



AGENDA INICIAL PARA UN

SEGUNDO TIEMPO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Acciones por una descarbonización
acelerada del sector eléctrico



Motivación

El mundo está viviendo una transición energética profunda y desafiante que permitirá descarbonizar la economía y con ello mitigar los efectos nocivos derivados de la crisis climática. Para conseguirlo, se debe propiciar un proceso acelerado, que requiere de un esfuerzo mancomunado continuo, capaz de compatibilizar los desafíos de corto plazo con la visión de largo plazo.

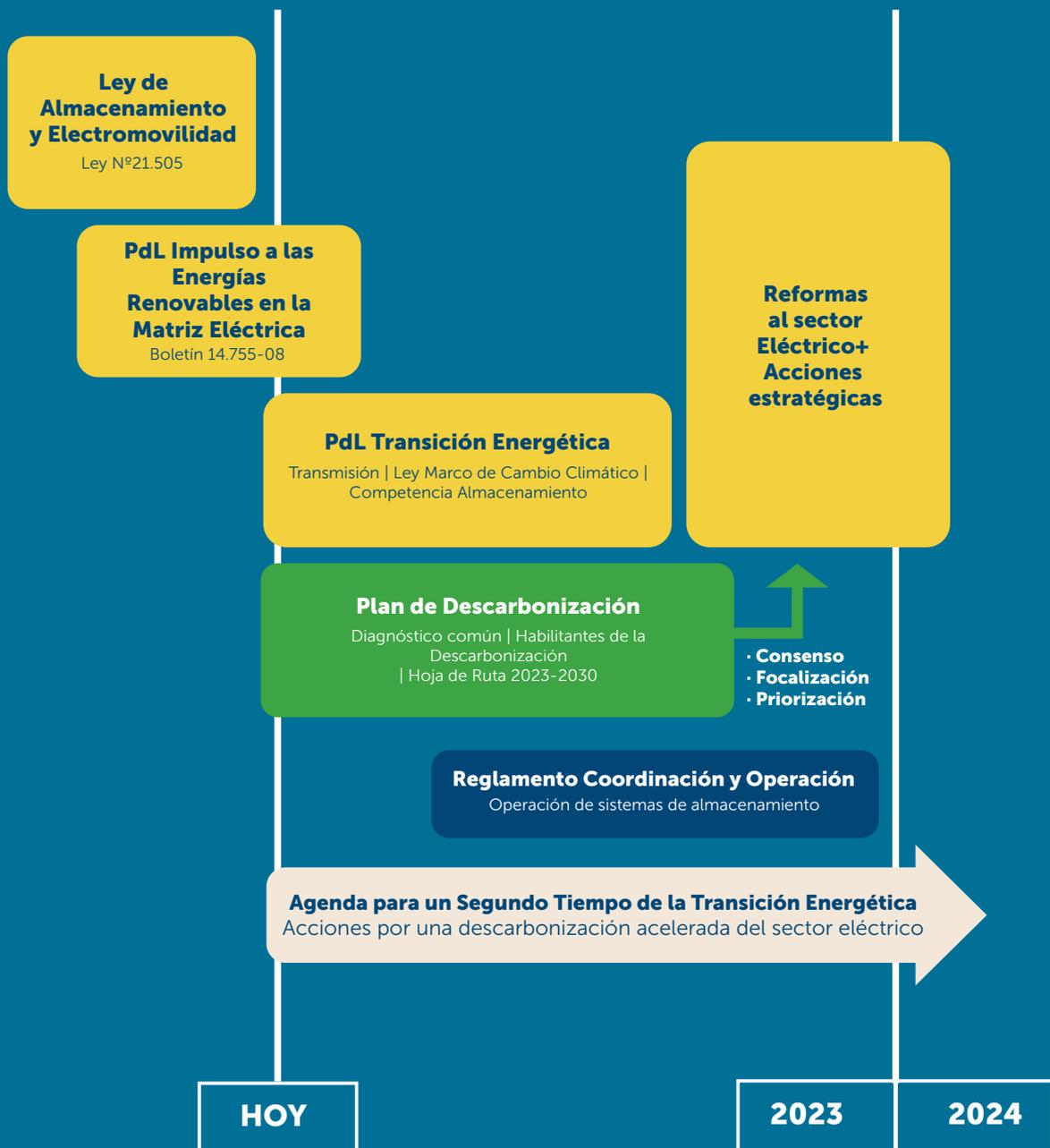
En el caso de nuestro país, el desafío está justamente en un periodo de inflexión entre un primer tiempo de la transición energética basado en la colocación de fuentes renovables -principalmente solar fotovoltaica y eólica- en el sistema eléctrico, las que pasaron de ser tecnologías complementarias de las centrales convencionales (esencialmente, térmicas e hidráulicas) a las principales tecnologías en cuanto a generación se refiere. Es más, durante el 2022 se vivió el importante hito en que la generación proveniente de tecnologías solar y eólica superó por primera vez en la historia a la generación proveniente del carbón; de la misma manera en que la generación proveniente de fuentes renovables superó a aquella proveniente de fuentes térmicas, situación que no ocurría hace 15 años, cuando la principal fuente de generación del país provenía de centrales hidroeléctricas.

Chile, de manera responsable y consensuada, ha construido una visión sectorial de largo plazo y ha logrado relevar a los instrumentos de política energética como políticas de Estado, que permanecen en el tiempo y que tienen continuidad a través de las distintas administraciones. Un ejemplo de aquello es la Política Energética Nacional, construida en su primera versión en 2015, y actualizada por primera vez durante el 2022. Al señalado esfuerzo se sumaron los instrumentos de gestión del cambio climático definidos en la Ley Marco de Cambio Climático, publicada también el año pasado, entregando una visión de consenso en materia climática y ambiental, y suscribiendo por mandato legal la meta de ser un país carbono neutral y resiliente al clima antes del 2050.

