incentivar la reducción de emisiones en distintos sectores de la economía, promoviendo la inversión en tecnologías limpias hacia la carbono neutralidad.

### ***Medida 41. Habilitar un sistema de comercio de emisiones (ETS) que permita, a través de un sistema cap-and-trade, establecer un mercado de descarbonización entre distintos sectores de la economía***

Objetivo: Implementar un Sistema de Comercio de Emisiones (ETS), basado en un esquema de *cap-and-trade* en el sector energía con el fin de viabilizar el recambio o uso de nuevas tecnologías basadas en combustibles de cero o bajas emisiones para descarbonizar el sector eléctrico.

La implementación de un sistema de ETS, en conjunto con un impuesto al carbono, genera un ecosistema propicio para la adopción de tecnologías de descarbonización pues aumentan la eficiencia en la reducción de emisiones al permitir que empresas adapten su estrategia para aprovechar las oportunidades que brindan ambos enfoques.

Plazo: desde 2025

Responsable: Ministerio de Energía, en conjunto al Ministerio del Medio Ambiente y el Ministerio de Hacienda, y con soporte administrativo de la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID).

Instrumento: Proyecto *Partnership for Market Implementation* (PMI) con Banco Mundial

### ***Medida 42. Habilitar la incorporación de otras tecnologías energéticas bajas en carbono en el actual Sistema de Compensación de Emisiones (SCE) mediante la modificación de su resolución vigente***

Objetivo: El impuesto verde, a través de su sistema de compensación, generará una transformación industrial hacia modelos que respondan a los compromisos medioambientales. Al incentivar la inversión en proyectos sostenibles, se busca reducir las emisiones y mejorar significativamente la calidad del aire, beneficiando la salud de la población. El impuesto verde se establece en virtud del Artículo 8 de la Ley N° 20.780, como un tributo anual que grava las

emisiones al aire de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), así como de tres contaminantes locales: material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).

Con el objetivo de fomentar la reducción de emisiones y mejorar la calidad del aire, el sistema permite a las empresas compensar sus emisiones adquiriendo certificados de proyectos que implementan medidas concretas para disminuir estos contaminantes.

Sin embargo, la normativa vigente restringe que las centrales que ya están siendo gravadas como emisoras pueden utilizar directamente este sistema para compensar sus propias emisiones, limitando así las opciones para la implementación de medidas de mitigación, tales como la reconversión de centrales a carbón o el co-firing de hidrógeno con turbinas de gas.

Para ello, se trabaja en la incorporación de distintas tecnologías energéticas que se puedan ver beneficiadas para utilizar el SCE, permitiendo de esa manera que los montos gravados por efecto del impuesto verde sean redirigidas a este tipo de tecnologías, a través de una modificación de la Resolución Exenta N° 1420, de diciembre de 2023, del Ministerio del Medio Ambiente, actualmente en curso, así como el impulso al uso de este mecanismo con esos fines.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio del Medio Ambiente, Ministerio de Energía y Superintendencia del Medio Ambiente

Instrumento: DS 4/2023 Reglamento de proyectos de reducción de emisiones de contaminantes para compensar emisiones gravadas.

### ***Medida 43. Incorporar el impuesto a emisiones en el costo variable de las centrales gravadas e iniciar un incremento gradual, una vez terminada la primera etapa de estabilización de tarifas eléctricas***

Objetivo: Con el objeto de mejorar el impacto del impuesto de carbono y eliminar ciertas distorsiones que no permiten que el instrumento sea eficiente en la reducción de las emisiones, esta medida permite internalizar dicho impuesto en el costo variable de las unidades gravadas, incorporándolo así al mercado spot.

La oportunidad de su incorporación efectiva se traslada hacia el periodo 2027 en adelante, atendido que la reflexividad del impuesto en el costo variable incrementaría actualmente el *spread* de costos de inyección y retiro de varios agentes, lo que disminuirá de manera importante frente a la operación almacenamiento de energía y mayor capacidad de transmisión.