El sector eléctrico será clave en el cumplimiento de nuestras metas climáticas y ambientales, y las acciones concretas de esta década serán decisivas para su éxito. En ese sentido, hemos iniciado un segundo tiempo de la transición energética, que implica que las fuentes renovables y limpias pasen de ser un complemento importante en el sistema eléctrico a constituir las fuentes principales de generación, propendiendo a una matriz eléctrica con un 100% de energías limpias antes del 2050, tal como ha quedado suscrito de manera consensuada en la Política Energética Nacional vigente. Los esfuerzos van en esa dirección, de manera coherente a las acciones de descarbonización acelerada con enfoque en las personas que ha comprometido el Gobierno de Chile.

Para conseguir lo anterior, se ha dispuesto una serie de iniciativas de diversa índole, pero complementarias entre sí, lo que se presenta esquemáticamente en la Figura 1. El presente documento da cuenta de las primeras medidas que se incluyen en la *Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética*.

Figura 1: Esquema de acciones políticas, legislativas, reglamentarias y planes para la transición energética acelerada.



La Figura 1 presenta el conjunto de iniciativas, coherentes entre sí, que -en conjunto- permitirán avanzar en habilitar de mejor manera una transición energética acelerada, con principal incidencia en la presente década, en sintonía con los objetivos de largo plazo trazados y consensuados a través de la Política Energética Nacional y la Ley Marco de Cambio Climático.

En ese sentido, los instrumentos son del tipo:

I. Iniciativas legislativas

a. Ley N°21.505, de Almacenamiento y Electromovilidad:

Publicada en noviembre de 2022. Fomenta los sistemas de almacenamiento a través de la habilitación de agentes que operen almacenamiento stand-alone en el mercado de corto plazo; fomenta la electromovilidad y los sistemas generación-consumo en el sistema eléctrico.

b. Proyecto de Ley que Impulsa las Energías Renovables en la Matriz Eléctrica:

La referida iniciativa legislativa actualmente se encuentra en segundo trámite en el Congreso Nacional, y tiene el objetivo principal de promover una mayor colocación de fuentes renovables en la red, incluyendo aquellas horas del día en que actualmente hay una menor participación, como los horarios nocturnos. Lo anterior, con el objeto de impulsar en el mediano plazo un portafolio de fuentes renovables adaptado a las necesidades y comportamiento propios de la demanda eléctrica, incorporando exigencias que incentiven la gestión de la energía y la incorporación de mayor capacidad de almacenamiento en el sistema. Además, fomenta acciones asociadas a la generación distribuida y la trazabilidad de la energía renovable.

c. Proyecto de Ley de Transición Energética, transmisión como sector habilitante:

Este proyecto de ley constituye un paso intermedio y necesario entre la condición actual del sector eléctrico y las reformas estructurales que serán impulsadas luego de un trabajo de política pública y consenso con los distintos actores del sector. La presente iniciativa legislativa será ingresada al Congreso durante el primer semestre de 2023, y estará principalmente enfocada en el segmento de transmisión eléctrica,

siendo coherente con la meta de carbono neutralidad mandatada en la Ley 21.455 y la facilitación de la infraestructura habilitante para contribuir al cumplimiento de dicho objetivo. Los tres pilares del proyecto de ley son:

- i. Desarrollo eficiente de las obras de transmisión: Licitaciones y construcción de obras de ampliación de transmisión.
- ii. Sector eléctrico y cambio climático: Infraestructura habilitante para cumplimiento de la Ley Marco de Cambio Climático, planificación territorial y operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones.
- iii. Competencia y fomento al almacenamiento: Regulación acorde a actuales condiciones del mercado.

d. Reformas al Sector Eléctrico:

A través de un proceso de diálogo estratégico de política pública que comenzará el primer y segundo semestre de este año, enmarcado dentro del "Plan de Descarbonización" que se detallará en la siguiente sección, se establecerán las prioridades respecto de las reformas necesarias al sector eléctrico en sus distintos segmentos. Las referidas reformas se concretarán a través de uno o más proyectos de ley que promuevan acciones de carácter estructural hacia la modernización del sector eléctrico y mediante modificaciones reglamentarias, normativas y otras acciones estratégicas asociadas. Lo anterior, con el objeto de incorporar las señales y componentes regulatorias que propicien los objetivos de política pública a largo plazo, como la meta de la Política Energética Nacional que indica se alcanzará un sistema eléctrico provisto de fuentes de generación 100% limpias de emisiones al 2050, coherente con el objetivo de carbono neutralidad mandatado en la Ley 21.455. Algunas de las temáticas a analizar serán mercados de energía y servicios complementarios, distribución, recursos distribuidos y calidad de servicio como también medidas de protección focalizada en clientes vulnerables.

II. Iniciativa de política pública y consenso

Plan de Descarbonización:

Uno de los aspectos más relevantes, y que ha caracterizado al sector energético, es la construcción participativa de consensos que delineen el accionar y las metas conjuntas. Dichos consensos son construidos a partir de un diálogo estratégico sobre las necesidades del sector, y la contribución a las mismas desde los distintos grupos de interés, de forma que la energía sea un pilar facilitador y habilitante de una mejor calidad de vida para la sociedad, fomente el desarrollo productivo del país y contribuya de manera sustancial al cumplimiento de los compromisos climáticos y ambientales del país.

En ese sentido, durante el mes de mayo del presente año, el Ministerio de Energía dará inicio al proceso de discusión en torno al Plan de Descarbonización con miras a construcción de una hoja de ruta 2023-2030, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, BID, otros organismos internacionales y la academia. A través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico, se establecerán las condiciones regulatorias y técnicas que habiliten un proceso de descarbonización que acelere la transición energética y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, definiendo una hoja de ruta con foco al 2030, producto de un diagnóstico común, en conjunto con los distintos grupos de interés del sector en el ámbito público, privado, académico y de la sociedad civil. Se entiende que una hoja de ruta en materia de descarbonización al 2030 tiene la relevancia de fomentar las acciones más relevantes de la década que, a su vez, determinará el éxito en el cumplimiento de los objetivos de mediano y largo plazo consensuados previamente en la Política Energética Nacional, la Ley Maro de Cambio Climático y otros instrumentos de política pública sectorial asociados.

III. Iniciativas reglamentarias

Modificación del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional:

En concordancia con lo establecido en la Ley N° 21.505, de Almacenamiento y Electromovilidad, durante el presente año se adecuará el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional para definir las acciones asociadas a los sistemas de almacenamiento y su forma de operar en el sistema eléctrico, entregando más certezas respecto a la operación de los sistemas de almacenamiento para fomentar con más fuerza las inversiones asociadas a este tipo de proyectos.

IV. Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética: Acciones para una descarbonización acelerada del sector eléctrico

Si bien las iniciativas de mayor incidencia en la modernización del sector para impulsar la descarbonización progresiva y la transición energética acelerada tienen un horizonte de discusión de largo plazo, se identifican múltiples medidas de corto y mediano plazo que deben acompañar dicho proceso, como un importante y necesario paso intermedio.

Dicho trabajo intermedio se refleja en la presente “Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética”, que incorpora las primeras 10 acciones para una descarbonización acelerada del sector eléctrico, a las que se irán sumando otras acciones estratégicas que surgirán de los instrumentos señalados en la Figura 1.

La Agenda Inicial está construida sobre cuatro pilares, los cuales se presentan de manera resumida en la Figura N°2:

Figura 2: Resumen del Plan de Medidas de Corto y Mediano Plazo para la Transición Energética Acelerada.



Diagnóstico actual

La Ley Marco de Cambio Climático, publicada en junio de 2022, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes del 2050. Ello, releva la urgencia de avanzar decididamente hacia un sistema eléctrico limpio y renovable, en el entendido que el sector eléctrico será clave y habilitante en la consecución de los objetivos para alcanzar la carbono neutralidad. Asimismo, implica continuar con el incremento progresivo de fuentes renovables como la solar fotovoltaica y eólica, pero incorporando fuentes limpias y renovables que además provean atributos de seguridad a la red, permitan almacenar y entregar energía al sistema conforme las necesidades de consumo, y avanzar progresivamente en alternativas de reconversión tecnológica de infraestructura existente.

A. Aumento de las Energías Renovables No Convencionales Variables

Hacia el año 2008, se promulgó la Ley N° 20.257, primera ley ERNC, que establecía una cuota de energía renovable en el sistema de 10% anual, la cual fue aumentada para el año 2013, a 20% anual (Ley N° 20.698).

Además de establecer cuotas de energías renovables no convencionales, luego de una serie de licitaciones con altos precios para los clientes regulados, el año 2015 se realizó una modificación regulatoria a través de la Ley N° 20.805, que, entre otras materias, permitía la licitación por bloques, fomentando que empresas con proyectos, principalmente solares, pudieran ofertar precios más competitivos en bloques diurnos.

Lo anterior, sumado a la modificación estructural de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en materias de transmisión y acceso abierto (Ley N° 20.936), promulgada el año 2016, permitieron un explosivo aumento de la generación renovable no convencional a partir de esos años, con un crecimiento en la participación de la generación energía anual de un 8,5% durante al año 2015 a un 33,4% durante el año 2022.

A pesar del aumento notable que ha tenido el país en la participación anual de ERNC, en los horarios nocturnos aún existe una participación térmica relevante. Por ejemplo, en el año 2022 en promedio la participación térmica en el horario de 8 a 19 horas fue de 33%, lo que se contrasta con la participación térmica en el horario nocturno el cual es un 55%. Por tanto, y con el objetivo de generar condiciones habilitantes para el retiro de las centrales a carbón, es necesario abordar este desafío integrando mayor generación renovable en los horarios nocturnos, así como, la integración de tecnologías que tengan la capacidad de gestionar la inyección temporalmente tales como sistemas de almacenamiento.

B. Disminución de la participación de centrales convencionales

En el mes de enero de 2018 se alcanzó un acuerdo voluntario entre el gobierno y las empresas propietarias de centrales a carbón, para no iniciar nuevos proyectos que utilicen este combustible, si es que no cuentan con sistemas de captura y almacenamiento de carbono. Durante dicho año, se inició una mesa de trabajo para analizar las condiciones necesarias para el cese o reconversión programada de la operación de las centrales existentes,

para lo cual resulta clave las acciones tendientes a incorporar más transmisión y almacenamiento en la red eléctrica.

Luego de esta mesa de trabajo, se establecieron compromisos de cierre de centrales a carbón, algunas de ellas con fechas específicas, y con un horizonte de un cierre total al año 2040.

A la fecha, desde junio de 2019 a enero de 2023, se han retirado 8 unidades generadoras a carbón. Al año 2025, 5 unidades generadoras adicionales estarán disponibles para ser retiradas y 5 más podrán ser reconvertidas a otros combustibles. Las 10 unidades de generación restantes mantienen su compromiso de retiro al año 2040.

En la actualidad, el calendario de retiro de las centrales a carbón ha sido definido por las empresas propietarias de las unidades generadoras, con algunas prórrogas puntuales solicitadas por la CNE, en base a estudios de seguridad del sistema provistos por el Coordinador. No obstante, no existe un plan general y centralizado de retiro del carbón, sino que las solicitudes de retiro se revisan caso a caso.