Plazo: 2027-2028 en adelante, una vez terminada la primera etapa de estabilización de tarifas eléctricas

Responsable: Ministerio de Hacienda, en coordinación y en base a los insumos técnicos del Ministerio de Energía

Instrumentos: Artículo 8° de la Ley 20.780, correspondiente al Impuesto Verde.

***Medida 44. Establecer una metodología de cálculo de factor de emisión y factor de emisión residual, para disponer públicamente y de manera periódica, garantizando un correcto uso en instrumentos y contabilidad de emisiones de alcance 2***

Objetivo: 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.

Esta metodología será 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.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: La metodología se realizará vía Resolución del Ministerio, considerando instrumentos como IPCC 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Guía de Metodología de Cálculo de Factores de Emisión en RENOVA.

***Medida 45. Formalizar la plataforma RENOVA del Coordinador Eléctrico Nacional como la certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables y limpias***

Objetivo: Formalizar por medio de acto administrativo el Registro Nacional de Energías Renovables (RENOVA) 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.

Plazo: Tramitación 2025. Puesta en marcha entre 2025 y 2026.

Responsable: Ministerio de Energía, en coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional.

Instrumentos: Modificación Ley General de Servicios Eléctricos (Ley de Cuotas).

# Instrumentos principales

Las medidas antes descritas hacen uso y son tendientes a modificar los siguientes instrumentos:

## **Normativas e instrumentos del Ministerio de Energía:**

- Ley General de Servicios Eléctricos, en particular referido a:
  - o Proyecto de Ley de Cuotas (Boletín 14755-08)
  - o Proyecto de Ley de Transición Energética (Boletín 16078-08)
  - o Proyecto de Ley de Sistemas Medianos (Boletín 16627-08)
  - o Proyecto de Ley de Sistemas Aislados (en preparación)
  - o Otras (un conjunto de medidas requerirá un nuevo proyecto de ley)
- Decreto 37/2021 de Acceso Abierto y Planificación de la Transmisión
- Decreto Supremo 113/2017 que aprueba Reglamento de Servicios Complementarios
- Informe de Definición de Servicios Complementarios, CNE
- Decreto Supremo 125/2019 de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional
- Decreto Supremo 62 Reglamento de Potencia
- Decreto 88 Reglamento para medios de generación de pequeña escala
- Decreto Supremo 106 Reglamento de Licitaciones eléctricas
- Decreto 134/2016, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo
- Planes de acción de MoC (*Memorandum of Collaboration*) con Japón (METI) y de MoU (*Memorandum of Understanding*) con Corea (MOTIE) en temas energéticos
- Normativa eléctrica (Estudios de Seguridad de Abastecimiento, Estudios Gas Natural, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio)
- Proyecto de Ley de Ampliación Subsidio Eléctrico (Boletín 17064-08)
- Resolución Exenta Ministerial que fija organización interna del Ministerio de Energía
- Decreto 97/2008 Reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga
- Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado
- DS 139/2017 Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión

## **Normativas e instrumentos del Ministerio del Medio Ambiente:**

- Decreto Supremo 4/2023 Reglamento de proyectos de reducción de emisiones de contaminantes para compensar emisiones gravadas
- Actualización Decreto Supremo 13/2022 o norma de emisiones de centrales termoeléctricas
- Reglamentos del Ministerio del Medio Ambiente (EAE y SEA), Proyecto de Ley Reforma 19.300, Decreto Supremo N° 40 (Reglamento del SEIA)
- Ley 21.600 que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas

**Instrumentos de otros sectores:**

- Resoluciones del Ministerio de Bienes Nacionales
- Plan de Licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales
- Actualización Ley 20.241 o Ley de I+D, Ministerio de Hacienda
- Crédito Verde de Corfo
- Modificación de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC) del Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Circulares del Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Ley 20.283 sobre recuperación del bosque nativo y fomento forestal, Ministerio de Agricultura
- Proyecto de Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Boletín 16566-03), Ministerio de Economía