Esta decisión de retiro de centrales a carbón, y su reemplazo masivo con centrales renovables no convencionales variables indicado en el punto anterior, genera una serie de desafíos adicionales en términos no solo de seguridad de abastecimiento (disponibilidad de energía permanente), sino que en materia de estabilidad de la red y requerimientos operacionales que normalmente son suministrados por máquinas síncronas (unidades generadoras convencionales).

Lo anterior, ha tenido incidencia directa en el aumento sustancial en distintos tipos de pagos laterales en el mercado. Por ejemplo, el pago de servicios complementarios, de cargo de las empresas suministradoras que realizan retiros, ha aumentado significativamente en los últimos años, desde montos de 140 MMUSD al 2020 a 520 MMUSD en el año 2022. Dicho fenómeno se debe no solo al aumento de los costos marginales producto del aumento del precio internacional de los combustibles y menor disponibilidad hidrológica, sino también, debido a mayores requerimientos de reservas para el control de frecuencia y otras herramientas operacionales¹ y de seguridad² necesarias para el abastecimiento de la demanda de forma segura y eficiente, así como, la necesidad de mantener niveles de inercia y capacidad de cortocircuito

¹ Por ejemplo, operación de centrales a mínimo técnico.

² Por ejemplo, Reserva Hídrica en el contexto del Decreto de Racionamiento.

suficientes en el sistema de transmisión, a propósito de la menor disponibilidad de centrales síncronas y su reemplazo con centrales conectadas a través de inversores a la red.

Es importante destacar que estos mayores costos sistémicos a los que se ha enfrentado el mercado se apalancan con contratos de energía a menores precios, y con el hecho de que los costos de las externalidades derivadas de la emisión de contaminantes no han sido del todo incluidos en los costos de generación.

C. Planificación de la transmisión y desarrollo de obras

En el año 2016, con la promulgación de la Ley N° 20.936, de transmisión eléctrica, fueron establecidos nuevos mecanismos para el proceso de planificación del sistema eléctrico, el acceso a las redes, su remuneración y forma de licitación de obras.

Luego de varios procesos llevados a cabo bajo la vigencia de la referida ley, se ha podido observar las implicancias de su funcionamiento en régimen permanente. En primer lugar, ha sido el caso notar que el proceso anual de planificación de la transmisión es un proceso participativo y con un alto estándar de transparencia, lo que, en la práctica, lleva a que el proceso completo, hasta tener certeza de las obras finalmente decretadas, tome alrededor de 20 meses. Por tanto, el proceso presenta plazos muy superiores a la anualidad con la que pretende promover obras, situación que se traduce en incertezas para el siguiente ejercicio, respecto de lo que efectivamente será decretado, licitado y construido a partir del proceso anterior.

Adicionalmente, la etapa de licitación y construcción de las obras no ha estado exenta de situaciones de conflicto por diversas razones. Por un lado, los procesos de licitación de obras de transmisión han mostrado que un 33,8%³ de obras no han podido ser adjudicadas, por distintos motivos, entre ellos, por ofertas sobre el valor de inversión ("VI") máximo o bien, por la no presentación de ofertas para la construcción de la obra.

Luego, durante la etapa de construcción también se han encontrado dificultades. Hoy en día, el 27% de las obras están paralizadas debido a algún tipo de conflicto y un 48% está con un retraso en su construcción mayor al 5%.

³ Los datos entregados representan la estadística de los procesos de licitación de obras de ampliación, comprendidos entre 2017 y 2022, para un total de 311 obras licitadas.

Ciertamente lo descrito ha sido relevante en el resultado de congestiones en diversos puntos del sistema de transmisión. Esto ha generado un alto nivel de conflictividad no solo con las empresas transmisoras que ven paralizadas obras sin una clara solución, sino que también con el segmento de generación que encuentra congestiones en distintos tramos del sistema de transmisión, produciéndose desacoples de precios que afectan sus retiros para el cumplimiento de sus contratos de suministro.

D. Coyuntura global

Sin duda en los últimos años han existido situaciones que han afectado de manera global a los países en distintos grados.

Por un lado, el cambio climático ha traído consigo un largo período de sequía para nuestro país, y la matriz hidro-térmica de la que solíamos depender se ha puesto a prueba con una generación hídrica muy menor a los niveles acostumbrados en décadas pasadas. Se ha contado con una menor disponibilidad de reservas de agua en los embalses, y eso, acompañado del retiro de centrales térmicas, ha llevado a una situación de estrechez en la seguridad de suministro de energía. Por ello, desde agosto de 2021, se encuentra vigente un decreto preventivo de racionamiento que dispone una serie de medidas necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el eventual déficit energético.

Por otra parte, los efectos de la pandemia sanitaria Covid-19 han producido una demora en cadenas de suministro para el desarrollo de nuevos proyectos, acompañado de una importante crisis financiera e inflación que ha elevado los precios de *commodities* y ha gatillado dificultades o mayores requerimientos de inversionistas para el desarrollo de proyectos de generación. Finalmente, debido a la pandemia y a los efectos de la guerra en Ucrania, muchos países en el mundo han enfrentado grandes desafíos en la seguridad y precios de la energía, por lo que han debido adoptar distintas medidas para la protección de sus ciudadanos. de inversionistas para el desarrollo de proyectos de generación. Finalmente, debido a la pandemia y a efectos de la guerra en Ucrania, muchos países en el mundo han enfrentado grandes desafíos en la seguridad y precios de la energía, y distintos tipos de medidas han debido ser tomadas para la protección de sus ciudadanos.

Agenda inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética

Los desafíos expuestos en la sección anterior derivan en una serie de líneas de trabajo. Algunas han expuesto al mercado chileno a problemas que deben ser abordados en el corto plazo, mientras que otras han revelado la urgencia de comenzar a discutir una transición estructural hacia un sistema futuro mayoritariamente renovable.

Es así, que en la sección siguiente se presentan una serie de instrumentos y modificaciones regulatorias de corto y mediano plazo, que intentan abordar distintos matices de la problemática descrita anteriormente, y se enfocan en transitar hacia una matriz energética limpia en un futuro cercano. A esta Agenda se agregarán nuevas medidas que se concilien con los objetivos ya previamente señalados.

• PROMOCIÓN DEL ALMACENAMIENTO

1 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, y sistemas de almacenamiento

Acción: Reglamento de Coordinación y Operación

Objetivo: En línea con las modificaciones necesarias para dar un camino de certeza regulatoria al almacenamiento, se dará curso a las actualizaciones necesarias en el reglamento de coordinación y operación del SEN, con el fin de dar claridad a la forma de operar los sistemas de almacenamiento y entregar mayor claridad en las proyecciones de arbitraje de precios que pueden obtener del mercado spot.

Plazo: Ingreso a CGR de la modificación del Reglamento de Coordinación y Operación a inicios de 2024.

Impacto: Sin perjuicio de los avances en materia de regulación en sistemas de almacenamiento que se han realizado en el último tiempo, destacándose la Ley de Transmisión y sus reglamentos⁴, Ley de Almacenamiento e instrumentos regulatorios aún en tramitación⁵, y con el objetivo de acelerar y aumentar el desarrollo y despliegue de esta tecnología en el sistema eléctrico, es importante realizar algunos perfeccionamientos en la regulación para efectos de despejar eventuales incertidumbres en cuanto a su remuneración y operación, así como generar incentivos adicionales y mecanismos para gestionar sus riesgos.

En este sentido, se realizará una modificación al DS 125/2017 para perfeccionar la forma en que se operan estos sistemas, teniendo en consideración los siguientes principios: 1) garantizar la seguridad y mínimo costo de la operación del SEN; 2) entregar mayor capacidad de gestión de los riesgos a un propietario de sistema de almacenamiento; 3) resguardar la posibilidad de eventuales ejercicios de poder de mercado; y 4) simplificar del proceso de programación y operación en tiempo real del SEN. Estos principios se deben ponderar adecuadamente para establecer reglas y criterios que determinen la forma de operar dichos sistemas.

⁴ Reglamento de Planificación de la Transmisión, Reglamento de Valorización de la Transmisión, Reglamento de Coordinación de la Operación, Reglamento de SSCC, entre otros.

⁵ PdL de Impulso a las Energías Renovables.

2 Asignación de terrenos fiscales para almacenamiento en subestaciones estratégicas para incrementar la colocación de energías renovables

Acción: El Ministerio de Energía determinará un conjunto de subestaciones estratégicas en las que se establecerán áreas de resguardo para el desarrollo de infraestructura de almacenamiento. Para la determinación de estas subestaciones se tomará en consideración la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y datos de la operación actual del sistema.

Las áreas de resguardo en torno a las subestaciones se definirán en conjunto con el Ministerio de Bienes Nacionales, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional, de modo de asegurar que el desarrollo de las obras de almacenamiento se realice en armonía con las obras de transmisión planificadas y requeridas, y con el territorio.

Los terrenos en torno a las subestaciones estratégicas se entregarán en concesión de uso oneroso mediante un proceso de llamado abierto, diseñado en conjunto con el Ministerio de Bienes Nacionales.

Objetivo: Asignación de terrenos fiscales para uso exclusivo de proyectos de almacenamiento en determinadas subestaciones estratégicas del Sistema Eléctrico Nacional, y reserva de terrenos en torno a cada una de ellas para satisfacer los requerimientos futuros de almacenamiento y transmisión.

Plazo: 2023

Impacto: Impulso a proyectos de almacenamiento en torno a subestaciones estratégicas que incrementen la colocación de generación renovable.

3 Guía Técnica de evaluación ambiental para proyectos de almacenamiento

Acción: Trabajo conjunto con el Servicio de Evaluación Ambiental para la publicación de un Documento Técnico para Proyectos de Almacenamiento.

Objetivo: Brindar certeza en torno a los componentes ambientales relevantes de evaluar en proyectos de almacenamiento de acuerdo con la tecnología

utilizada. En principio se abordarían tecnologías de almacenamiento mediante baterías, aire comprimido, aire líquido, sales fundidas y bombeo hidráulico.

Plazo: Julio 2023.

Impacto: Guía a los titulares de proyecto para brindar certezas técnicas y jurídicas respecto a los componentes ambientales relevantes a evaluar en el SEIA.

• MITIGACIÓN DE RIESGOS A SUMINISTRADORES

4 Ajustes de sistema de compensación de impuestos verdes

Acción: Eliminar sistema de compensación tipo B del impuesto verde.

Objetivo: Disminuir pagos laterales en los que incurren los suministradores en general, muchos de ellos renovables, generando a la vez un impacto positivo en clientes, principalmente libres, si sus contratos permiten traspasar la disminución de estos costos.

Plazo: Abril 2023, coherente con el trabajo en materia de impuestos correctivos que se está llevando a cabo en el proceso de reforma tributaria del Ministerio de Hacienda.

Impacto: A partir de la Ley N° 20.780 se estableció un mecanismo de cálculo y pago de compensaciones para aquellas unidades generadoras cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, resulte mayor o igual al costo marginal. De conformidad a lo establecido en la Ley N°20.780, mediante Resoluciones Exentas N° 659/2017 y N° 52/2018, la CNE estableció las denominadas "Compensación A" y "Compensación B". La primera, determina el valor que complementa los ingresos provenientes del mercado spot para lograr cubrir el total de los costos operacionales y el total del impuesto a las emisiones establecidos por la Ley N°21.780, contabilizados durante el período de un año, mientras que la segunda realiza la evaluación hora a hora, para el caso de unidades de generación que, por instrucción forzosa de parte del Coordinador, hayan inyectado energía al sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal.

En este sentido, el principal impacto de la eliminación de la Compensación B tiene relación con focalizar esta medida ambiental sobre quienes son responsables de emisiones. Dado que la eliminación de la compensación B redistribuye el pago (compensaciones más impuestos) entre participantes sin modificar el monto total a pagar por la industria, se tiene que la eliminación de la compensación B constituye una situación favorable para las centrales no emisoras, quienes durante el año 2022 pagaron un total de 3.083 millones de pesos por concepto de compensaciones, lo cual se reduciría a 13,5 millones de pesos en caso que se eliminara la compensación B, reduciendo un 99,6% el pago de sus compensaciones en este concepto.

En línea con lo anterior, si bien no existe una reducción en el total de pagos, sí existe una reducción en el total de compensaciones del sistema, las cuales para el año 2022 sumaron un total de 24.628 millones de pesos, pero que hubiesen sido de 108 millones de pesos si se hubiese eliminado la compensación B. Estos valores a su vez equivalen a una reducción del valor unitario de compensación aplicable a retiros de 0,419 US\$/MWh a 0,002 US\$/MWh, lo cual, dependiendo de la situación contractual suscrita entre particulares, podrá traducirse en una disminución de pagos laterales para clientes libres.

5 Modernización de las licitaciones de suministro de clientes regulados

Acción: Modernizar las bases de licitación de suministro a clientes regulados para el proceso correspondiente al año 2023 y posteriores.

Objetivo: Fomentar portafolio de proyectos de generación renovable y limpia 24/7 eficientes y mitigar riesgos a los que se ven expuestos los suministradores.

Plazo: Segundo semestre 2023

Impacto: De acuerdo con el artículo 131° de la Ley, la Comisión Nacional de Energía deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación, cuyo objeto será que las concesionarias de distribución dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

De acuerdo a los diagnósticos realizados y las discusiones desarrolladas en

el contexto de la Mesa de Corto Plazo que se llevó a cabo durante 2022, se ha determinado la necesidad de establecer una modernización a las licitaciones de suministro de clientes regulados desde el presente año en adelante, conforme a los nuevos desafíos asociados al segundo tiempo de la transición energética que está viviendo el sector eléctrico, que va más allá de promover la instalación de tecnologías renovables específicas, sino promover portafolios de energías renovable y limpia para cumplir con los requerimientos del consumo eléctrico y las políticas de descarbonización en curso.

En particular, se implementarán modificaciones que fomentarán portafolios eficientes de proyectos basados en fuentes renovables y limpias para la cobertura de la demanda, así como acciones orientadas a mitigar algunos riesgos a los que se ven expuestos los respectivos suministradores.

• FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

6 Revisión y ajuste de los mínimos técnicos de centrales térmicas

Acción: Actualizar los valores de mínimo técnico de unidades generadoras térmicas, conforme al proceso reglado en el Anexo Técnico “*Determinación de Mínimo Técnico de Unidades Generadoras*”, conducente a viabilizar una reducción de éstos, en la medida que las condiciones ambientales, técnicas y operativas de las instalaciones lo permitan, y priorizando aquellas instalaciones que contribuyan a una operación segura y económica del sistema en su conjunto.

Objetivo: Aumentar los niveles de flexibilidad del parque generador convencional para efectos de permitir una mayor colocación de energía renovable y con ello disminuir los vertimientos de generación renovable y libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

Plazo: La acción se inició durante el presente mes de abril, y será desarrollada durante el 2023 por el Coordinador Eléctrico Nacional, en conjunto con el Ministerio de Energía, de manera tal que sea coherente con la actualización de la norma de emisiones de centrales termoeléctrica que se está llevando a cabo.

Impacto: Se propiciará la flexibilización de algunos parámetros de las unidades térmicas que hoy están generando con un mínimo técnico ambiental resguardando las condiciones ambientales, técnicas y operativas de las instalaciones. En particular, se espera que los procesos de encendidos y detenciones de unidades generadoras convencionales puedan realizarse de forma más flexible, entregando una mayor capacidad al sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera confiable, eficiente y sostenible.

7 Modernización de la operación del Sistema Eléctrico Nacional

Acción: Se promoverán acciones que incorporen tecnología digital en la operación del sistema eléctrico mediante su adaptación y uso en el despacho del operador, tales como capacidad dinámica de líneas (DLR, *Dynamic Line Rating*), entendida como una tecnología promovida que permite determinar la capacidad de transmisión actual de una línea aérea de transmisión que puede estar siendo subestimada por el uso de la metodología convencional de capacidad estática de líneas (SLR, *Static Line Rating*), y su aplicación en la operación del sistema eléctrico para hacer un uso más eficiente de las instalaciones de transmisión. Además, se establecerán las condiciones regulatorias asociadas a automatismos para control de transferencias de manera más clara.

Objetivo: Desarrollar proyectos con tecnología DLR para hacer más eficiente la capacidad de transporte de las líneas de transmisión para la operación del sistema eléctrico, considerando que las condiciones ambientales, tales como la temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, tienen un impacto significativo en el balance de potencia de las líneas.

Plazo: Promoción y desarrollo de proyectos DLR en líneas candidatas, promovidas por el Coordinador Eléctrico Nacional, durante 2023 y 2024, y definiciones normativas urgentes para la concreción de proyectos de automatismos para control de transferencias en el corto plazo que permitan maximizar la capacidad de transporte de líneas eléctricas existentes, resguardando la seguridad del sistema eléctrico.

Impacto: El uso de proyectos DLR, algunos de ellos promovidos por el Coordinador en sus respectivas propuestas de expansión de la transmisión, permitirá una evaluación más precisa de la capacidad de transmisión de la

línea en tiempo real, teniendo en cuenta las consideraciones ambientales actuales, lo que puede mejorar la eficiencia en el uso de la red de transmisión eléctrica para la operación en tiempo real. Si bien aún se están analizando líneas candidatas, el Coordinador ya ha definido una primera etapa con la selección de las siguientes líneas:

1. Tramo 2x220 kV Ciruelos – Cautín:

Línea con altas congestiones debido a la generación eólica en la zona sur. Las congestiones se aprecian incluso al desarrollarse el proyecto de cambio de conductor que se encuentra en curso.

2. Tramo 2x220 kV Andes – Likanantai:

Línea con altas congestiones durante horas del día debido a la generación solar en la zona norte.

3. Tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico:

Línea presenta congestiones en escenarios de déficit de generación hídrica lo que obliga a importar energía térmica desde el centro-norte.

4. Tramo 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla:

Línea con congestiones debido al desarrollo de generación renovable en la zona costera de la región Libertador Bernardo O'Higgins.

La certeza regulatoria y el desarrollo de proyectos de automatismos para control de transferencias tendrá impacto directo en el incremento de la capacidad de transporte en líneas de transmisión existentes que puedan operar de esa manera y que tengan incidencia directa en una mayor colocación de energías renovables y la consecuente reducción de emisiones de la red eléctrica, resguardando a todo evento la seguridad del sistema eléctrico considerando la inclusión de tecnología de vanguardia en un camino hacia la digitalización de la operación, considerando además aquellas iniciativas enmarcadas en la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, del Coordinador Eléctrico Nacional.

• ACCIONES POLÍTICAS, REGULATORIAS Y OBRAS URGENTES

8 Proyecto de Ley de Transición Energética que releva a la transmisión eléctrica como sector habilitante

Acción: Ingreso al Congreso Nacional del Proyecto de Ley de “Transición Energética: Transmisión eléctrica como sector habilitante”

Objetivo: Modificar la Ley General de Servicios Eléctricos con el objeto de que el sector eléctrico, y en particular el segmento transmisión, se presente como un sector habilitante para la transición energética, y con ello, cumplir con las metas de nuestro país de carbono neutralidad al año 2050 en el marco de la Ley de Cambio Climático. Para esto es necesario agilizar los procesos que tienen relación con la puesta en marcha y desarrollo de proyectos de transmisión, además de fortalecer el rol del Coordinador en materia de sustentabilidad y modernización de la operación del sistema eléctrico, e incentivar mayor participación en sistemas de almacenamiento.

Plazo: Ingreso del Proyecto de Ley durante mayo del año 2023.

Impacto: El contenido del Proyecto de Ley de “Transición Energética: Transmisión eléctrica como sector habilitante” se enmarca en tres pilares:⁶

i. Primer pilar:

Desarrollo eficiente de las obras de transmisión, con énfasis en aquellas obras que requieren un desarrollo acelerado. Este pilar viene a mejorar el desempeño en las licitaciones y conflictividad en el desarrollo de las obras de ampliación que, por ejemplo, no han sido adjudicadas, presentan retrasos o han sido abandonadas en su ejecución. Para ello se establecen las siguientes medidas:

- Los propietarios de las obras de ampliación serán responsables de llevar a cabo el proceso de licitación y el desarrollo de la obra;
- Se incorpora un mecanismo de revisión del valor de la inversión (V.I.) adjudicado que puede ser solicitado fundamentadamente por el propietario;

⁶ Mayor de estas medidas pueden encontrarse en el siguiente link: <https://energia.gob.cl/mini-sitio/proyecto-de-ley-transicion-energetica>

- Se incorpora un mecanismo transitorio de revisión V.I. adjudicado para aquellas obras que actualmente se encuentran paralizadas, cuyo contrato ha sido terminado de forma anticipada.

ii. Segundo pilar:

Sector Eléctrico y Cambio Climático. Las medidas de este pilar vienen a dar señales vinculantes a la transmisión eléctrica para el cumplimiento de las metas de carbono neutralidad al año 2050. Estas son:

- Se incorporan lineamientos de la Ley Marco de Cambio Climático en la planificación energética y de la transmisión, con el fin de establecer un conjunto de infraestructura eléctrica requerida de manera urgente y que deberá ser tratada de manera especial a efectos de cumplir con el mandato legal de alcanzar la carbono neutralidad al 2050 y cumplir con lo mandado en los artículos 1° y 4°, así como los presupuestos de carbono 2020-2030 establecidos en uno de los instrumentos de gestión del cambio climático de la referida ley, la Estrategia Climática de Largo Plazo; y se definen los roles del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional de tal manera que estos sean complementarios para la definición de objetivos estratégicos en la planificación.
- Modificaciones al proceso de Expansión de la Transmisión, de tal manera que se reconozcan los plazos que toma la elaboración. Asimismo, incorpora señales de resiliencia y adaptación al cambio climático, y obras estratégicas y urgentes provenientes del proceso de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), y se habilita a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) a realizar obras zonales siendo esta descontada del cargo único de la transmisión.
- Incorporación de nuevos mecanismos que otorguen flexibilidad para la realización de obras urgentes y necesarias, y que se justifique que sean excluidas del proceso de planificación. mandatadas por la autoridad, con los incentivos necesarios para su desarrollo. Dichos mecanismos, constituyen una alternativa a los ya considerados a través del actual artículo 102 de la Ley.

- Incorporación de un principio en la coordinación de la operación del sistema eléctrico que promueva la adecuación tecnológica para operar un sistema eléctrico altamente renovable; y se crea figura de “plan de innovación y modernización de la operación y coordinación de un sistema eléctrico altamente renovable”, de publicación anual, de manera tal de promover interacción con distintos *stakeholders* y academia en el impulso de la innovación en el sector eléctrico.

iii. Tercer Pilar:

Competencia y fomento del almacenamiento. Las medidas de este pilar vienen a reconocer las particularidades actuales de los distintos segmentos de manera tal que la regulación sea acorde a las características del mercado. Las medidas son:

- Modificaciones al Artículo 7° de la LGSE, implementando un proceso de revisión del mercado eléctrico a fin de permitir la participación de empresas en distintos segmentos; y se explicita la forma en que las empresas operadoras y propietarias del sistema de transmisión nacional pueden desarrollar actividades de almacenamiento que tengan distintos destinos.
- Se excluye la obligación de giro único a las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados y medianos, y se sustituye por la de llevar contabilidad separada.

Por último, cabe destacar que el Proyecto de Ley contiene otras medidas como: (1) agilizar los procesos que competen a las normas técnicas, cuando las modificaciones sean de carácter no sustantivas y urgentes; y (2) se incorporan incentivos para el cumplimiento de contrato de suministro.

9 Desarrollo de un Plan de Descarbonización

Acción: Desarrollar un Plan de Descarbonización que defina una hoja de ruta al 2030 con las medidas habilitantes en materia regulatoria y tecnológica para llevar a cabo una descarbonización progresiva en el marco de promover una transición energética acelerada, de manera participativa, a través de la construcción de un diagnóstico común y consensos con los distintos grupos de interés.

Plazo: primer semestre y parte del segundo semestre 2023.

Impacto: El Plan de Descarbonización permitirá priorizar y focalizar las acciones de la presente década para llevar a cabo una transición energética acelerada, a través de la construcción política de un consenso entre el sector público y privado, la academia y la sociedad civil. Estas acciones estratégicas determinarán el éxito en el cumplimiento de los objetivos de mediano y largo plazo, consensuados previamente en la Política Energética Nacional, actualizada durante 2022, y otros instrumentos de política pública sectorial asociados, así como la Ley Marco de Cambio Climático.

La hoja de ruta establecerá acciones claras, con responsabilidades, hitos y condiciones habilitantes para el éxito de esta. Además, se promoverán acciones de accountability para el correcto seguimiento y rendición de cuenta de dichas acciones.

10 Open Season para el desarrollo de obras urgentes para el Sistema de Transmisión, conforme al artículo 102° de la LGSE

Acción: Este proceso comenzará con la apertura, por parte de la Comisión Nacional de Energía, de un periodo de open season para que distintos stakeholders del sector eléctrico propongan obras de expansión del Sistema de Transmisión que sean susceptibles de ser ejecutadas y valorizadas conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la LGSE, por reunir las características de ser urgentes y que no hayan sido consideradas en el proceso de expansión de la transmisión.

En dicha línea, la CNE publicará este listado e invitará a las empresas del sector a presentar sus solicitudes para ejecutar las mismas conforme a lo dispuesto en el artículo 102° de la LGSE, las que se tramitarán de acuerdo a lo dispuesto en aquella norma y al Párrafo V del Capítulo 2, del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS 37/2019), solicitando la correspondiente aprobación al Coordinador Eléctrico Nacional.

Adicionalmente este procedimiento llevará asociada la posibilidad de valorizar las instalaciones que se ejecuten en el marco de esta invitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 52° del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión (DS 10/2019), de modo que sean valorizadas al momento de ser autorizadas y, por tanto, sean remuneradas conforme a aquel valor desde que entren en operación, y así no deban esperar el próximo cuatrienio para ser valorizadas.

En aquellos casos que las obras identificadas correspondan a obras de transmisión asociadas a proyectos de generación o a sistemas de almacenamiento de energía, las empresas interesadas deberán presentar sus solicitudes una vez que sus proyectos cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 40 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS 37/2019).

Objetivo: Generar una instancia que permita identificar y aprobar de manera rápida aquellos proyectos de obras urgentes que se necesitan para el Sistema de Transmisión y que no hayan sido incluidos en los respectivos procesos de expansión de la transmisión.

Plazo: 2023

Impacto: Conforme al conjunto de obras urgentes determinadas por la Comisión Nacional de Energía, se podrá promover obras en conjunto con las empresas desarrolladoras para que, en unos meses, puedan comenzar a ejecutarse iniciativas que son necesarias y urgentes para el Sistema de Transmisión y que no fueron incluidas en los procesos de expansión de la transmisión.

Resumen de medidas y plazos asociados

Diagrama Resumen de Medidas		Plazo de implementación de la medida			
		2023		2024	
Nº	Medida	1º semestre	2º semestre	1º semestre	2º semestre
I. PROMOCIÓN DEL ALMACENAMIENTO					
1	Reglamento de Coordinación y Operación, y sistemas de almacenamiento				
2	Asignación de terrenos fiscales para promover el almacenamiento en subestaciones estratégicas				
3	Guía técnica de evaluación ambiental para proyectos de almacenamiento				
II. MITIGACIÓN DE RIESGOS A SUMINISTRADORES					
4	Ajustes de sistema de compensación del impuesto a las emisiones				
5	Modernización de las licitaciones de suministro de clientes regulados				
III. FLEXIBILIDAD OPERACIONAL					
6	Revisión y ajuste de los mínimos técnicos de centrales térmicas, coherente con la actualización de la norma de emisiones				
7	Modernización de la operación del sistema eléctrico				
IV. ACCIONES POLÍTICAS, REGULATORIAS Y OBRAS URGENTES					
8	Proyecto de Ley de Transición Energética: <i>Transmisión eléctrica como sector habilitante</i>				
9	Desarrollo de un Plan de Descarbonización				
10	Open Season de Obras Urgentes para desarrollar vía Art. 102º de la LGSE				



**Ministerio de
Energía**

Gobierno de Chile

